

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TESIS

**“METODOLOGÍA PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE TCSC CONSIDERANDO
CRITERIOS DE SEGURIDAD UTILIZANDO PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA
MIXTA”**

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS CON
MENCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA**

ELABORADO POR:

FRANZ JONATHAN CRUZADO RUIZ

ASESOR:

DR. MANFRED FRITZ BEDRIÑANA ARONÉS

LIMA - PERU

2022

DEDICATORIA

A mi familia (Madre y hermanos), a mi esposa (Yesenia) y mi hija (Daenerys), quienes han sido parte fundamental para iniciar y culminar este trabajo de investigación, ellos son quienes me motivaron e impulsaron a cumplir mis objetivos. A mi padre David que está en el cielo, del cual aprendí a esforzarme cada día más. A mis hermanos y hermanas que siempre me apoyaron en mi etapa escolar y universitaria.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios, por siempre darme la fuerza y motivación para superar todos los retos que se presentan en la vida.

Agradezco a mi asesor, el Dr. Manfred Fritz Bedriñana Aronés por sus consejos y su apoyo para la elaboración de la presente tesis.

Agradezco a mi colega y amigo M. Sc. Dheybi Grover Cervan Prado por sus consejos y apoyo incondicional.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

| | |
|---|----|
| CAPITULO I | 3 |
| ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA | 3 |
| 1.1 Antecedentes bibliográficos | 3 |
| 1.2 Descripción de la realidad problemática | 9 |
| 1.3 Formulación del problema | 14 |
| 1.4 Justificación e importancia de la investigación | 14 |
| 1.5 Objetivos | 16 |
| 1.6 Hipótesis..... | 17 |
| 1.7 Variables e indicadores..... | 17 |
| 1.8 Unidad de análisis | 17 |
| 1.9 Tipo de nivel e investigación | 18 |
| 1.9.1 Tipo de investigación | 18 |
| 1.9.2 Nivel de investigación | 18 |
| 1.9.3 Periodo de análisis | 18 |
| 1.10 Fuentes de información e instrumentos utilizados..... | 18 |
| 1.11 Técnicas de recolección y procesamiento de datos | 19 |
| CAPITULO II | 20 |
| MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL | 20 |
| 2.1 Flujo de potencia óptimo..... | 20 |
| 2.1.1 Representación matemática | 20 |
| 2.1.2 Criterios de seguridad..... | 22 |
| 2.2 Representación TCSC en estado estacionario | 23 |
| 2.2.1 Modos de operación | 24 |
| 2.2.2 Aplicación | 26 |
| 2.2.3 Beneficios | 28 |
| 2.3 Ubicación óptima de equipos TCSC | 28 |
| 2.3.1 Problema | 28 |
| 2.3.2 Restricciones de seguridad en la planificación..... | 30 |
| 2.3.3 Planeamiento simple etapa vs multietapa | 30 |
| 2.3.4 Técnicas de solución | 31 |
| CAPITULO III | 19 |
| DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS | 19 |
| 3.1 Metodología..... | 19 |
| 3.1.1 Información base y escenario | 35 |
| 3.1.2 Selección de contingencias | 35 |
| 3.1.3 Líneas candidatas a instalar TCSC..... | 35 |
| 3.1.4 Modelo de optimización | 37 |

| | |
|---|------------|
| 3.1.5 Procesamiento de resultados | 46 |
| 3.2 Validación del modelo de optimización | 46 |
| 3.2.1 Sistema de 4 barras..... | 46 |
| CAPITULO IV | 39 |
| ANÁLISIS Y RESULTADOS | 39 |
| 4.1 Aplicación al sistema de prueba de 118 barras de la IEEE | 39 |
| 4.1.1 Selección de contingencias | 52 |
| 4.1.2 Líneas candidatas para TCSC..... | 53 |
| 4.1.3 Resultados de optimización | 54 |
| 4.1.4 Procesamiento de resultados | 55 |
| 4.2 Aplicación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)..... | 57 |
| 4.2.1 Información base y escenario | 57 |
| 4.2.2 Demanda..... | 57 |
| 4.2.3 Generación..... | 59 |
| 4.2.4 Líneas de transmisión..... | 59 |
| 4.2.5 Capacitores series fijos (CSF) | 60 |
| 4.2.6 Selección de contingencias | 60 |
| 4.2.7 Líneas candidatas para TCSC..... | 62 |
| 4.2.8 Resultados de optimización | 64 |
| 4.2.9 Procesamiento de resultados | 66 |
| 4.3 Contratación de hipótesis..... | 72 |
| CONCLUSIONES | 73 |
| RECOMENDACIONES | 75 |
| GLOSARIO | 76 |
| BIBLIOGRAFÍA | 77 |
| ANEXO A | 80 |
| ANEXO B | 84 |
| ANEXO C | 87 |
| ANEXO D | 90 |
| ANEXO E | 91 |
| ANEXO F | 97 |
| ANEXO G | 100 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1.1 Resumen de antecedentes bibliográficos | 8 |
| Tabla 1.2 Horas de congestión de equipos de transmisión del SEIN..... | 12 |
| Tabla 1.3 Lista de retrasos de proyectos..... | 13 |
| Tabla 1.4 Límites de interconexión Centro-Sur Avenida 2021 | 13 |
| Tabla 3.1 Conjuntos del modelo | 37 |
| Tabla 3.2 Variables del modelo | 38 |
| Tabla 3.3 Parámetros del modelo..... | 38 |
| Tabla 3.5 Datos técnicos de líneas de transmisión..... | 47 |
| Tabla 3.6 Datos técnicos de generación..... | 47 |
| Tabla 3.7 Tiempo de duración de contingencias | 47 |
| Tabla 3.8 Costos de TCSC..... | 47 |
| Tabla 3.9 Resumen de costos por categoría | 48 |
| Tabla 3.10 Costos de operación para cada contingencia | 48 |
| Tabla 3.11 Alternativas para ubicación de TCSC | 49 |
| Tabla 3.12 Costo anual para cada alternativa | 50 |
| Tabla 4.1 Duración de cada esta de operación y bloques de demanda..... | 52 |
| Tabla 4.2 Listado de contingencias | 53 |
| Tabla 4.3 Líneas candidatas para instalar de TCSC..... | 54 |
| Tabla 4.4 Costo de planificación anual..... | 54 |
| Tabla 4.5 Número de horas de congestión con y sin TCSC | 55 |
| Tabla 4.6 Niveles de compensación de los TCSC..... | 56 |
| Tabla 4.7 Ubicación y nivel de compensación de TCSC para 118 barras..... | 57 |
| Tabla 4.8 Proyección demanda 2019-2025 | 58 |
| Tabla 4.9 Duración en horas de cada bloque operativo..... | 58 |
| Tabla 4.10 Capacitores series fijos al 2025 | 60 |
| Tabla 4.11 Listado de contingencias | 61 |
| Tabla 4.12 Líneas candidatas para instalar de TCSC..... | 63 |
| Tabla 4.13 Costo de planificación anual para diferentes valores de TCSC..... | 64 |
| Tabla 4.14 Líneas a instalar TCSC para diferentes números de TCSC | 64 |
| Tabla 4.15 Líneas a instalar TCSC..... | 65 |
| Tabla 4.16 Costo de planificación anual con y sin TCSC..... | 65 |
| Tabla 4.17 Despacho de generación para bloque operativo 3..... | 66 |
| Tabla 4.18 Número de horas de congestión con y sin TCSC | 67 |
| Tabla 4.19 Ubicación y nivel de compensación de TCSC para SEIN | 72 |

| | |
|---|----|
| Tabla A.9.1 Datos de líneas de transmisión de sistema de 118 barras | 80 |
| Tabla A.9.2 Datos de generación de sistema de 118 barras | 82 |
| Tabla A.9.3 Datos de demanda de sistema de 118 barras | 83 |
| Tabla B.10.1 Análisis de sensibilidad de sistema de 118 barras..... | 84 |
| Tabla B.10.2 Costos TCSC para sistemas de 118 barras..... | 86 |
| Tabla E.13.1 Datos de líneas de transmisión del SEIN | 91 |
| Tabla E.13.2 Datos de generación del SEIN | 94 |
| Tabla E.13.3 Datos de demanda del SEIN | 96 |
| Tabla F.14.1 Análisis de sensibilidad para el SEIN..... | 97 |
| Tabla F.14.2 Costos de TCSC para el SEIN..... | 99 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1.1 Modelos de programación resueltos según referencia..... | 9 |
| Figura 1.2 Modelos de flujo de potencia para programación matemática | 9 |
| Figura 2.1 Ejemplo de análisis N-1 | 23 |
| Figura 2.2 Configuración de TCSC..... | 24 |
| Figura 2.3 Modo de operación de TCSC: bloqueo..... | 25 |
| Figura 2.4 Modo de operación de TCSC: conducción | 25 |
| Figura 2.5 Modo de operación de TCSC: (a) vernier capacitivo y (b) vernier inductivo | 26 |
| Figura 2.6 Control de potencia sin TCSC | 26 |
| Figura 2.7 Control de potencia con TCSC inductivo | 27 |
| Figura 2.8 Control de potencia con TCSC capacitivo | 27 |
| Figura 2.9 Línea de transmisión con TCSC | 28 |
| Figura 2.10 Modelos de planificación simple etapa y multietapa | 31 |
| Figura 3.1 Diagrama de flujo | 19 |
| Figura 3.2 Representación estacionaria de TCSC..... | 38 |
| Figura 3.3 Representación estacionaria de CSF | 40 |
| Figura 3.4 Esquema funcional..... | 45 |
| Figura 3.5 Sistema de prueba de 4 barras | 46 |
| Figura 3.6 Diagrama de flujos para la contingencia 1-2 sin TCSC..... | 49 |
| Figura 3.7 Diagrama de flujos para la contingencia 1-2 con TCSC..... | 49 |
| Figura 3.8 Costo total para cada alternativa de TCSC..... | 50 |
| Figura 4.1 Sistema de prueba de 118 barras de la IEEE | 39 |
| Figura 4.2 Sensibilidad de líneas para ubicación de TCSC | 53 |
| Figura 4.3 Costos de generación para cada estado operativo | 55 |
| Figura 4.4 Número de horas en congestión en líneas | 56 |
| Figura 4.5 Bloques operativos para el año 2019 | 58 |
| Figura 4.6 Capacidad instalada de generación..... | 59 |
| Figura 4.7 Sensibilidad de líneas para ubicación de TCSC | 62 |
| Figura 4.8 Costo de total para diferentes valores de TCSC..... | 64 |
| Figura 4.9 Variación de racionamiento para diferentes valores de TCSC..... | 65 |
| Figura 4.10 Costos de generación para diferentes estados operativos..... | 66 |
| Figura 4.11 Número de horas de congestión de líneas caso base | 67 |
| Figura 4.12 TCSC en L.T. Huanza – Carabayllo para bloque 3..... | 68 |
| Figura 4.13 TCSC en L.T. Huanza – Carabayllo para bloque 2..... | 68 |

| | |
|--|-----|
| Figura 4.14 TCSC en L.T. Huanza – Carabayllo para bloque 1 | 68 |
| Figura 4.15 TCSC en L.T. Refinería – Chavarría para bloque 3 | 69 |
| Figura 4.16 TCSC en L.T. Refinería – Chavarría para bloque 2 | 69 |
| Figura 4.17 TCSC en L.T. Refinería – Chavarría para bloque 1 | 69 |
| Figura 4.18 TCSC en L.T. ChilcaCTM – Carapongo para bloque 3 | 70 |
| Figura 4.19 TCSC en L.T. ChilcaCTM – Carapongo para bloque 2 | 70 |
| Figura 4.20 TCSC en L.T. ChilcaCTM – Carapongo para bloque 1 | 70 |
| Figura 4.21 TCSC en L.T. Mantaro – Cotaruse para bloque 3..... | 71 |
| Figura 4.22 TCSC en L.T. Mantaro – Cotaruse para bloque 2..... | 71 |
| Figura 4.23 TCSC en L.T. Mantaro – Cotaruse para bloque 1..... | 71 |
| Figura C.1 TCSC en TE148 para bloque operativo 3 | 87 |
| Figura C.2 TCSC en TE148 para bloque operativo 2 | 87 |
| Figura C.3 TCSC en TE148 para bloque operativo 1 | 87 |
| Figura C.4 TCSC en TE150 para bloque operativo 3 | 88 |
| Figura C.5 TCSC en TE150 para bloque operativo 2 | 88 |
| Figura C.6 TCSC en TE150 para bloque operativo 1 | 88 |
| Figura C.7 TCSC en TE151 para bloque operativo 3 | 89 |
| Figura C.8 TCSC en TE151 para bloque operativo 2 | 89 |
| Figura C.9 TCSC en TE151 para bloque operativo 1 | 89 |
| Figura G.1 Diagrama unifilar equivalente del SEIN para el año 2025 | 100 |

RESUMEN

La presente tesis propone una metodología para ubicar de manera óptima equipos de control TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensation*) en líneas de transmisión, es decir mediante la metodología propuesta se pretende responder en donde y cuántos equipos de control TCSC deben instalarse en un sistema de potencia considerando criterios de seguridad (condición N y N-1). El objetivo que se busca al ubicar TCSC es minimizar los costos de operación, inversión y de racionamiento de carga, además de agregar flexibilidad al sistema de potencia, cuando uno o más componentes del sistema se encuentren fuera de servicio, desde un enfoque de mantenimiento o falla.

La metodología consiste de tres etapas, la primera consiste en realizar un análisis de sensibilidad para determinar las líneas candidatas para ubicar un TCSC y además seleccionar las contingencias que generan un mayor impacto al sistema, la segunda, consiste en resolver el modelo de optimización para la ubicación de TCSC, y la tercera, consiste en realizar un análisis o procesamiento de los resultados obtenidos de la optimización para determinar si es conveniente la implementación de un TCSC o simplemente la implementación de un capacitor serie fijo (CSF). El modelo de optimización está basado en las ecuaciones del flujo de potencia óptimo considerando un modelo linealizado y se resolvió utilizando técnicas de optimización clásica como la programación lineal entera mixta. Otro aporte adicional, es la capacidad del modelo de ubicar equipos de control TCSC en capacitores series fijos (CSF) existentes en el sistema.

El enfoque de la metodología se da desde un punto de vista de planificación operativa determinística de corto plazo, es decir la demanda está previamente definida (no se considera incertidumbres). La metodología se validó en un sistema de prueba de 4 barras, posteriormente se aplicó al sistema de prueba de 118 barras de la IEEE y al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para el año 2025. La implementación de la metodología se desarrolló utilizando el lenguaje de programación PYTHON y la optimización se resolvió mediante el optimizador CPLEX.

ABSTRACT

This thesis proposes a methodology to optimally locate TCSC (Thyristor Controlled Series Compensation) control equipment in transmission lines, that is, through the proposed methodology it is intended to answer where and how many TCSC control equipment should be installed in a power system. considering safety criteria (condition N and N-1). The objective sought when locating TCSC is to minimize the costs of operation, investment and load rationing, in addition to adding flexibility to the power system, when one or more components of the system are out of service, from a maintenance or maintenance approach. failure.

The methodology consists of three stages, the first consists of performing a sensitivity analysis to determine the candidate lines to locate a TCSC and also select the contingencies that generate a greater impact on the system, the second consists of solving the optimization model for the location of TCSC, and the third, consists of carrying out an analysis or processing of the results obtained from the optimization to determine if the implementation of a TCSC or simply the implementation of a fixed series capacitor (CSF) is convenient. The optimization model is based on the optimal power flow equations considering a linearized model and was solved using classical optimization techniques such as mixed integer linear programming. Another additional contribution is the ability of the model to locate TCSC control equipment in fixed series capacitors (CSF) existing in the system.

The approach of the methodology is given from a short-term deterministic operational planning point of view, that is, the demand is previously defined (uncertainties are not considered). The methodology was validated in a 4-bar test system, later it was applied to an IEEE 118-bar test system and to the National Interconnected Electric System (SEIN) for the year 2025. The implementation of the methodology was developed using the PYTHON programming language and the optimization was solved using the CPLEX optimizer.

INTRODUCCIÓN

Actualmente existe un interés creciente por buscar alternativas que permitan controlar los flujos de potencia en las líneas de transmisión, lo cual permitiría agregar flexibilidad al sistema, y al mismo tiempo, mejorar los márgenes de seguridad, aumentar la capacidad de transferencia de líneas y reducir costos de operación. Los equipos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) en serie, por ejemplo, el TCSC (*Thyristor Controlled Series Compensation*), es un equipo que se conecta en serie con la línea de transmisión, el cual tiene la capacidad de variar la reactancia equivalente neta de la línea de transmisión, por lo que en sistemas enmallados los TCSC brindan un control eficaz del flujo de potencia.

Actualmente no se considera candidatos TCSC como opción dentro de la planificación de la transmisión, la razón es la complejidad que se agrega al problema del flujo de potencia al considerar equipos TCSC [19]. La representación matemática exacta del flujo de potencia considerando equipos TCSC, viene a ser un problema no lineal entero mixto (MINLP: *Mixer Integer Nonlinear Programming*). Los MINLP son computacionalmente complejos y presentan problemas de convergencia con alta demanda de tiempo en procesamiento. En el 2016, X. Zhang [29] propuso una técnica de reformulación que permite linealizar las restricciones no lineales introducidas por un TCSC, de esta forma transforma el modelo de planificación considerando equipos TCSC de un problema no lineal entero mixto (MINLP) en un problema lineal de enteros mixtos (MILP: *Mixer Integer Linear Programming*).

En el presente trabajo de investigación propone una metodología para la ubicación óptima del control TCSC considerando criterios de seguridad, basada en la técnica de reformulación propuesta por X. Zhang [29]. Dentro de la metodología propuesta el modelo es extendido para que incluya la opción de ubicar equipos de control TCSC en capacitores series existentes en el sistema. La metodología determina en que línea es conveniente instalar un equipo de control TCSC y además en que capacitores series existentes es conveniente la implementación de un control TCSC.

El capítulo I es la introducción de la tesis, la cual consta de los antecedentes de estudios realizados por otros investigadores, también se describen los problemas actuales,

el objetivo general y específico, así como también se plantea la hipótesis general que se pretende validar en la presente tesis.

El capítulo II trata acerca del marco teórico para el desarrollo de la presente tesis, se detallan los conceptos y fórmulas acerca del flujo de potencia óptimo, además se explica el funcionamiento y operación de TCSC, así como su problema y ubicación.

El capítulo III se muestra la metodología propuesta, así como la validación realizada en un sistema de prueba de 4 barras.

El capítulo IV presenta los análisis de resultados y la validación de hipótesis al aplicar la metodología propuesta al sistema de prueba de 118 barras de la IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) y al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para el año 2025.

CAPITULO I

ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En este capítulo se realiza una revisión bibliográfica de otras investigaciones que abordan el problema de ubicación de TCSC, se realiza una breve descripción de la realidad problemática nacional e internacional, se plantea la formulación del problema, objetivos, hipótesis, variables e indicadores.

1.1 Antecedentes bibliográficos

En 2016, M. S. Ardakani y K. W. Hedman [19] propusieron un método para ubicar de manera óptima equipos FACTS (TCSC). Los autores convierten el problema no lineal entero mixto (MINLP) en un problema lineal entero mixto (MILP: *Mixed Integer Linear Programming*). El MILP basado en un flujo de potencia óptimo linealizado, se reformuló como un problema lineal de dos etapas, la primera etapa consistió en resolver el problema MILP sin considerar TCSC, del cual se obtuvo las direcciones de flujos, mientras que la segunda etapa consistió en resolver el MILP considerando TCSC con las direcciones de flujos calculados en la primera etapa, es decir los autores asumen que las direcciones de los flujos de potencia por las líneas de transmisión no cambian con la incorporación de TCSC. Los autores concluyeron en lo siguiente:

- Los costos de operación o generación disminuyeron con la instalación de TCSC, debido a que se eliminaron las congestiones presentadas por la redistribución de flujos en las líneas de transmisión.
- El método propuesto logro encontrar la solución óptima para el 98% de los casos basados en el sistema de 118 barras de la IEEE y para los 64 casos basados en el sistema polaco.
- El método de dos etapas fue capaz de encontrar la solución con tiempos de resolución 26 veces menores que al resolver el MILP original.

En 2016, Ziaee O. y Choobineh F. [34] propusieron un modelo matemático para la ubicación óptima de TCSC en líneas de transmisión considerando el criterio N-1. Los autores emplearon una técnica de linealización general para convertir el modelo MINLP en un MILP. Las contingencias se consideraron tanto en líneas como en generadores y fueron representados por matrices de valores binarios, donde cada columna de cada matriz representó un estado del sistema. El modelo se basó en el flujo de potencia linealizado. La función objetivo del problema minimiza el costo de generación y el costo de inversión de los TCSC instalados. El modelo propuesto fue aplicado al sistema de 118 barras de la IEEE. Los autores concluyeron:

- Al aumentar el número de TCSC instalados de 0 a 5 se produce una disminución en los costos de un 42%.
- El tiempo de procesamiento máximo fue de 4 horas.

En 2016, Ziaee O. y Choobineh F. [35] propusieron un modelo matemático para la ubicación óptima de TCSC considerando las incertidumbres de generación eólica y de carga. Los autores emplearon una técnica de linealización para resolver el problema de ubicación de TCSC, además para modelar la incertidumbre utilizaron una formulación basada en escenarios mixtos estocásticos de dos etapas. En la primera etapa, consideraron las decisiones de inversión relacionadas con la instalación de TCSC. En la segunda etapa, se tomaron decisiones operativas como el nivel de compensación de los TCSC instalados y la generación de energía. El modelo está basado en el modelo de flujo de potencia linealizado. El modelo propuesto fue aplicado al sistema de 118 barras de la IEEE. Los autores concluyeron:

- Los ahorros más altos se obtienen cuando el número de TCSC es 9, lo que equivale a 283.85 \$/hr.
- La producción de energía eólica aumento de 499 MW a 1474 MW considerando nueve TCSC instalados.

En 2017, Ziaee O. y Choobineh F. [36] propusieron un modelo matemático para la ubicación óptima de TCSC en líneas de transmisión, dicho modelo se basó en un MINLP el cual consideró la incertidumbre de carga y las restricciones CA (corriente alterna). Para la solución de este modelo los autores utilizaron un enfoque de descomposición de Benders. El procedimiento utilizado descompone el MILP que sirve como programa maestro y un programa no lineal (PNL) que sirve como subprograma. El MILP se basa en

una aproximación linealizada del MINLP, mientras que el PNL conserva la característica CA del MINLP. El modelo propuesto fue aplicado al sistema de 118 barras de la IEEE para diferentes escenarios de carga. Los autores concluyeron:

- Los costos totales disminuyen en un 3.75% al aumentar el número de TCSC de 1 a 4.

En 2018, O. Ziaee, O. Alizadeh M. y Choobineh F. [37] propusieron dos modelos matemáticos para determinar el plan de expansión de transmisión (PET) óptimo considerando TCSC, los dos modelos consideraron como función objetivo minimizar los costos de inversión en líneas de transmisión, TCSC, y los costos de generación para varios escenarios de operación (incertidumbre asociada con la carga y la generación de energía renovable), además ambos modelos se basaron en el modelo de flujo de potencia linealizado. Para superar la no linealidad asociada al modelo de la planificación de la expansión de la transmisión y de la ubicación óptima de TCSC, los autores emplean dos enfoques de linealización que resulta en dos modelos de optimización. En el primer modelo, emplearon un método de linealización general para linealizar las restricciones polinómicas. En el segundo modelo, emplearon un enfoque disyuntivo modificado para reducir el número de variables binarias. Ambos modelos se probaron para los sistemas de pruebas de 6 y 118 barras de la IEEE. Los autores concluyeron:

- Para el sistema de prueba de 118 barras los costos de inversión y operación disminuyeron en 1% y 2.73% respectivamente, esto porque se requieren solo de 11 líneas y 3 TCSC en comparación a las 14 líneas requeridas para el caso sin TCSC.
- Finalmente se comparó los tiempos de procesamiento de ambos modelos, donde el primer modelo fue capaz de encontrar la solución con tiempos de resolución 48 veces menor al segundo modelo.

En 2017, Shen W., Dong Z.Y., Meng K., *et al.* [26] propusieron un modelo matemático para la planificación de la expansión de la transmisión (PET) con ubicación de equipos TCSC en un escenario de penetración de generación eólica considerando las restricciones CA. La técnica de solución que se empleó fue una técnica metaheurística basada en el algoritmo de evolución diferencial modificado, además de usar modelos estocásticos para abordar la incertidumbre en la velocidad del viento, el aumento de carga, y el estado del sistema. El modelo propuesto fue aplicado al sistema de prueba de 14 barras de la IEEE. Los autores concluyeron:

- Los costos totales de operación e inversión considerando TCSC (\$ 59.3 millones) disminuyeron en un 9.18 % con respecto al caso sin considerar TCSC (\$ 65.3 millones).

En 2016, X. Zhang, K. Tomsovic y A. Dimitrovski [29] propusieron un modelo de planificación para ubicar de manera óptima TCSC en líneas de transmisión considerando el criterio N-1. Los autores emplearon una técnica de linealización al flujo de potencia no lineal introducida por un TCSC. Para incluir las contingencias N-1 en el modelo los autores consideraron un parámetro binario que representa el estado del elemento (1: en servicio y 0: fuera de servicio). Los autores emplearon una técnica de reformulación para transformar el modelo MINLP en un modelo MILP. El modelo está basado en el flujo de potencia óptimo linealizado. El modelo propuesto fue aplicado al sistema de 118 barras de la IEEE para un solo año y para tres patrones de carga (bajo, normal y pico). Las líneas candidatas (30 líneas) para instalar TCSC se obtuvieron mediante un análisis previo de sensibilidad, además se seleccionaron 15 contingencias que tuvieran más impacto en los costos. Los autores concluyeron:

- El costo total disminuyó en un 2.93% cuando se considera equipos TCSC.
- El tiempo de procesamiento fue de 1837 segundos.

En 2017, X. Zhang, K. Tomsovic y A. Dimitrovski [30] propusieron un modelo matemático multietapa para la planificación de la expansión de la transmisión (PET) considerando un reactor de serie continuamente variable (CVSR: *Continuously Variable Series Reactor*) y considerando restricciones de seguridad (N-1). Los autores aplicaron una técnica de reformulación para transformar el modelo MINLP introducido por la reactancia variable del CVSR en un MILP. Para reducir el esfuerzo computacional emplearon un enfoque iterativo para descomponer el modelo en un problema maestro de planificación y un subproblema de verificación de seguridad (N-1), esto debido a que el tamaño del modelo aumenta drásticamente con el número de etapas, bloques de carga y contingencias. El modelo propuesto está basado en el modelo de flujo de potencia linealizado. El modelo es probado para el sistema de pruebas de 24 barras de la IEEE y para el sistema polaco de 2383 barras considerando tres patrones de carga (bajo, normal y pico) para cada uno. Los autores concluyeron:

- Se obtuvo un ahorro total de \$ 14.66 millones para el sistema de 24 barras y de \$ 120.8 millones para el sistema de 2383 barras. Los ahorros se deben principalmente a que el costo del CVSR es de aproximadamente una décima parte de un FACTS de clasificación

similar, por lo que, una gran cantidad de tales equipos podrían instalarse y tener un gran impacto en el proceso de planificación.

En 2018, X. Zhang, K. Tomsovic y A. Dimitrovski [31] propusieron un modelo matemático para ubicar de manera óptima TCSC en líneas de transmisión a gran escala considerando el criterio N-1. Los autores emplearon una técnica de reformulación para transformar el modelo MINLP en un modelo MILP. Para aliviar aún más la carga computacional y para que el modelo sea aplicable a sistemas de gran escala, los autores aplicaron un enfoque de descomposición de Benders que separa el problema en un problema maestro de caso base y una serie de subproblemas para contingencias. El modelo está basado en el flujo de potencia linealizado. El modelo fue probado para el sistema de pruebas de 118 barras de la IEEE y para el sistema polaco de 2383 barras considerando tres patrones de carga (bajo, normal y pico) para cada uno. Los autores concluyeron:

- Para el sistema de 118 barras, el costo total de planificación anual se redujo aproximadamente en \$ 36.58 millones, además el tiempo de procesamiento fue de 244.81 segundos.
- Para el sistema polaco, el costo total de planificación anual se redujo aproximadamente en \$ 64.5 millones, además el tiempo de procesamiento fue de 1.5 horas.

En 2019, X. Zhang *et al.* [32] propusieron un modelo matemático basado en un MINLP a gran escala para determinar las ubicaciones óptimas de FACTS (TCSC) en un sistema de transmisión considerando una lista de contingencias de transmisión (criterio N-1) y restricciones CA. Los autores aplicaron el método de descomposición generalizada de Benders al MINLP para separar el modelo de planificación en un problema maestro (MILP) y una serie de subproblemas no lineales. El método propuesto fue aplicado al sistema de 118 barras de la IEEE para un solo año considerando tres patrones de carga (bajo, normal y pico). Los autores concluyeron:

- La instalación de equipos TCSC produjeron un ahorro de \$15.84 millones.
- El tiempo de procesamiento computacional para el caso considerando TCSC es de aproximadamente 437.83 segundos y sin TCSC de 44.47 segundos.

En 2017, F. Ugranli, E. Karatepe [12] propusieron un modelo matemático para la planificación de la expansión de la transmisión, la planificación de la potencia reactiva y la

ubicación de TCSC, además consideraron como función objetivo minimizar los costos de inversión de las líneas de transmisión, fuentes de energía reactiva y equipos TCSC junto con la suma de los costos de generación y la penalización por carga. Los autores linealizaron las restricciones CA para convertir el modelo MINLP en un MILP. El método fue aplicado a los sistemas de prueba RTS Garver de 6 barras y IEEE de 24 barras. Los autores concluyeron:

- Los TCSC en la planificación redujeron los costos de inversión de las líneas de transmisión y el valor de la función objetivo.

En la tabla 1.1, se muestra un resumen de las características de los 11 antecedentes bibliográficos revisados, en el cual se compara el modelo utilizado, la técnica de solución empleada, el horizonte de planificación, el modelo de flujo de potencia utilizado y el sistema de prueba. Los modelos matemáticos son desarrollados en plataformas como GAMS y YALMIP, y son resueltos mediante el optimizador CPLEX.

Tabla 1.1 Resumen de antecedentes bibliográficos

| Referencia | Año | Ubicación | Técnica de solución | Modelo | Horizonte de planificación | Flujo de Potencia | Aplicación caso real |
|------------|------|------------|---------------------|----------|----------------------------|-------------------|----------------------|
| [19] | 2016 | TCSC | Matemático | MILP | Estático | Linealizado | Si |
| [34] | 2016 | TCSC & N-1 | Matemático | MILP | Estático | Linealizado | No |
| [35] | 2016 | TCSC | Matemático | MILP | Estático | Linealizado | No |
| [36] | 2017 | TCSC | Matemático | MILP/NLP | Estático | Corriente alterna | No |
| [37] | 2018 | PET & TCSC | Matemático | MILP | Estático | Linealizado | No |
| [26] | 2017 | PET & TCSC | Heurístico | MINLP | Estático | Corriente alterna | No |
| [29] | 2016 | TCSC & N-1 | Matemático | MILP | Estático | Linealizado | No |
| [30] | 2017 | PET & CVSR | Matemático | MILP | Dinámico | Linealizado | Si |
| [31] | 2018 | TCSC & N-1 | Matemático | MILP | Estático | Linealizado | Si |
| [32] | 2019 | TCSC & N-1 | Matemático | MILP/NLP | Estático | Corriente alterna | No |
| [12] | 2017 | TCSC | Matemático | MILP | Estático | Corriente alterna | No |

De los antecedentes bibliográficos mostrados se observa que el 90% de la literatura transforma el modelo MINLP en un MILP, ya que este modelo matemático es más fácil de resolver en comparación con el modelo no lineal. Se observa que el 80% de la literatura resuelve el problema lineal entero mixto (MILP), el 20% resuelve una combinación de MILP y un problema no lineal (NLP: *Non Linear Programming*) y el 10% resuelve el problema no lineal entero mixto (MINLP), ver figura 1.1. Además, es importante mencionar que tanto

Ziaee O. et al [34]-[37] y Zhang X. et al. [29]-[32] utilizan la misma técnica de reformulación para transformar el MINLP en un MILP.

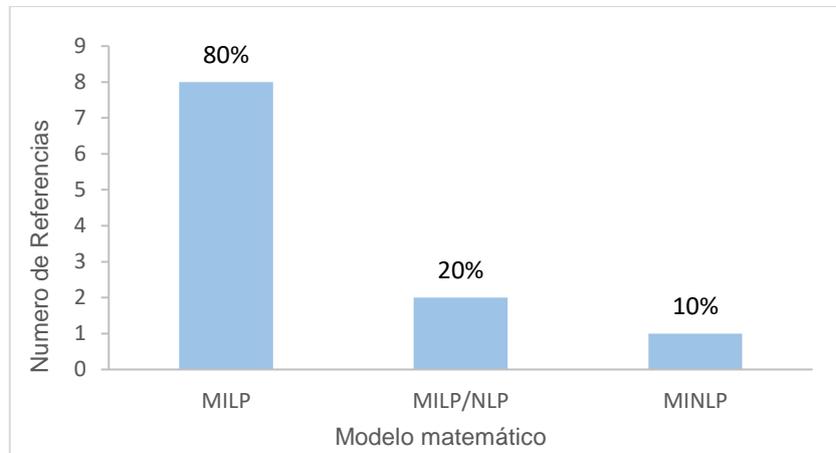


Figura 1.1 Modelos de programación resueltos según referencia

Además, también se observa que el 64% de la literatura utiliza el modelo de flujo de potencia linealizado y el 36% el modelo de corriente alterna para el flujo de potencia, y que el método de programación más empleada es la matemática (90%) con respecto a heurística (10%). Si consideramos como método de programación la matemática, se observa que el 70% (7) utiliza el modelo de flujo de potencia linealizado y el 30% (3) el modelo de corriente alterna, ver figura 1.2.

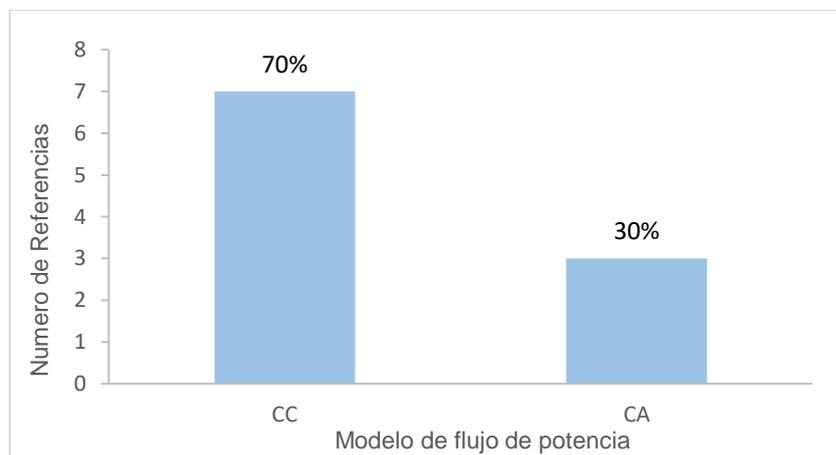


Figura 1.2 Modelos de flujo de potencia para programación matemática

1.2 Descripción de la realidad problemática

Todo sistema eléctrico debe garantizar la continuidad del suministro eléctrico ante escenarios de desconexión intempestiva de uno o más elementos de una red, por lo tanto, de acuerdo con la reglamentación de cada país [24], la planificación es responsabilidad del

ente operador (ISO: *Independent System Operator*) o del operador del sistema de transmisión (TSO: *Transmission System Operator*). Estos deben garantizar la configuración más apropiada, además tienen la facultad de disponer la operación de unidades de generación que no se encuentre dentro del despacho previamente establecido en la programación de la operación de corto plazo, con el fin de evitar o mitigar el riesgo a interrumpir el servicio eléctrico. En general, hay dos opciones para aliviar este problema. La primera opción a largo plazo es la expansión del sistema de potencia, es decir, la construcción de nuevas centrales de generación y líneas de transmisión que permitan reducir la congestión y aumentar la seguridad del sistema, sin embargo, la dificultad para obtener la servidumbre, los escenarios políticos y los largos tiempos de construcción son los principales obstáculos. La segunda opción a corto plazo implica la instalación de FACTS, con el objetivo de mejorar la utilización de la red de transmisión y de ofrecer control y flexibilidad en el sistema. Esta opción proporciona una alternativa rápida y económica a la construcción de nuevas líneas de transmisión o generación. El uso de FACTS trae consigo otras ventajas como; mejoras en la estabilidad de tensión, estabilidad transitoria, etc. Sin embargo, la instalación de FACTS requiere una inversión de capital, por lo que es importante identificar la cantidad y el dimensionamiento de estos.

Una forma de mejorar la utilización de la red de transmisión es el control del flujo de potencia a través de FACTS. Si bien los equipos FACTS se usan hoy en día, la utilización de estos equipos es limitada, por ejemplo; los modelos de despacho económico consideran los sistemas de transmisión fijos, debido principalmente a la complejidad que se agrega al flujo de potencia el incluir dichos equipos. Por lo tanto, hay un interés creciente por buscar alternativas para controlar los flujos de potencia (flexibilidad) y, al mismo tiempo, mejorar los márgenes de seguridad, aumentar la capacidad de transferencia del sistema y reducir costos de operación. Los FACTS en serie, por ejemplo, el capacitor serie controlado por tiristores (TCSC), tienen la capacidad de variar la reactancia de la línea de transmisión, por lo que es apta para el control del flujo de potencia. El aumento de la impedancia en las líneas congestionadas puede redistribuir el flujo a líneas de transmisión poco utilizadas, mientras que la disminución de la impedancia de la línea de transmisión puede aumentar el flujo de potencia en esa línea, suponiendo que no se hayan alcanzado los límites térmicos.

Dependiendo del enfoque, el planeamiento de FACTS se puede clasificar como un modelo de una etapa (estática) o de múltiples etapas (dinámica). Para un enfoque de una sola etapa, se planifican equipos TCSC solo para el año de planificación objetivo; mientras

que, para el de múltiples etapas, se consideran varios horizontes de planificación diferentes con distintos patrones de carga y generación.

Actualmente en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se viene registrando los siguientes problemas:

- Congestión en líneas de transmisión: Provoca el aumento del costo de operación del sistema.
- Retrasos en proyectos: Esto en el futuro provocaría un impacto en la operación del sistema, como por ejemplo tensiones por debajo de la tolerancia permitida, congestión de líneas, rechazo de carga, sobrecarga de transformadores, etc.
- Restricciones operativas por límites de transmisión.

En este sentido es necesario buscar alternativas o mejoras que den solución a los distintos problemas. En la tabla 1.2 se muestra las líneas de transmisión en las que se ha presentado congestión en el SEIN, mientras que en la tabla 1.3 se muestra los proyectos que actualmente se encuentran retrasados. En la tabla 1.4 se muestra las restricciones operativas de flujo de potencia.

Tabla 1.2 Horas de congestión de equipos de transmisión del SEIN

(Fuente: Referencia [3])

| ÁREA OPERATIVA | EQUIPO DE TRANSMISIÓN | DESCRIPCIÓN | 2021 | 2020 | Var. |
|----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-----------------|-----------------|--------------|
| NORTE | L-2241 | LA NIÑA - PIURA OESTE | | | |
| | L-2240 | CARHUAQUERO - CHICLAYO OESTE | 67.68 | | -100.0% |
| | L-2232 | TRUJILLO NORTE - CHIMBOTE 1 | 11.93 | | -100.0% |
| | AT30-211 | CHIMBOTE 1 | 5.20 | | -100.0% |
| CENTRO | L-1105 | CHIMBOTE 1 - HUALLANCA | 6.05 | | -100.0% |
| | L-2222 L-2223 | PACHACHACA - CALLAHUANCA (REP) | 45.18 | 112.87 | 149.8% |
| | L-2226 | PACHACHACA - POMACOCOA | | | |
| | L-2201 L-2202 | CAMPO ARMIÑO - POMACOCOA | | | |
| | L-2018 | SAN JUAN - LOS INDUSTRIALES | 16.57 | | -100.0% |
| | L-2011 | SAN JUAN - SANTA ROSA N. | 7.55 | | -100.0% |
| | L-2003 L-2004 | SANTA ROSA N. - CHAVARRÍA | 45.93 | 8.40 | -81.7% |
| | L-2010 | SANTA ROSA N. - LOS INDUSTRIALES | | | |
| | L-2051 L-2052 L-5034 L-5036 | ENLACE CENTRO - SUR | 2.93 | 0.23 | -92.0% |
| | L-1122 | TINGO MARÍA - AUCAYACU | 38.00 | | -100.0% |
| | L-2110 | HUANZA-CARABAYLLO | 76.55 | 612.25 | 699.8% |
| | L-2203 L-2204 | CAMPO ARMIÑO - HUANCVELICA | | | |
| | L-2205 L-2206 | POMACOCOA - SAN JUAN | | 222.50 | |
| | L-2294 | POMACOCOA - CARHUAMAYO | 1.02 | | -100.0% |
| | L-2259 | CARHUAMAYO - OROYA NUEVA | 6.00 | 43.20 | 620.0% |
| | L-6627 L-6628 | MARCONA - SAN NICOLÁS | 61.82 | 137.95 | 123.2% |
| | T-30 T3-261 T4-261 | INDEPENDENCIA | 1,242.47 | 1,510.98 | 21.6% |
| | T-30 T3-261 T4-261 | MARCONA | | 36.83 | |
| | T62-161 T6-261 | MARCONA | 26.32 | 119.18 | 352.9% |
| | L-2091 | CHILCA - DESIERTO | | | |
| | L-2008 | CARAPONGO - CALLAHUANCA | | | |
| | L-1050 | COMBAPATA - QUENCORO | | | |
| | L-2090 | CHILCA - ASIA | 1.17 | 2.68 | 130.0% |
| SUR | L-3002 L-3003 | CHILINA - CONVERTIDOR | | 6.20 | |
| | T70-9 | CHILINA | | | |
| | L-1010 | AZÁNGARO - SAN GABÁN II | 280.55 | 2.10 | -99.3% |
| TOTAL HORAS DE CONGESTIÓN | | | 1,942.92 | 2,815.38 | 44.9% |

Tabla 1.3 Lista de retrasos de proyectos

(Fuente: Referencia [4])

| PLAN | PROYECTO | EMPRESA | ESTADO | FECHA PREVISTA EN PT O PIT | FECHA ESTIMADA ACTUAL | RETRASO (Años) |
|----------------|---|---------|--------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------|
| PT 2011_2020 | LT 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya de 300 MVA y SSEE Asociadas | ATN 3 | Trato directo por controversia | 2016 | Ene-26 | 6 |
| PT 2015_2024 | LT 220 kV Tintaya-Azángaro de 450 MVA | REDESUR | En construcción | 2020 | Jul-21 | 2 |
| PT 2015_2024 | Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV | - | En Licitación | 2020 | Oct-21 | 2 |
| PT 2015_2024 | Cambio de nivel de tensión de la LT Chilca-La Planicie-Carayllo y subestaciones asociadas | CTM | - | 2020 | Jul-22 | 2 |
| PT 2015_2024 | Nueva Subestación La Planicie 500/220 Kv (nuevo proyecto reformulado PT2018) | - | No Inicia Licitación | 2020 | Jul-22 | 2 |
| PT 2015_2024 | S.E. Nueva Carhuauero 220 kV | - | No Inicia Licitación | 2020 | Oct-22 | 2 |
| PT 2017_2026 | Esquema Especial de Protección del área Norte del SEIN | TITULAR | - | 2019 | Abr-22 | 3 |
| PT 2017_2026 E | Esquema Especial de Protección del área Centro-Oriente del SEIN | TITULAR | - | 2019 | Abr-22 | 3 |
| PIT 2013_2017 | SE Nueva Nazca 220/60 kV - 75 MVA - | - | No Inicia Licitación | 2017 | Abr-22 | 5 |
| PIT 2013_2017 | 7 SE Nueva Chíncha 220/60 kV - 75 MVA | - | No Inicia Licitación | 2017 | Abr-22 | 5 |
| PIT 2017_2021 | Nueva SE Chira: TP 220/60/23 kV de 100/100/9 MVA | ENOSA | No Inicia Licitación | 2018 | Jun-24 | 4 |

Tabla 1.4 Límites de interconexión Centro-Sur Avenida 2021

(Fuente: Referencia [5])

| N° | EQUIPO EN MANTENIMIENTO | MÍNIMA | MEDIA | MÁXIMA |
|----|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 1 | Red Completa | No se requiere límite de transmisión | No se requiere límite de transmisión | No se requiere límite de transmisión |
| 2 | L-2051 o L-2052 | 1195 MW | 1075 MW | 1120 MW |
| 3 | L-2053 o L-2054 | No se requiere límite de transmisión | No se requiere límite de transmisión | No se requiere límite de transmisión |
| 4 | L-5031 | 860 MW | 815 MW | 890 MW |
| 5 | L-5032 | 965 MW | 1005 MW | 890 MW |
| 6 | L-5033 | 1090 MW | 1060 MW | 1045 MW |
| 7 | L-5034 y L-5036 | 1070 MW | 1030 MW | 970 MW |
| 8 | L-5037 | No se requiere límite de transmisión | No se requiere límite de transmisión | 1455 MW |
| 9 | Autotransformador Montalvo (AUT5671) | 1145 MW | No se requiere límite de transmisión | 1265 MW |
| 10 | Autotransformador Poroma (AUT-5371) | No se requiere límite de transmisión | No se requiere límite de transmisión | No se requiere límite de transmisión |
| 11 | Autotransformador Yarabamba (AT-104) | 1145 MW | 905 MW | 1140 MW |
| 12 | Barra A de 500 KV – S.E. POROMA | No se requiere límite de transmisión | No se requiere límite de transmisión | 1550 MW |
| 13 | Barra B de 500 KV – S.E. POROMA | No se requiere límite de transmisión | No se requiere límite de transmisión | 1575 MW |

1.3 Formulación del problema

¿Cómo ubicar de manera óptima equipos TCSC mediante una metodología considerando criterios de seguridad utilizando programación lineal entera mixta?

1.4 Justificación e importancia de la investigación

Con los rápidos desarrollos tecnológicos que se producen año tras año en la electrónica de potencia, los FACTS cada día ofrecen un mejor control y flexibilidad al sistema. Además de acuerdo con el GENI (*Green Electricity Network Integration*), el cual es un programa encargado de modernizar avances en hardware y software para la red eléctrica de EEUU [14], anticipa que habrá nuevos equipos similares a los FACTS con costos muchos más baratos [8] y disponibles para ser instalados en los sistemas eléctricos de todo el mundo. Por lo que, modelos y algoritmos de planificación eficientes que sean aplicables a sistemas de gran escala, son vitales para proporcionar una planificación óptima de FACTS. Un tipo de equipo que ha estado en uso desde la década de 1950 es el capacitor serie fijo (CSF), dicho equipo agrega una capacitancia en serie a la línea, disminuyendo así la reactancia total de la línea, sin embargo, dicho equipo no es regulable dinámicamente. Para lograr la máxima flexibilidad en el control de la reactancia de la línea, se utiliza un capacitor serie controlado por tiristores (TCSC), en lugar de un capacitor de serie fijo (CSF). Los TCSC son más caros que los CSF; sin embargo, proporcionan la capacidad en tiempo real para responder a las condiciones de la red ajustando dinámicamente la cantidad de reactancia compensada.

La presente tesis está enfocada en una operación del TCSC en estado estacionario y no dinámico, es decir está enfocada en la capacidad que tiene los TCSC para controlar el flujo de potencia (flexibilidad) en las líneas de transmisión. Sin embargo, es bueno precisar que los TCSC tienen varias aplicaciones al sistema, por ejemplo [16]:

- Aumento del límite de estabilidad de tensión.
- Mejora de la estabilidad transitoria.
- Amortiguación de oscilaciones de potencia.
- Amortiguación de oscilaciones torsionales en el rango subsíncrono.

En el Perú, la elaboración del Plan de Transmisión se encuentra a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), dicho comité tiene la responsabilidad de elaborar dicho plan cada dos años para un horizonte de 10 años con criterios de economía, calidad y seguridad. Dicho plan de transmisión tiene dos productos principales, el plan

vinculante y el plan de transmisión de largo plazo. El plan vinculante es el aquel conformado por proyectos cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del periodo de vigencia del plan. El plan de transmisión de largo plazo incluye los proyectos no vinculantes, los cuales serán revisados en futuras actualizaciones del plan. Actualmente el plan de transmisión 2021-2030 considera una inversión de US\$ 981 millones para el plan vinculante y US\$ 659 millones para el plan a largo plazo, por lo que la planificación de la transmisión juega un rol importante en el sector eléctrico.

El modelo utilizado hoy en día (MODPLAN) por COES para la elaboración del plan de transmisión, no considera una planificación conjunta de la transmisión y FACTS. La representación matemática del flujo de potencia óptimo considerando los TCSC son modelos no lineales y estos son muy complejos de resolver. Es necesario desarrollar una metodología que permita resolver el problema de la planificación de TCSC considerando criterios de seguridad (contingencia N-1) con poca carga computacional y que sea aplicable a sistemas reales.

El presente trabajo de investigación propone una metodología que permite ubicar de manera óptima equipos TCSC y a su vez determina a qué capacitor serie fijo (CSF) existente es conveniente implementarle un control TCSC. La metodología propuesta convierte el MINLP en un MILP utilizando la técnica de reformulación propuesta por Zhang X. et al. [29]-[32]. El modelo matemático es resuelto utilizando programación lineal entera mixta (MILP) en lugar de los métodos heurísticos para garantizar la calidad de la solución. Para evaluar el costo/beneficio de los TCSC, se utilizarán los costos anuales de dichos equipos para evaluar el ahorro total que se puede generar al considerar TCSC en todo el año. El modelo de flujo de potencia óptimo a utilizar es el linealizado y el horizonte de planificación es de simple etapa (año 2025).

La importancia de la investigación radica, en que la instalación de TCSC permitirá agregar flexibilidad al sistema, es decir ayudará a los ingenieros encargados de la programación de la operación de corto plazo, a considerar dentro de su análisis de seguridad (contingencia N-1) la opción de controlar los flujos de potencia. Esto permitirá prevenir congestiones en líneas de transmisión y reducir los elevados costos de operación. Los TCSC permitirán aumentar la seguridad operacional del sistema eléctrico al ajustar su nivel de compensación.

El objetivo de la ubicación de dispositivos TCSC en el presente trabajo de investigación es la de brindar una solución operativa a los problemas existentes o futuros

que podrían presentarse en el sistema eléctrico (congestiones, sobrecargas, racionamientos), con la finalidad de eliminar o mitigar los efectos negativos de estos problemas sobre la operación económica y segura del sistema. Estos tipos de análisis forman parte de la planificación operativa en un horizonte de corto plazo (determinístico), el cual considera demanda definidas, obras de generación y sistemas de transmisión existentes y previstos a ingresar en el periodo de estudio, razón por la cual el enfoque de la ubicación óptima de dispositivos TCSC se da desde un punto de vista de planificación operativa determinística (escenarios limitados), es decir la demanda esta previamente definida (no se considera incertidumbres).

Según los antecedentes bibliográficos se anticipan varios beneficios al introducir equipos de control TCSC en el SEIN:

- 1) TCSC redirecciona el flujo de potencia y aumenta el uso de una generación de costos más bajos, lo que reduce el costo operativo total.
- 2) TCSC agrega flexibilidad al sistema.
- 3) Aplazamiento de inversiones.

1.5 Objetivos

El objetivo general es:

- Desarrollar una metodología para la ubicación óptima del control TCSC considerando criterios de seguridad utilizando programación lineal entera mixta.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Preparar los datos de generación y demanda.
- Modelar la ubicación óptima de TCSC considerando los costos de inversión y operación, restricciones y contingencias.
- Aplicar la metodología al sistema de prueba de 4 barras.
- Aplicar la metodología al sistema de prueba de 118 barras de la IEEE.
- Aplicar la metodología al sistema real reducido del SEIN.
- Redactar y desarrollar las tesis.

1.6 Hipótesis

La hipótesis general que se demostrará en el desarrollo de la tesis es:

“A través de una metodología se podrá ubicar de manera óptima el control TCSC considerando criterios de seguridad utilizando programación lineal entera mixta”.

1.7 Variables e indicadores

La variable independiente es:

- Metodología

Indicadores de la variable independiente:

- Datos de generación y demanda.
- Costos de inversión de TCSC
- Líneas de transmisión con capacitores series existentes.
- Lista de contingencias de líneas de transmisión.

La variable dependiente es:

- Ubicación óptima de TCSC

Indicadores de la variable dependiente:

- Líneas de transmisión a instalar TCSC.
- Costos de operación e inversión.

1.8 Unidad de análisis

La presente tesis tendrá como análisis de prueba:

- Sistema de prueba de 4 barras.

Y será aplicado a:

- Sistema de prueba de 118 barras de la IEEE.
- Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

1.9 Tipo de nivel e investigación

1.9.1 Tipo de investigación

La presente tesis es una investigación de tipo aplicada ya que pretende dar solución al problema de ubicación de equipos TCSC en líneas de transmisión, desarrollando una metodología que considere escenarios de contingencia basado en programación lineal entera mixta, lo cual será desarrollado utilizando el lenguaje de programación Python y el solver comercial CPLEX. Finalmente, el modelo será aplicado a dos sistemas de pruebas y un sistema reducido del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

1.9.2 Nivel de investigación

La ubicación de equipos de control TCSC es un reto para los investigadores debido a la complejidad que se agrega a las ecuaciones de flujo de potencia al considerar TCSC y más aún al considerar escenarios de contingencias (N-1), por lo que se tiene publicaciones recientes en base de datos importantes como el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE). El nivel de investigación de la presente tesis es de nivel de maestría en ciencias, debido a que abarca temas relacionados a flujo de potencia óptimo, despacho económico, linealización de ecuaciones mediante el método Big M, modelamiento de capacitores series controlados por tiristores (TCSC) y análisis de contingencias.

1.9.3 Periodo de análisis

Una vez desarrollado el modelo propuesto, este será aplicado al sistema de prueba de 4 barras, esto con la finalidad de validar el modelo de optimización. Finalmente, la metodología es aplicada al sistema de prueba de 118 barras de la IEEE y al sistema reducido del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para el año 2025.

1.10 Fuentes de información e instrumentos utilizados

Las fuentes de información utilizadas en la presente investigación son las siguientes: artículos científicos de *journals* de la IEEE, libros especializados de planeamiento de transmisión, libros de programación matemática, además información de páginas web como el MEM (Ministerio de Energía y Minas), OSINERGMIN (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería) y COES (Comité de Operación Económica del Sistema) que son de carácter público. El instrumento utilizado para la revisión de artículos científicos es la base de datos de la IEEE Xplore.

El modelamiento matemático se desarrollará a través del lenguaje de programación “Python” que actualmente está en crecimiento, utilizando librerías como “Pyomo” para la programación lineal entra mixta. Para la solución del modelo matemático se utiliza el solver CPLEX versión 12.6. La computadora usada para las simulaciones es un Intel Core i7-7500 CPU @ 2.70 GHz con 12 GB de RAM.

1.11 Técnicas de recolección y procesamiento de datos

La técnica de recolección de datos consiste en elaborar una base de datos en Excel de toda la información técnica necesaria para la elaboración del modelo. El procesamiento de los datos se realizará mediante hojas de cálculo con el software Excel. Mientras que el desarrollo del modelo de planeamiento es empleando técnicas de programación lineal entera mixta utilizando el lenguaje de programación de Python utilizando librerías como “Pyomo” para la programación matemática.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

En este capítulo se tratará sobre el estado del arte de flujo de potencia óptimo (representación matemática y criterios de seguridad), además se explicará los conceptos relacionados a los TCSC, así como el problema de su ubicación y sus métodos de solución.

2.1 Flujo de potencia óptimo

La primera formulación del flujo de potencia óptimo (FPO) fue realizada por J. Carpentier en 1962, posteriormente Dommel y Tinney mejoraron dicha formulación denominándola estudio de FPO. El FPO es aplicado a estudios de planificación y operación en sistemas de potencia, un FPO busca optimizar una función objetivo considerando ciertas restricciones operativas, es decir el FPO encuentra un punto de operación económico manteniendo una operación segura.

Determinar la ubicación y el nivel de compensación de equipos TCSC en un sistema de transmisión es un modelo que está basado en un FPO, cuya función objetivo es minimizar los costos de operación de generación e inversión, teniendo en cuenta las restricciones provocadas por los TCSC.

2.1.1 Representación matemática

Un problema genérico de FPO puede tener varias funciones objetivas, como la minimización del costo de operación, la minimización de pérdidas activas, etc. [17]. La función objetivo más común de un FPO es la reducción de los costos de generación u operación, ya que esto está relacionado a aspectos económicos [13] y [21].

Para un sistema donde los generadores tienen costos marginales constantes, las siguientes ecuaciones presentan el problema de flujo de potencia óptimo en corriente continua [11]:

$$\text{Min} \sum_{n \in \Omega_G} (a_n^g * P_n^g) \quad (2.1)$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in \Omega_G} P_n^g - \sum_{m \in \Omega_D} P_m^d = \sum_{k \in \Omega_L} P_k \quad (2.2)$$

$$P_n^{g,min} \leq P_n^g \leq P_n^{g,max} \quad (2.3)$$

$$-S_k^{max} \leq P_k \leq S_k^{max} \quad (2.4)$$

$$P_k - b_k \theta_k = 0 \quad (2.5)$$

Donde:

g : Índice de generadores.

Ω_G : Conjunto de generadores.

a_n^g : Costo variable para el generador ' n '.

P_n^g : Potencia activa del generador ' n '.

P_m^d : Potencia activa de consumo para la carga ' m '.

P_k : Flujo de potencia activa para la línea ' k '.

θ_k : Diferencia angular para la línea ' k '.

S_k^{max} : Limite térmico de la línea ' k '.

b_k : Susceptancia de la línea ' k '.

Las variables de control son aquellas que influyen directamente en la función objetivo, es decir aquellas variables que se pueden controlar (P_n^g) para minimizar la función objetivo.

Las restricciones de igualdad comúnmente son las ecuaciones de balance de potencia activa (ecuaciones (2.2) y (2.5)).

Las restricciones de desigualdad están relacionadas a los límites operativos o de diseño que tiene los elementos de un sistema de potencia (ecuaciones (2.3) y (2.4)).

2.1.2 Criterios de seguridad

Los ingenieros consideran al momento de planificar la operación del sistema, criterios de seguridad (contingencias) como una restricción para una operación segura. Debido a que no se puede predecir cuándo y en dónde ocurrirán las fallas, un sistema de potencia debe estar preparado para asumir estos cambios topológicos sin interrumpir el suministro eléctrico. Por esta razón es necesario incorporar en el flujo de potencia óptimo (FPO) un análisis de contingencia que permita garantizar la operación segura ante contingencias. La formulación del FPO considerando criterios de seguridad se puede encontrar en [13] y [21].

La seguridad del sistema puede ser cuantificada en términos de la capacidad de este para permanecer en un estado admisible, cuando se presente una serie de sucesos imprevisibles denominados contingencias. La evaluación del grado de seguridad de un sistema eléctrico es un problema crucial, tanto en la planificación como en la operación diaria. Sin considerar cuestiones dinámicas, la seguridad del sistema eléctrico debe interpretarse como la seguridad frente a una serie de contingencias previamente definidas, por lo que se condiciona el concepto de seguridad y su cuantificación. En este sentido, un criterio común es considerar las siguientes contingencias:

- Un solo corte de cualquier elemento del sistema (generador, línea de transmisión, transformador o reactor), conocido como el criterio de seguridad N-1.
- Cortes simultáneos de líneas de doble circuito que comparten torres en una parte significativa del recorrido de la línea, conocido como el criterio de seguridad N-2.

El criterio de seguridad N-1 se justifica en la poca probabilidad que ocurran dos o más fallas en un mismo circuito. La selección de contingencias está basada en los circuitos más críticos, ya que considerar todos los circuitos para un análisis de contingencia requeriría un tiempo prolongado de análisis, lo cual no es práctico.

A continuación, se muestra un ejemplo gráfico de un análisis de contingencia N-1 para un sistema de 5 elementos (2 generadores y 3 líneas de transmisión), ver figura 2.1.

Considere dos generadores que suministran una carga de 200MW, como se muestra en la figura 2.1. Ambos generadores están en despacho económico y el costo total es de 2800\$/h.

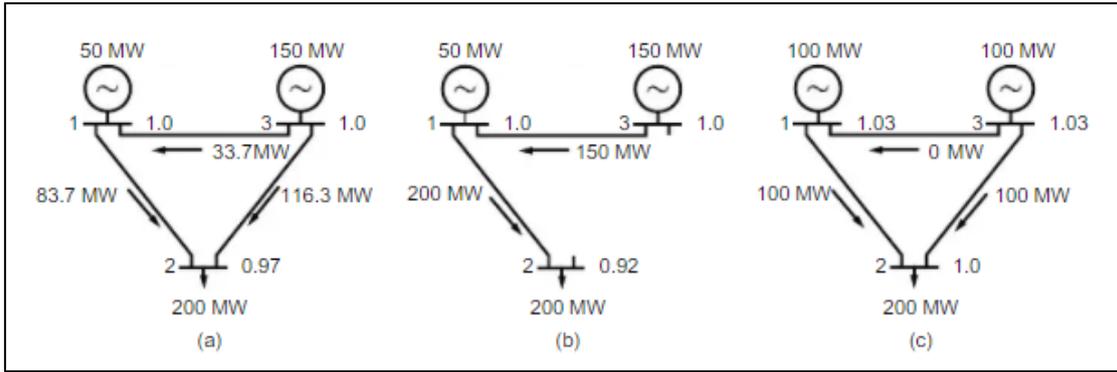


Figura 2.1 Ejemplo de análisis N-1
(Fuente: Referencia [13])

El sistema está en un estado inseguro ya que la interrupción de la línea 2-3 sobrecargaría la línea 1-3 ($150 > 100 \text{ MW}$), lo que también resultaría en un problema de voltaje en el bus de carga, como se muestra en la figura 2.1b. Si ocurre dicha desconexión, se necesitaría acciones correctivas como, por ejemplo: aumentar la generación de energía del nodo 1 en 50 MW y, en consecuencia, disminuir la potencia del nodo 3 en la misma cantidad; adicionalmente, los voltajes especificados del generador deben ser elevados. Si las acciones correctivas se consideraran inviables por alguna razón, sería necesario adoptar acciones preventivas en el caso base (figura 2.1a), llevando al sistema al estado seguro mostrado en la figura 2.1c. Obviamente, la adopción de estas acciones correctivas implicaría un aumento en el costo de operación ($3300 \text{ \$/h}$) con respecto al caso base.

2.2 Representación TCSC en estado estacionario

El TCSC introduce una reactancia capacitiva e inductiva variable, provocando que la reactancia equivalente de la línea de transmisión sea controlable, por lo que es apta para el control del flujo de potencia [22]. Los TCSC están conformados por tiristores, condensadores (C) y reactores (L), siendo la configuración más común la de un capacitor fijo en paralelo con un reactor controlado por tiristores (TCR: *Thyristor Controlled Reactor*).

El TCSC está conformado por un TCR, que a su vez está conformado por una inductancia (L) y dos tiristores en antiparalelo [16], cuyo control está sujeto al ángulo de disparo de los tiristores, es decir la configuración de un TCSC corresponde a un circuito LC en paralelo, cuya impedancia capacitiva es X_C y una impedancia variable $X_L(\alpha)$.

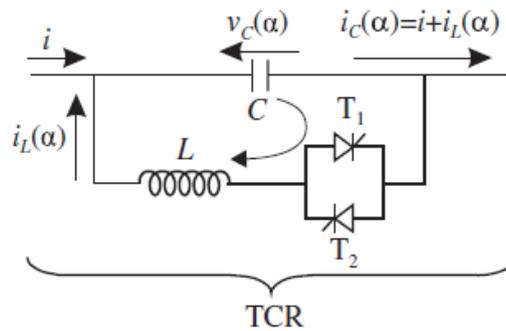


Figura 2.2 Configuración de TCSC

(Fuente: Referencia [10])

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_C X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) - X_C} \quad (2.6)$$

$$X_L(\alpha) = X_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin \alpha}, \quad X_L \leq X_L(\alpha) \leq \infty \quad (2.7)$$

Dependiendo del ángulo de disparo del TCR, el TCSC presenta 3 modos de operación: bloqueo, conducción y Vernier.

2.2.1 Modos de operación

2.2.1.1 Bloqueo

En el modo bloqueo (ángulo de disparo 90°) no existe corriente por el TCR, los pulsos de disparo a los tiristores están bloqueados, además [16]:

- Si los tiristores están conduciendo y se da una orden de bloqueo, los tiristores se apagan tan pronto como la corriente a través de ellos alcanza un cruce por cero.
- El módulo TCSC se reduce así a un capacitor serie fijo, y la reactancia TCSC neta es capacitiva.
- En este modo, los voltajes de compensación de CC de los condensadores se controlan y descargan rápidamente utilizando un control de compensación.

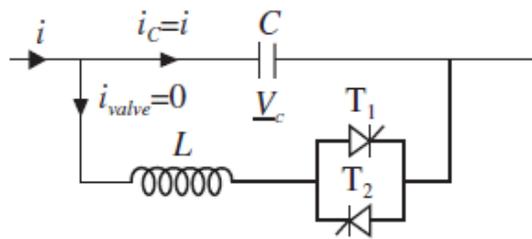


Figura 2.3 Modo de operación de TCSC: bloqueo

(Fuente: Referencia [10])

2.2.1.2 Conducción

En el modo de conducción (ángulo de disparo 180°) el TCR se comporta como un circuito cerrado, es decir el TCSC se comporta como una inductancia fija, donde la inductancia del TCR predomina sobre el del capacitor, además [16]:

- Los pulsos hacia los tiristores se aplican tan pronto como la tensión a través de los tiristores llega a cero y se vuelve positivo, lo que resulta en una sinusoidal continua de la corriente de flujo a través de las válvulas de tiristores.
- El módulo TCSC se comporta como una combinación paralela de capacitor-inductor. Sin embargo, la corriente neta a través del módulo es inductiva, ya que la susceptancia del reactor se elige para que sea mayor que la del capacitor

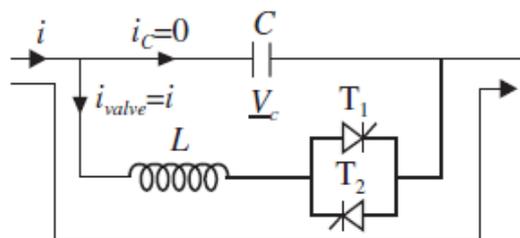


Figura 2.4 Modo de operación de TCSC: conducción

(Fuente: Referencia [10])

2.2.1.3 Vernier

El modo vernier es el principal modo de operación del TCSC, este modo permite que el TCSC se comporte como una reactancia capacitiva continuamente controlable o como una reactancia inductiva continuamente controlable, esto se logra [16]:

- Variando el ángulo de disparo del par de tiristores en un rango apropiado. Sin embargo, no se permite una transición suave del modo capacitivo al inductivo

debido a la región resonante entre los dos modos. Es por esta razón que los TCSC se usan principalmente como un equipo capacitivo [23].

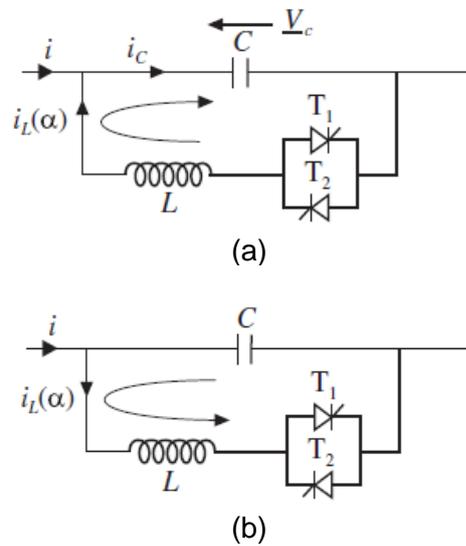


Figura 2.5 Modo de operación de TCSC: (a) vernier capacitivo y (b) vernier inductivo
 (Fuente: Referencia [10])

2.2.2 Aplicación

El TCSC permite controlar dinámicamente la reactancia de una línea de transmisión, por ende, permite un control en el flujo de potencia a través de la línea.

- a) **Sin TCSC:** El escenario de planeamiento simplificado predice una futura sobrecarga en el sistema (110%).

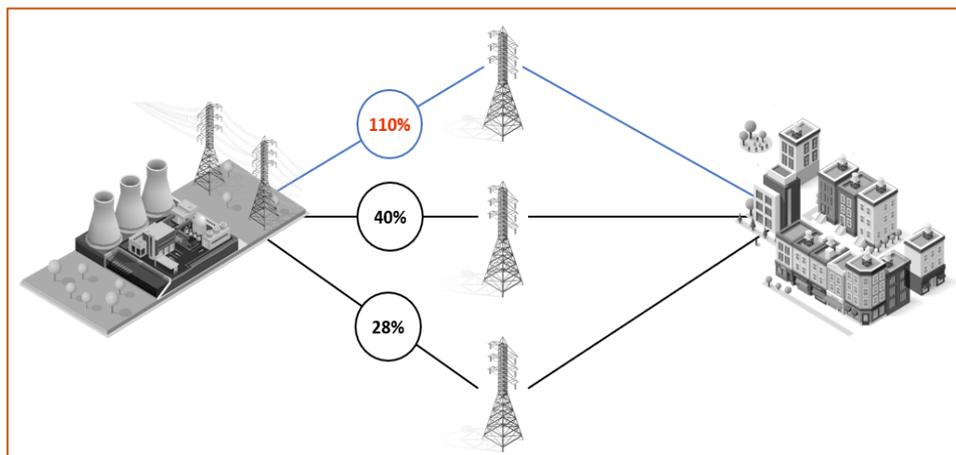


Figura 2.6 Control de potencia sin TCSC

Soluciones tradicionales:

- Redespachar la generación.
- Repotenciar el elemento limitante.
- Construir circuito paralelo.

b) Con TCSC inductivo: El flujo de carga es redirigido hacia las líneas paralelas con capacidad de carga adicional resolviendo así la sobrecarga

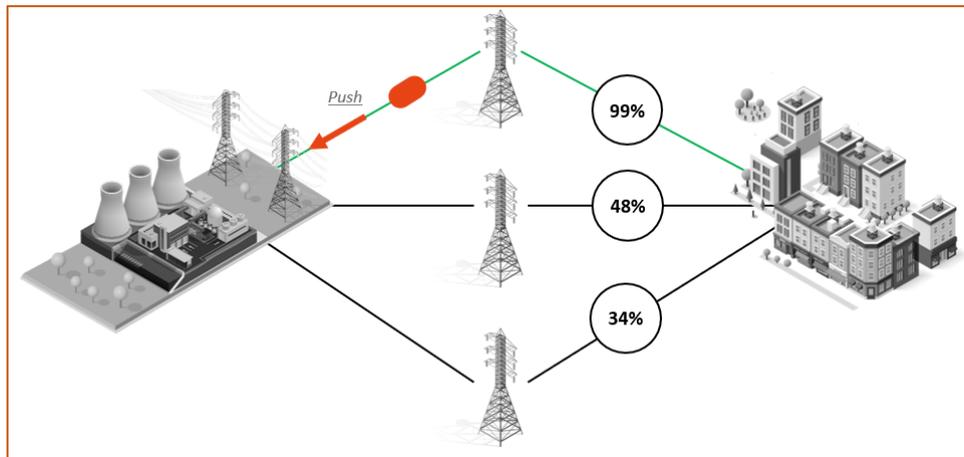


Figura 2.7 Control de potencia con TCSC inductivo

c) Con TCSC capacitivo: El flujo de carga es “atraído” hacia la línea con capacidad de carga adicional resolviendo así la sobrecarga

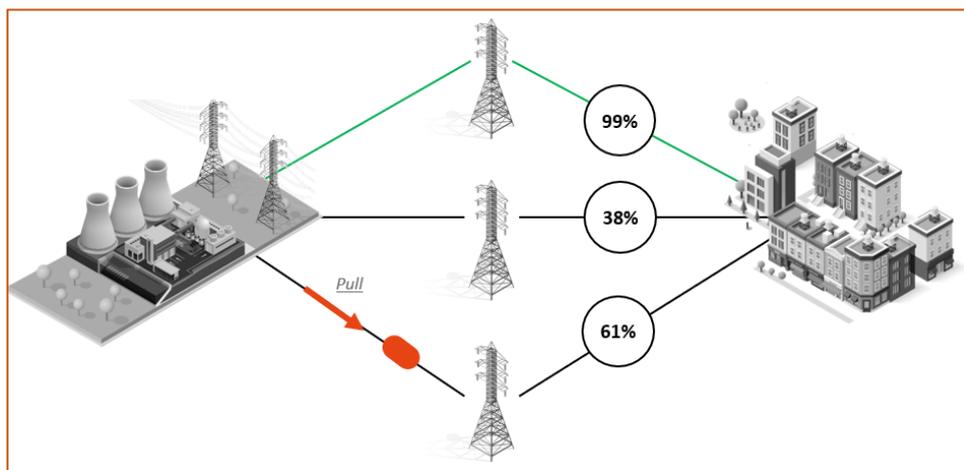


Figura 2.8 Control de potencia con TCSC capacitivo

El aumento de la impedancia en las líneas congestionadas puede redistribuir el flujo a líneas de transmisión poco utilizadas, mientras que la disminución de la impedancia de la línea de transmisión puede aumentar el flujo de potencia en esa línea, suponiendo que no se hayan alcanzado los límites térmicos. Los TCSC agregan flexibilidad al sistema eléctrico de potencia.

2.2.3 Beneficios

Los TCSC aportan muchos beneficios en los sistemas de potencias, entre los cuales tenemos [16] y [2]:

- Control dinámico del flujo de potencia.
- Incrementa la capacidad de transferencia de potencia.
- Aumento del límite de estabilidad de tensión.
- Mejora de la estabilidad transitoria.
- Amortiguación de oscilación de potencia.
- Amortiguación de oscilación subsíncrona.

2.3 Ubicación óptima de equipos TCSC

La ubicación óptima consiste en encontrar la menor cantidad de equipos TCSC que minimicen el costo de operación de generación sumado al costo de inversión de dichos equipos. Es importante diferenciar en el problema de ubicación óptima de TCSC la presencia de dos subproblemas: el primero corresponde al nivel de operación y consiste en calcular el nivel de compensación del equipo TCSC y en calcular el despacho de las unidades de generación; y el segundo corresponde a la planificación, es decir ubicar las líneas en las que se instalará un TCSC.

2.3.1 Problema

La representación matemática del flujo de potencia óptimo, con el modelado considerando los TCSC, es un problema no lineal (PNL).

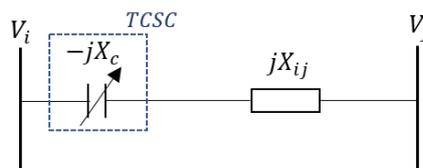


Figura 2.9 Línea de transmisión con TCSC

$$k_{se} = \frac{X_c}{X_{ij}} \cdot 100\%, \quad 0 \leq k_{se} < 1 \quad (2.8)$$

De la revisión bibliográfica es común utilizar la aproximación de flujo de potencia en CC para representar el flujo de potencia por una línea de transmisión. Se asume que las tensiones están en 1 p.u. y se desprecian las resistencias en serie de las líneas. Además, se considera que la diferencia angular es muy pequeña ($\Delta\theta \approx 0$). Con esto es posible utilizar la siguiente expresión para el flujo de potencia activa (P_k) sin considerar TCSC:

$$P_k = \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} = B_k(\theta_i - \theta_j) \quad (2.9)$$

En donde:

- P_k : Corresponde al flujo que circula por la línea k , entre los nodos i y j .
- X_{ij} : Corresponde a la reactancia de la línea, en [p.u].
- k_{se} : nivel de compensación del TCSC.
- $(\theta_i - \theta_j)$: Corresponde a la diferencia angular entre las barras i y j , entre las cuales se ubica la línea k .
- B_k : Corresponde a la susceptancia de la línea.

Al integrar equipos TCSC al flujo de potencia, las restricciones de flujo CC asociadas a las líneas en las que se instala un TCSC son no lineales. Esto se debe a que la reactancia equivalente de la línea pasa a ser una variable, la ecuación (2.9) se reescribe como:

$$P_k = \frac{\theta_i - \theta_j}{(1 - k_{se})X_{ij}} \quad (2.10)$$

$$P_k = \overline{B}_k(\theta_i - \theta_j) \quad (2.11)$$

De la ecuación (2.11) se observa que el flujo se compone del producto de dos componentes variables (\overline{B}_k y los ángulos correspondientes a las barras), por lo que la restricción (2.11) tiene un carácter no lineal. Esto trae bastantes dificultades debido a que los problemas no lineales requieren un elevado esfuerzo computacional y dada la complejidad y tamaño de lo que se plantea resolver, es necesario realizar una linealización de esta restricción para simplificar la resolución del problema.

2.3.2 Restricciones de seguridad en la planificación

De los trabajos de investigación mencionados en la sección 1.1, solo el 36% (4) han abordado los beneficios económicos de los TCSC considerando criterios de seguridad en el modelo de planificación. De acuerdo con [21], los FACTS se pueden utilizar para reducir los costos por reprogramación de generación y por rechazo de carga durante la presencia de contingencias. Por lo tanto, al considerar equipos de control FACTS dentro de la planificación teniendo en cuenta criterios de seguridad, debería proporcionar un plan de inversión más económico para los planificadores del sistema.

En 2016, O. Ziaee, y F. Choobineh [34] incorporaron el análisis de contingencia N-1 para líneas y generadores al problema de ubicación de TCSC, estos estados fueron representados por matrices de valores binarios, donde cada columna de cada matriz representa un estado del sistema.

En 2016, X. Zhang, K. Tomsovic y A. Dimitrovski [29] analizan las contingencias para diferentes niveles de carga y su costo total de planificación se pondera por su duración en el año objetivo, además consideran el redespacho de generación como alternativa para minimizar los costos de operación e inversión.

En 2018, X. Zhang, K. Tomsovic y A. Dimitrovski [31] mejoran lo planteado en [29], al realizar el análisis de contingencias mediante la técnica de descomposición de Benders que separa el problema original en un problema maestro del caso base y una serie de subproblemas para contingencias.

2.3.3 Planeamiento simple etapa vs multietapa

Supongamos que se desea decidir cuántos equipos TCSC se requieren instalar en un periodo de tiempo del 2021 a 2025, una forma es analizar cada año por separado, independiente de los otros años. Este tipo de análisis se conoce como planificación estática o simple etapa, es decir se centra en la planificación para un solo año o etapa [25]. La otra opción es analizar los 5 años o etapas simultáneamente, este tipo de análisis se le conoce como planificación dinámica o multietapa [25]. El presente trabajo de investigación está enfocado en una planificación de una sola etapa o simple etapa.

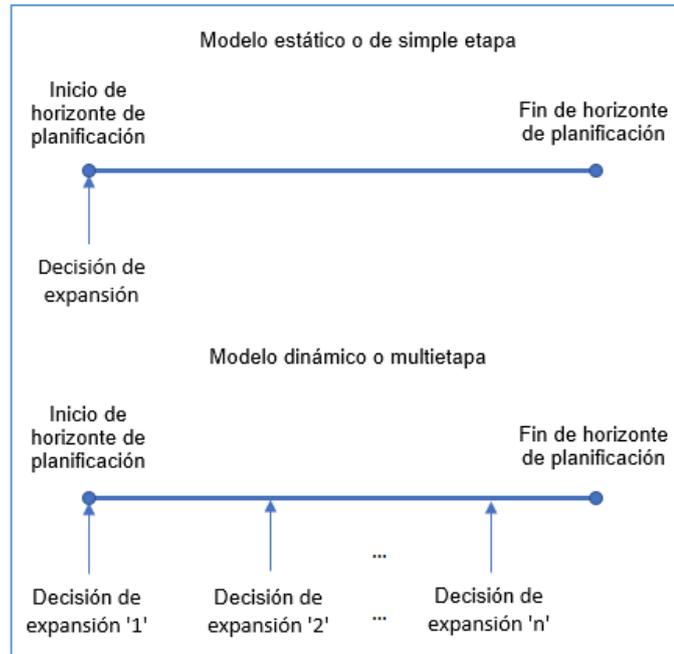


Figura 2.10 Modelos de planificación simple etapa y multietapa
(Fuente: Referencia [7])

2.3.4 Técnicas de solución

La mayoría de los enfoques que se han propuesto para solucionar el problema de ubicación óptima de equipos TCSC residen en técnicas de sensibilidad, metaheurística y los métodos clásicos. A continuación, se muestra las principales técnicas de solución.

2.3.4.1 Técnicas de sensibilidad

Las técnicas de sensibilidad permiten encontrar las mejores ubicaciones para colocar uno o más equipos TCSC, de esta manera se reduce el conjunto de líneas candidatas a instalar TCSC.

En 2003, T. Orfanogianni [27] presentan una metodología basada en los multiplicadores de Lagrange.

$$\text{Min } F(x) \tag{2.12}$$

Sujeto a:

$$g(x) = 0 \tag{2.13}$$

$$l \leq x \leq u \tag{2.14}$$

Donde:

$F(x)$ = Función objetivo

$g(x)$ = Restricciones

l, u = Límites de la variable

Se instala un TCSC en cada rama que representa una línea de transmisión. Se supone que el TCSC está conectado en el extremo emisor de la línea de transmisión con una parte capacitiva fija igual a cero. La impedancia de los TCSC instalados se fija a cero activando las siguientes restricciones:

$$X_{TCSC}^i = 0 \quad (2.15)$$

Las restricciones consisten en las restricciones de igualdad de Kirchhoff, las restricciones de límites térmicos, límites de generación. El paquete de optimización entrega los multiplicadores de Lagrange u para las restricciones activas. Cada una de las restricciones (2.15) tiene un valor u asociado

$$u^i = \frac{\partial F_{obj}}{\partial X_{TCSC}^i} \quad (2.16)$$

Teniendo en cuenta que las reactancias inductivas son positivas y las reactancias capacitivas son negativas, se pueden derivar las siguientes conclusiones.

- Para ramas con $u > 0$, un incremento capacitivo serie tendrá mayor impacto en la función objetivo.
- Para ramas con $u < 0$, un incremento inductivo serie tendrá mayor impacto en la función objetivo.

La u representa el cambio en el objetivo óptimo por unidad de cambio en el X_{TCSC}^i . Sin embargo, el X_{TCSC}^i depende de las características de la línea de asociación (por ejemplo, la reactancia de la línea X_l^i). Para integrar esta información en los multiplicadores de Lagrange, se define el siguiente vector:

$$\bar{u}^i = u^i \cdot X_l^i \quad (2.17)$$

2.3.4.2 Técnicas de optimización clásica

Con los rápidos avances en los algoritmos matemáticos, los métodos de optimización clásicos se han utilizado ampliamente en los últimos años para analizar los impactos de los equipos TCSC. Los métodos clásicos expresan el problema mediante formulaciones matemáticas que optimizan una o más variables mediante las soluciones de un sistema de ecuaciones, entre los principales métodos clásicos se tienen:

- Programación lineal: Este método trata de linealizar las ecuaciones haciéndolas más fácil de manipular. En 2016, M. S. Ardakani y K. W. Hedman [19] resuelven el problema de ubicación de TCSC mediante un problema lineal de dos etapas.
- Programación no lineal: Este método es utilizado para resolver problemas en las que la función objetivo o las restricciones son no lineales. En 2019, X. Zhang, K. Tomsovic y A. Dimitrovski [32] resuelven el problema no lineal al considerar las restricciones CA.
- Programación entera mixta: Este método resuelve problemas de optimización que contienen variables discretas y continuas.

CAPITULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS

En este capítulo se detalla la metodología propuesta tomando como base los antecedentes bibliográficos revisados en el capítulo I, se explica el modelo matemático de optimización y se realiza la validación de la metodología en un sistema de prueba de 4 y 118 barras.

3.1 Metodología

En la figura 3.1 se muestra el diagrama de flujo de la metodología propuesta.

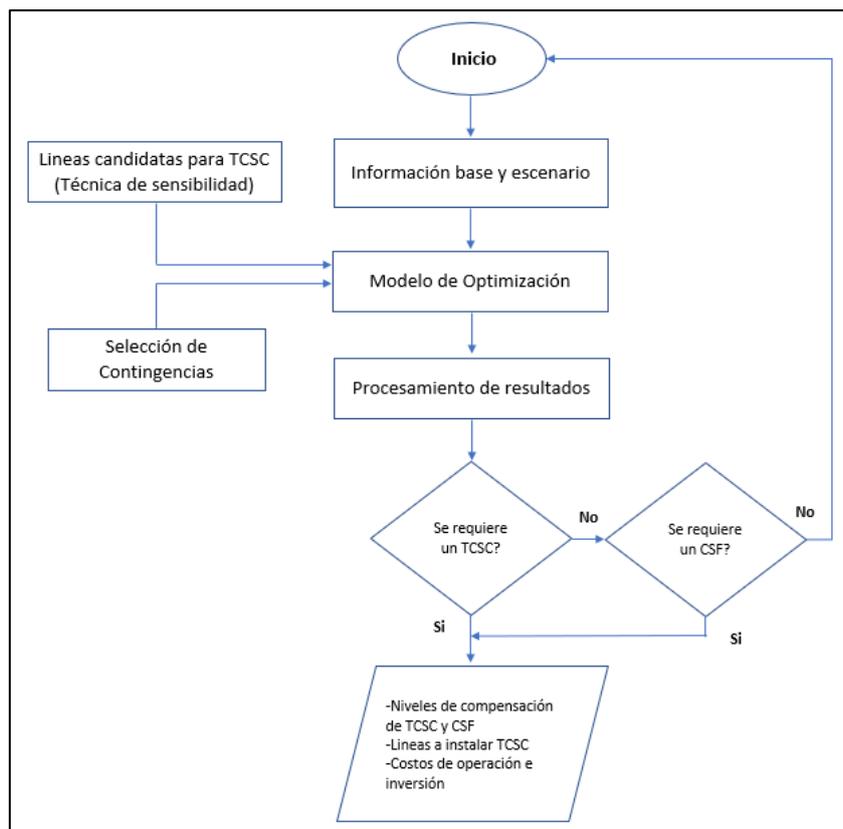


Figura 3.1 Diagrama de flujo

A continuación, se explican los bloques presentes en la figura 3.1:

3.1.1 Información base y escenario

Se entiende por información base del sistema eléctrico de potencia (SEP) a las características propias de éste (ubicación de las cargas o demanda, líneas de transmisión, generadores, topología de la red, capacitores series fijo-existentes, etc.).

El escenario hace referencia a las condiciones hidrológicas de avenida o estiaje y en el caso de la demanda a la cantidad de bloques operativos.

3.1.2 Selección de contingencias

La elaboración de una lista de contingencias requiere la simulación de flujos de potencia considerando contingencias N-1, esto nos permite determinar aquellas líneas que originan transgresiones de los límites permitidos y sobrecargas en las líneas y transformadores.

El COES para su estudio de actualización del Plan de Transmisión realiza un análisis para determinar las contingencias más severas para el sistema, para fines de este trabajo de investigación se consideró la lista de contingencias obtenidas por el COES en el informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN 2021-2025 [4].

3.1.3 Líneas candidatas a instalar TCSC

Considerar todas las líneas de transmisión como posibles candidatas a instalar TCSC ocasionan que el tiempo de solución del problema se incremente exponencialmente con el número de líneas, además algunas líneas influyen en mayor proporción que otras en agregar flexibilidad al sistema de potencia. Por lo tanto, necesitamos preseleccionar un conjunto de líneas candidatas, en las cuales la instalación de un equipo TCSC genere mayores beneficios.

La metodología usa la técnica o análisis de sensibilidad propuesto por T. Orfanogianni [27]. Se consideró como función objetivo la de minimizar el costo de operación del sistema.

$$\text{Min } F_{obj} = \sum_{n \in \Omega_G} (a_n^g * P_n^g) \quad (3.1)$$

Restricciones:

$$\sum_{g \in \Omega_G} P_n^g - \sum_{m \in \Omega_D} P_m^d = \sum_{k \in \Omega_L} P_k \quad (3.2)$$

$$P_k - b_k \theta_k = 0 \quad (3.3)$$

$$x_k^{TCSC} = 0 \quad (3.4)$$

$$P_n^{g,min} \leq P_n^g \leq P_n^{g,max} \quad (3.5)$$

$$-S_k^{max} \leq P_k \leq S_k^{max} \quad (3.6)$$

Donde:

g : Índice de generadores.

Ω_G : Conjunto de generadores.

a_n^g : Costo variable para el generador ' n '.

P_n^g : Potencia activa del generador ' n '.

P_m^d : Potencia activa de consumo para la carga ' m '.

P_k : Flujo de potencia activa para la línea ' k '.

θ_k : Diferencia angular para la línea ' k '.

x_k^{TCSC} : Impedancia del TCSC para la línea ' k '.

S_k^{max} : Limite térmico de la línea ' k '.

Además:

$$b_k = \frac{1}{x_k - x_k^{TCSC}} \quad (3.7)$$

La optimización entrega los multiplicadores de Lagrange ' u ' para las restricciones activas. Cada una de las restricciones (3.4) tiene un valor ' u ' asociado:

$$u^k = \frac{\partial F_{obj}}{\partial x_k^{TCSC}} \quad (3.8)$$

La u representa el cambio en el objetivo óptimo por unidad de cambio en el x_k^{TCSC} . Sin embargo, el x_k^{TCSC} depende de las características de la línea de asociación (por ejemplo, la reactancia de la línea x_k). Para integrar esta información en los multiplicadores de Lagrange, se define el siguiente vector:

$$\bar{u}^k = u^k x_k \quad (3.9)$$

Teniendo en cuenta que las reactancias inductivas son positivas y las reactancias capacitivas son negativas, se pueden derivar las siguientes conclusiones.

- Para ramas con $\bar{u}^k > 0$, un incremento capacitivo serie tendrá mayor impacto en la función objetivo.
- Para ramas con $\bar{u}^k < 0$, un incremento inductivo serie tendrá mayor impacto en la función objetivo.

Entonces en base al vector \bar{u}^k , se puede obtener un conjunto de líneas que generan un mayor impacto en la función objetivo (minimizar costos de operación) cuando se conectan un TCSC en el extremo de la línea, de esta forma se reduce el conjunto de líneas candidatas a instalar TCSC.

3.1.4 Modelo de optimización

En base a la revisión bibliográfica, se optó por seleccionar el modelo matemático propuesto por X. Zhang [29]. El modelo está conformado por la función objetivo (costos de operación de generación, costos de inversión de TCSC y costos de racionamiento) y las restricciones (límites de generación, límites operativos de transmisión, etc.).

3.1.4.1 Nomenclatura

Tabla 3.1 Conjuntos del modelo

| Conjuntos | Descripción |
|--------------|---|
| Ω_D | Conjunto de demandas |
| D_i | Conjunto de cargas ubicadas en la barra i |
| Ω_L | Conjunto de líneas de transmisión |
| Ω_L^i | Conjunto de líneas de transmisión conectadas en barra i |
| Ω_T | Conjunto de bloques de demandas |
| Ω_C | Conjuntos de estados de operación en contingencia |
| Ω_0 | Conjunto de estado de operación base |
| Ω_V | Conjunto de líneas candidatas a instalar TCSC |
| B | Conjunto de barras |
| G | Conjunto de generadores |
| G_i | Conjunto de generadores conectados en barra i |

Tabla 3.2 Variables del modelo

| Variables | Descripción |
|--------------------|---|
| P_{nct}^g | Potencia activa del generador $n \in G$ para el estado $c \in \Omega_C$ y nivel de demanda $t \in \Omega_T$ |
| P_{kct} | Flujo de potencia activa para la línea $k \in \Omega_L$ para el estado $c \in \Omega_C$ y nivel de demanda $t \in \Omega_T$ |
| ΔP_{mct}^d | Rechazo de la carga $m \in \Omega_D$ para el estado $c \in \Omega_C$ y nivel de demanda $t \in \Omega_T$ |
| x_k^V | Reactancia del TCSC para la línea $k \in \Omega_L$ |
| θ_{kct} | Diferencia angular para la línea $k \in \Omega_L$ para el estado $c \in \Omega_C$ y nivel de demanda $t \in \Omega_T$ |
| δ_k | Variable binaria asociada a la ubicación de un TCSC en la línea $k \in \Omega_L$ |

Tabla 3.3 Parámetros del modelo

| Parámetros | Descripción |
|-------------------|---|
| a_n^g | Costo variable del generador $n \in G$ |
| a_{LS} | Costo de racionamiento de demanda |
| N_{kct} | Parámetro binario asociado con el estado de la línea $k \in \Omega_L$ para el estado $c \in \Omega_C$ y nivel de demanda $t \in \Omega_T$ |
| $P_{nct}^{g,min}$ | Potencia activa mínima para el generador $n \in G$ para el estado $c \in \Omega_C$ y nivel de demanda $t \in \Omega_T$ |
| $P_{nct}^{g,max}$ | Potencia activa máxima para el generador $n \in G$ para el estado $c \in \Omega_C$ y nivel de demanda $t \in \Omega_T$ |
| P_{mct}^d | Potencia activa de consumo para la carga $m \in \Omega_D$ para el estado $c \in \Omega_C$ y nivel de demanda $t \in \Omega_T$ |
| S_{kct}^{max} | Límite térmico de la línea $k \in \Omega_L$ para el estado $c \in \Omega_C$ y nivel de demanda $t \in \Omega_T$ |
| θ_k^{max} | Máxima diferencia angular de la línea $k \in \Omega_L$ |
| π_{ct} | Duración en horas del estado $c \in \Omega_C$ y nivel de demanda $t \in \Omega_T$ |

3.1.4.2 Formulación no lineal del TCSC

El modelo de estado estacionario del TCSC se puede representar mediante una reactancia variable x_k^V en serie con la reactancia de línea de transmisión x_k , como se muestra en la figura 3.2:

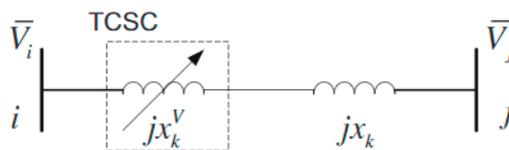


Figura 3.2 Representación estacionaria de TCSC

(Fuente: Referencia [29])

Donde:

i, j : Índice de barras

k : Índice de líneas de transmisión

x_k^V : Reactancia del TCSC para la línea k

x_k : Reactancia de la línea k

\bar{V}_i y \bar{V}_j : Tensión de barra

La susceptancia total de la línea de transmisión se convierte en:

$$b'_k = -\frac{1}{x_k + x_k^V} = -(b_k + b_k^V) \quad (3.10)$$

Donde:

$$b_k = \frac{1}{x_k} \quad (3.11)$$

$$b_k^V = -\frac{x_k^V}{x_k(x_k + x_k^V)} \quad (3.12)$$

El rango de compensación del TCSC (capacitivo e inductivo) varía de $x_{k,V}^{max}$ a $x_{k,V}^{min}$ de su reactancia de línea correspondiente.

Debido a la región resonante del TCSC al pasar de la región capacitiva a inductiva o viceversa [23], para el presente trabajo de investigación se considerará el TCSC solo como un equipo en el rango capacitivo con un nivel de compensación de 0 a 70% de la reactancia de la línea. Entonces el rango de la variable susceptancia b_k^V es:

$$b_{k,V}^{min} = 0 \quad (3.13)$$

$$b_{k,V}^{max} = -\frac{-0.7 x_k}{x_k(x_k - 0.7 x_k)} = \frac{7}{3x_k} \quad (3.14)$$

Para considerar dentro del modelo matemático la ubicación de controles TCSC en capacitores series fijos existentes, se realiza la siguiente modificación:

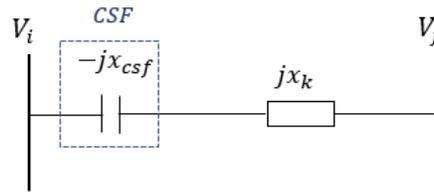


Figura 3.3 Representación estacionaria de CSF

Donde:

x_{csf} : Reactancia del capacitor serie fijo

Para las líneas que cuentan con capacitores series fijos, el parámetro $b_{k,V}^{min}$ se obtiene de la siguiente manera:

$$b_k^f = \frac{1}{x_k - x_{csf}} \quad (3.15)$$

$$b_k = \frac{1}{x_k} \quad (3.16)$$

$$b_{k,V}^{min} = b_k - b_k^f \quad (3.17)$$

Al introducir una variable binaria δ_k que marca la instalación de TCSC en una línea de transmisión 'k' ($\delta_k = 1$, se instala un TCSC y $\delta_k = 0$, no se instala), el flujo de potencia activa en esa línea, suponiendo un modelo CC puede expresarse como:

$$P_k = (b_k + \delta_k b_k^V) \theta_k \quad (3.18)$$

$$b_{k,V}^{min} \leq b_k^V \leq b_{k,V}^{max} \quad (3.19)$$

δ_k : Variable binaria asociada a la ubicación de un TCSC en la línea k

θ_k : Diferencia angular para la línea k

P_k : Flujo de potencia activa para la línea k

3.1.4.3 Formulación lineal del TCSC

Para linealizar la restricción en (3.18) se utilizará la técnica de reformulación presentado por X. Zhang [29], el cual consiste en una reformulación del problema no lineal para convertirlo en uno de tipo lineal entero mixto y que utiliza variables binarias para representar las direcciones de los flujos en las líneas.

La no linealidad en (3.18) resulta del término trilineal $\delta_k b_k^V \theta_k$. Para linealizar la parte no lineal, se introduce una nueva variable w_k como:

$$w_k = \delta_k b_k^V \theta_k \quad (3.20)$$

Entonces, el flujo de potencia activa se convierte en:

$$P_k = b_k \theta_k + w_k \quad (3.21)$$

Multiplicamos cada lado de la restricción (3.19) con la variable binaria δ_k y la combinamos con w_k :

$$\delta_k b_{k,V}^{min} \leq \frac{w_k}{\theta_k} = \delta_k b_k^V \leq \delta_k b_{k,V}^{max} \quad (3.22)$$

El rango permitido para w_k está determinado por el signo de θ_k :

$$\delta_k \theta_k b_{k,V}^{min} \leq w_k \leq \delta_k \theta_k b_{k,V}^{max}, \quad \text{si } \theta_k > 0 \quad (3.23)$$

$$w_k = 0, \quad \text{si } \theta_k = 0 \quad (3.24)$$

$$\delta_k \theta_k b_{k,V}^{max} \leq w_k \leq \delta_k \theta_k b_{k,V}^{min}, \quad \text{si } \theta_k < 0 \quad (3.25)$$

Para introducir las restricciones "si", se introduce una variable binaria adicional y_k y la constante big-M entonces:

$$-M_k y_k + \delta_k \theta_k b_{k,V}^{min} \leq w_k \leq \delta_k \theta_k b_{k,V}^{max} + M_k y_k \quad (3.26)$$

$$-M_k (1 - y_k) + \delta_k \theta_k b_{k,V}^{max} \leq w_k \leq \delta_k \theta_k b_{k,V}^{min} + M_k (1 - y_k) \quad (3.27)$$

Solo una de las dos restricciones (3.26) y (3.27) se activará y la otra será una restricción redundante que siempre se satisface con un número suficientemente grande de M_k . Específicamente, cuando $\theta_k < 0$, y_k será igual a uno y la restricción (3.27) estará activa; cuando $\theta_k > 0$, y_k será igual a cero y la restricción (3.26) estará activa; cuando $\theta_k = 0$, una de estas dos restricciones hará que w_k sea cero independientemente del valor de y_k .

Ahora en las restricciones (3.26) y (3.27), el término $\delta_k \theta_k$ no es lineal, lo que implica el producto de una variable binaria y una variable continua. Introducimos otra nueva variable $z_k = \delta_k \theta_k$ y linealizamos usando el método en [28]:

$$-\delta_k \theta_k^{max} \leq z_k \leq \delta_k \theta_k^{max} \quad (3.28)$$

$$\theta_k - (1 - \delta_k) \theta_k^{max} \leq z_k \leq \theta_k + (1 - \delta_k) \theta_k^{max} \quad (3.29)$$

Luego sustituimos $\delta_k \theta_k$ con z_k en las desigualdades (3.26) y (3.27):

$$-M_k y_k + z_k b_{k,V}^{min} \leq w_k \leq z_k b_{k,V}^{max} + M_k y_k \quad (3.30)$$

$$-M_k (1 - y_k) + z_k b_{k,V}^{max} \leq w_k \leq z_k b_{k,V}^{min} + M_k (1 - y_k) \quad (3.31)$$

Una vez definido la técnica de reformulación, ahora podemos presentar las ecuaciones del modelo de optimización.

3.1.4.4 Función objetivo

El costo total de planificación para un solo año objetivo incluye:

- a) Costo operativo en estados normales.
- b) Costo operativo bajo estados de contingencia.
- c) Costo de inversión del TCSC.

La función objetivo es:

$$\min \sum_{t \in \Omega_T} (\pi_{0t} C_{0t} + \sum_{c \in \Omega_c} \pi_{ct} C_{ct}) + \sum_{k \in \Omega_V} AI_T \delta_k \quad (3.32)$$

Donde:

$$C_{0t} = \sum_{n \in \Omega_G} a_n^g P_{n0t}^g \quad (3.33)$$

$$C_{ct} = \sum_{n \in \Omega_G} a_n^g P_{nct}^g + \sum_{m \in \Omega_D} a_{LS} \Delta P_{mct}^d \quad (3.34)$$

C_{0t} : Costo de operación para el estado normal o base para el bloque de demanda 't'.

C_{ct} : Es el costo de operación para el estado de contingencia ' c ' para el bloque de demanda ' t '.

c : Índice de estados; $c = 0$ indica el caso base; $c > 0$ estado en contingencia.

En la ecuación (3.32), todas las contingencias ' c ' tienen una duración corta de tiempo ' π_{ct} ' en la que estarán fuera de servicio dentro del bloque de demanda ' t ', es decir todas las contingencias tienen una probabilidad de ocurrencia igual 1 (no se considera valores probabilísticos).

En la ecuación (3.34), el primer término es el costo del combustible del generador bajo cada contingencia; el segundo término es el costo asociado con el racionamiento de demanda.

Tenga en cuenta que las horas de operación totales para un año objetivo son 8760.

Costo de inversión del TCSC:

- El costo de inversión del TCSC depende de su rango de operación y puede expresarse como [29]:

$$I_T = 0.0015S_T^2 - 0.713S_T + 153.75 \quad (3.36)$$

Donde I_T es el costo en $\$/kVar$ y S_T es la capacidad instalada de TCSC en $Mvar$.

- El factor de recuperación de capital para convertir el costo total de inversión en el costo anual es:

$$AI_T = I_T \cdot S_T \cdot 1000 \cdot \frac{d(1+d)^{LT}}{(1+d)^{LT} - 1} \quad (3.37)$$

d es la tasa de interés y LT es el tiempo de vida del TCSC. En el presente trabajo de investigación se asume que d es del 5% y LT es de 5 años [30].

3.1.4.5 Restricciones

Para incluir la contingencia de transmisión N-1 en el modelo de optimización, se introduce un parámetro binario N_{kct} para representar el estado del elemento de transmisión ' k ' en estado ' c ' bajo el nivel de condición de carga ' t ' [30]:

$N_{kct} = 1$, si la línea ' k ' está en servicio en el estado ' c ' para el bloque ' t '.

$N_{kct} = 0$, si la línea ' k ' está fuera de servicio en el estado ' c ' para el bloque ' t '.

- Con la formulación lineal del TCSC las ecuaciones de flujo de potencia linealizadas considerando contingencias son:

$$P_{kct} - b_k \theta_{kct} + M'_k (1 - N_{kct}) \geq 0, \quad k \in \Omega_V \subset \Omega_L \quad (3.38)$$

$$P_{kct} - b_k \theta_{kct} - M'_k (1 - N_{kct}) \leq 0, \quad k \in \Omega_V \subset \Omega_L \quad (3.39)$$

$$P_{kct} - b_k \theta_{kct} - w_{kct} + M'_k (1 - N_{kct}) \geq 0, \quad k \in \Omega_V \quad (3.40)$$

$$P_{kct} - b_k \theta_{kct} - w_{kct} - M'_k (1 - N_{kct}) \leq 0, \quad k \in \Omega_V \quad (3.41)$$

$$-M_k y_{kct} + z_{kct} b_{k,V}^{\min} \leq w_{kct} \leq z_{kct} b_{k,V}^{\max} + M_k y_{kct}, \quad k \in \Omega_V \quad (3.42)$$

$$-M_k (1 - y_{kct}) + z_{kct} b_{k,V}^{\max} \leq w_{kct} \leq z_{kct} b_{k,V}^{\min} + M_k (1 - y_{kct}), \quad k \in \Omega_V \quad (3.43)$$

$$-N_{kct} \delta_k \theta_k^{\max} \leq z_{kct} \leq N_{kct} \delta_k \theta_k^{\max}, \quad k \in \Omega_V \quad (3.44)$$

$$N_{kct} (\theta_{kct} - (1 - \delta_k) \theta_k^{\max}) \leq z_{kct} \leq N_{kct} (\theta_k + (1 - \delta_k) \theta_k^{\max}), \quad k \in \Omega_V \quad (3.45)$$

Las restricciones (3.38) -(3.45) pertenecen a los conjuntos $\forall c \in \Omega_C \cup \Omega_0, t \in \Omega_T$.

Las restricciones (3.38) y (3.39) son la potencia activa en las líneas sin TCSC, mientras que las restricciones (3.40) y (3.41) denotan la potencia activa en las líneas candidatas para instalar TCSC. Si $N_{kct} = 1$, las ecuaciones de flujo de la línea 'k' se ven obligadas a mantenerse; de lo contrario, si la línea está fuera de servicio $N_{kct} = 0$, un factor disyuntivo suficientemente grande M'_k asegura que las restricciones de flujo de la línea no sean vinculantes.

Las restricciones (3.42) - (3.45) están asociadas con la aplicación de la técnica de reformulación considerando múltiples estados de operación y condición de carga.

Los parámetros M'_k y M_k deben ser valores mayores o iguales a $b_k \theta_k^{\max}$ y $b_{k,V}^{\max} \theta_k^{\max}$ respectivamente para poder asegurar la no vinculación en sus respectivas ecuaciones, estos parámetros pueden asumir infinitos valores, para este trabajo se asumen los mismos valores propuestos por X. Zhang [29] y [30]. M'_k se selecciona como $|b_k \pi|$ y M_k se selecciona como $\left\lceil \frac{7}{3} x_k \theta_k^{\max} \right\rceil$. La máxima diferencia angular en una línea se asume $\theta_k^{\max} = \pi/3$.

- La restricción del equilibrio de potencia en cada barra viene dada por:

$$\sum_{n \in G_i} P_{nct}^g - \sum_{m \in D_i} (P_{mct}^d - \Delta P_{mct}^d) = \sum_{k \in \Omega_L} P_{kct}, \quad i \in B, c \in \Omega_C \cup \Omega_0, t \in \Omega_T \quad (3.46)$$

- La restricción que asegura que el racionamiento de demanda no exceda la cantidad de demanda existente es:

$$0 \leq \Delta P_{mct}^d \leq P_{mct}^d, \quad m \in \Omega_D, c \in \Omega_C, t \in \Omega_T \quad (3.47)$$

- La restricción asociados a los límites físicos del sistema son:

$$-N_{kct} S_{kct}^{max} \leq P_{kct} \leq N_{kct} S_{kct}^{max} \quad (3.48)$$

$$P_{nct}^{g,min} \leq P_{nct}^g \leq P_{nct}^{g,max} \quad (3.49)$$

$$\theta_{ref} = 0 \quad (3.50)$$

Las restricciones (3.48) -(3.50) pertenecen a los conjuntos $\forall c \in \Omega_C \cup \Omega_0, t \in \Omega_T, k \in \Omega_L, n \in G$.

La restricción (3.48) exige que el flujo de energía en la línea sea cero cuando la línea está fuera de servicio; de lo contrario, el flujo de la línea está limitado por su capacidad térmica. Cabe señalar que la capacidad térmica a corto plazo se selecciona para el estado de contingencia en 1.2 veces la capacidad térmica normal. La restricción (3.49) indica que la generación de energía está limitada por la capacidad del generador. La restricción (3.50) establece que el ángulo de fase del bus de referencia sea cero.

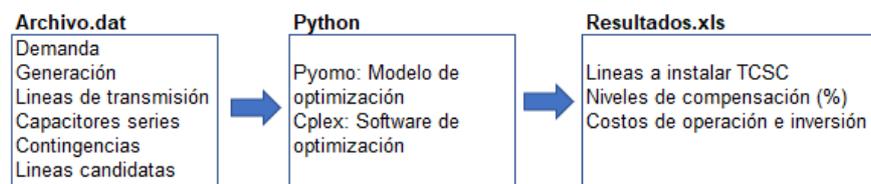


Figura 3.4 Esquema funcional

En la figura 3.4, se muestra el esquema funcional, el primer bloque consiste en la lectura de la información. El segundo bloque corresponde al modelamiento matemático usando el lenguaje de programación Pyomo y su resolución mediante el software de optimización CPLEX. El tercer bloque consiste en la obtención de los resultados.

3.1.5 Procesamiento de resultados

En base a los resultados obtenidos del modelo de optimización (ubicación y puntos de operación de TCSC), se realiza un análisis previo de los resultados obtenidos para determinar si es conveniente la instalación de un TCSC o simplemente la instalación de un capacitor serie fijo (CSF).

3.2 Validación del modelo de optimización

A continuación, se validó el modelo propuesto por X. Zhang [29], es decir se obtuvo las ubicaciones de TCSC que logran minimizar la función objetivo (costos de operación e inversión).

Se comparó los resultados obtenidos al aplicar el modelo propuesto por X. Zhang [29] y los resultados obtenidos al realizar de forma manual la ubicación de TCSC. El sistema de prueba que se utilizó fue el de 4 barras propuesto por Gómez-Expósito [13].

3.2.1 Sistema de 4 barras

El siguiente modelo de 4 barras está basado en el modelo de 3 barras propuesto por Gómez-Expósito [13], el cual se le modificó añadiéndole una barra adicional con el objetivo de enmallar el sistema y así poder aplicar la metodología propuesta de ubicación de TCSC.

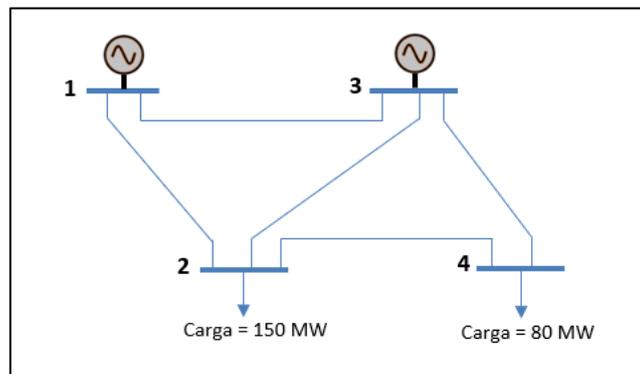


Figura 3.5 Sistema de prueba de 4 barras

El sistema consta de 4 barras, 5 líneas de transmisión, 2 generadores y 2 cargas. Los datos del sistema se muestran a continuación:

Tabla 3.4 Datos técnicos de líneas de transmisión

| Línea | Reactancia (pu) | P. Activa (MW) |
|-------|-----------------|----------------|
| 1-3 | 0.1 | 100 |
| 1-2 | 0.1 | 200 |
| 2-3 | 0.1 | 200 |
| 3-4 | 0.1 | 100 |
| 2-4 | 0.1 | 200 |

Tabla 3.5 Datos técnicos de generación

| Generador | Costo \$/MWh | Pgmin (MW) | Pgmax (MW) |
|-----------|--------------|------------|------------|
| G1 | 20 | 50 | 200 |
| G3 | 10 | 50 | 200 |

Se consideran las 5 líneas para el análisis de contingencias N-1, además cada contingencia tendrá una duración de 3 horas y el costo de racionamiento se asume un valor muy alto (1000000 \$/MWh). Los TCSC a ubicar tendrán una compensación del 0 al 70% la reactancia de la línea (solo región capacitiva), además todas las líneas se consideran candidatas para instalar TCSC.

Tabla 3.6 Tiempo de duración de contingencias

| Contingencia | Duración (horas) |
|--------------|------------------|
| Base | 8745 |
| 1-3 | 3 |
| 1-2 | 3 |
| 2-3 | 3 |
| 3-4 | 3 |
| 2-4 | 3 |

Tabla 3.7 Costos de TCSC anualizado

| Línea | Costo TCSC (millones \$) |
|-------|--------------------------|
| 1-3 | 0.24 |
| 1-2 | 0.87 |
| 2-3 | 0.87 |
| 3-4 | 0.24 |
| 2-4 | 0.87 |

Al aplicar el modelo propuesto por X. Zhang [29], se obtiene los siguientes resultados:

- El modelo sugiere instalar 1 TCSC (línea 2-3), los costos por categoría se muestran en la tabla 3.9.

Tabla 3.8 Resumen de costos por categoría

| Categoría Costo | Costo Anual (millones \$) |
|--------------------------|---------------------------|
| Caso Base | 24.48 |
| Caso Contingencia | 0.044 |
| Caso Base + Contingencia | 24.53 |
| Costo TCSC | 0.872 |
| Costo Racionamiento | 0 |
| Costo Total | 25.4 |

- De la tabla 3.10, se observa que al considerar TCSC, para la contingencia 1-2 los costos de racionamiento se reducen a cero.

Tabla 3.9 Costos de operación para cada contingencia

| Contingencias | Costo de Generación (\$/h) | | Racionamiento (MW) | |
|---------------|----------------------------|----------|--------------------|----------|
| | Sin TCSC | Con TCSC | Sin TCSC | Con TCSC |
| | Base | 2800 | 2800 | 0 |
| 1-3 | 2800 | 2800 | 0 | 0 |
| 1-2 | 2750 | 2800 | 5 | 0 |
| 2-3 | 3700 | 3700 | 0 | 0 |
| 3-4 | 2800 | 2800 | 0 | 0 |
| 2-4 | 2800 | 2800 | 0 | 0 |

Para una mayor claridad de los valores mostrados en la tabla 3.10, graficamos el flujo de potencia por cada línea del sistema para la contingencia 1-2, para así observar cómo trabaja el TCSC ubicado en la línea 2-3.

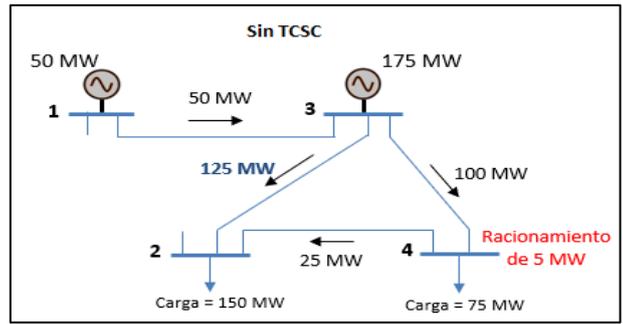


Figura 3.6 Diagrama de flujos para la contingencia 1-2 sin TCSC

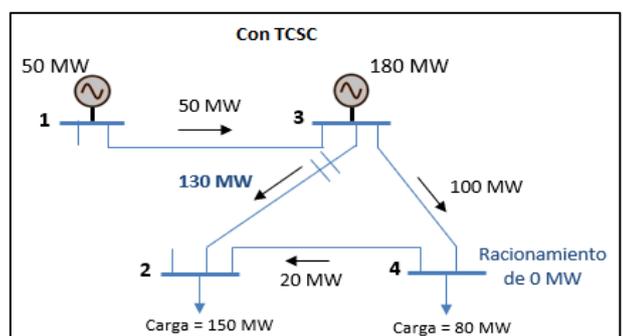


Figura 3.7 Diagrama de flujos para la contingencia 1-2 con TCSC

Se observa que al considerar TCSC, el racionamiento es cero, esto debido a que el TCSC ubicado en la línea 2-3 disminuye la reactancia de la línea, provocando que el flujo por la línea 2-3 aumente de 125 a 130 MW.

De manera de validar el modelo propuesto por X. Zhang [29], se forzará de forma manual la instalación de TCSC de tal manera que se pueda comprobar los resultados que mostró el modelo.

Tabla 3.10 Alternativas para ubicación de TCSC

| Alternativas | Ubicación TCSC |
|--------------|----------------|
| 1 | (1-3) |
| 2 | (1-2) |
| 3 | (2-3) |
| 4 | (3-4) |
| 5 | (2-4) |

En la tabla 3.12, se muestra el resumen de los costos por cada categoría para las 5 alternativas propuestas.

Tabla 3.11 Costo anual para cada alternativa

| Categoría Costo | Costo Anual (millones \$) | | | | | |
|--------------------------|---------------------------|---|-------|-------|-------|-------|
| | Sin TCSC | Ubicación manual de TCSC (alternativas) | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Caso Base | 24.48 | 24.48 | 24.48 | 24.48 | 24.48 | 24.48 |
| Caso Contingencia | 0.044 | 0.04 | 0.04 | 0.04 | 0.04 | 0.04 |
| Caso Base + Contingencia | 24.53 | 24.53 | 24.53 | 24.53 | 24.53 | 24.53 |
| Costo TCSC | 0.00 | 0.24 | 0.87 | 0.87 | 0.24 | 0.87 |
| Costo Racionamiento | 15.00 | 15.00 | 15.00 | 0.00 | 15.00 | 15.00 |
| Costo Total | 39.53 | 39.77 | 40.40 | 25.40 | 39.77 | 40.40 |

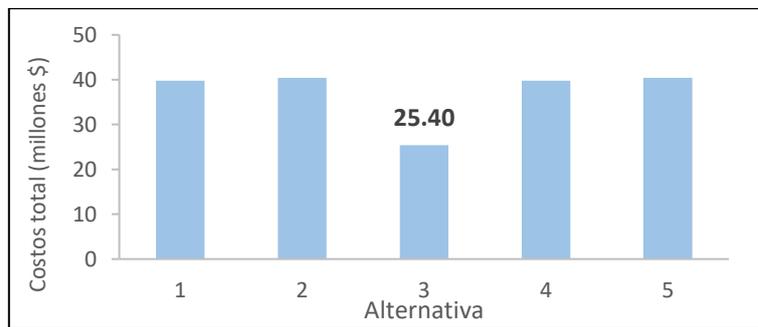


Figura 3.8 Costo total para cada alternativa de TCSC

Se observa que, de todas las alternativas, la alternativa que brinda un menor costo total anual es la alternativa 3 que coincidentemente es la misma solución que brinda el modelo propuesto (2-3).

CAPITULO IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS

En este capítulo se aplica la metodología planteada al sistema de prueba de 118 barras de la IEEE y al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Previamente se describe la información utilizada de acuerdo con el esquema estructural (figura 3.1), posteriormente se resuelve el modelo de optimización y se obtiene los resultados de acuerdo con lo mostrado en la figura 3.2.

4.1 Aplicación al sistema de prueba de 118 barras de la IEEE

Los datos del sistema se pueden encontrar en el anexo A. El diagrama unifilar de la red IEEE 118 barras se muestra en la figura 4.1.

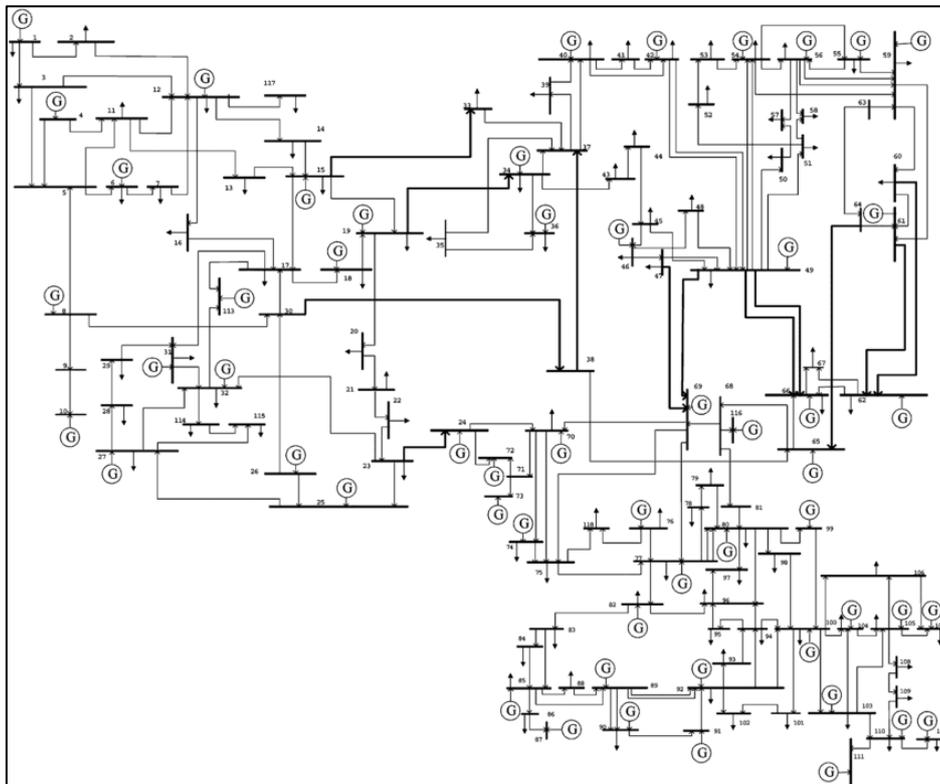


Figura 4.1 Sistema de prueba de 118 barras de la IEEE

El sistema de bus IEEE-118 incluye 118 buses, 177 líneas de transmisión, 9 transformadores y 19 generadores. Se consideraron las siguientes premisas:

- Bloques de demanda: 3
- Duración de cada contingencia: 4 horas.
- Costo de racionamiento: 6000 \$/MWh (Valor obtenido del “Informe diario de operación del SEIN” del COES)
- Los TCSC a ubicar tendrán una compensación del 0 al 70% de la reactancia de la línea (solo región capacitiva).

Tabla 4.1 Duración de cada esta de operación y bloques de demanda

| Descripción | Bloque 3 | Bloque 2 | Bloque 1 |
|----------------------|----------|----------|----------|
| # horas base | 2130 | 4320 | 2130 |
| # horas contingencia | 60 | 60 | 60 |
| Demanda (MW) | 4519 | 3615 | 2892 |

4.1.1 Selección de contingencias

Se seleccionaron 15 contingencias de acuerdo con la referencia [29]. En la tabla 4.2 se muestra las 15 líneas consideradas con su respectiva duración en horas.

Tabla 4.2 Listado de contingencias

(Fuente: Referencia [29])

| N° | Línea en contingencia | Condición | Duración (horas) | | |
|------|-----------------------|-----------|------------------|----------|----------|
| | | | Bloque 1 | Bloque 2 | Bloque 3 |
| Base | Caso Base | N | 2130 | 4320 | 2130 |
| c1 | TE8 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c2 | TE10 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c3 | TE11 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c4 | TE21 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c5 | TE26 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c6 | TE33 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c7 | TE36 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c8 | TE38 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c9 | TE39 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c10 | TE51 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c11 | TE65 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c12 | TE68 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c13 | TE69 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c14 | TE90 | N-1 | 4 | 4 | 4 |
| c15 | TE105 | N-1 | 4 | 4 | 4 |

4.1.2 Líneas candidatas para TCSC

Se aplicó la técnica de sensibilidad de Orfanogianni [27], la figura 4.2 nos muestra gráficamente estos resultados, donde se observa que líneas tienen una mayor sensibilidad al conectarse una reactancia capacitiva en serie (Lagrange > 0) o reactancia inductiva en serie (Lagrange < 0).

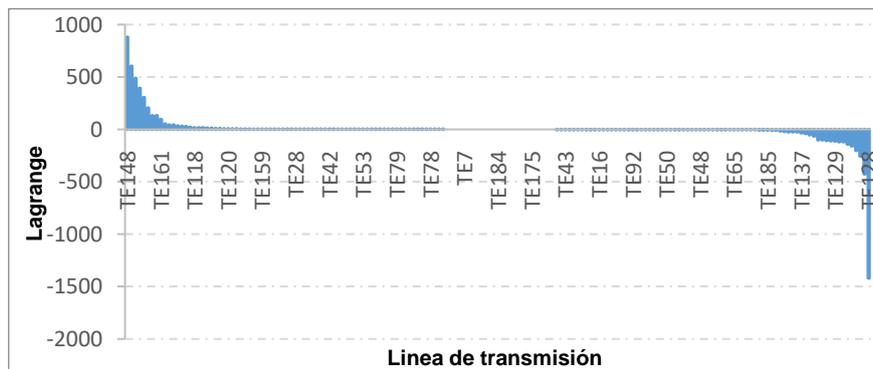


Figura 4.2 Sensibilidad de líneas para ubicación de TCSC

La tabla 4.3, muestra las 22 líneas candidatas a instalar un TCSC en base al análisis de sensibilidad (Lagrange >0).

Tabla 4.3 Líneas candidatas para instalar de TCSC

| N° | Línea | Lagrange (u) |
|----|-------|--------------|
| 1 | TE148 | 879 |
| 2 | TE154 | 604 |
| 3 | TE151 | 488 |
| 4 | TE157 | 391 |
| 5 | TE160 | 305 |
| 6 | TE162 | 205 |
| 7 | TE149 | 130 |
| 8 | TE141 | 130 |
| 9 | TE161 | 95 |
| 10 | TE143 | 52 |
| 11 | TE150 | 44 |
| 12 | TE142 | 41 |
| 13 | TE140 | 32 |
| 14 | TE156 | 31 |
| 15 | TE126 | 26 |
| 16 | TE153 | 22 |
| 17 | TE118 | 16 |
| 18 | TE105 | 14 |
| 19 | TE152 | 14 |
| 20 | TE106 | 13 |
| 21 | TE121 | 11 |
| 22 | TE158 | 10 |

4.1.3 Resultados de optimización

El modelo de planificación sugiere que se deben instalar un total de tres (3) TCSC en las líneas T148, T150 y T151 para reducir el costo total de planificación.

Tabla 4.4 Costo de planificación anual

| Categoría Costo | Costo Anual (millones \$) | |
|----------------------------------|---------------------------|----------|
| | Sin TCSC | Con TCSC |
| Costo generación base | 15.05 | 11.86 |
| Costo generación contingencia | 0.26 | 0.21 |
| Costo generación Total | 15.31 | 12.08 |
| Costo TCSC | 0 | 1.8 |
| Costo racionamiento base | 0 | 0 |
| Costo racionamiento contingencia | 0 | 0 |
| Costo total | 15.31 | 13.91 |

La tabla 4.4 proporciona el costo de planificación anual para el caso con y sin TCSC. La instalación de tres (3) TCSC reduce el costo en todas las categorías de costos. Aunque

la inversión en TCSC cuesta alrededor de 1.8 millones de dólares, el costo total de planificación tiene una reducción anual de alrededor de 1.4 millones dólares, esto representa aproximadamente una reducción de 9 %. Se puede afirmar que el objetivo se cumple, es decir con la instalación de 3 TCSC en las líneas T148, T150 y T151 se logra disminuir los costos totales.

El tiempo de procesamiento computacional para el sistema de prueba de 118 barras de la IEEE es de alrededor de 2385 segundos (0.6 hrs) con una tolerancia ajustada en 3%.

4.1.4 Procesamiento de resultados

En la figura 4.3, se muestra gráficamente el costo de generación por hora (\$/h) para cada estado operativo, donde se puede observar que la instalación de tres (3) TCSC logra minimizar el costo de generación para todos los estados operativos.

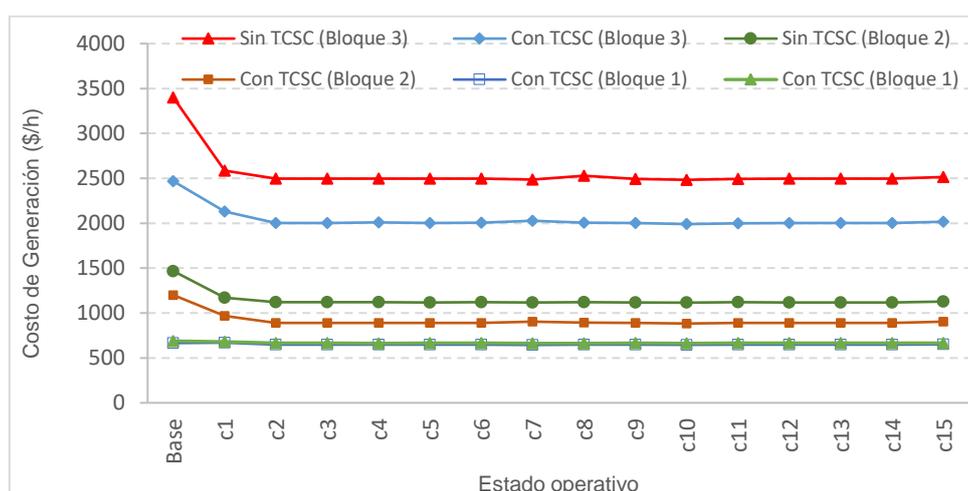


Figura 4.3 Costos de generación para cada estado operativo

En la figura 4.4 y tabla 4.5, se observa que con el ingreso de los TCSC se logra una redistribución de flujos, logrando minimizar el costo de generación.

Tabla 4.5 Número de horas de congestión con y sin TCSC

| Líneas en congestión | # horas congestión | |
|----------------------|--------------------|----------|
| | Sin TCSC | Con TCSC |
| TE119 | 2310 | 8760 |
| TE128 | 8760 | 6630 |
| TE37 | 6566 | 6570 |
| TE155 | 6510 | 0 |
| TE54 | 0 | 2194 |
| TE129 | 120 | 6630 |
| TE148 | 0 | 8760 |

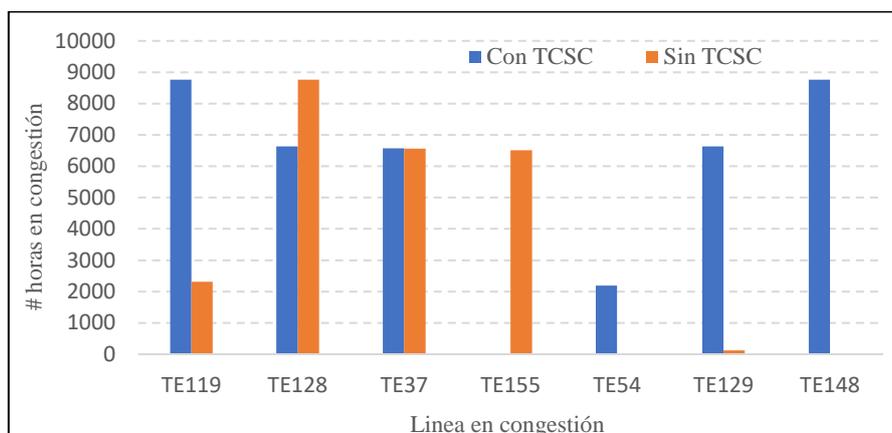


Figura 4.4 Número de horas en congestión en líneas

De la tabla 4.6, se observa que los TCSC ubicados en las líneas T148 y T150 trabajan en varios puntos de operación, sin embargo, para el TCSC ubicado en la línea T151, este opera en un solo punto de operación. En el anexo C, se puede observar gráficamente el comportamiento de los flujos y los niveles de compensación de cada línea para cada bloque operativo.

Tabla 4.6 Niveles de compensación de los TCSC

| Estado | TE148 | | | T150 | | | T151 | | |
|--------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | Bloque 3 | Bloque 2 | Bloque 1 | Bloque 3 | Bloque 2 | Bloque 1 | Bloque 3 | Bloque 2 | Bloque 1 |
| Base | 47% | 48% | 53% | 40% | 70% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c1 | 52% | 54% | 55% | 70% | 25% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c2 | 53% | 54% | 55% | 70% | 24% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c3 | 53% | 54% | 55% | 70% | 24% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c4 | 53% | 54% | 55% | 70% | 25% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c5 | 53% | 54% | 55% | 70% | 24% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c6 | 53% | 54% | 55% | 70% | 25% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c7 | 52% | 54% | 55% | 70% | 23% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c8 | 53% | 54% | 55% | 70% | 26% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c9 | 53% | 54% | 55% | 70% | 24% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c10 | 53% | 54% | 54% | 70% | 24% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c11 | 53% | 54% | 55% | 70% | 24% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c12 | 53% | 54% | 55% | 70% | 24% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c13 | 53% | 54% | 55% | 70% | 24% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c14 | 53% | 54% | 55% | 70% | 24% | 0% | 70% | 70% | 70% |
| c15 | 53% | 54% | 54% | 70% | 25% | 0% | 70% | 70% | 70% |

En base al análisis previo, se concluye que para el sistema de prueba de 118 barras se requeriría 2 TCSC y 1 CSF.

Tabla 4.7 Ubicación y nivel de compensación de TCSC para 118 barras

| Línea de transmisión | Equipo | Nivel Compensación |
|----------------------|--------|--------------------|
| TE148 | 1 TCSC | 47%-55% |
| TE150 | 1 TCSC | 0%-70% |
| TE151 | 1 CSF | 70% |

4.2 Aplicación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

4.2.1 Información base y escenario

El modelo reducido utilizado en este trabajo se basó en el modelo presentado por M. Colorado y M.F. Bedriñana [18], el cual corresponde al sistema SEIN modelado al año 2018. Para este trabajo de investigación el modelo anterior fue actualizado a nivel de transmisión y generación para el año 2025 (anexo D), sin embargo, se optó por mantener la proporcionalidad de la distribución de cargas.

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) es simplificada y es modelada con 93 barras, 51 unidades de generación (totalizando una capacidad máxima de 11513 MW), 62 centros de carga, 108 líneas de transmisión y 24 transformadores. El detalle completo de los datos del sistema se encuentra en el anexo E.

Para las líneas que no cuenten con un capacitor serie fijo se consideró un nivel de compensación de los TCSC a ubicar del 0 al 70% de la reactancia de la línea. Para las líneas que cuenten con un capacitor serie fijo el nivel de compensación del TCSC a ubicar dependerá del nivel de compensación de su capacitor serie fijo. Para ambos casos solo se considera el TCSC en el rango capacitivo.

4.2.2 Demanda

Partiendo de una demanda base del año 2019 [3], la demanda se proyectó al año 2025 asumiendo una tasa promedio optimista, se consideró una tasa promedio de 5.7% [4] por año entre 2019 a 2025, el cual se distribuyó de manera proporcional a cada barra [18] (anexo E).

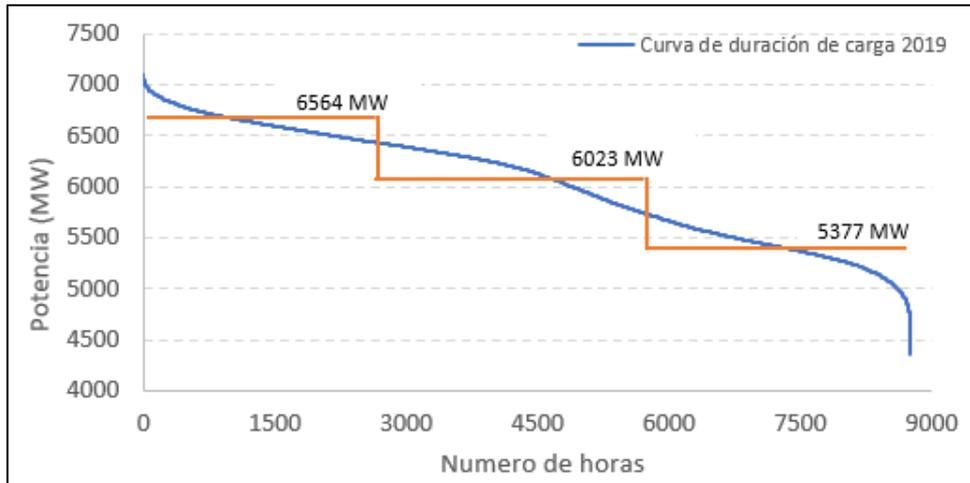


Figura 4.5 Bloques operativos para el año 2019
(Fuente: Referencia [3])

Tabla 4.8 Proyección demanda 2019-2025

| Año | Bloque 3 | Bloque 2 | Bloque 1 | % |
|------|----------|----------|----------|------|
| 2019 | 6564 | 6023 | 5377 | --- |
| 2020 | 6938 | 6367 | 5684 | 5.7% |
| 2021 | 7333 | 6730 | 6008 | 5.7% |
| 2022 | 7751 | 7113 | 6350 | 5.7% |
| 2023 | 8193 | 7519 | 6712 | 5.7% |
| 2024 | 8660 | 7947 | 7095 | 5.7% |
| 2025 | 9154 | 8400 | 7499 | 5.7% |

Tabla 4.9 Duración en horas de cada bloque operativo

| Bloque | Duración (hrs) |
|----------|----------------|
| Bloque 1 | 3285 |
| Bloque 2 | 3285 |
| Bloque 3 | 2190 |

4.2.3 Generación

El parque generador utilizado corresponde a una representación reducida de las centrales que operan actualmente (hidráulica, térmicas, solares y eólicas).

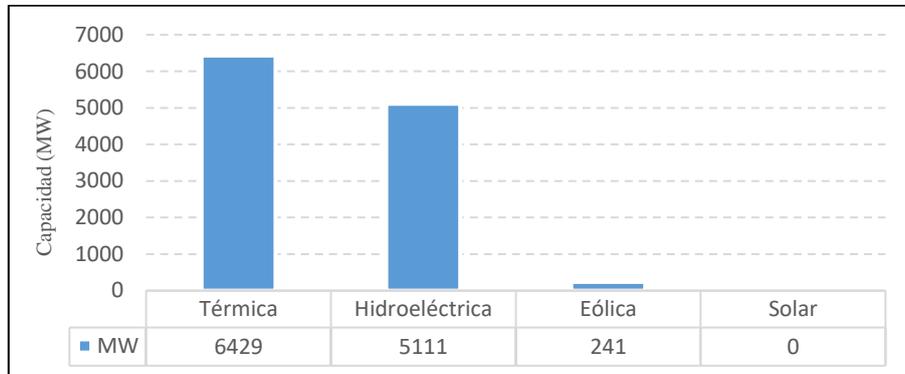


Figura 4.6 Capacidad instalada de generación

Cada central tendrá un costo variable de generación de energía en US\$/MW, que dependerá principalmente del tipo de energético que utilice para la producción. De esta manera, serán las centrales térmicas las que tendrán un costo mayor a cero mientras que las centrales hidroeléctricas, solares y eólicas tendrán un costo de generación nulo. Además, no se considera restricciones técnicas de las unidades generadoras, como tiempos mínimos de encendido y apagado y tasas de rampa (restricciones *unit commitment*). Los límites de generación de las unidades hidráulicas se consideran desde un punto de vista hidrológico de avenida, no se considera escenario de estiaje. El detalle completo de los datos de generación se encuentra en el anexo E.

Para fines de optimización se considera un costo de energía no suministrada de 6000 US\$/MWh [5], de esta manera aseguramos la operación de unidades térmicas de alto costo, evitando así una restricción de suministro por despacho económico.

4.2.4 Líneas de transmisión

Como se mencionó anteriormente, los elementos del sistema de transmisión están basados en el modelo [18], en el cual se le agregó los proyectos de transmisión contemplados en los planes de transmisión elaborados por COES [4].

Tramos en los que existen más de dos circuitos de líneas o transformadores, estos son representados por un circuito equivalente. Es importante mencionar que para el escenario en contingencia las capacidades de las líneas y transformadores se consideran

en 1.2 veces sus capacidades en estado normal o base (se tiene en cuenta los límites operativos). En el anexo E se muestra el listado de líneas y transformadores considerados.

4.2.5 Capacitores series fijos (CSF)

Al año 2025 se está considerando 12 capacitores series fijos, sin embargo 2 capacitores series correspondientes a las líneas Poroma-Ocoña y Chilca-Poroma se consideran en bypass según el plan de transmisión 2021-2030 [4] como medida de mitigación del fenómeno de resonancia subsíncrona, considerando esta restricción en el futuro, solo se considerarán los restantes como candidatas a implementar un control TCSC.

Tabla 4.10 Capacitores series fijos al 2025

| Línea de transmisión | Tensión | Nivel de compensación | Estado | Condición |
|---------------------------------|---------|-----------------------|--------|-----------|
| | (kV) | | | |
| LT ChilcaCTM - Poroma 500 kV | 500 | 64% | bypass | Existente |
| LT Poroma - Ocoña 500 kV | 500 | 63% | bypass | Existente |
| LT Colcabamba - Poroma 500 kV | 500 | 51% | Activo | Existente |
| LT Poroma - Yarabamba 500 kV | 500 | 55% | Activo | Existente |
| LT Ocoña - San José 500 kV | 500 | 63% | Activo | Existente |
| LT San José - Montalvo 500 kV | 500 | 63% | Activo | Existente |
| LT Mantaro - Cotaruse 220 kV | 220 | 64% | Activo | Existente |
| LT Cotaruse - Socabaya 220 kV | 220 | 64% | Activo | Existente |
| LT Colcabamba-Yanango 500 kV | 500 | 50% | Activo | Proyecto |
| LT Yanango-Carapongo 500 kV | 500 | 50% | Activo | Proyecto |
| LT Carabayllo - Chimbote 500 kV | 500 | 51% | Activo | Proyecto |
| LT Chimbote - Trujillo 500 kV | 500 | 51% | Activo | Proyecto |

4.2.6 Selección de contingencias

Para el análisis de seguridad o de contingencias se consideran las líneas de 500kV (17 líneas) y líneas de 220kV (3 líneas). Para considerar que las contingencias abarquen salidas por mantenimiento, se decidió considerar una duración de 8 horas por cada contingencia y bloque operativo. En la tabla 4.11 se muestra las 20 líneas a considerar, estas fueron obtenidas del plan de transmisión 2021-2030 [4].

Tabla 4.11 Listado de contingencias

| N° | Línea en contingencia | Condición | Duración (horas) | | |
|-----|---------------------------------|-----------|------------------|----------|----------|
| | | | Bloque 1 | Bloque 2 | Bloque 3 |
| c0 | Base | N | 3125 | 3125 | 2030 |
| c1 | LT La Nina - Trujillo 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c2 | LT Chimbote - Trujillo 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c3 | LT Carabaylo - Chimbote 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c4 | LT ChilcaCTM - Carapongo 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c5 | LT Carapongo - Carabaylo 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c6 | LT ChilcaCTM - Poroma 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c7 | LT Colcabamba - Poroma 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c8 | LT Poroma - Ocoña 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c9 | LT Poroma - Yarabamba 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c10 | LT Ocoña - San José 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c11 | LT San José - Montalvo 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c12 | LT Yarabamba - Montalvo 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c13 | LT Colcabamba-Yanango 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c14 | LT Yanango-Carapongo 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c15 | LT Huánuco-Yanango 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c16 | LT Chilca-Planicie 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c17 | LT Planicie-Carabaylo 500 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c18 | LT Mantaro - Cotaruse 220 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c19 | LT Cotaruse - Socabaya 220 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |
| c20 | LT Socabaya - Moquegua 220 kV | N-1 | 8 | 8 | 8 |

4.2.7 Líneas candidatas para TCSC

Con la finalidad de disminuir el número de líneas de transmisión candidatas a instalar un TCSC, se aplicó la técnica de sensibilidad de Orfanogianni [27]. Los resultados completos se muestran en el anexo F. La figura 4.7 nos muestra gráficamente estos resultados, donde se observa que líneas tienen una mayor sensibilidad al conectarse una reactancia capacitiva en serie (Lagrange > 0) o reactancia inductiva en serie (Lagrange < 0).

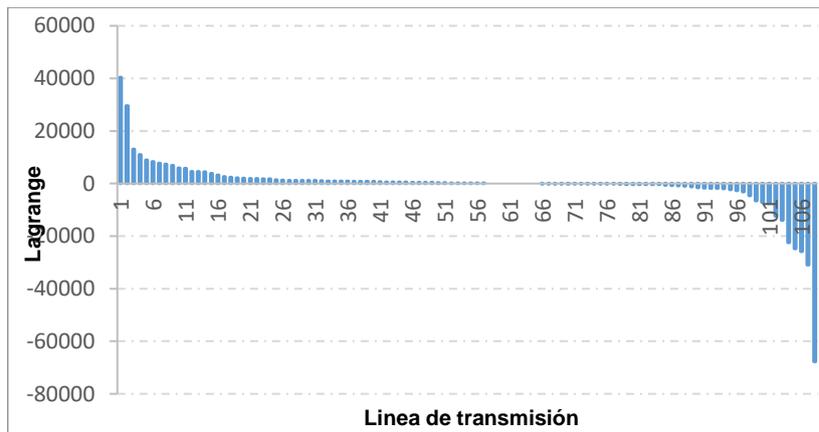


Figura 4.7 Sensibilidad de líneas para ubicación de TCSC

La tabla 4.12, muestra las 27 líneas candidatas a instalar un TCSC en base al análisis de sensibilidad. Además, se incluye las líneas que actualmente cuentan con un capacitor serie fijo (Lagrange < 0), las cuales son candidatas para implementar un control TCSC.

Tabla 4.12 Líneas candidatas para instalar de TCSC

| Id | Línea | Lagrange |
|-----------|------------------------------------|-----------------|
| 2 | LT Refinería - Chavarría 220 kV | 29518 |
| 3 | LT Chilca-Planicie 500 kV | 12982 |
| 5 | LT Poroma - Yarabamba 500 kV | 8941 |
| 6 | LT Socabaya - Tintaya 220 kV | 8285 |
| 7 | LT Carapongo - Carabaylo 500 kV | 7630 |
| 9 | LT Abancay - Suriray 220 kV | 6866 |
| 10 | LT ChilcaCTM - Carapongo 500 kV | 5925 |
| 11 | LT Colcabamba - Poroma 500 kV | 5743 |
| 12 | LT Callahuanca - Carapongo 220 kV | 4562 |
| 13 | LT Yanango-Carapongo 500 kV | 4505 |
| 14 | LT Huanza - Carabaylo 220 kV | 4432 |
| 16 | LT Cotaruse - Suriray 220 kV | 3198 |
| 17 | LT Chilca -Independencia 220 kV | 2591 |
| 18 | LT Huayucachi - Huanza 220 kV | 2341 |
| 19 | LT Mantaro - Huayucachi 220 kV | 2063 |
| 21 | LT Conococha - Paramonga 220 kV | 1917 |
| 24 | LT Pachachaca - Callahuanca 220 kV | 1737 |
| 28 | LT Independencia - Ica 220 kV | 1158 |
| 29 | LT Paragsha2 - Conococha 220 kV | 1155 |
| 33 | LT Mantaro - Pachachaca 220 kV | 931 |
| 35 | LT Paragsha2 - Vizcarra 220 kV | 860 |
| 37 | LT Carabaylo - Chimbote 500 kV | 799 |
| 38 | LT Paragsha2 - Carhuamayo 220 kV | 797 |
| 39 | LT Ocoña - San José 500 kV | 713 |
| 40 | LT San José - Montalvo 500 kV | 712 |
| 50 | LT Huánuco-Yanango 500 kV | 319 |
| 52 | LT Colcabamba-Yanango 500 kV | 154 |

Además, se agregan a las 27 líneas mostradas anteriormente, las líneas con capacitores series fijos (Mantaro-Cotaruse y Cotaruse-Socabaya), en total se considera 29 líneas candidatas a instalar TCSC.

4.2.8 Resultados de optimización

Si aplicamos la metodología y además agregamos como restricción adicional la cantidad de equipos TCSC a instalar en el modelo de optimización, se puede apreciar como varían los costos con respecto al número de equipos TCSC (tabla 4.13 y 4.14).

Tabla 4.13 Costo de planificación anual para diferentes valores de TCSC

| Categoría Costo | Costo Anual (millones \$) | | | | |
|----------------------------------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | # TCSC | | | | |
| | n= 0 | n= 1 | n= 2 | n= 3 | n=4 |
| Costo generación base | 671 | 645 | 597 | 594 | 578 |
| Costo generación contingencia | 40.25 | 38.76 | 37.11 | 37.16 | 36.65 |
| Costo generación Total | 712 | 684 | 634 | 631 | 615 |
| Costo TCSC | 0 | 1.1 | 4 | 5.0 | 5.9 |
| Costo racionamiento base | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Costo racionamiento contingencia | 2.1 | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Costo total | 714 | 685 | 638 | 636 | 621 |
| Racionamiento (MW) | 43 | 3 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 4.14 Líneas a instalar TCSC para diferentes números de TCSC

| Ubicación de TCSC | | | |
|--------------------------|--------------------------|-----------------------------|--------------------------|
| n= 1 | n= 2 | n=3 | n=4 |
| LT Refinería - Chavarría | LT Refinería - Chavarría | LT Pachachaca - Callahuanca | LT Refinería - Chavarría |
| | LT Mantaro - Cotaruse | LT Refinería - Chavarría | LT Chilca - Carapongo |
| | | LT Mantaro - Cotaruse | LT Huanza - Carabayllo |
| | | | LT Mantaro - Cotaruse |

En la figura 4.8 y 4.9, se muestra gráficamente como varia el costo de generación total y el valor de racionamiento con respecto a la cantidad de equipos TCSC.

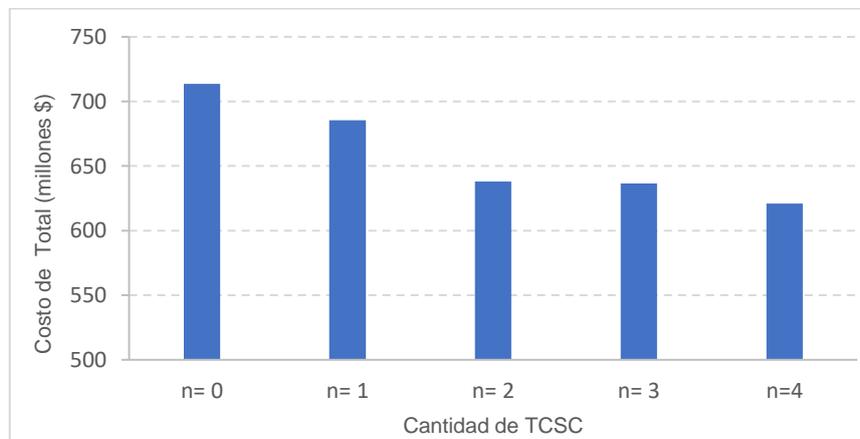


Figura 4.8 Costo de total para diferentes valores de TCSC

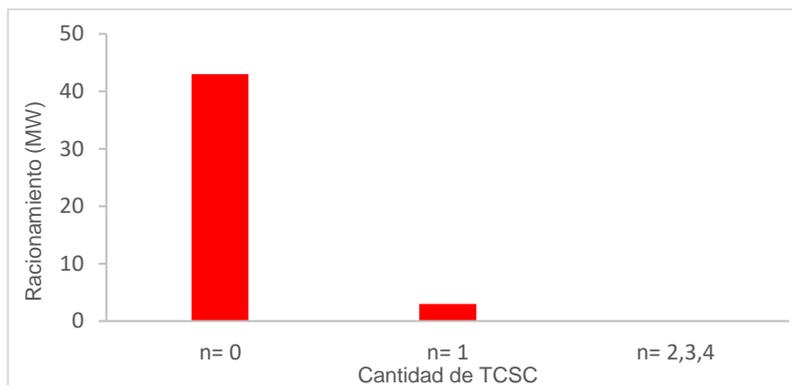


Figura 4.9 Variación de racionamiento para diferentes valores de TCSC

La solución obtenida por el modelo de optimización sugiere la instalación de 4 equipos TCSC. El tiempo de procesamiento computacional fue de alrededor de 2630 segundos (0.7 hrs) con una tolerancia ajustada en 3%.

Tabla 4.15 Líneas a instalar TCSC

| Líneas de transmisión | Tensión (kV) |
|--------------------------|--------------|
| LT Chilca - Carapongo | 500 |
| LT Refinería - Chavarría | 220 |
| LT Huanza - Carabaylo | 220 |
| LT Mantaro - Cotaruse | 220 |

En la tabla 4.16, se muestra que con la instalación de 4 TCSC se logró disminuir todos los costos, además se logra evitar el racionamiento de carga de 43 MW (2.1 millones de dólares) en la barra de conexión SE Industriales 220kV, generado por la contingencia de la L.T. Chilca-Planicie 500 kV (c16). Aunque la instalación de 4 TCSC tiene un costo de 5.9 millones de dólares, el costo total de planificación tuvo una reducción anual de alrededor de 92.7 millones de dólares (13% menos).

Tabla 4.16 Costo de planificación anual con y sin TCSC

| Categoría Costo | Costo Anual (millones \$) | |
|----------------------------------|---------------------------|------------|
| | Sin TCSC | Con 4 TCSC |
| Costo generación base | 671 | 578 |
| Costo generación contingencia | 40.25 | 36.65 |
| Costo generación total | 712 | 615 |
| Costo TCSC | 0 | 6 |
| Costo racionamiento base | 0 | 0 |
| Costo racionamiento contingencia | 2.1 | 0 |
| Costo total | 714 | 621 |

4.2.9 Procesamiento de resultados

En la figura 4.10, se muestra gráficamente el costo de generación por hora (\$/h) para cada escenario de contingencia, donde se puede observar que la instalación de cuatro (4) TCSC logró minimizar el costo de generación.

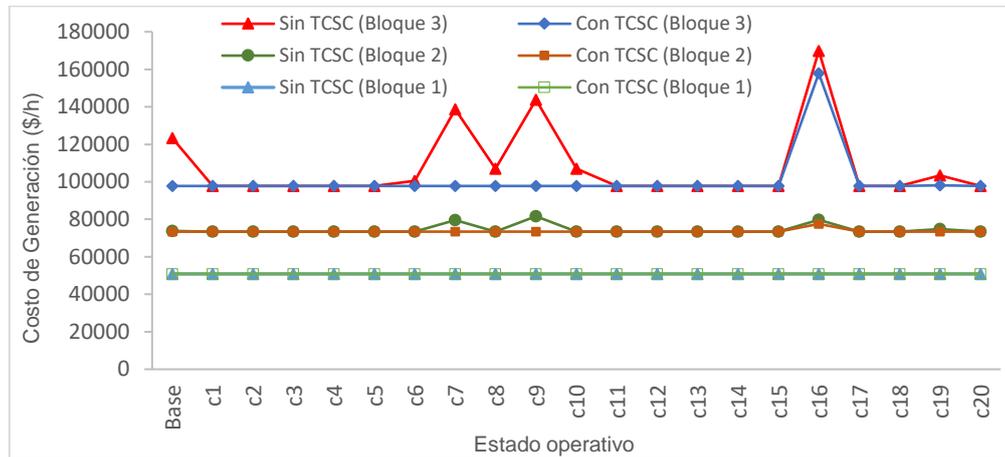


Figura 4.10 Costos de generación para diferentes estados operativos

Para ilustrar la influencia que tienen los 4 TCSC en el despacho de generación, se muestra en la tabla 4.17 el despacho de las unidades para el escenario base y para los escenarios en contingencia 7 y 9 para el bloque operativo 3.

Tabla 4.17 Despacho de generación para bloque operativo 3

| Unidad | Despacho de generación (MW) | | | | | |
|-------------------|-----------------------------|----------|-----------------|----------|-----------------|----------|
| | Base | | Contingencia c7 | | Contingencia c9 | |
| | Sin TCSC | Con TCSC | Sin TCSC | Con TCSC | Sin TCSC | Con TCSC |
| C.T. Malacas 3 | 11 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| C.T. Santa Rosa | 187 | 291 | 277 | 261 | 259 | 261 |
| C.T. Puerto Bravo | 267 | 0 | 233 | 0 | 0 | 0 |
| C.H. Mantaro | 803 | 803 | 553 | 803 | 585 | 803 |
| C-T. Kallpa | 648 | 817 | 852 | 852 | 852 | 852 |
| C.T. Ilo RF | 0 | 0 | 0 | 0 | 219 | 0 |

En la tabla 4.17, se observa que con el ingreso de los 4 TCSC las unidades de generación de bajo costo (C.T. Santa Rosa, C.H. Mantaro y C.T. Kallpa) reemplazan las unidades de alto costo (C.T. Puerto Bravo, C.T. Ilo y C.T. Malacas 3).

Se puede observar en la figura 4.11 y tabla 4.18, que hay una reducción considerable en las horas de congestión de la LT Mantaro - Cotaruse 220 kV. Sin embargo, se mantiene un nivel alto de horas de congestión de las LT Chavarría - Santa Rosa 220 kV, LT San Juan - Santa Rosa 220 kV, lo cual nos estaría indicando la necesidad de repotenciar dichas líneas.

Tabla 4.18 Número de horas de congestión con y sin TCSC

| Líneas en congestión | # horas congestión | |
|----------------------------------|--------------------|----------|
| | Sin TCSC | Con TCSC |
| LT Mantaro - Cotaruse 220 kV | 2214 | 96 |
| LT Chavarría - Santa Rosa 220 kV | 2198 | 2166 |
| LT Santa Rosa - San Juan 220 kV | 8752 | 8760 |

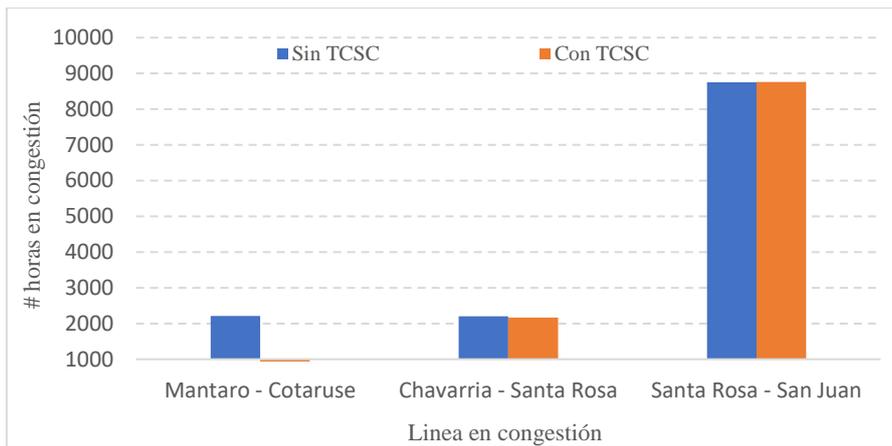


Figura 4.11 Número de horas de congestión de líneas caso base

A continuación, se muestra gráficamente el comportamiento de los flujos y niveles de compensación del TCSC ubicado en L.T. Huanza – Carabayllo 220kV.

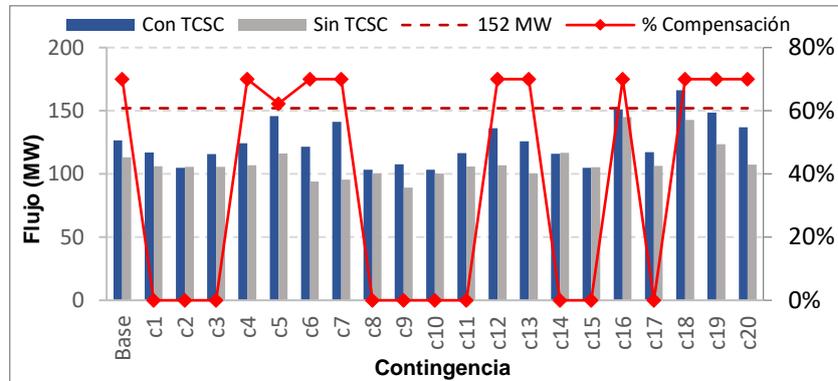


Figura 4.12 TCSC en L.T. Huanza – Carabayllo para bloque 3

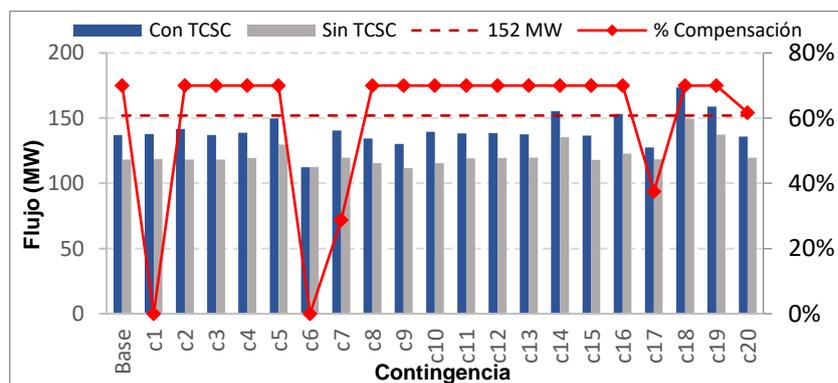


Figura 4.13 TCSC en L.T. Huanza – Carabayllo para bloque 2

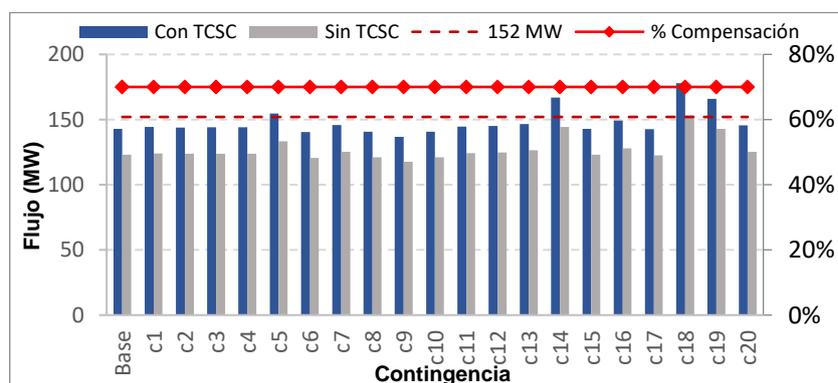


Figura 4.14 TCSC en L.T. Huanza – Carabayllo para bloque 1

A continuación, se muestra gráficamente el comportamiento de los flujos y niveles de compensación del TCSC ubicado en L.T. Refinería – Chavarría 220kV.

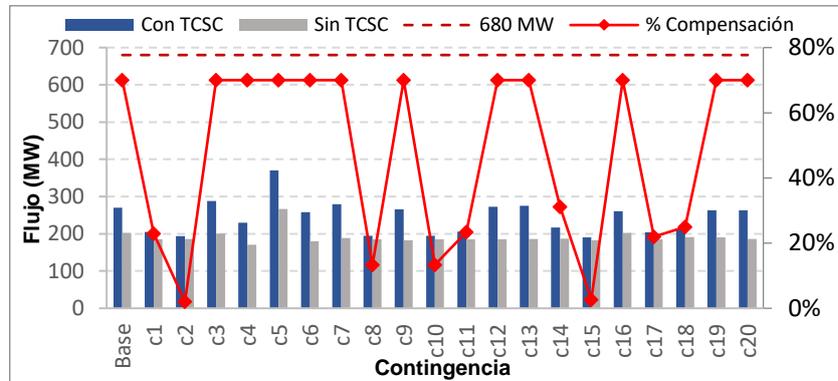


Figura 4.15 TCSC en L.T. Refinería – Chavarría para bloque 3

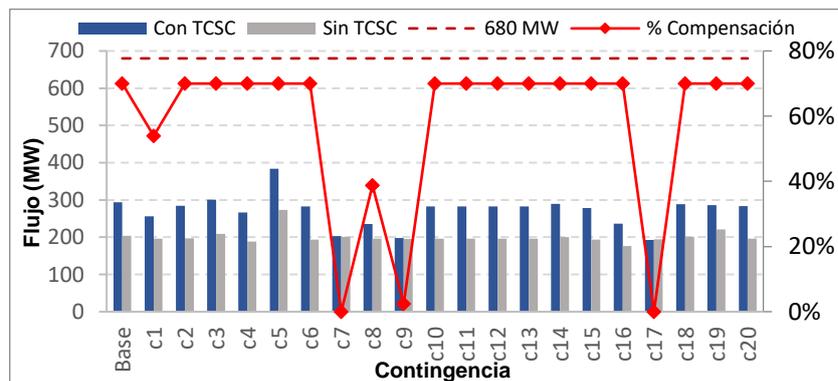


Figura 4.16 TCSC en L.T. Refinería – Chavarría para bloque 2

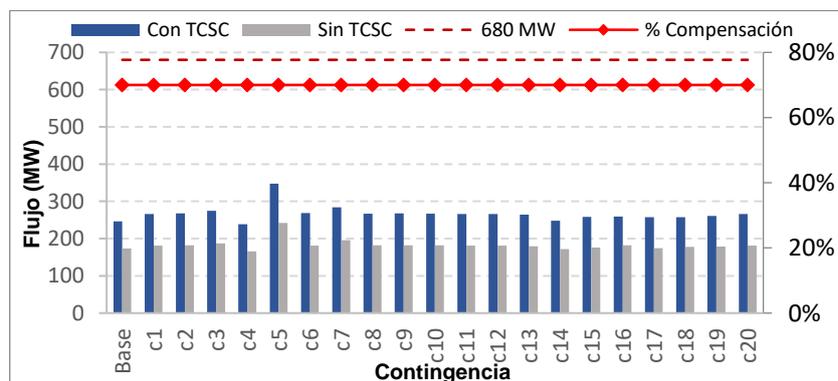


Figura 4.17 TCSC en L.T. Refinería – Chavarría para bloque 1

A continuación, se muestra gráficamente el comportamiento de los flujos y niveles de compensación del TCSC ubicado en L.T. ChilcaCTM – Carapongo 500kV.

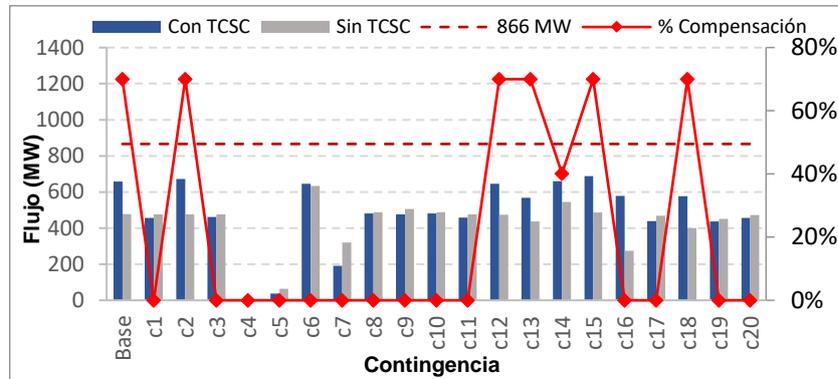


Figura 4.18 TCSC en L.T. ChilcaCTM – Carapongo para bloque 3

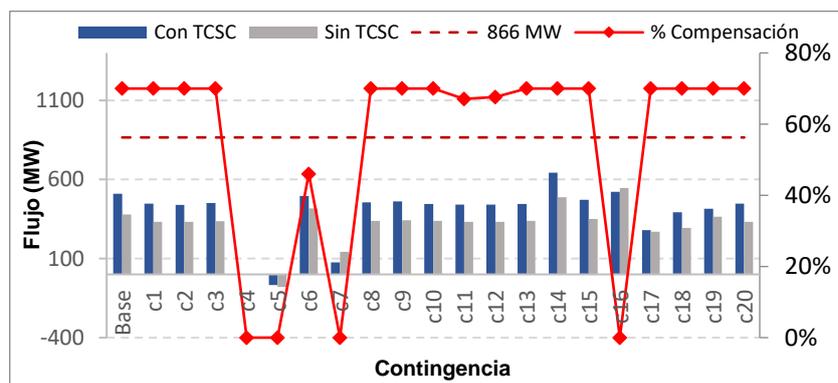


Figura 4.19 TCSC en L.T. ChilcaCTM – Carapongo para bloque 2

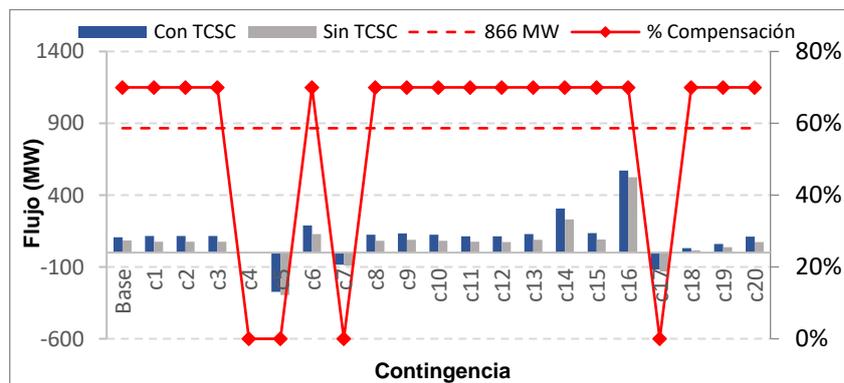


Figura 4.20 TCSC en L.T. ChilcaCTM – Carapongo para bloque 1

A continuación, se muestra gráficamente el comportamiento de los flujos y niveles de compensación del TCSC ubicado en L.T. Mantaro – Cotaruse 220 kV.

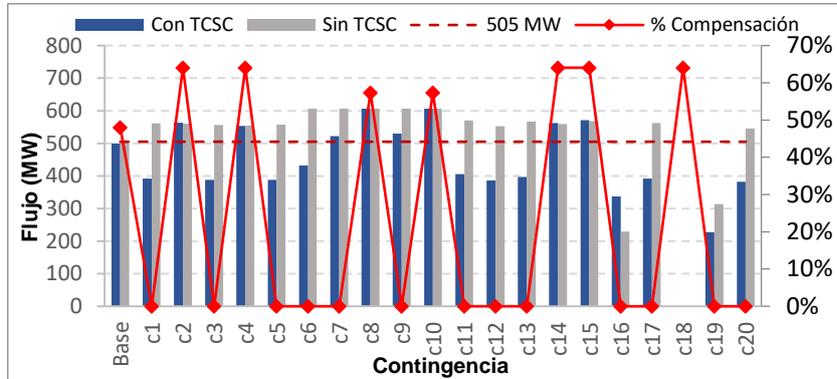


Figura 4.21 TCSC en L.T. Mantaro – Cotaruse para bloque 3

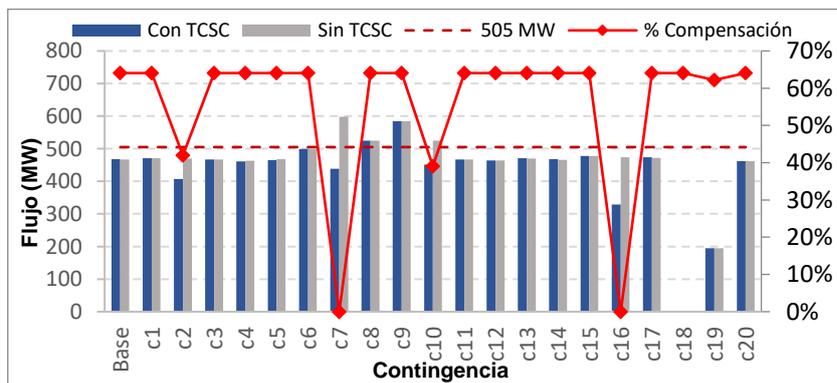


Figura 4.22 TCSC en L.T. Mantaro – Cotaruse para bloque 2

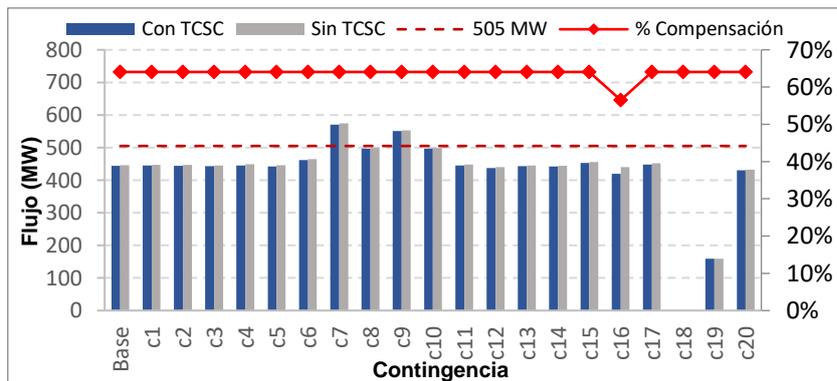


Figura 4.23 TCSC en L.T. Mantaro – Cotaruse para bloque 1

De los gráficos mostrados anteriormente, se observa que los TCSC ubicados en las L.T. Huanza – Carabaylo, L.T. Refinería – Chavarría y L.T. ChilcaCTM – Carapongo, trabajan en varios puntos de operación dependiendo del bloque de demanda, por lo que la opción de un equipo de control TCSC de 0 a 70% de compensación de la línea está justificado.

La línea L.T. Mantaro – Cotaruse 220kV cuenta actualmente con un capacitor serie fijo al 64% de la reactancia de la línea, de acuerdo con los resultados la metodología propone implementar un control TCSC en todo el nivel de compensación.

En base al análisis previo, se concluye que se requiere la instalación de cuatro (4) equipos de control TCSC con un costo aproximado de 25,653,585 millones de \$, sin embargo, si consideramos la representación real del SEIN (líneas paralelas) la cantidad real de equipos TCSC tendría un valor de seis (6).

Tabla 4.19 Ubicación y nivel de compensación de TCSC para SEIN

| Línea de transmisión | Tensión (kV) | # Líneas Paralelas | # TCSC | Nivel Compensación |
|-----------------------|--------------|--------------------|--------|--------------------|
| ChilcaCTM - Carapongo | 500 | 1 | 1 | 0%-70% |
| Refinería - Chavarría | 220 | 2 | 2 | 0%-70% |
| Huanza - Carabaylo | 220 | 1 | 1 | 0%-70% |
| Mantaro - Cotaruse | 220 | 2 | 2 | 0%-64% |

4.3 Contrastación de hipótesis

La hipótesis plantea que a través de una metodología se podrá ubicar de manera óptima el control TCSC considerando criterios de seguridad utilizando programación lineal entera mixta. En los resultados de la sección 4.1 y 4.2 se observa que al aplicar la metodología planteada en la sección 3.1, la cual se basó en la técnica de sensibilidad de T. Orfanogianni [27] junto con el modelo de programación lineal entera mixta que considera criterios de seguridad propuesto por X. Zhang [29], se logró ubicar de manera óptima equipos de control TCSC. La ubicación de estos equipos logró minimizar los costos de operación e inversión. Con esto se confirma que la hipótesis es verdadera.

CONCLUSIONES

1. Se propuso una metodología para la ubicación óptima de equipos de control TCSC considerando como función objetivo la de minimizar costos de operación, inversión y racionamiento de carga. Esta metodología se basó en la técnica o análisis de sensibilidad de T. Orfanogianni [27] que permitió determinar las líneas candidatas a instalar un TCSC y además se mejoró el modelo de planificación para ubicar equipos TCSC propuesto por X. Zhang [29].
2. El modelo de planificación propuesto por X. Zhang [29] utilizó un flujo de potencia óptimo linealizado para ubicar equipos TCSC, además propuso una técnica de reformulación para linealizar la restricción no lineal de flujo de potencia introducida por un TCSC. En el presente trabajo de investigación, se mejoró el modelo de planificación de X. Zhang [29] al incorporar la opción de ubicar equipos de control TCSC en líneas de transmisión que ya cuenten con capacitores series fijos.
3. La metodología propuso un procedimiento de tres etapas para la ubicación óptima de equipos de control TCSC, la primera etapa consistió en realizar un análisis de sensibilidad para determinar las líneas candidatas a ubicar un TCSC y en la de seleccionar las contingencias que generan un mayor impacto al sistema, la segunda etapa, consistió en resolver el modelo de optimización para la ubicación de TCSC, y la tercera etapa, consistió en realizar un análisis o procesamiento de los resultados obtenidos de la optimización para determinar si era conveniente la implementación de un TCSC o simplemente un capacitor serie fijo (CSF).
4. Al aplicar la metodología al sistema de prueba de 118 barras de la IEEE y al caso real del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se pudo demostrar que la ubicación de equipos de TCSC permitió reducir los costos de planificación anual en 9% y 13% respectivamente. Además, se logró redistribuir los flujos de potencia en las líneas de transmisión para permitir el reemplazo de unidades de generación de alto costo por unidades de bajo costo.

5. Al aplicar la metodología al sistema de prueba de 118 barras de la IEEE, se obtuvo como resultado inicial la ubicación de 3 equipos TCSC en las líneas TE148, TE150 y TE151. Sin embargo, al realizar el procesamiento de resultados, se observó que el TCSC ubicado en la línea TE151 trabajó solo en un punto de operación del 70% de la reactancia de la línea, razón por la cual se concluyó que la opción de un capacitor serie fijo en reemplazo de un TCSC sería el más conveniente desde un punto de vista económico.
6. Para el caso del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), donde se obtuvo como resultado la ubicación de 4 TCSC en las L.T. Chilca – Carapongo 500kV, L.T. Huanza – Carabayllo 220kV, L.T. Refinería – Chavarría 220kV, y L.T. Mantaro – Cotaruse 220kV, se evidenció que dichos equipos lograron evitar el racionamiento de 43MW y además lograron disminuir el número de horas en congestión en la L.T. Mantaro – Cotaruse 220kV en un 95.6%. Esto demostró que al considerar equipos TCSC en la red trae beneficios para la operación.
7. Para el caso del SEIN, la metodología logró ubicar un equipo de control TCSC en un capacitor serie fijo existente correspondiente a la L.T. Mantaro-Cotaruse 220kV, esto permitió reducir en un 95.6% las horas de congestión presentadas en dicha línea.
8. El tiempo de procesamiento computacional para el sistema de prueba de 118 barras de la IEEE y para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) fue de 2385 y 2630 segundos respectivamente, para ambas se utilizó una tolerancia ajustada en 3%.

RECOMENDACIONES

1. Incluir una mayor cantidad de escenarios de operación (generación, demanda) junto con modelos estocásticos, permitiría representar mejor las condiciones de operación del SEIN, lo cual podría aumentar o disminuir la cantidad de equipos de control TCSC produciendo menores costos de operación.
2. Utilizar técnicas de aprendizaje automático (*machine learning*) para la agrupación (*clúster*) de puntos de operación (generación, demanda), esto brindaría otra alternativa para representar mejor las condiciones de operación.
3. La metodología planteada puede ser mejorada al incluir dentro del modelo matemático otros equipos FACTS para su ubicación óptima y agregando restricciones adicionales CA (corriente alterna), los cuales pueden ser resueltos utilizando otras técnicas.
4. La metodología puede ser mejorada para resolver el problema de planeamiento multietapa con ubicación de FACTS, de manera que nos pueda dar información de cuándo y cuántos equipos deben instalarse en cada etapa.

GLOSARIO

1. COES.- Es una entidad privada, sin fines de lucro y está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres).
2. CPLEX. - Es un software de optimización matemática.
3. FACTS. - Equipos que abarcan al conjunto de equipos con capacidad de controlar el flujo de potencia.
4. GAMS. - Es un sistema de modelación algebraica para problemas de optimización.
5. IEEE. - Es la sociedad técnico profesional más grande y prestigiosa del mundo, dedicada a promover y divulgar los avances científicos.
6. MODPLAN. - Modelo de operación económica del SEIN para la planificación de la transmisión.
7. PYOMO. - Es una colección de paquetes de software de Python para formular modelos de optimización.
8. PYTHON. - Es un lenguaje de programación de alto nivel que se utiliza para desarrollar aplicaciones de todo tipo.
9. SEIN. - Es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, el cual permite la transferencia de energía eléctrica entre los diversos sistemas de generación eléctrica de Perú.
10. YALMIP. - Es una biblioteca de terceros similar a Python y admite una variedad de solucionadores de optimización.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Alemany J., Moitre D. and Magnago F. (2013) 'Benders Decomposition Applied to Security Constrained Unit Commitment', *IEEE Latin America Transactions*.
- [2] Catálogo ABB (2019) 'TCSC Thyristor Controlled Series Compensation Keeping grids together', ABB. <https://library.e.abb.com/public/dfd0b019e1fe08a48325771f002dbfc5/A02-0158.pdf>.
- [3] Comité de Operación Económica del Sistema – COES. (2021), "Informe de la operación anual del SEIN", <https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Informes>.
- [4] Comité de Operación Económica del Sistema – COES. (2020), "Actualización Plan de Transmisión 2021-2030", <https://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision>.
- [5] Comité de Operación Económica del Sistema – COES. (2021), "Estudios de Límites de Transmisión al Área Operativa Sur". <http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperaciónSEIN>.
- [6] Conejo A., Castillo E., Mínguez R., and García-Bertrand R. (2006), *Decomposition Techniques in Mathematical Programming: Engineering and Science Applications*. New York, NY, USA: Springer.
- [7] Conejo, A. J., Baringo Morales, L., Kazempour, S. J., and Siddiqui, A. S. (2016). Investment in Electricity Generation and Transmission. Cham: Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-29501-5>
- [8] Dimitrovski A., Li Z., Ozpineci B. (2015): 'Magnetic amplifier-based power flow controller', *IEEE Trans. Power Deliv.*, pp. 1708–1714.
- [9] Dommel H. and Tinney W. (1968), "Optimal Power Solutions", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, No.10.
- [10] Eremia M., Liu C., and Edris A. (2016), *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*, First Edition. John Wiley & Sons, Inc. The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [11] Frank S. and Rebennak S. (2014) "A Primer on Optimal Power Flow: Theory Formulation and Practical Examples", *Colorado School of Mines. Division of Economics and Business*, Working Paper 2012-14.
- [12] Faruk U., E. Karatepe (2017), "Coordinated TCSC Allocation and Network Reinforcements Planning with Wind Power," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, early access
- [13] Gómez – Expósito A., Conejo A., and Cañizares C. (2018), *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*. Second edition. Taylor & Francis Group, CRC Press.

- [14] Green Electricity Network Integration. (2016). Available at <http://arpa.e.energy.gov/?q=arpa-e-programs/geni>.
- [15] Hillier F., Lieberman G. (2012), *Introduction to Operations Research*, McGraw-Hill, New York, USA.
- [16] Hingorani N. and Gyugyi L. (1999), *Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission System*, IEEE Press.
- [17] Lin J. and Magnago F. (2017), *Electricity Markets: Theories and Applications*, First Edition. The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [18] Marco Colorado and M. F. Bedriñana, "Planning of must-run units and optimal load shedding to maintain the security in power systems," *2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA), Lima, 2018, pp. 1-5*.
doi: 10.1109/TDC-LA.2018.8511699
- [19] Mostafa. S. Ardakani and K. W. Hedman (2016), "A fast LP approach for enhanced utilization of variable impedance based FACTS devices," *IEEE Trans. Power Syst., vol. 31, no. 3, pp. 2204–2213*.
- [20] Oñate P. (2008), "Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado". [Tesis Doctoral en Ingeniería Eléctrica]. CINVESTAV, Unidad Guadalajara.
- [21] Papalexopoulos A. (1996), "Challenges to On-Line OPF Implementation", *IEEE Tutorial Course, pp.36*.
- [22] Ramírez J., Caicedo G. and Correa R. (2017), *Sistemas de Transmisión Flexible FACTS*, Primera Edición. Programa Editorial Universidad del Valle.
- [23] R. Mohan Mathur, Rajiv K. Varma - Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems-Wiley-IEEE Press.
- [24] Sánchez Rodríguez, J. A. (2014). Planificación estática de la red eléctrica de transporte mediante algoritmos genéticos.
- [25] Seifi, H., & Sepasian, M. S. (2011). *Electric power system planning: issues, algorithms and solutions* (pp. 69-70). Berlin: Springer.
- [26] Shen W., Dong Z., Meng K., et al. (2017), "Transmission expansion planning with wind generation considering TCSC," *Energy Internet and Energy System Integration (EI2), IEEE Conference on IEEE, pp. 1-6*.
- [27] Tina Orfanogianni, R. Bacher, "Steady-state optimization in power systems with series FACTS devices", *IEEE Transactions on Power System, vol 18, 2003*.
- [28] Tinney W. and Sun D. (1987), "Optimal Power Flow: Research and Code Development", ESCA Corporation. Research.
- [29] Zhang X., Tomsovic K., and Dimitrovski A. (2016), "Optimal investment on series FACTS device considering contingencies," *in Proc. North Amer. Power Symp., Denver, CO, USA, pp. 1–6*.

- [30] Zhang X., Tomsovic K., and Dimitrovski A. (2017), "Security Constrained Multi-Stage Transmission Expansion Planning Considering a Continuously Variable Series Reactor," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4442-4450.
- [31] Zhang X., Tomsovic K., and Dimitrovski A. (2018), "Optimal allocation of series FACTS devices in large-scale systems," *IET Gener., Transmiss. Distrib.*, vol. 12, no. 8, pp. 1889–1896.
- [32] Zhang X., Xu C., Wang Z., et al. (2019) "Allocation of a Variable Series Reactor Considering AC Constraints and Contingencies," *CSEE Journal of Power and Energy Systems.*, vol. 5.
- [33] Zhu J. (2015), *Optimization of Power System Operation*, Second Edition. John Wiley & Sons, Inc. The Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [34] Ziaee O. and Choobineh F. (2016), "Location-allocation of TCSC devices on a power system considering n-1 contingency," in *Proc. IEEE Power Energy Soc. Innovative Smart Grid Technol. Conf.*, pp. 1–5.
- [35] Ziaee O. and Choobineh F. (2016), "Stochastic location-allocation of TCSC devices on a power system with large scale wind generation," in *Proc. IEEE Power Energy Soc. General Meeting*, pp. 1–5.
- [36] Ziaee O. and Choobineh F. (2017), "Optimal location-allocation of TCSC devices on a transmission network," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 94–102.
- [37] Ziaee O., Mousavi A., and Choobineh F. (2018), "Co-optimization of transmission expansion planning and TCSC placement considering the correlation between wind and demand scenarios," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33.

ANEXO A

Tabla A.9.1 Datos de líneas de transmisión de sistema de 118 barras

| Línea | Reactancia (pu) | Potencia (MW) | Línea | Reactancia (pu) | Potencia (MW) | Línea | Reactancia (pu) | Potencia (MW) |
|-------|-----------------|---------------|-------|-----------------|---------------|-------|-----------------|---------------|
| TE1 | 0.0999 | 150 | TE32 | 0.0382 | 750 | TE63 | 0.1270 | 150 |
| TE2 | 0.0424 | 150 | TE33 | 0.1630 | 750 | TE64 | 0.1890 | 150 |
| TE3 | 0.0080 | 750 | TE34 | 0.0855 | 150 | TE65 | 0.0625 | 150 |
| TE4 | 0.1080 | 150 | TE35 | 0.0943 | 150 | TE66 | 0.3230 | 150 |
| TE5 | 0.0540 | 150 | TE36 | 0.0388 | 750 | TE67 | 0.3230 | 150 |
| TE6 | 0.0208 | 150 | TE37 | 0.0504 | 150 | TE68 | 0.1860 | 150 |
| TE7 | 0.0305 | 750 | TE38 | 0.0860 | 750 | TE69 | 0.0505 | 150 |
| TE8 | 0.0267 | 750 | TE39 | 0.1563 | 150 | TE70 | 0.0752 | 150 |
| TE9 | 0.0322 | 750 | TE40 | 0.0331 | 150 | TE71 | 0.1370 | 150 |
| TE10 | 0.0688 | 150 | TE41 | 0.1153 | 150 | TE72 | 0.0588 | 150 |
| TE11 | 0.0682 | 150 | TE42 | 0.0985 | 150 | TE73 | 0.1635 | 150 |
| TE12 | 0.0196 | 150 | TE43 | 0.0755 | 150 | TE74 | 0.1220 | 150 |
| TE13 | 0.0616 | 150 | TE44 | 0.1244 | 150 | TE75 | 0.2890 | 150 |
| TE14 | 0.1600 | 150 | TE45 | 0.2470 | 150 | TE76 | 0.2910 | 150 |
| TE15 | 0.0340 | 150 | TE46 | 0.0102 | 150 | TE77 | 0.0707 | 150 |
| TE16 | 0.0731 | 150 | TE47 | 0.0497 | 150 | TE78 | 0.0096 | 150 |
| TE17 | 0.0707 | 150 | TE48 | 0.1420 | 150 | TE79 | 0.0151 | 150 |
| TE18 | 0.2444 | 150 | TE49 | 0.0268 | 150 | TE80 | 0.0966 | 150 |
| TE19 | 0.1950 | 150 | TE50 | 0.0094 | 750 | TE81 | 0.1340 | 150 |
| TE20 | 0.0834 | 150 | TE51 | 0.0375 | 750 | TE82 | 0.0966 | 150 |
| TE21 | 0.0437 | 750 | TE52 | 0.1060 | 150 | TE83 | 0.0719 | 150 |
| TE22 | 0.1801 | 150 | TE53 | 0.1680 | 150 | TE84 | 0.2293 | 150 |
| TE23 | 0.0505 | 150 | TE54 | 0.0540 | 150 | TE85 | 0.2510 | 150 |
| TE24 | 0.0493 | 150 | TE55 | 0.0605 | 150 | TE86 | 0.2390 | 150 |
| TE25 | 0.1170 | 150 | TE56 | 0.0487 | 150 | TE87 | 0.2158 | 150 |
| TE26 | 0.0394 | 150 | TE57 | 0.1830 | 150 | TE88 | 0.1450 | 150 |
| TE27 | 0.0849 | 150 | TE58 | 0.1350 | 150 | TE89 | 0.1500 | 150 |
| TE28 | 0.0970 | 150 | TE59 | 0.2454 | 150 | TE90 | 0.0135 | 750 |
| TE29 | 0.1590 | 150 | TE60 | 0.1681 | 150 | TE91 | 0.0561 | 150 |
| TE30 | 0.0492 | 150 | TE61 | 0.0901 | 150 | TE92 | 0.0376 | 150 |
| TE31 | 0.0800 | 750 | TE62 | 0.1356 | 150 | TE93 | 0.0386 | 750 |

Tabla A.1 Datos de líneas de transmisión de sistema de 118 barras (continuación)

| Línea | Reactancia (pu) | Potencia (MW) | Línea | Reactancia (pu) | Potencia (MW) | Línea | Reactancia (pu) | Potencia (MW) |
|-------|-----------------|---------------|-------|-----------------|---------------|-------|-----------------|---------------|
| TE94 | 0.0200 | 750 | TE125 | 0.0704 | 150 | TE156 | 0.0547 | 150 |
| TE95 | 0.0268 | 750 | TE126 | 0.0202 | 750 | TE157 | 0.0885 | 150 |
| TE96 | 0.0986 | 750 | TE127 | 0.0370 | 750 | TE158 | 0.1790 | 150 |
| TE97 | 0.0302 | 750 | TE128 | 0.0853 | 150 | TE159 | 0.0813 | 150 |
| TE98 | 0.0919 | 750 | TE129 | 0.0367 | 150 | TE160 | 0.1262 | 150 |
| TE99 | 0.0919 | 750 | TE130 | 0.1320 | 150 | TE161 | 0.0559 | 150 |
| TE100 | 0.2180 | 150 | TE131 | 0.1480 | 150 | TE162 | 0.1120 | 150 |
| TE101 | 0.1170 | 150 | TE132 | 0.0641 | 150 | TE163 | 0.0525 | 750 |
| TE102 | 0.0370 | 750 | TE133 | 0.1230 | 750 | TE164 | 0.2040 | 150 |
| TE103 | 0.1015 | 150 | TE134 | 0.2074 | 750 | TE165 | 0.1584 | 150 |
| TE104 | 0.0160 | 750 | TE135 | 0.1020 | 150 | TE166 | 0.1625 | 150 |
| TE105 | 0.2778 | 150 | TE136 | 0.1730 | 150 | TE167 | 0.2290 | 150 |
| TE106 | 0.3240 | 150 | TE137 | 0.0712 | 750 | TE168 | 0.0378 | 150 |
| TE107 | 0.0370 | 750 | TE138 | 0.1880 | 750 | TE169 | 0.0547 | 150 |
| TE108 | 0.1270 | 750 | TE139 | 0.0997 | 750 | TE170 | 0.1830 | 150 |
| TE109 | 0.4115 | 150 | TE140 | 0.0836 | 150 | TE171 | 0.0703 | 150 |
| TE110 | 0.0355 | 150 | TE141 | 0.0505 | 750 | TE172 | 0.1830 | 150 |
| TE111 | 0.1960 | 150 | TE142 | 0.1581 | 750 | TE173 | 0.0288 | 150 |
| TE112 | 0.1800 | 150 | TE143 | 0.1272 | 150 | TE174 | 0.1813 | 150 |
| TE113 | 0.0454 | 150 | TE144 | 0.0848 | 150 | TE175 | 0.0762 | 150 |
| TE114 | 0.1323 | 150 | TE145 | 0.1580 | 150 | TE176 | 0.0755 | 150 |
| TE115 | 0.1410 | 150 | TE146 | 0.0732 | 150 | TE177 | 0.0640 | 150 |
| TE116 | 0.1220 | 750 | TE147 | 0.0434 | 150 | TE178 | 0.0301 | 150 |
| TE117 | 0.0406 | 150 | TE148 | 0.1820 | 150 | TE179 | 0.2030 | 750 |
| TE118 | 0.1480 | 150 | TE149 | 0.0530 | 150 | TE180 | 0.0612 | 150 |
| TE119 | 0.1010 | 150 | TE150 | 0.0869 | 150 | TE181 | 0.0741 | 150 |
| TE120 | 0.1999 | 150 | TE151 | 0.0934 | 150 | TE182 | 0.0104 | 150 |
| TE121 | 0.0124 | 150 | TE152 | 0.1080 | 150 | TE183 | 0.0041 | 750 |
| TE122 | 0.0244 | 150 | TE153 | 0.2060 | 150 | TE184 | 0.1400 | 150 |
| TE123 | 0.0485 | 750 | TE154 | 0.2950 | 150 | TE185 | 0.0481 | 150 |
| TE124 | 0.1050 | 750 | TE155 | 0.0580 | 150 | TE186 | 0.0544 | 150 |

Tabla A.9.2 Datos de generación de sistema de 118 barras

| Generador | Barra de conexión | Potencia mínima (MW) | Potencia máxima (MW) | Cmg (\$/MWh) |
|-----------|-------------------|----------------------|----------------------|--------------|
| G10 | b10 | 0 | 550 | 0.217 |
| G12 | b12 | 0 | 185 | 1.052 |
| G25 | b25 | 0 | 320 | 0.434 |
| G26 | b26 | 0 | 414 | 0.308 |
| G31 | b31 | 0 | 107 | 5.882 |
| G46 | b46 | 0 | 119 | 3.448 |
| G49 | b49 | 0 | 304 | 0.467 |
| G54 | b54 | 0 | 148 | 1.724 |
| G59 | b59 | 0 | 255 | 0.606 |
| G61 | b61 | 0 | 260 | 0.588 |
| G65 | b65 | 0 | 491 | 0.249 |
| G66 | b66 | 0 | 492 | 0.249 |
| G69 | b69 | 0 | 805.2 | 0.190 |
| G80 | b80 | 0 | 577 | 0.205 |
| G87 | b87 | 0 | 104 | 7.142 |
| G92 | b92 | 0 | 100 | 10.000 |
| G100 | b100 | 0 | 352 | 0.381 |
| G103 | b103 | 0 | 140 | 2.000 |
| G111 | b111 | 0 | 136 | 2.173 |

Tabla A.9.3 Datos de demanda de sistema de 118 barras

| Barra de conexión | Carga (MW) |
|-------------------|------------|-------------------|------------|-------------------|------------|-------------------|------------|
| b1 | 51 | b32 | 59 | b63 | 0 | b94 | 30 |
| b2 | 20 | b33 | 23 | b64 | 0 | b95 | 42 |
| b3 | 39 | b34 | 59 | b65 | 0 | b96 | 38 |
| b4 | 39 | b35 | 33 | b66 | 39 | b97 | 15 |
| b5 | 0 | b36 | 31 | b67 | 28 | b98 | 34 |
| b6 | 52 | b37 | 0 | b68 | 0 | b99 | 42 |
| b7 | 19 | b38 | 0 | b69 | 0 | b100 | 37 |
| b8 | 28 | b39 | 27 | b70 | 66 | b101 | 22 |
| b9 | 0 | b40 | 66 | b71 | 0 | b102 | 5 |
| b10 | 0 | b41 | 37 | b72 | 12 | b103 | 23 |
| b11 | 70 | b42 | 96 | b73 | 6 | b104 | 38 |
| b12 | 47 | b43 | 18 | b74 | 68 | b105 | 31 |
| b13 | 34 | b44 | 16 | b75 | 47 | b106 | 43 |
| b14 | 14 | b45 | 53 | b76 | 68 | b107 | 50 |
| b15 | 90 | b46 | 28 | b77 | 61 | b108 | 2 |
| b16 | 25 | b47 | 34 | b78 | 71 | b109 | 8 |
| b17 | 11 | b48 | 20 | b79 | 39 | b110 | 39 |
| b18 | 60 | b49 | 87 | b80 | 130 | b111 | 0 |
| b19 | 45 | b50 | 17 | b81 | 0 | b112 | 68 |
| b20 | 18 | b51 | 17 | b82 | 54 | b113 | 6 |
| b21 | 14 | b52 | 18 | b83 | 20 | b114 | 8 |
| b22 | 10 | b53 | 23 | b84 | 11 | b115 | 22 |
| b23 | 7 | b54 | 113 | b85 | 24 | b116 | 184 |
| b24 | 13 | b55 | 63 | b86 | 21 | b117 | 20 |
| b25 | 0 | b56 | 84 | b87 | 0 | b118 | 33 |
| b26 | 0 | b57 | 12 | b88 | 48 | | |
| b27 | 71 | b58 | 12 | b89 | 0 | | |
| b28 | 17 | b59 | 277 | b90 | 440 | | |
| b29 | 24 | b60 | 78 | b91 | 10 | | |
| b30 | 0 | b61 | 0 | b92 | 65 | | |
| b31 | 43 | b62 | 77 | b93 | 12 | | |

ANEXO B

Tabla B.10.1 Análisis de sensibilidad de sistema de 118 barras

| N° | Línea | Lagrange (u) | N° | Línea | Lagrange (u) | N° | Línea | Lagrange (u) |
|----|-------|--------------|----|-------|--------------|----|-------|--------------|
| 1 | TE148 | 879 | 31 | TE75 | 2 | 61 | TE72 | 0 |
| 2 | TE154 | 604 | 32 | TE76 | 2 | 62 | TE23 | 0 |
| 3 | TE151 | 488 | 33 | TE159 | 2 | 63 | TE35 | 0 |
| 4 | TE157 | 391 | 34 | TE71 | 2 | 64 | TE91 | 0 |
| 5 | TE160 | 305 | 35 | TE29 | 2 | 65 | TE79 | 0 |
| 6 | TE162 | 205 | 36 | TE54 | 2 | 66 | TE25 | 0 |
| 7 | TE149 | 130 | 37 | TE111 | 1 | 67 | TE55 | 0 |
| 8 | TE141 | 130 | 38 | TE30 | 1 | 68 | TE24 | 0 |
| 9 | TE161 | 95 | 39 | TE63 | 1 | 69 | TE77 | 0 |
| 10 | TE143 | 52 | 40 | TE81 | 1 | 70 | TE49 | 0 |
| 11 | TE150 | 44 | 41 | TE28 | 1 | 71 | TE180 | 0 |
| 12 | TE142 | 41 | 42 | TE100 | 1 | 72 | TE56 | 0 |
| 13 | TE140 | 32 | 43 | TE70 | 1 | 73 | TE78 | 0 |
| 14 | TE156 | 31 | 44 | TE110 | 1 | 74 | TE13 | 0 |
| 15 | TE126 | 26 | 45 | TE33 | 1 | 75 | TE1 | 0 |
| 16 | TE153 | 22 | 46 | TE21 | 0 | 76 | TE14 | 0 |
| 17 | TE118 | 16 | 47 | TE80 | 0 | 77 | TE182 | 0 |
| 18 | TE105 | 14 | 48 | TE103 | 0 | 78 | TE19 | 0 |
| 19 | TE152 | 14 | 49 | TE42 | 0 | 79 | TE167 | 0 |
| 20 | TE106 | 13 | 50 | TE27 | 0 | 80 | TE170 | 0 |
| 21 | TE121 | 11 | 51 | TE62 | 0 | 81 | TE7 | 0 |
| 22 | TE158 | 10 | 52 | TE101 | 0 | 82 | TE9 | 0 |
| 23 | TE38 | 9 | 53 | TE37 | 0 | 83 | TE166 | 0 |
| 24 | TE147 | 7 | 54 | TE83 | 0 | 84 | TE134 | 0 |
| 25 | TE120 | 7 | 55 | TE82 | 0 | 85 | TE163 | 0 |
| 26 | TE104 | 6 | 56 | TE34 | 0 | 86 | TE133 | 0 |
| 27 | TE109 | 5 | 57 | TE53 | 0 | 87 | TE176 | 0 |
| 28 | TE41 | 4 | 58 | TE73 | 0 | 88 | TE164 | 0 |
| 29 | TE112 | 3 | 59 | TE52 | 0 | 89 | TE184 | 0 |
| 30 | TE117 | 2 | 60 | TE22 | 0 | 90 | TE172 | 0 |

Tabla B.1 Análisis de sensibilidad de sistema de 118 barras (continuación)

| N° | Línea | Lagrange (u) | N° | Línea | Lagrange (u) | N° | Línea | Lagrange (u) |
|-----|-------|--------------|-----|-------|--------------|-----|-------|--------------|
| 91 | TE113 | 0 | 121 | TE92 | 0 | 151 | TE97 | -5 |
| 92 | TE177 | 0 | 122 | TE4 | 0 | 152 | TE31 | -6 |
| 93 | TE183 | 0 | 123 | TE5 | 0 | 153 | TE185 | -7 |
| 94 | TE173 | 0 | 124 | TE10 | 0 | 154 | TE99 | -9 |
| 95 | TE171 | 0 | 125 | TE57 | 0 | 155 | TE98 | -9 |
| 96 | TE168 | 0 | 126 | TE58 | 0 | 156 | TE122 | -17 |
| 97 | TE175 | 0 | 127 | TE11 | 0 | 157 | TE138 | -21 |
| 98 | TE174 | 0 | 128 | TE178 | 0 | 158 | TE108 | -23 |
| 99 | TE169 | 0 | 129 | TE50 | 0 | 159 | TE132 | -24 |
| 100 | TE165 | 0 | 130 | TE90 | 0 | 160 | TE96 | -25 |
| 101 | TE18 | 0 | 131 | TE69 | 0 | 161 | TE137 | -33 |
| 102 | TE46 | 0 | 132 | TE64 | 0 | 162 | TE139 | -40 |
| 103 | TE60 | 0 | 133 | TE115 | 0 | 163 | TE116 | -53 |
| 104 | TE2 | 0 | 134 | TE179 | 0 | 164 | TE130 | -65 |
| 105 | TE43 | 0 | 135 | TE66 | -1 | 165 | TE146 | -100 |
| 106 | TE17 | 0 | 136 | TE67 | -1 | 166 | TE144 | -101 |
| 107 | TE20 | 0 | 137 | TE48 | -1 | 167 | TE135 | -107 |
| 108 | TE3 | 0 | 138 | TE45 | -1 | 168 | TE125 | -110 |
| 109 | TE6 | 0 | 139 | TE85 | -1 | 169 | TE129 | -112 |
| 110 | TE15 | 0 | 140 | TE86 | -1 | 170 | TE124 | -118 |
| 111 | TE181 | 0 | 141 | TE84 | -1 | 171 | TE131 | -119 |
| 112 | TE61 | 0 | 142 | TE87 | -1 | 172 | TE136 | -141 |
| 113 | TE16 | 0 | 143 | TE88 | -1 | 173 | TE119 | -158 |
| 114 | TE59 | 0 | 144 | TE68 | -1 | 174 | TE145 | -201 |
| 115 | TE12 | 0 | 145 | TE65 | -1 | 175 | TE123 | -255 |
| 116 | TE47 | 0 | 146 | TE89 | -1 | 176 | TE155 | -427 |
| 117 | TE26 | 0 | 147 | TE39 | -1 | 177 | TE128 | -1421 |
| 118 | TE40 | 0 | 148 | TE94 | -2 | | | |
| 119 | TE74 | 0 | 149 | TE114 | -3 | | | |
| 120 | TE44 | 0 | 150 | TE186 | -3 | | | |

Tabla B.10.2 Costos TCSC para sistemas de 118 barras

| Línea | Costo TCSC (\$) |
|--------------|------------------------|
| TE105 | 1267543 |
| TE106 | 1429386 |
| TE118 | 742699 |
| TE121 | 68730 |
| TE126 | 1957063 |
| TE140 | 439831 |
| TE141 | 3273863 |
| TE142 | 41868874 |
| TE143 | 648143 |
| TE148 | 890804 |
| TE149 | 285166 |
| TE150 | 456087 |
| TE151 | 487870 |
| TE152 | 558121 |
| TE153 | 990672 |
| TE154 | 1329228 |
| TE156 | 293946 |
| TE157 | 463940 |
| TE158 | 878052 |
| TE160 | 643519 |
| TE161 | 300131 |
| TE162 | 577095 |

ANEXO C

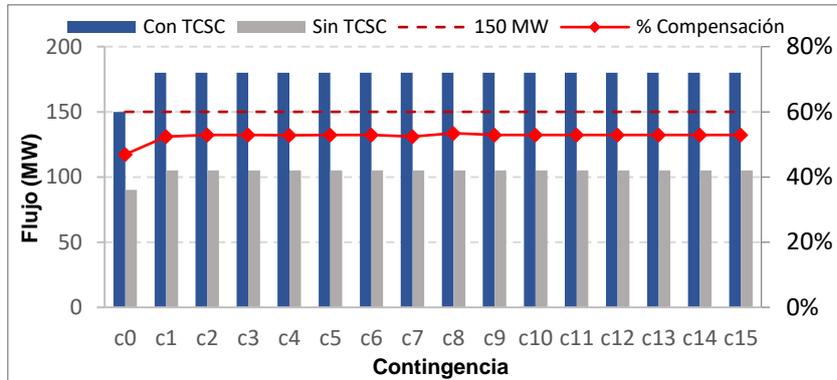


Figura C.1 TCSC en TE148 para bloque operativo 3

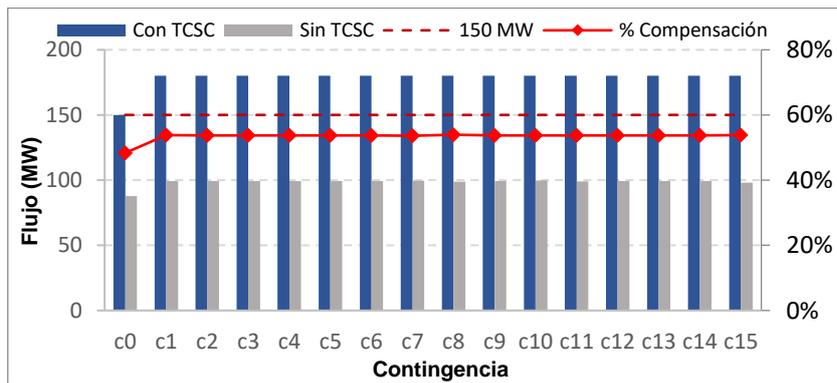


Figura C.2 TCSC en TE148 para bloque operativo 2

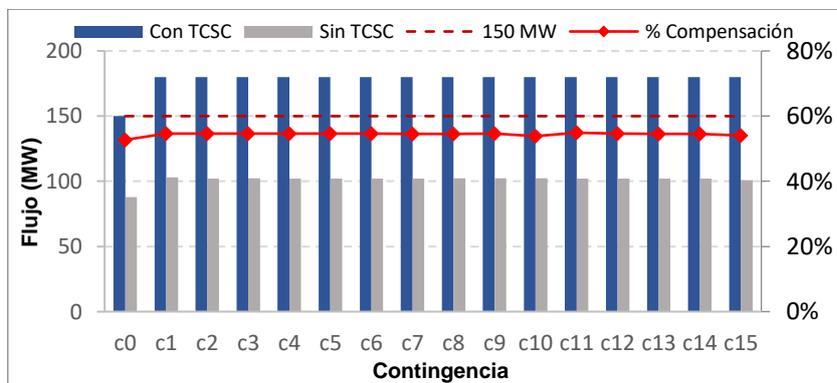


Figura C.3 TCSC en TE148 para bloque operativo 1

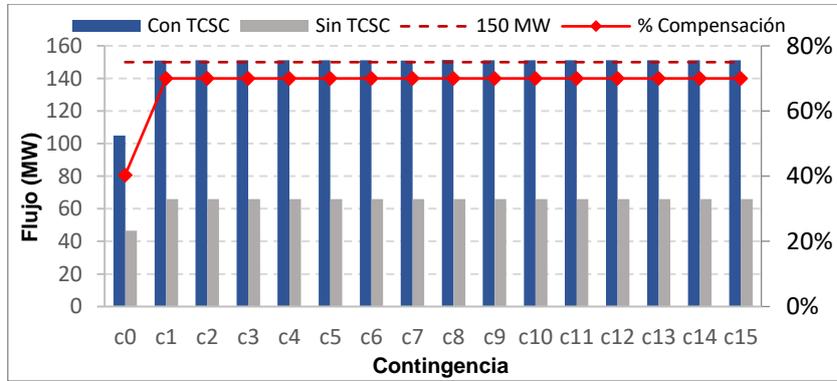


Figura C.4 TCSC en TE150 para bloque operativo 3

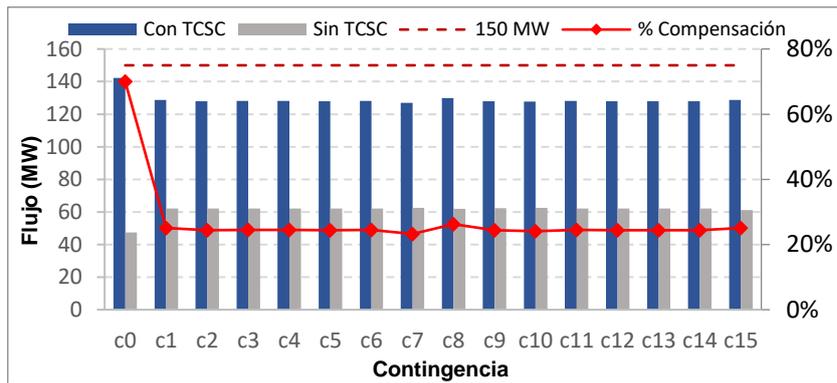


Figura C.5 TCSC en TE150 para bloque operativo 2

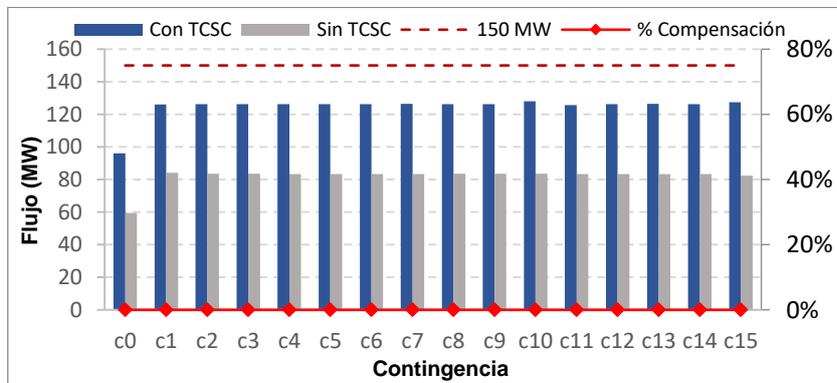


Figura C.6 TCSC en TE150 para bloque operativo 1

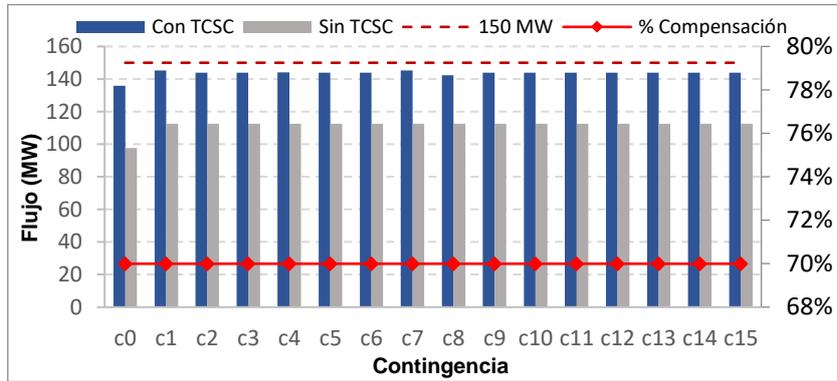


Figura C.7 TCSC en TE151 para bloque operativo 3

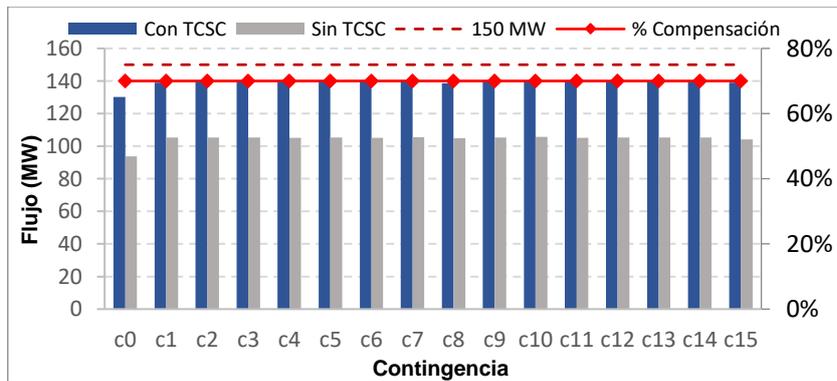


Figura C.8 TCSC en TE151 para bloque operativo 2

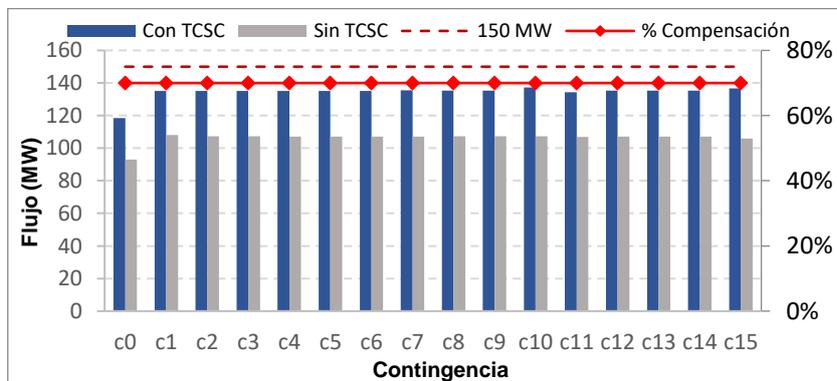


Figura C.9 TCSC en TE151 para bloque operativo 1

ANEXO D

Tabla D.1 Proyectos de líneas de transmisión considerados al 2025

| Fecha | Proyecto | Planificado |
|--|---|--------------|
| 2022 | Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas, que comprende: | PT 2015-2024 |
| | L.T. Mantaro-Nueva Yanango 500 kV (1 circuito) | |
| | L.T. Nueva Yanango-Carapongo 500 kV (1 circuito) | |
| | L.T. Yanango-Nueva Yanango 220 kV (1 circuito) | |
| | S.E. Nueva Yanango 500/220 kV | |
| | Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas, que comprende: | PT 2015-2024 |
| | L.T. Nueva Yanango-Nueva Huánuco 500 kV (1 circuito) | |
| | S.E. Nueva Huánuco 500/220/138 kV | |
| | Seccionamiento de la LT Chaglla-Paragsha 220 kV en la SE Nueva Huánuco | |
| | Seccionamiento de la LT Tingo María-Vizcarra en la SE Nueva Huánuco | |
| 2023 | Cambio de nivel de tensión de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo y subestaciones asociadas, que comprende: | PT 2015-2024 |
| | Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo de 2 circuitos 220 kV a un circuito de 500 kV | |
| | Segundo transformador 500/220 kV-600MVA en la SE Chilca y ampliación de barras 500 y 220 kV | |
| | Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV, que comprende: | PT 2015-2024 |
| | Autotransformador 500/220 kV de 600 MVA y enlace con patio de 220 kV la Planicie. | |
| | Repotenciación a 1000 MVA de la LT Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV, que comprende: | PT 2015-2024 |
| | Repotenciación a 1000 MVA del tramo Carabayllo-Chimbote 500 kV con inclusión de compensación capacitiva serie | |
| Repotenciación a 1000 MVA del tramo Chimbote-Trujillo 500 kV | | |
| 2024 | Enlace 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba (Segundo Circuito) | PT 2019-2028 |
| 2024 | Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito) | PT 2019-2028 |

ANEXO E

Tabla E.1 Datos de líneas de transmisión del SEIN

| Id | Línea de transmisión | MVA | X (p.u) | N° Ternas | Id | Línea de transmisión | MVA | X (p.u) | N° Ternas |
|----|-----------------------------------|------|------------|-----------|----|--|------|------------|-----------|
| 1 | LT Zorritos - Talara 220 kV | 152 | 0.1415 | 1 | 26 | LT Paragsha2 - Conococha 220 kV | 180 | 0.1433 | 1 |
| 2 | LT Talara - Parinas 220 kV | 180 | 0.0114 | 1 | 27 | LT Paragsha2 - Vizcarra 220 kV | 250 | 0.1279 | 1 |
| 3 | LT Parinas - Piura 220 kV | 180 | 0.0971 | 1 | 28 | LT Tingo María - Aguaytía 220 kV | 191 | 0.0764 | 1 |
| 4 | LT Talara - Piura 220 kV | 180 | 0.1091 | 1 | 29 | LT Carabayllo - Chimbote 500 kV | 1000 | 0.0231 | 1 |
| 5 | LT Piura - La Nina 220 kV | 360 | 0.0456 | 2 | 30 | SE Carabayllo 500/220 | 1200 | 0.0136 | 1 |
| 6 | LT La Nina - Chiclayo 220 kV | 360 | 0.064 | 2 | 31 | LT Huacho - Paramonga 220 kV | 360 | 0.0157 | 2 |
| 7 | SE La Nina 220/500 | 600 | 0.0267 | 1 | 32 | LT Zapallal - Huacho 220 kV | 180 | 0.1096 | 1 |
| 8 | LT La Nina - Trujillo 500 kV | 866 | 0.0415 | 1 | 33 | LT Zapallal - Lomera 220 kV | 180 | 0.0601 | 1 |
| 9 | LT Chiclayo - Carhuaquero 220 kV | 150 | 0.084 | 1 | 34 | LT Lomera - Huacho 220 kV | 180 | 0.0495 | 1 |
| 10 | LT Guadalupe - Chiclayo 220 kV | 305 | 0.0395 | 2 | 35 | LT Carabayllo - Zapallal 220 kV | 953 | 0.003 | 2 |
| 11 | LT Trujillo - Guadalupe 220 kV | 304 | 0.0569 | 2 | 36 | LT Zapallal - Ventanilla 220 kV | 541 | 0.0092 | 2 |
| 12 | LT Carhuaquero - Cajamarca 220 kV | 300 | 0.0758 | 1 | 37 | LT Ventanilla - Chavarría 220 kV | 756 | 0.0028 | 4 |
| 13 | LT Huallanca - Cajamarca 220 kV | 480 | 0.0921 | 2 | 38 | LT Planicie - Industria 220 kV | 801 | 0.0057 | 2 |
| 14 | LT Trujillo - Cajamarca 220 kV | 167 | 0.1419 | 1 | 39 | LT Huanza - Carabayllo 220 kV | 152 | 0.0761 | 1 |
| 15 | SE Trujillo 220/500 | 750 | 0.0223 | 1 | 40 | LT Huayucachi - Huanza 220 kV | 152 | 0.1811 | 1 |
| 16 | LT Chimbote - Trujillo 500 kV | 1000 | 0.0168 | 1 | 41 | LT Mantaro - Huayucachi 220 kV | 152 | 0.0791 | 1 |
| 17 | SE Huallanca 220/138 | 100 | 0.1253 | 1 | 42 | LT Mantaro - Pomacocha 220 kV | 305 | 0.1002 | 2 |
| 18 | LT Chimbote - Trujillo 220 kV | 304 | 0.0661 | 2 | 43 | LT Mantaro - Pachachaca 220 kV | 305 | 0.1011 | 2 |
| 19 | SE Chimbote 500/220 | 750 | 0.0223 | 1 | 44 | LT Mantaro - Huancavelica 220 kV | 305 | 0.0347 | 2 |
| 20 | SE Chimbote 220/138 | 240 | 0.0454 | 1 | 45 | LT Huancavelica - Independencia 220 kV | 305 | 0.0945 | 2 |
| 21 | LT Huallanca - Chimbote 138 kV | 300 | 0.0705 | 3 | 46 | LT Pomacocha - Pachachaca 220 kV | 250 | 0.014 | 1 |
| 22 | LT Paramonga - Chimbote 220 kV | 360 | 0.1097 | 2 | 47 | LT Carhuamayo - Pomacocha 220 kV | 180 | 0.1125 | 1 |
| 23 | LT Huallanca - Conococha 220 kV | 360 | 0.0901 | 2 | 48 | LT Paragsha2 - Carhuamayo 220 kV | 449 | 0.0148 | 3 |
| 24 | LT Conococha - Paramonga 220 kV | 191 | 0.0965 | 1 | 49 | LT Carhuamayo - Oroya 220 kV | 150 | 0.0779 | 1 |
| 25 | LT Vizcarra - Conococha 220 kV | 191 | 0.0488 | 1 | 50 | LT Oroya - Pachachaca 220 kV | 250 | 0.0227 | 1 |

Tabla E.1 Datos de líneas de transmisión del SEIN (continuación)

| Id | Línea de transmisión | MVA | X (p.u) | N° Ternas | Id | Línea de transmisión | MVA | X (p.u) | N° Ternas |
|-----------|------------------------------------|------------|--------------------|----------------------|-----------|----------------------------------|------------|--------------------|----------------------|
| 51 | LT Pachachaca - Callahuanca 220 kV | 305 | 0.0367 | 2 | 76 | LT Poroma - Ocoña 500 kV | 841 | 0.0375 | 1 |
| 52 | LT Callahuanca - Carapongo 220 kV | 680 | 0.0159 | 2 | 77 | LT Poroma - Yarabamba 500 kV | 1403 | 0.0279 | 1 |
| 53 | LT Carapongo - Refinería 220 kV | 680 | 0.0028 | 2 | 78 | LT Ocoña - San José 500 kV | 841 | 0.007 | 1 |
| 54 | LT Refinería - Chavarría 220 kV | 680 | 0.011 | 2 | 79 | LT San José - Montalvo 500 kV | 841 | 0.0059 | 1 |
| 55 | LT Carapongo - Santa Rosa 220 kV | 680 | 0.0109 | 2 | 80 | LT Yarabamba - Montalvo 500 kV | 1403 | 0.0131 | 1 |
| 56 | LT Pomacocha - San Juan 220 kV | 305 | 0.0586 | 2 | 81 | LT PuertoBravo - San José 500 kV | 866 | 0.0078 | 1 |
| 57 | LT Chavarría - Santa Rosa 220 kV | 304 | 0.0044 | 2 | 82 | SE Montalvo 500/220 | 750 | 0.0225 | 1 |
| 58 | LT San Juan - Santa Rosa 220 kV | 305 | 0.0134 | 2 | 83 | SE Yarabamba 220/500 | 750 | 0.0216 | 1 |
| 59 | LT ChilcaREP - San Juan 220 kV | 1402 | 0.009 | 4 | 84 | SE Colcabamba 500/220 | 750 | 0.0216 | 1 |
| 60 | LT ChilcaREP - ChilcaCTM 220 kV | 654 | 0.0269 | 1 | 85 | LT Colcabamba - Mantaro 220 kV | 1000 | 0.031 | 1 |
| 61 | SE ChilcaCTM 500/220 | 1200 | 0.01355 | 1 | 86 | SE Abancay 220/138 | 120 | 0.1047 | 1 |
| 62 | LT ChilcaCTM - Carapongo 500 kV | 866 | 0.008 | 1 | 87 | SE Socabaya 220/138 | 300 | 0.0314 | 1 |
| 63 | LT Carapongo - Carabayllo 500 kV | 866 | 0.0036 | 1 | 88 | SE Suriray 220/138 | 225 | 0.0559 | 1 |
| 64 | SE Carapongo 500/220 | 750 | 0.0217 | 1 | 89 | SE Tintaya 220/138 | 125 | 0.073 | 1 |
| 65 | LT ChilcaREP - Asia 220 kV | 152 | 0.0293 | 1 | 90 | SE Puno 220/138 | 120 | 0.1015 | 1 |
| 66 | LT ChilcaREP - Desierto 220 kV | 152 | 0.1068 | 1 | 91 | LT Mantaro - Cotaruse 220 kV | 505 | 0.0415 | 2 |
| 67 | LT Asia - Cantera 220 kV | 152 | 0.0558 | 1 | 92 | LT Cotaruse - Socabaya 220 kV | 505 | 0.0444 | 2 |
| 68 | LT Cantera - Independencia 220 kV | 152 | 0.0832 | 1 | 93 | LT Socabaya - Moquegua 220 kV | 300 | 0.0541 | 2 |
| 69 | LT Desierto - Independencia 220 kV | 152 | 0.0618 | 1 | 94 | LT Moquegua - Tacna 220 kV | 150 | 0.1314 | 1 |
| 70 | LT Independencia - Ica 220 kV | 360 | 0.0285 | 2 | 95 | LT Montalvo - Tacna 220 kV | 236 | 0.1369 | 1 |
| 71 | LT Ica - Marcona 220 kV | 180 | 0.1569 | 1 | 96 | LT Moquegua - Montalvo 220 kV | 700 | 0.0035 | 1 |
| 72 | LT Marcona - Poroma 220 kV | 900 | 0.014 | 2 | 97 | LT Moquegua - Puno 220 kV | 150 | 0.2019 | 1 |
| 73 | SE Poroma 500/220 | 450 | 0.0324 | 1 | 98 | LT Socabaya - Yarabamba 220 kV | 1201 | 0.001 | 2 |
| 74 | LT ChilcaCTM - Poroma 500 kV | 841 | 0.0501 | 1 | 99 | LT Socabaya - Tintaya 220 kV | 399 | 0.1053 | 2 |
| 75 | LT Colcabamba - Poroma 500 kV | 1403 | 0.0239 | 1 | 100 | LT Cotaruse - Abancay 220 kV | 250 | 0.1369 | 1 |

Tabla E.1 Datos de líneas de transmisión del SEIN (continuación)

| Id | Línea de transmisión | MVA | X (p.u) | N° Ternas | Id | Línea de transmisión | MVA | X (p.u) | N° Ternas |
|-----------|-----------------------------------|------------|--------------------|----------------------|-----------|----------------------------------|------------|--------------------|----------------------|
| 101 | LT Cotaruse - Suriray 220 kV | 250 | 0.1983 | 1 | 126 | LT Huánuco-Tingo María 220 kV | 191 | 0.09025 | 1 |
| 102 | LT Abancay - Suriray 220 kV | 250 | 0.0612 | 1 | 127 | LT Paragsha - Huánuco 220kV | 484 | 0.0502 | 1 |
| 103 | LT Abancay - Cachimayo 138 kV | 90 | 0.2409 | 1 | 128 | LT Chilca-Planicie 500 kV | 1400 | 0.00635 | 1 |
| 104 | LT Machupicchu - Cachimayo 138 kV | 71 | 0.2067 | 1 | 129 | LT Planicie-Carabaylo 500 kV | 1400 | 0.00503 | 1 |
| 105 | LT Machupicchu - Quencoro 138 kV | 84 | 0.2714 | 1 | 130 | SE Planicie 500/220 | 1200 | 0.01355 | 1 |
| 106 | LT Cachimayo - Dolorespa 138 kV | 71 | 0.0355 | 1 | 131 | LT Chilca -Independencia 220 kV | 180 | 0.16432 | 1 |
| 107 | LT Quencoro - Dolorespa 138 kV | 72 | 0.0228 | 1 | 132 | LT Cajamarca - Tingo María 220kV | 440 | 0.1167 | 2 |
| 108 | LT Quencoro - Tintaya 138 kV | 84 | 0.4979 | 1 | | | | | |
| 109 | LT Socabaya - Santuario 138 kV | 270 | 0.0386 | 1 | | | | | |
| 110 | LT Santuario - Callalli 138 kV | 110 | 0.239 | 1 | | | | | |
| 111 | LT Callalli - Tintaya 138 kV | 84 | 0.2422 | 1 | | | | | |
| 112 | LT Tintaya - Azángaro 138 kV | 90 | 0.3301 | 1 | | | | | |
| 113 | LT Azángaro - Juliaca 138 kV | 80 | 0.2278 | 1 | | | | | |
| 114 | LT Juliaca - Puno 138 kV | 80 | 0.0797 | 1 | | | | | |
| 115 | LT Puno - SanRoman 220 kV | 477 | 0.0267 | 1 | | | | | |
| 116 | LT SanRomán - Pumiri 220 kV | 477 | 0.0625 | 1 | | | | | |
| 117 | SE SanRoman 220/138 | 120 | 0.1015 | 1 | | | | | |
| 118 | SE Pumiri 220/138 | 120 | 0.1015 | 1 | | | | | |
| 119 | LT Colcabamba-Yanango 500 kV | 1400 | 0.01135 | 1 | | | | | |
| 120 | LT Yanango-Carapongo 500 kV | 1400 | 0.01338 | 1 | | | | | |
| 121 | LT Huánuco-Yanango 500 kV | 1400 | 0.02333 | 1 | | | | | |
| 122 | LT Pachachaca -Yanango 220 kV | 460 | 0.09605 | 1 | | | | | |
| 123 | SE Yanango 500/220 | 600 | 0.02717 | 1 | | | | | |
| 124 | SE Huánuco 500/220 | 600 | 0.02717 | 1 | | | | | |
| 125 | LT Huánuco-Vizcarra 220 kV | 191 | 0.12573 | 1 | | | | | |

Tabla E.2 Datos de generación del SEIN

| Id | Nombre | Barra de conexión | Potencia mínima (MW) | Potencia máxima (MW) | CV (\$/ MWh) | Tecnología |
|-----------|---------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------|------------------------|
| 1 | CT Kallpa | ChilcaREP-220kV | 0 | 852 | 24.43 | C.T. con Gas Natural |
| 2 | CH Platanal | ChilcaREP-220kV | 0 | 216 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 3 | CT Malacas 2 | Talara-220kV | 0 | 106 | 6.98 | C.T. con Gas Natural |
| 4 | CT Malacas 1 | Talara-220kV | 0 | 51 | 32.18 | C.T. con Gas Natural |
| 5 | CT Malacas 3 (TG5) | Talara-220kV | 0 | 187 | 192.27 | C.T. con Diesel (Fría) |
| 6 | C.T. Recka | Chiclayo-220kV | 0 | 177 | 211.64 | C.T. con Diesel |
| 7 | C.T. Eten | Chiclayo-220kV | 0 | 228 | 206.04 | C.T. con Diesel (Fría) |
| 8 | C.H. Carhuaquero | Carhuaquero-220kV | 0 | 127.5 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 9 | C.H. Guadalupe | Guadalupe-220kV | 0 | 65.6 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 10 | C.E Cupisnique | Guadalupe-220kV | 0 | 80 | 0.00 | Eólica |
| 11 | C.H. Hydrika | Cajamarca-220kV | 0 | 48 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 12 | C.H. Cañón del pato | Huallanca-138kV | 0 | 277.2 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 13 | C.H. Quitaracsa I | Huallanca-220kV | 0 | 137.8 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 14 | C.H Cahua | Paramonga-220kV | 0 | 58.4 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 15 | C.H. Cheves | Huacho-220kV | 0 | 185 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 16 | C.T. Ventanilla | Ventanilla-220kV | 0 | 450 | 24.91 | C.T. con Gas Natural |
| 17 | C.H. Callahuanca | Callahuanca-220kV | 0 | 298.9 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 18 | C.H. Huanza | Huanza-220kV | 0 | 100 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 19 | C.H. Mantaro | Mantaro-220kV | 0 | 802.8 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 20 | C.T. Independencia | Independencia-220kV | 0 | 19.3 | 26.35 | C.T. con Gas Natural |
| 21 | C.H. Ica | Ica-220kV | 0 | 17.1 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 22 | C.E. Marcona | Marcona-220kV | 0 | 130 | 0.00 | Eólica |
| 23 | C.T. Santa Rosa | Santa Rosa-220kV | 0 | 420 | 37.27 | C.T. con Gas Natural |
| 24 | CT Chilca 1 | ChilcaCTM-220kV | 0 | 815 | 24.63 | C.T. con Gas Natural |
| 25 | CT Chilca 2 | ChilcaCTM-220kV | 0 | 112 | 27.63 | C.T. con Gas Natural |
| 26 | CT Flores | ChilcaCTM-220kV | 0 | 195.4 | 33.08 | C.T. con Gas Natural |
| 27 | CT Fénix | ChilcaCTM-500kV | 0 | 567 | 24.98 | C.T. con Gas Natural |

Tabla E.2 Datos de generación del SEIN (continuación)

| Id | Nombre | Barra de conexión | Potencia mínima (MW) | Potencia máxima (MW) | CV (\$/ MWh) | Tecnología |
|-----------|----------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------|------------------------|
| 28 | CT Olleros | ChilcaCTM-500kV | 0 | 303 | 25.28 | C.T. con Gas Natural |
| 29 | C.H. Huatziroki | Oroya-220kV | 0 | 143.1 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 30 | C.H. Yuncan | Carhuamayo-220kV | 0 | 233.2 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 31 | C.H. Paragsha | Paragsha2-220kV | 0 | 19 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 32 | C.H. Marañón | Vizcarra-220kV | 0 | 20 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 33 | C.T. Aguaytía | Aguaytia-220kV | 0 | 169.4 | 9.89 | C.T. con Gas Natural |
| 34 | C.T. Ilo | Moquegua-220kV | 0 | 460 | 217.38 | C.T. con Diesel (Fría) |
| 35 | C.T. Ilo 4 | Montalvo-500kV | 0 | 600 | 207.26 | C.T. con Diesel (Fría) |
| 36 | C.H. Tacna | Tacna-220kV | 0 | 33.5 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 37 | C.H. Santa Teresa | Suriray-220kV | 0 | 84.7 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 38 | C.H. Machupichu | Machupicchu-138kV | 0 | 159.6 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 39 | C.H. Callalli | Callalli-138kV | 0 | 23.4 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 40 | C.H. Charcani | Santuario-138kV | 0 | 145.1 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 41 | C.H. Socabaya | Socabaya-138kV | 0 | 32.9 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 42 | C.H. San Gaban | Azangaro-138Kv | 0 | 167 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 43 | C.E. Talara | Parinas-220kV | 0 | 30.6 | 0.00 | Eólica |
| 44 | C.H. Cerro el águila | Colcabamba-220kV | 0 | 540 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 45 | C.T. Puerto Bravo | PuertoBravo-500kV | 0 | 600 | 196.28 | C.T. con Diesel (Fría) |
| 46 | C.H. Huinco | Carapongo-220kV | 0 | 230.8 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 47 | C.H. Cantera | Cantera-220kV | 0 | 3.9 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 48 | C.E. Wayra I | Poroma-220kV | 0 | 132.3 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 49 | C.H. Lomera | Lomera-220kV | 0 | 11.8 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 50 | C.H. Chaglla | Huanuco-220kV | 0 | 458.1 | 0.00 | Hidroeléctrica |
| 51 | C.H. Shimay | Yanango-500kV | 0 | 187.8 | 0.00 | Hidroeléctrica |

Tabla E.3 Datos de demanda del SEIN

| Barra | Tensión (kV) | Potencia activa de carga (MW) | | | Barra | Tensión (kV) | Potencia activa de carga (MW) | | |
|---------------|--------------|-------------------------------|----------|----------|-------------|--------------|-------------------------------|----------|----------|
| | | Bloque 3 | Bloque 2 | Bloque 1 | | | Bloque 3 | Bloque 2 | Bloque 1 |
| ChilcaREP | 220 | 188 | 172 | 154 | Oroya | 220 | 133 | 122 | 109 |
| Talara | 220 | 30 | 28 | 25 | Carhuamayo | 220 | 61 | 56 | 50 |
| Piura | 220 | 320 | 294 | 262 | Paragsha2 | 220 | 161 | 148 | 132 |
| La Nina | 220 | 18 | 16 | 14 | Vizcarra | 220 | 155 | 142 | 127 |
| Chiclayo | 220 | 197 | 181 | 162 | Tingo María | 220 | 39 | 36 | 32 |
| Carhuaquero | 220 | 47 | 43 | 39 | Aguaytia | 220 | 80 | 73 | 65 |
| Guadalupe | 220 | 79 | 72 | 65 | Cotaruse | 220 | 238 | 218 | 195 |
| Trujillo | 220 | 270 | 248 | 221 | Socabaya | 220 | 123 | 113 | 101 |
| Cajamarca | 220 | 227 | 208 | 186 | Moquegua | 500 | 359 | 329 | 294 |
| Chimbote | 138 | 149 | 137 | 122 | San José | 220 | 347 | 318 | 284 |
| Huallanca | 138 | 80 | 73 | 65 | Tacna | 138 | 69 | 64 | 57 |
| Huallanca | 220 | 18 | 17 | 15 | Machupicchu | 138 | 11 | 10 | 9 |
| Paramonga | 220 | 75 | 68 | 61 | Cachimayo | 138 | 21 | 20 | 18 |
| Huacho | 220 | 28 | 26 | 23 | Abancay | 138 | 35 | 32 | 29 |
| Carabayllo | 220 | 626 | 574 | 513 | Quencoro | 138 | 43 | 40 | 35 |
| Ventanilla | 220 | 210 | 193 | 172 | Dolorespata | 138 | 48 | 44 | 39 |
| Chavarría | 220 | 478 | 439 | 392 | Tintaya | 138 | 36 | 33 | 29 |
| Zorritos | 220 | 64 | 59 | 53 | Callalli | 138 | 38 | 35 | 31 |
| Refinería | 220 | 94 | 86 | 77 | Santuario | 138 | 35 | 32 | 28 |
| Callahuanca | 220 | 66 | 61 | 54 | Socabaya | 138 | 305 | 280 | 250 |
| Planicie | 220 | 421 | 386 | 345 | Azángaro | 138 | 84 | 77 | 69 |
| San Juan | 220 | 470 | 431 | 385 | Puno | 220 | 36 | 33 | 29 |
| Pomacocha | 220 | 219 | 201 | 180 | Tintaya | 220 | 232 | 213 | 190 |
| Huayucachi | 220 | 75 | 68 | 61 | Colcabamba | 138 | 1 | 1 | 1 |
| Mantaro | 220 | 43 | 39 | 35 | Carapongo | 220 | 121 | 111 | 99 |
| Huancavelica | 220 | 28 | 26 | 23 | Juliaca | 220 | 51 | 47 | 42 |
| Independencia | 220 | 158 | 145 | 129 | Desierto | 220 | 38 | 35 | 31 |
| Ica | 220 | 100 | 92 | 82 | Zapallal | 220 | 210 | 193 | 172 |
| Marcona | 220 | 245 | 225 | 201 | Industria | 220 | 568 | 521 | 465 |
| Santa Rosa | 220 | 344 | 316 | 282 | Cantera | 220 | 33 | 30 | 27 |
| ChilcaCTM | 220 | 16 | 15 | 13 | Lomera | 220 | 51 | 47 | 42 |

ANEXO F

Tabla F.141 Análisis de sensibilidad para el SEIN

| N° | Línea | Lagrange (u) | N° | Línea | Lagrange (u) |
|----|--|--------------|----|-----------------------------------|--------------|
| 1 | LT Poroma - Yarabamba 500 kV | 33085 | 31 | LT Cajamarca - Tingo María 220kV | 199 |
| 2 | LT Colcabamba - Poroma 500 kV | 24631 | 32 | LT Santuario - Callalli 138 kV | 192 |
| 3 | LT Poroma - Ocoña 500 kV | 17318 | 33 | LT Paragsha2 - Vizcarra 220 kV | 191 |
| 4 | LT ChilcaCTM - Poroma 500 kV | 16680 | 34 | LT Conococha - Paramonga 220 kV | 169 |
| 5 | LT Ocoña - San José 500 kV | 3233 | 35 | LT Abancay - Suriray 220 kV | 166 |
| 6 | LT Callahuanca - Carapongo 220 kV | 2160 | 36 | LT Huallanca - Chimbote 138 kV | 166 |
| 7 | LT Ica - Marcona 220 kV | 1928 | 37 | LT Huallanca - Cajamarca 220 kV | 143 |
| 8 | LT Socabaya - Tintaya 220 kV | 1431 | 38 | LT Paramonga - Chimbote 220 kV | 117 |
| 9 | LT Pachachaca - Callahuanca 220 kV | 1400 | 39 | LT Callalli - Tintaya 138 kV | 109 |
| 10 | LT Huanza - Carabaylo 220 kV | 1383 | 40 | LT Trujillo - Cajamarca 220 kV | 104 |
| 11 | LT Independencia - Ica 220 kV | 1123 | 41 | LT Chiclayo - Carhuaquero 220 kV | 103 |
| 12 | LT Moquegua - Montalvo 220 kV | 804 | 42 | LT Carapongo - Refinería 220 kV | 76 |
| 13 | LT Tintaya - Azángaro 138 kV | 738 | 43 | LT Zapallal - Huacho 220 kV | 51 |
| 14 | LT Socabaya - Yarabamba 220 kV | 712 | 44 | LT Huánuco-Tingo María 220 kV | 42 |
| 15 | LT Colcabamba-Yanango 500 kV | 669 | 45 | LT Montalvo - Tacna 220 kV | 31 |
| 16 | LT Huánuco-Yanango 500 kV | 637 | 46 | LT Carhuaquero - Cajamarca 220 kV | 31 |
| 17 | LT Mantaro - Huancavelica 220 kV | 598 | 47 | LT Lomera - Huacho 220 kV | 30 |
| 18 | LT Moquegua - Puno 220 kV | 519 | 48 | LT Zapallal - Lomera 220 kV | 20 |
| 19 | LT Cotaruse - Suriray 220 kV | 509 | 49 | LT La Nina - Chiclayo 220 kV | 10 |
| 20 | LT Mantaro - Pomacocha 220 kV | 455 | 50 | LT Chimbote - Trujillo 220 kV | 6 |
| 21 | LT Carapongo - Santa Rosa 220 kV | 440 | 51 | LT Zapallal - Ventanilla 220 kV | 2 |
| 22 | LT Mantaro - Huayucachi 220 kV | 428 | 52 | LT Puno - SanRoman 220 kV | 1 |
| 23 | LT Mantaro - Pachachaca 220 kV | 390 | 53 | LT Piura - La Nina 220 kV | 0 |
| 24 | LT Huancavelica - Independencia 220 kV | 368 | 54 | LT Talara - Piura 220 kV | 0 |
| 25 | LT San José - Montalvo 500 kV | 334 | 55 | LT Tingo María - Aguaytía 220 kV | 0 |
| 26 | LT Paragsha2 - Carhuamayo 220 kV | 278 | 56 | LT Zorritos - Talara 220 kV | 0 |
| 27 | LT Refinería - Chavarría 220 kV | 221 | 57 | LT PuertoBravo - San José 500 kV | 0 |
| 28 | LT Cotaruse - Abancay 220 kV | 212 | 58 | LT Talara - Parinas 220 kV | 0 |
| 29 | LT Paragsha2 - Conococha 220 kV | 203 | 59 | LT Parinas - Piura 220 kV | 0 |
| 30 | LT Santa Rosa - Industriales 220 kV | 203 | 60 | LT Yanango-Carapongo 500 kV | -1 |

Tabla F.1 Análisis de sensibilidad para el SEIN (continuación)

| N° | Línea | Lagrange (u) | N° | Línea | Lagrange (u) |
|----|------------------------------------|--------------|-----|-----------------------------------|--------------|
| 61 | LT Vizcarra - Conococha 220 kV | -1 | 91 | LT Carhuamayo - Oroya 220 kV | -334 |
| 62 | LT Huacho - Paramonga 220 kV | -3 | 92 | LT Carabaylo - Chimbote 500 kV | -432 |
| 63 | LT Carabaylo - Zapallal 220 kV | -3 | 93 | LT Carhuamayo - Pomacocha 220 kV | -528 |
| 64 | LT Juliaca - Puno 138 kV | -7 | 94 | LT ChilcaREP - Desierto 220 kV | -573 |
| 65 | LT Trujillo - Guadalupe 220 kV | -8 | 95 | LT Machupicchu - Cachimayo 138 kV | -798 |
| 66 | LT Ventanilla - Chavarría 220 kV | -16 | 96 | LT Chilca -Independencia 220 kV | -809 |
| 67 | LT Guadalupe - Chiclayo 220 kV | -16 | 97 | LT Pachachaca -Yanango 220 kV | -873 |
| 68 | LT Moquegua - Tacna 220 kV | -21 | 98 | LT Paragsha - Huánuco 220kV | -887 |
| 69 | LT Chavarría - Santa Rosa 220 kV | -22 | 99 | LT Yarabamba - Montalvo 500 kV | -1068 |
| 70 | LT Pomacocha - Pachachaca 220 kV | -27 | 100 | LT Machupichu - Quencoro 138 kV | -1149 |
| 71 | LT Huallanca - Conococha 220 kV | -36 | 101 | LT ChilcaREP - San Juan 220 kV | -1352 |
| 72 | LT La Nina - Trujillo 500 kV | -41 | 102 | LT ChilcaCTM - Carapongo 500 kV | -1647 |
| 73 | LT Quencoro - Dolorespata 138 kV | -48 | 103 | LT Chilca-Planicie 500 kV | -1979 |
| 74 | LT Huayucachi - Huanza 220 kV | -49 | 104 | LT Pomacocha - San Juan 220 kV | -2219 |
| 75 | LT Chimbote - Trujillo 500 kV | -70 | 105 | LT Quencoro - Tintaya 138 kV | -3519 |
| 76 | LT Socabaya - Santuario 138 kV | -71 | 106 | LT Socabaya - Moquegua 220 kV | -3579 |
| 77 | LT SanRoman - Pumiri 220 kV | -83 | 107 | LT Cotaruse - Socabaya 220 kV | -45306 |
| 78 | LT Oroya - Pachachaca 220 kV | -121 | 108 | LT Mantaro - Cotaruse 220 kV | -71873 |
| 79 | LT Marcona - Poroma 220 kV | -144 | | | |
| 80 | LT ChilcaREP - Asia 220 kV | -158 | | | |
| 81 | LT Huánuco-Vizcarra 220 kV | -198 | | | |
| 82 | LT Planicie - Industria 220 kV | -209 | | | |
| 83 | LT Azángaro - Juliaca 138 kV | -214 | | | |
| 84 | LT Desierto - Independencia 220 kV | -216 | | | |
| 85 | LT Planicie-Carabaylo 500 kV | -243 | | | |
| 86 | LT Abancay - Cachimayo 138 kV | -245 | | | |
| 87 | LT Carapongo - Carabaylo 500 kV | -259 | | | |
| 88 | LT Cachimayo - Dolorespata 138 kV | -270 | | | |
| 89 | LT Asia - Cantera 220 kV | -301 | | | |
| 90 | LT Cantera - independencia 220 kV | -330 | | | |

Tabla F.2 Costos de TCSC para el SEIN

| # | Línea de transmisión | Costo total (\$) | Anualidad (\$) |
|----|------------------------------------|------------------|----------------|
| 1 | LT Conococha - Paramonga 220 kV | 3378310 | 780304 |
| 2 | LT Paragsha2 - Conococha 220 kV | 4295310 | 992108 |
| 3 | LT Paragsha2 - Vizcarra 220 kV | 6633605 | 1532196 |
| 4 | LT Carabayllo - Chimbote 500 kV | 16953243 | 3915772 |
| 5 | LT Huanza - Carabayllo 220 kV | 1787073 | 412769 |
| 6 | LT Huayucachi - Huanza 220 kV | 3929221 | 907551 |
| 7 | LT Mantaro - Huayucachi 220 kV | 1853331 | 428073 |
| 8 | LT Mantaro - Pachachaca 220 kV | 7459735 | 1723011 |
| 9 | LT Paragsha2 - Carhuamayo 220 kV | 2913843 | 673024 |
| 10 | LT Pachachaca - Callahuanca 220 kV | 3287601 | 759353 |
| 11 | LT Callahuanca - Carapongo 220 kV | 6228739 | 1438682 |
| 12 | LT Refineria - Chavarria 220 kV | 4638071 | 1071278 |
| 13 | LT ChilcaCTM - Carapongo 500 kV | 5310649 | 1226626 |
| 14 | LT Carapongo - Carabayllo 500 kV | 2661169 | 614663 |
| 15 | LT Independenc - Ica 220 kV | 3524529 | 814077 |
| 16 | LT Colcabamba - Poroma 500 kV | 82737992 | 19110391 |
| 17 | LT Poroma - Yarabamba 500 kV | 236918175 | 54722128 |
| 18 | LT Ocona - San Jose 500 kV | 8816457 | 2036379 |
| 19 | LT San Jose - Montalvo 500 kV | 7914272 | 1827997 |
| 20 | LT Mantaro - Cotaruse 220 kV | 13917792 | 3214659 |
| 21 | LT Cotaruse - Socabaya 220 kV | 14594156 | 3370882 |
| 22 | LT Socabaya - Tintaya 220 kV | 10647725 | 2459356 |
| 23 | LT Cotaruse - Suriray 220 kV | 8951750 | 2067629 |
| 24 | LT Abancay - Suriray 220 kV | 3634299 | 839431 |
| 25 | LT Colcabamba-Yanango 500 kV | 15431760 | 3564348 |
| 26 | LT Yanango-Carapongo 500 kV | 18373594 | 4243837 |
| 27 | LT Huanuco-Yanango 500 kV | 25357274 | 5856891 |
| 28 | LT Chilca-Planicie 500 kV | 8977700 | 2073622 |
| 29 | LT Chilca -Independencia 220 kV | 4817285 | 1112671 |

