

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.

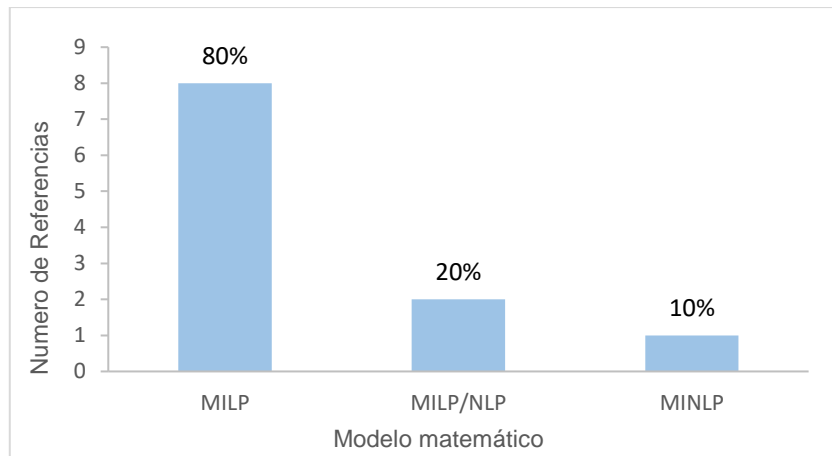


Figura 1.1 Modelos de programación resueltos según referencia

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.

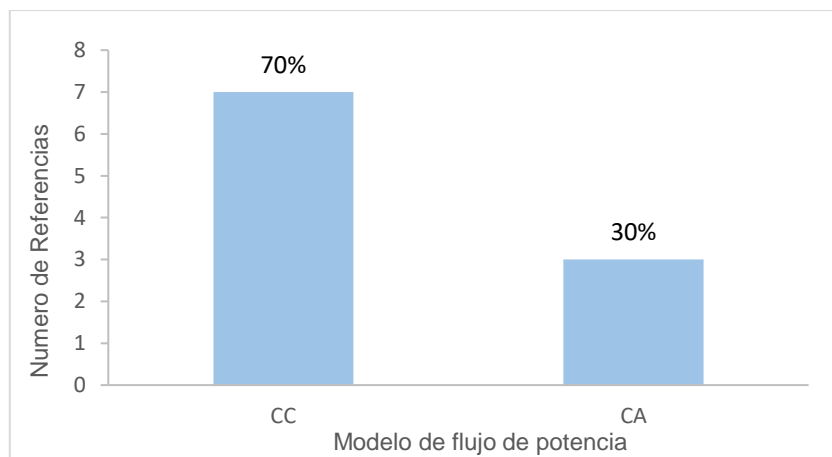


Figura 1.2 Modelos de flujo de potencia para programación matemática

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 - POMACOCCHA			
	L-2201 L-2202	CAMPO ARMIÑO - POMACOCCHA			
	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	POMACOCCHA - SAN JUAN		222.50	
	L-2294	POMACOCCHA - 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-Carabayllo 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 Carhuaquero 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 Chincha 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 Limites 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.

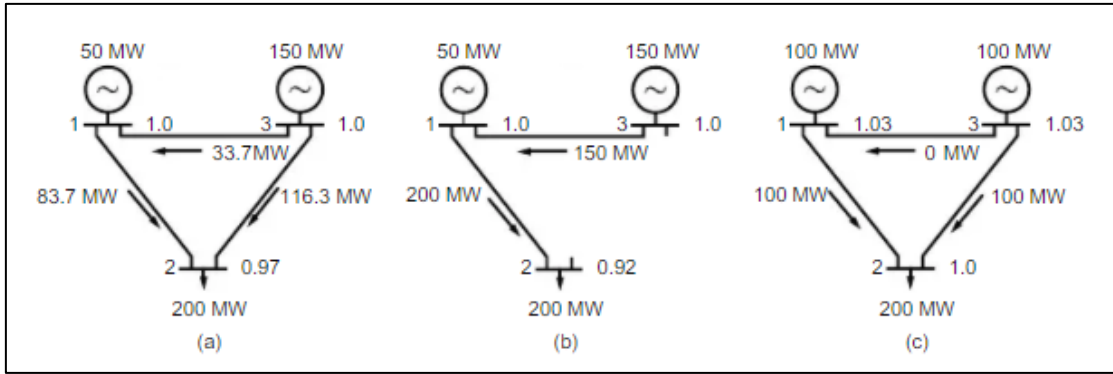


Figura 2.1 Ejemplo de análisis N-1
(Fuente: Referencia [13])

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 $X_L(\alpha)$.

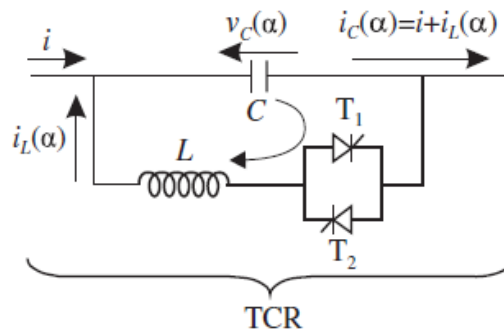


Figura 2.2 Configuración de TCSC

(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.

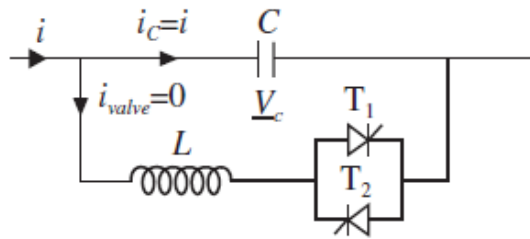


Figura 2.3 Modo de operación de TCSC: bloqueo
(Fuente: Referencia [10])

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

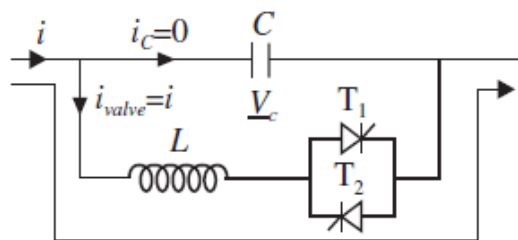


Figura 2.4 Modo de operación de TCSC: conducción
(Fuente: Referencia [10])

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].

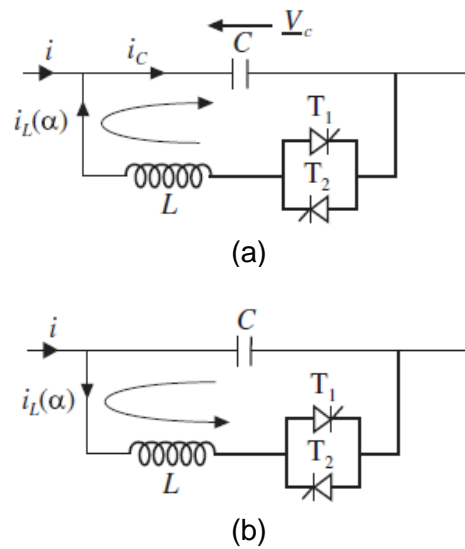


Figura 2.5 Modo de operación de TCSC: (a) vernier capacitivo y (b) vernier inductivo
 (Fuente: Referencia [10])

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%).

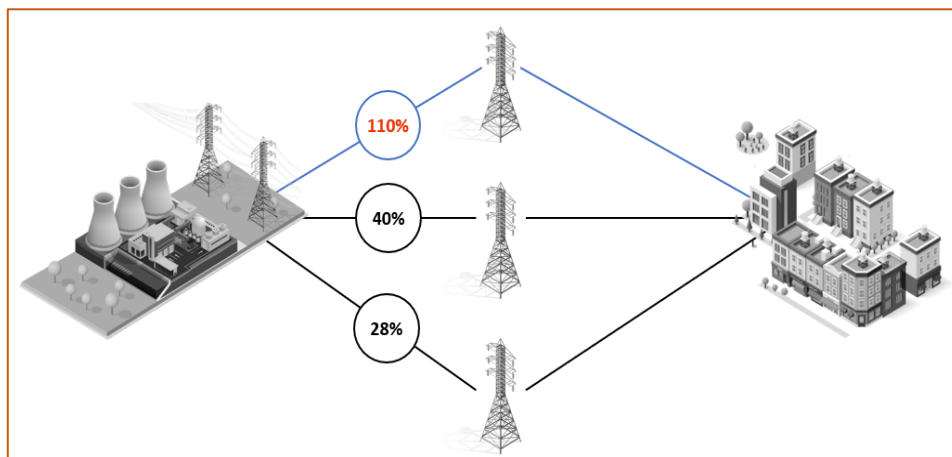


Figura 2.6 Control de potencia sin TCSC

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

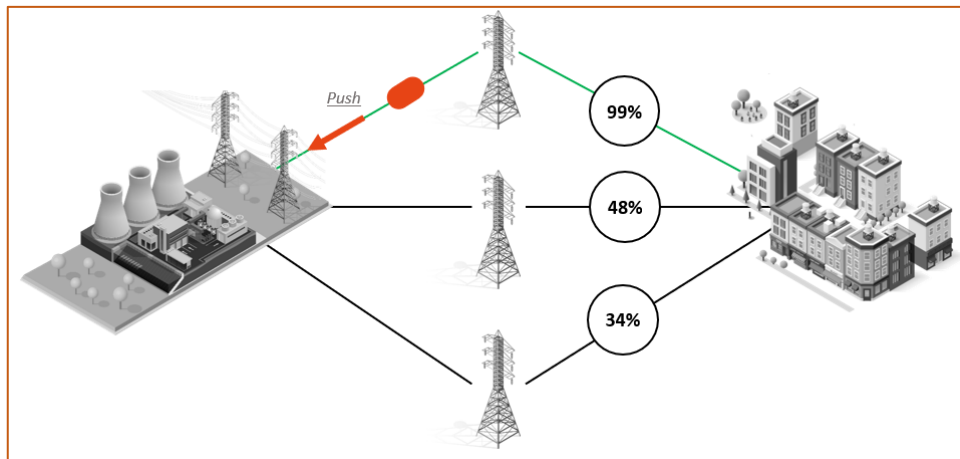


Figura 2.7 Control de potencia con TCSC inductivo

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

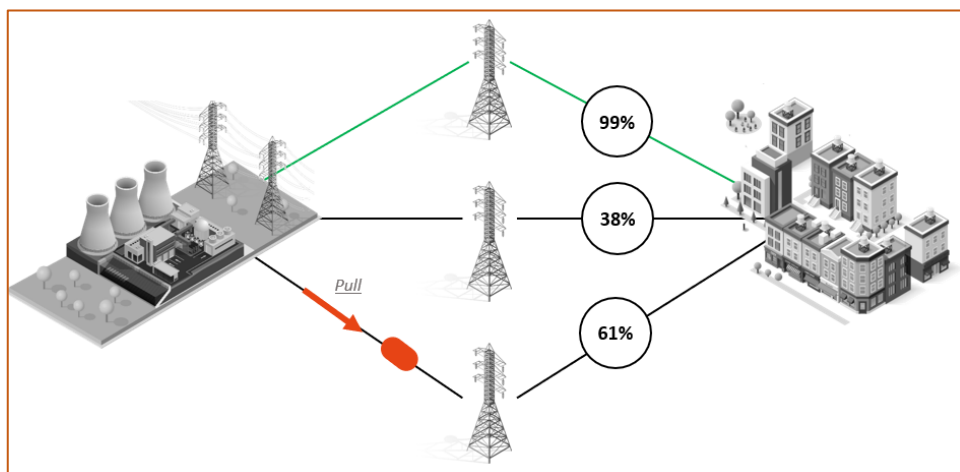


Figura 2.8 Control de potencia con TCSC capacitivo

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).

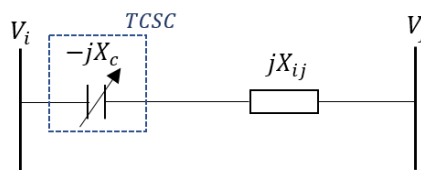


Figura 2.9 Línea de transmisión con TCSC

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

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.

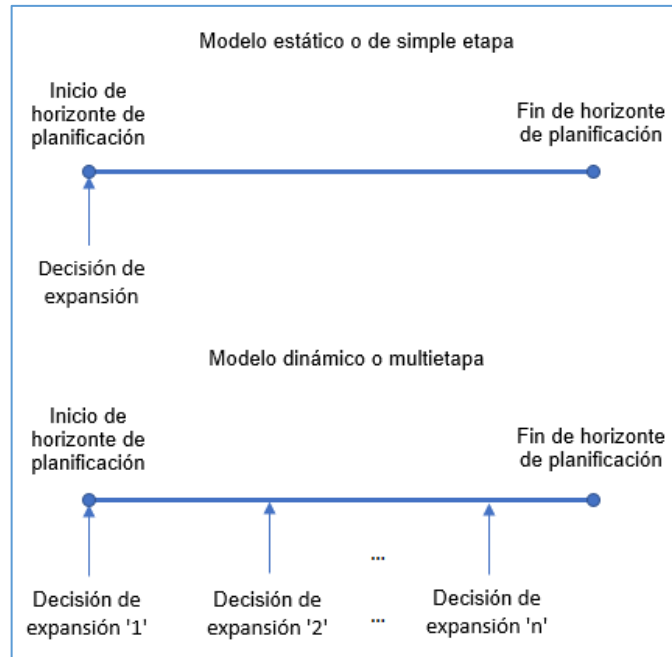


Figura 2.10 Modelos de planificación simple etapa y multietapa
(Fuente: Referencia [7])

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.

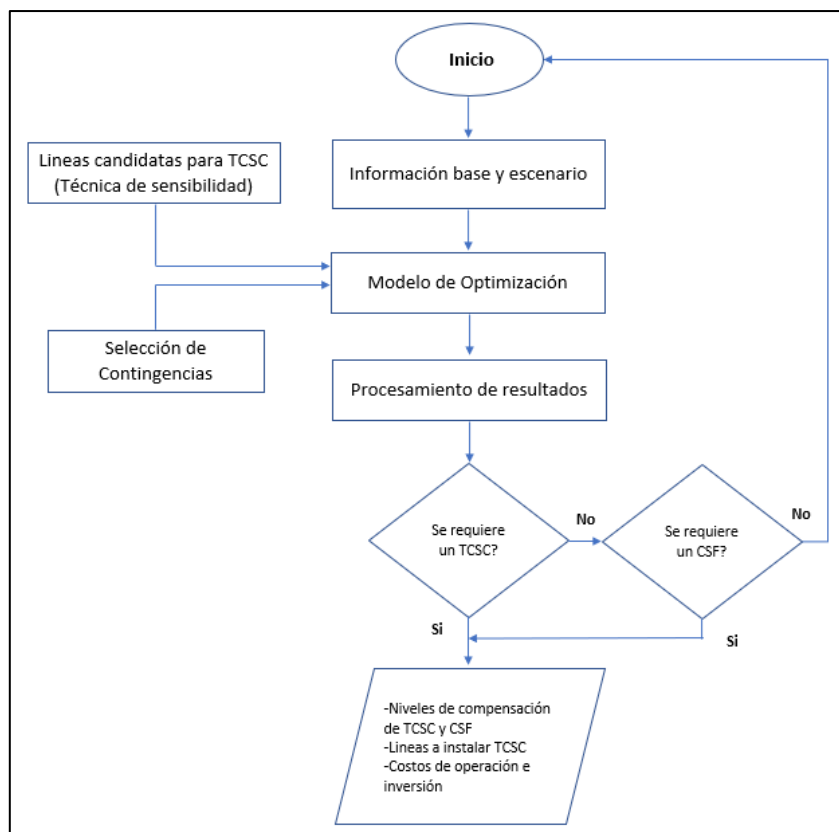


Figura 3.1 Diagrama de flujo

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:

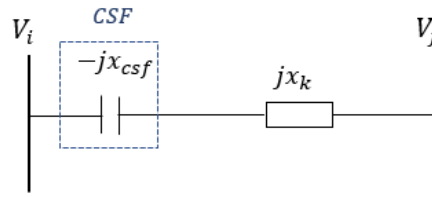


Figura 3.3 Representación estacionaria de CSF

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:

- Costo operativo en estados normales.
- Costo operativo bajo estados de contingencia.
- 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.

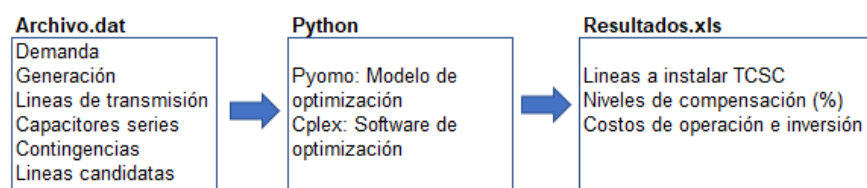


Figura 3.4 Esquema funcional

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.

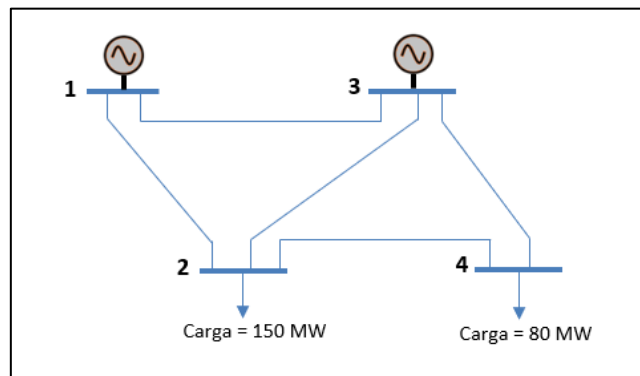


Figura 3.5 Sistema de prueba de 4 barras

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.

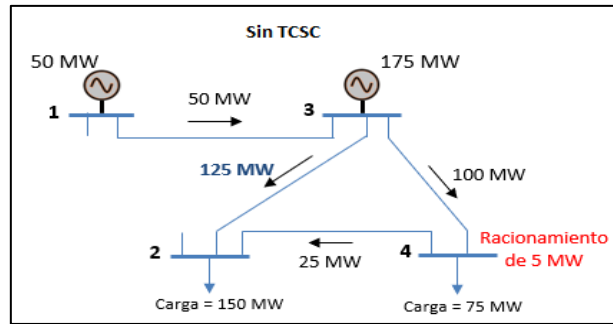


Figura 3.6 Diagrama de flujos para la contingencia 1-2 sin TCSC

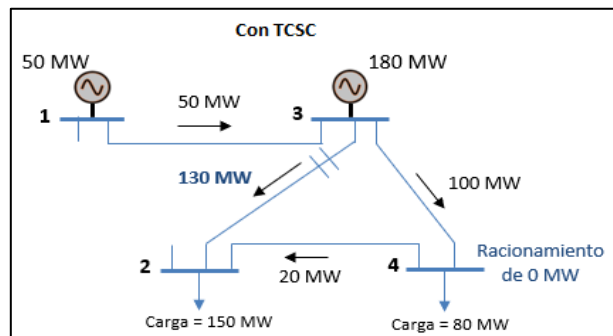


Figura 3.7 Diagrama de flujos para la contingencia 1-2 con TCSC

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

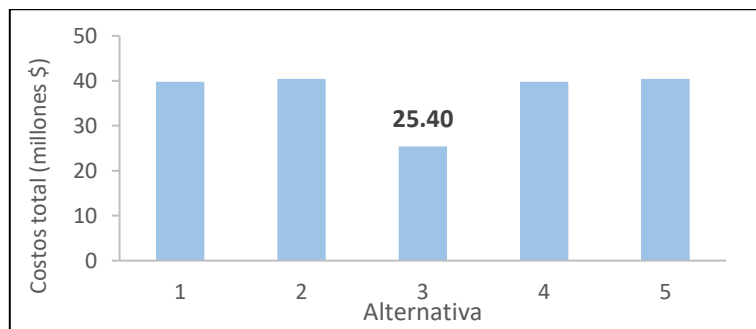


Figura 3.8 Costo total para cada alternativa de TCSC

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.

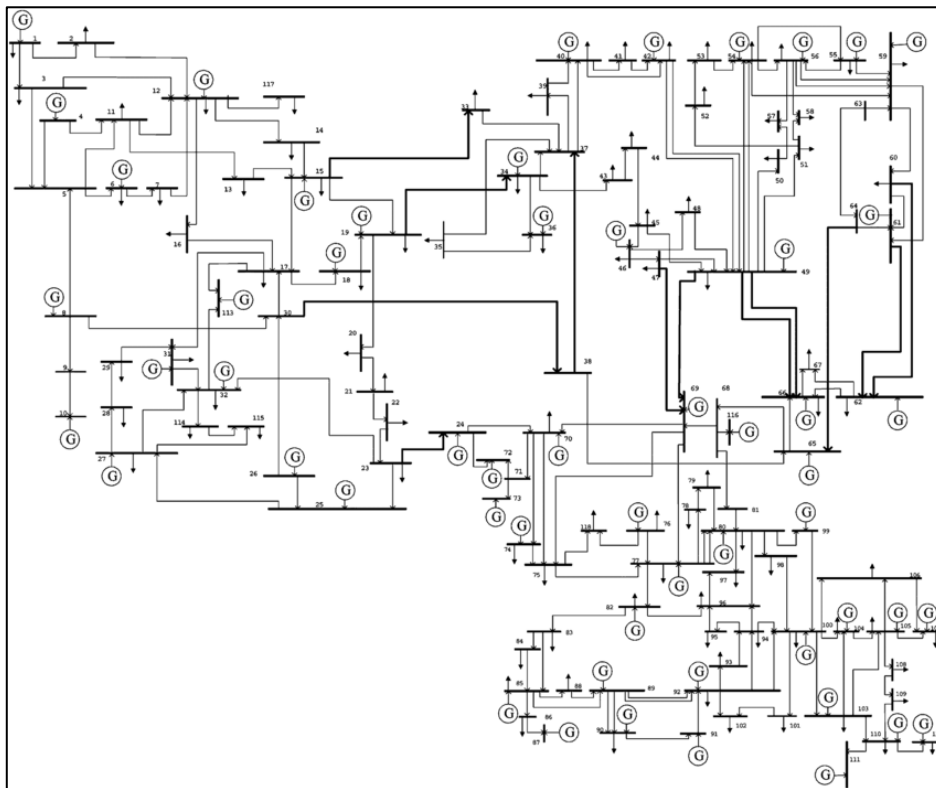


Figura 4.1 Sistema de prueba de 118 barras de la IEEE

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).

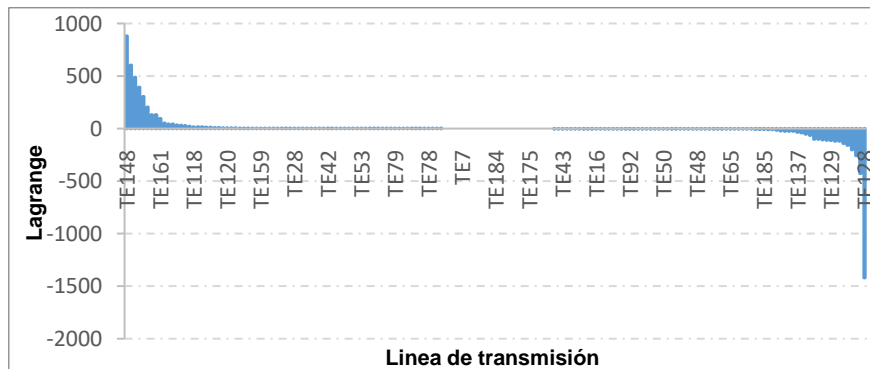


Figura 4.2 Sensibilidad de líneas para ubicación de TCSC

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.

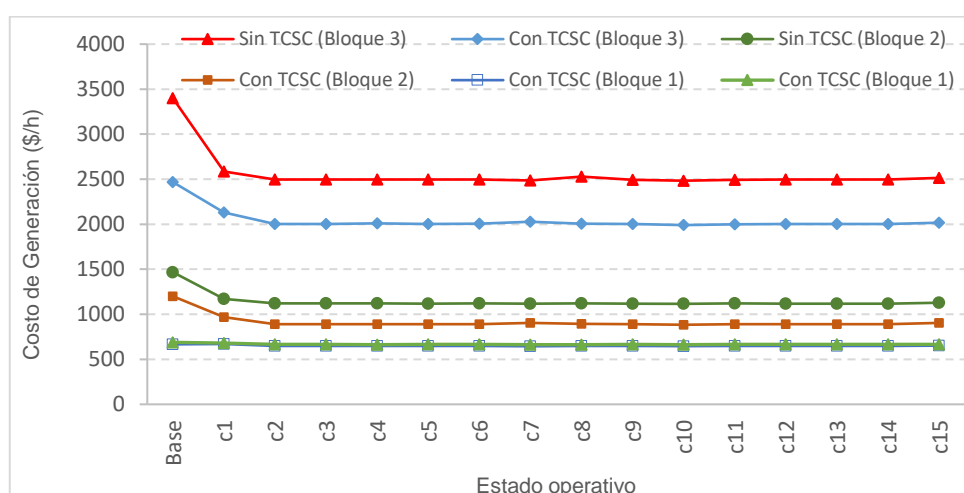


Figura 4.3 Costos de generación para cada estado operativo

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

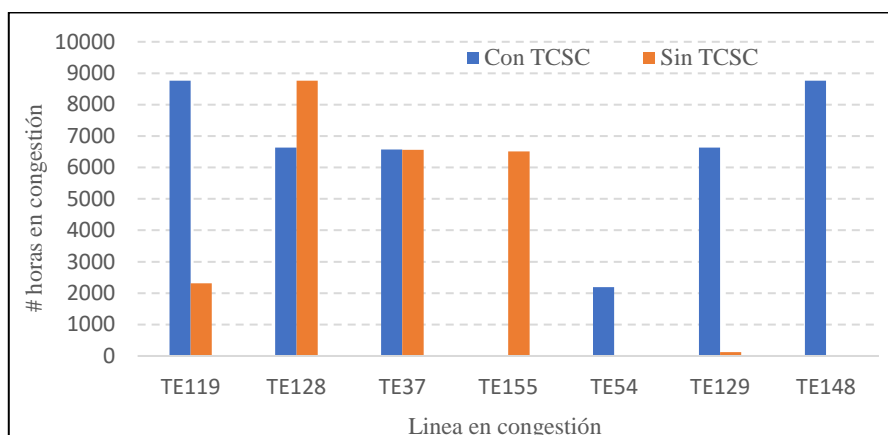


Figura 4.4 Número de horas en congestión en líneas

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).

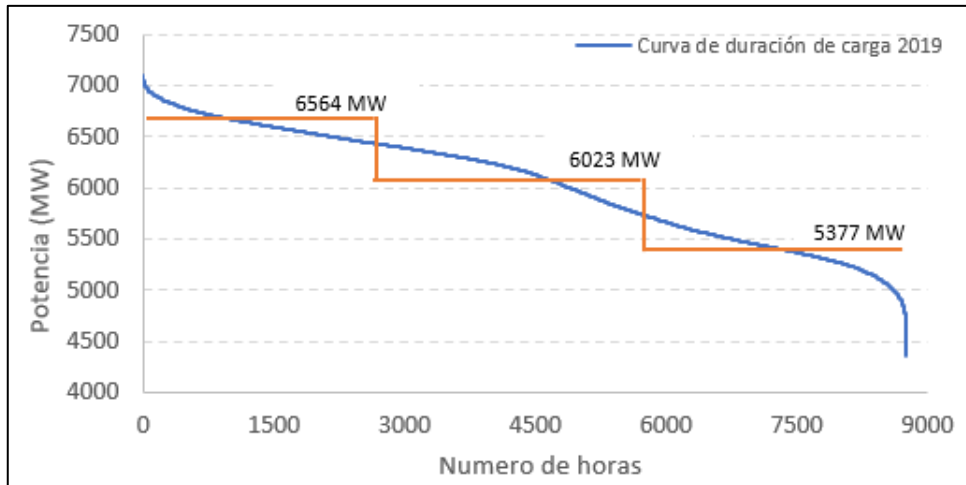


Figura 4.5 Bloques operativos para el año 2019
(Fuente: Referencia [3])

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).

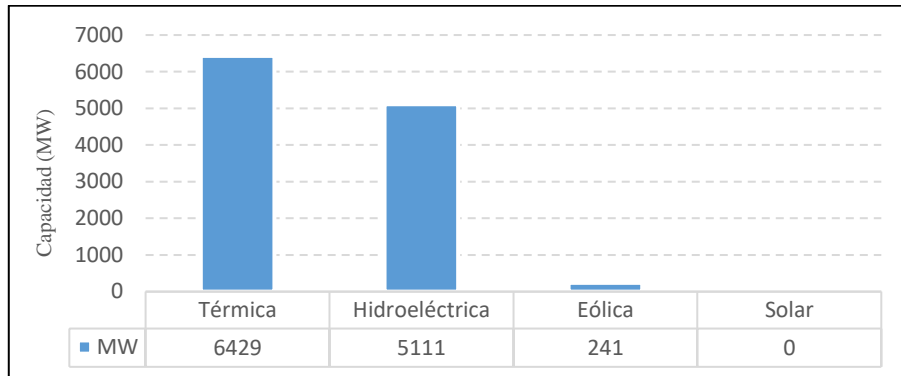


Figura 4.6 Capacidad instalada de generación

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).

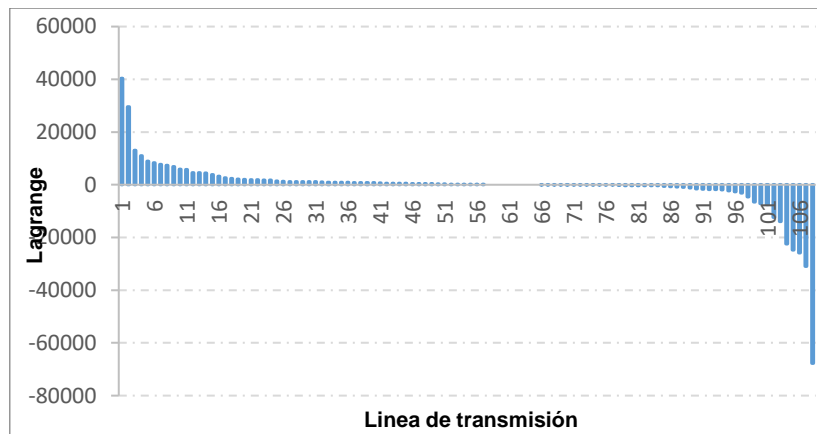


Figura 4.7 Sensibilidad de líneas para ubicación de TCSC

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.

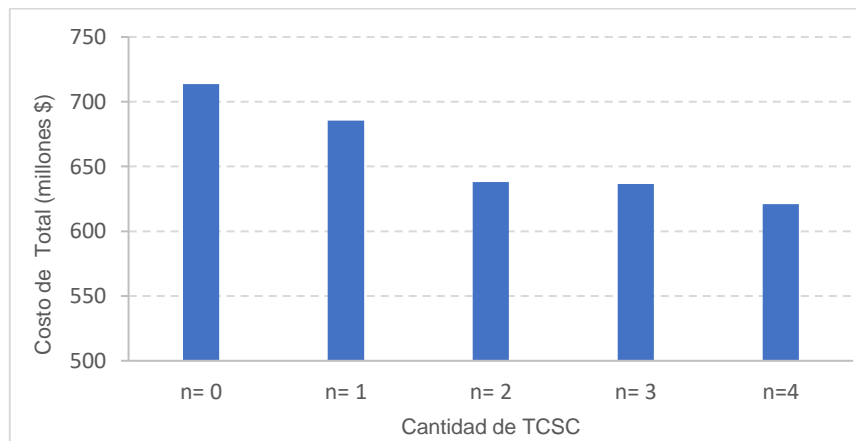


Figura 4.8 Costo de total para diferentes valores de TCSC

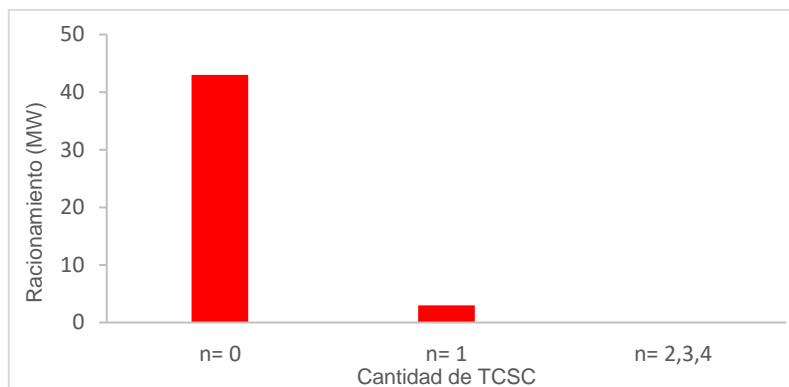


Figura 4.9 Variación de racionamiento para diferentes valores de TCSC

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.

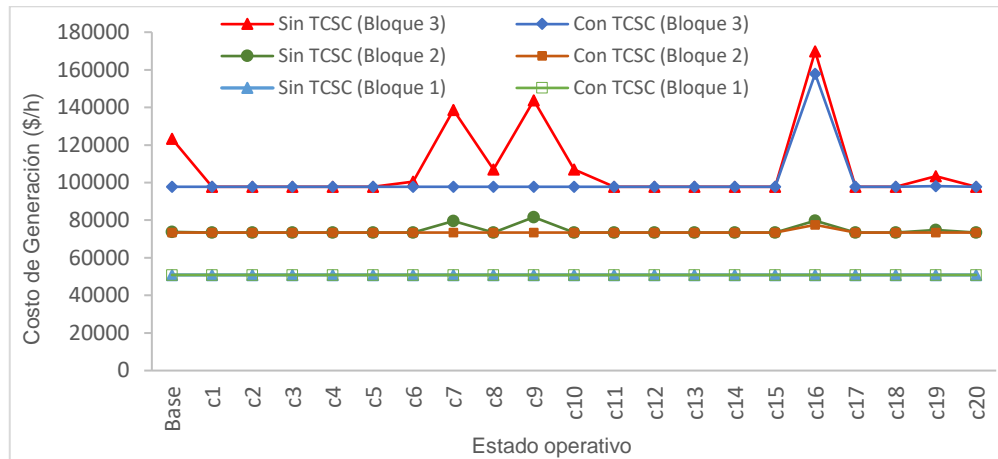


Figura 4.10 Costos de generación para diferentes estados operativos

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

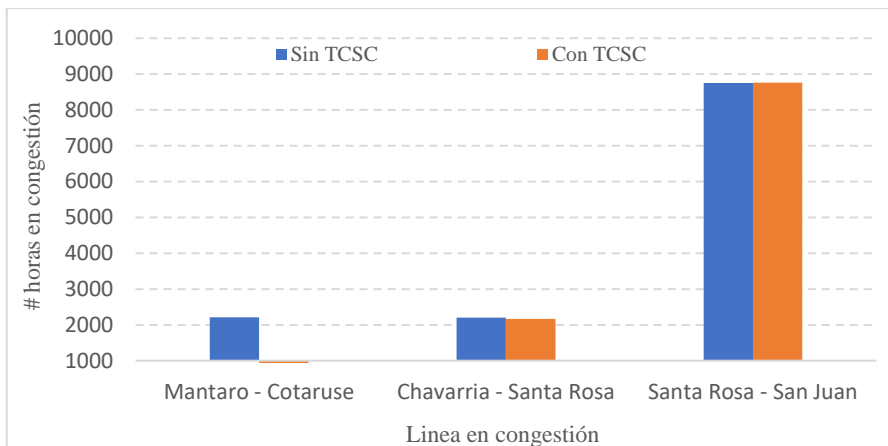


Figura 4.11 Número de horas de congestión de líneas caso base

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

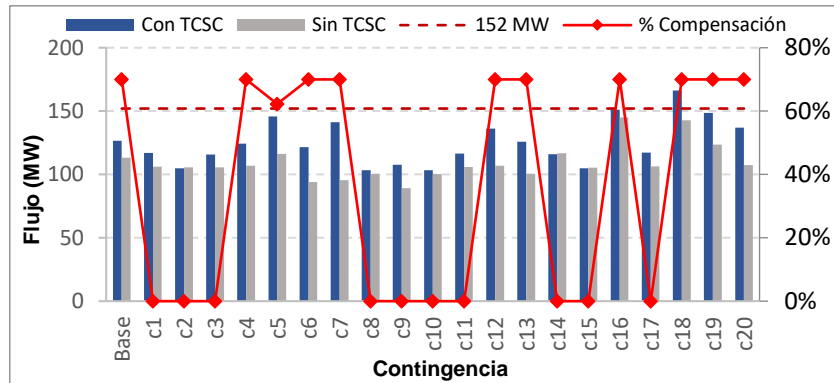


Figura 4.12 TCSC en L.T. Huanza – Carabayllo para bloque 3

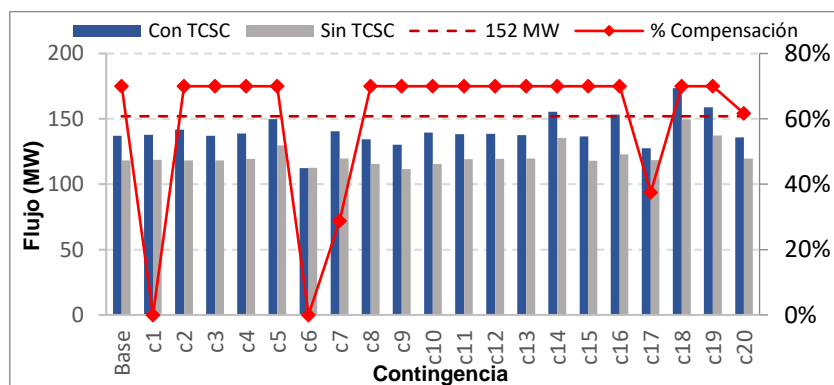


Figura 4.13 TCSC en L.T. Huanza – Carabayllo para bloque 2

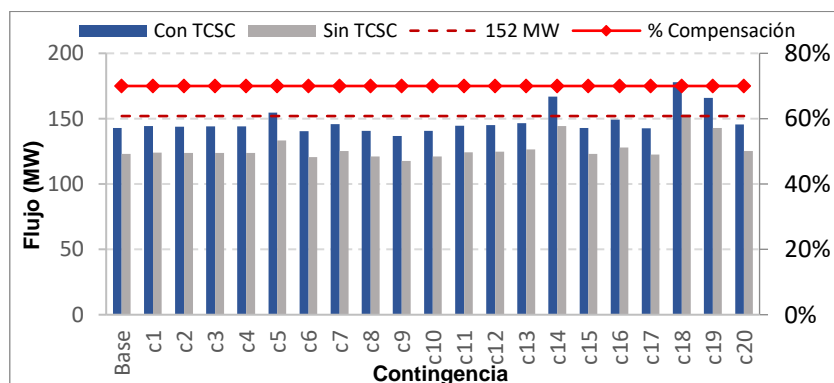


Figura 4.14 TCSC en L.T. Huanza – Carabayllo para bloque 1

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

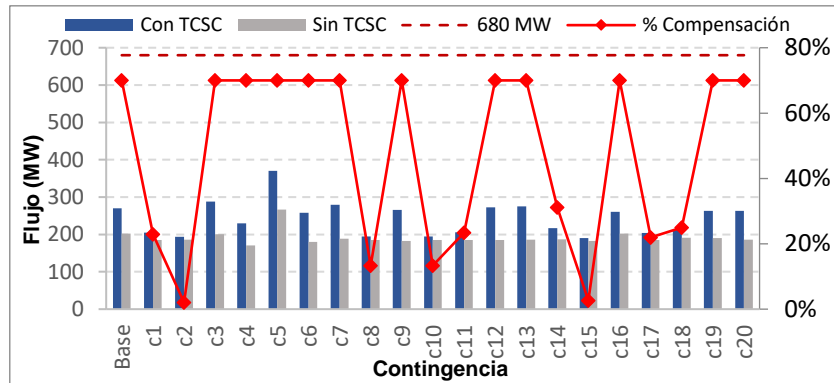


Figura 4.15 TCSC en L.T. Refinería – Chavarría para bloque 3

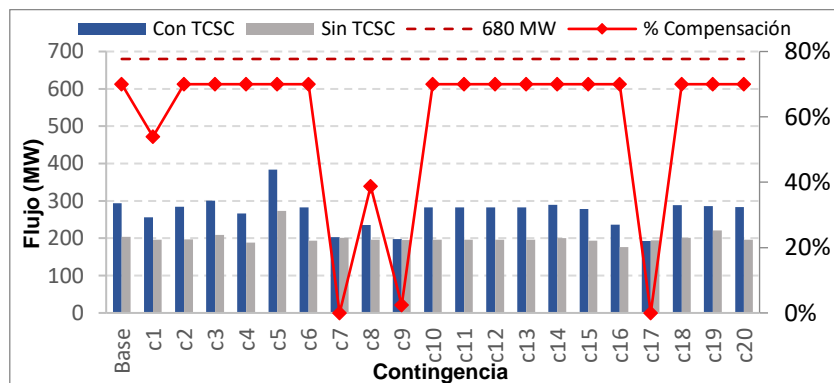


Figura 4.16 TCSC en L.T. Refinería – Chavarría para bloque 2

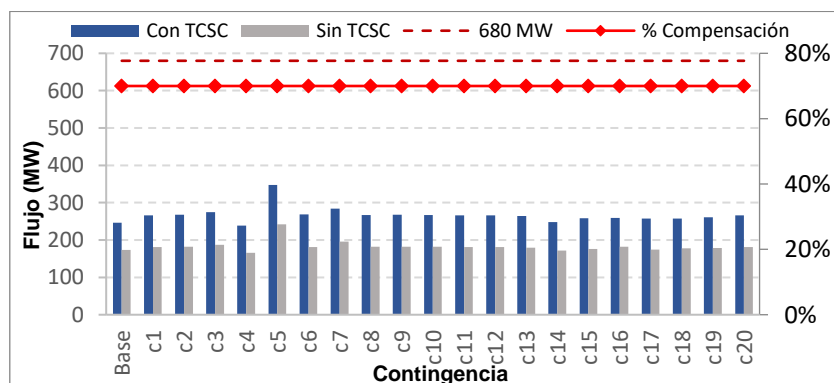


Figura 4.17 TCSC en L.T. Refinería – Chavarría para bloque 1

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

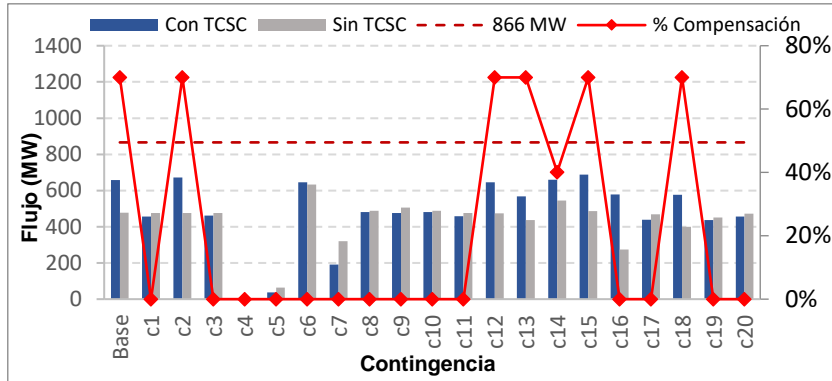


Figura 4.18 TCSC en L.T. ChilcaCTM – Carapongo para bloque 3

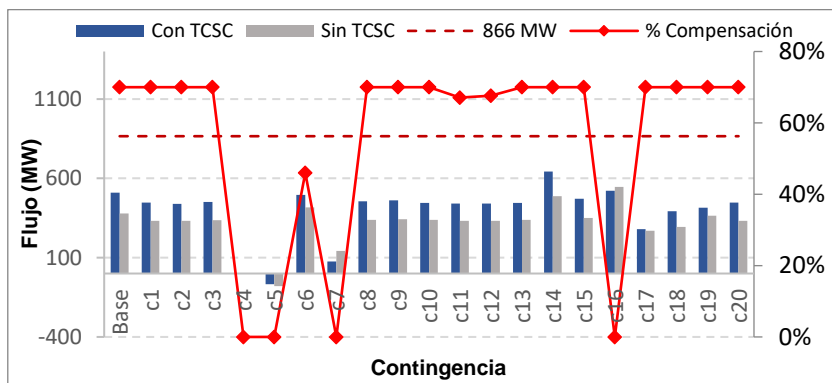


Figura 4.19 TCSC en L.T. ChilcaCTM – Carapongo para bloque 2

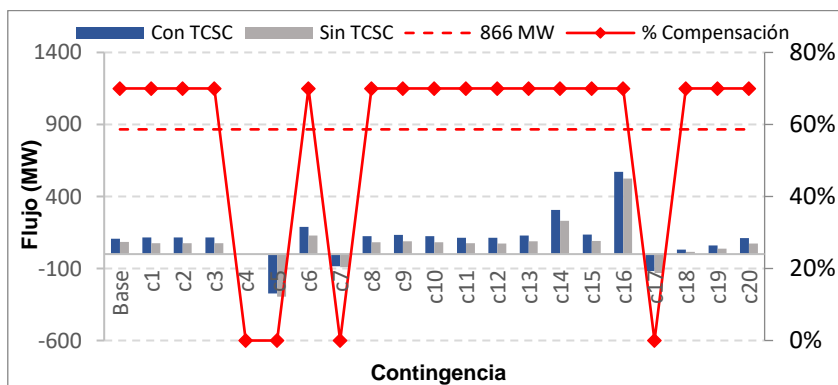


Figura 4.20 TCSC en L.T. ChilcaCTM – Carapongo para bloque 1

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

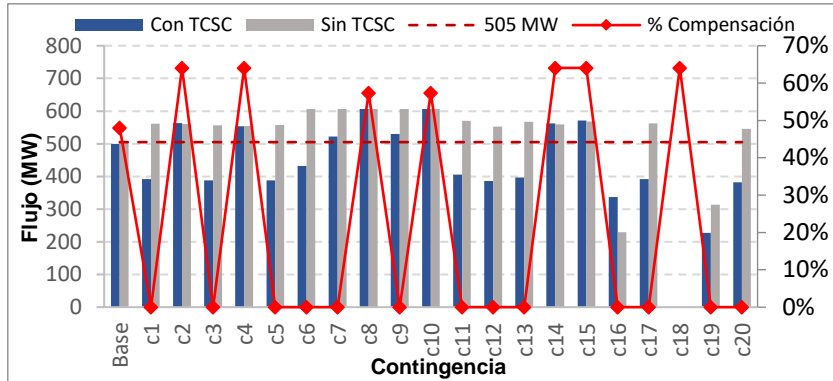


Figura 4.21 TCSC en L.T. Mantaro – Cotaruse para bloque 3

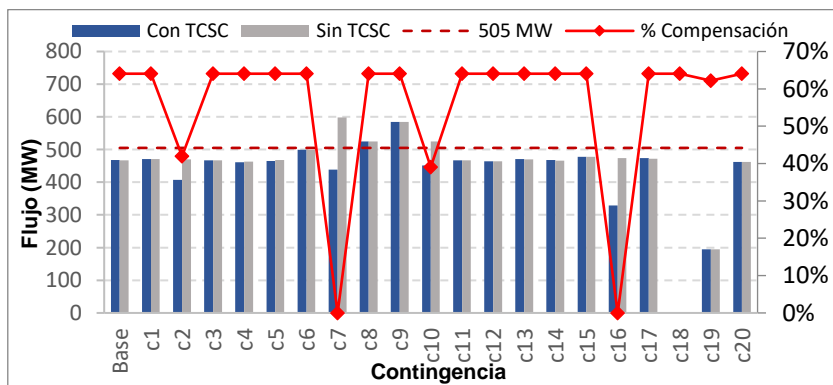


Figura 4.22 TCSC en L.T. Mantaro – Cotaruse para bloque 2

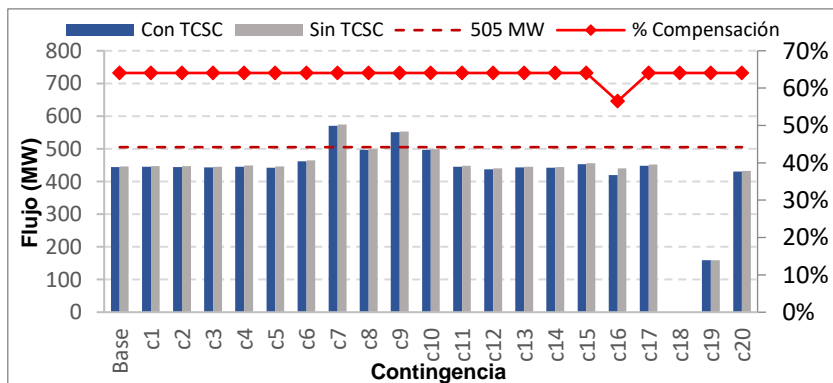


Figura 4.23 TCSC en L.T. Mantaro – Cotaruse para bloque 1

De los gráficos mostrados anteriormente, se observa que los TCSC ubicados en las L.T. Huanza – Carabayllo, 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 - Carabayllo	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)	Barra de conexión	Carga (MW)	Barra de conexión	Carga (MW)	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

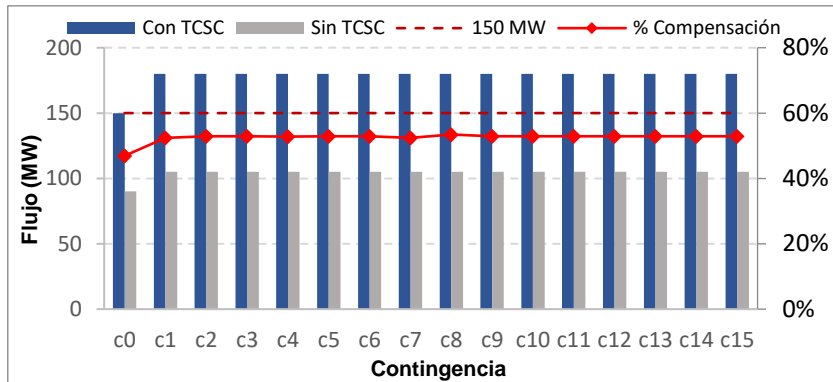


Figura C.1 TCSC en TE148 para bloque operativo 3

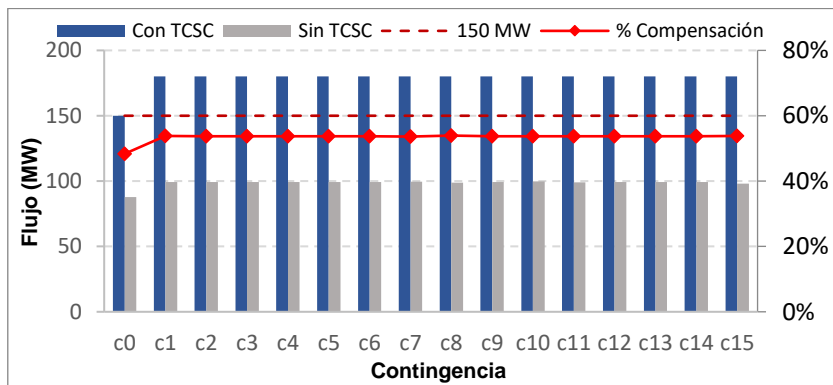


Figura C.2 TCSC en TE148 para bloque operativo 2

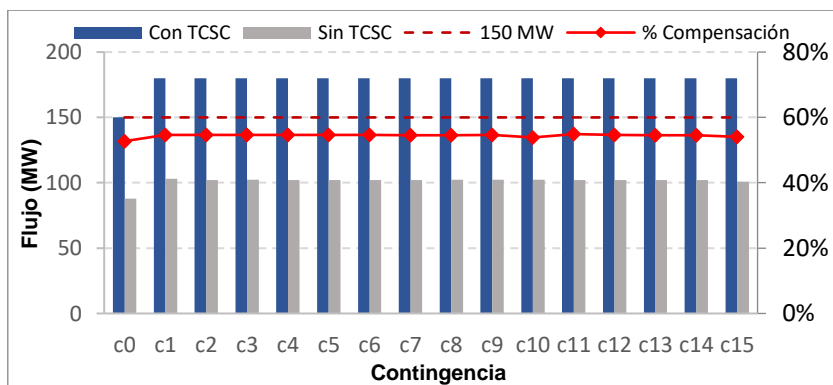


Figura C.3 TCSC en TE148 para bloque operativo 1

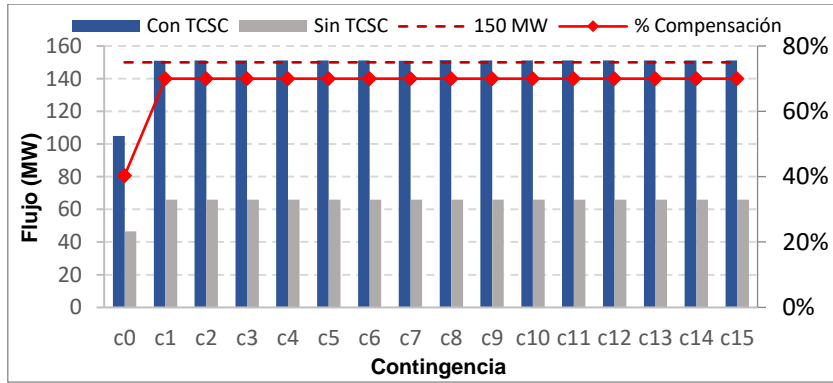


Figura C.4 TCSC en TE150 para bloque operativo 3

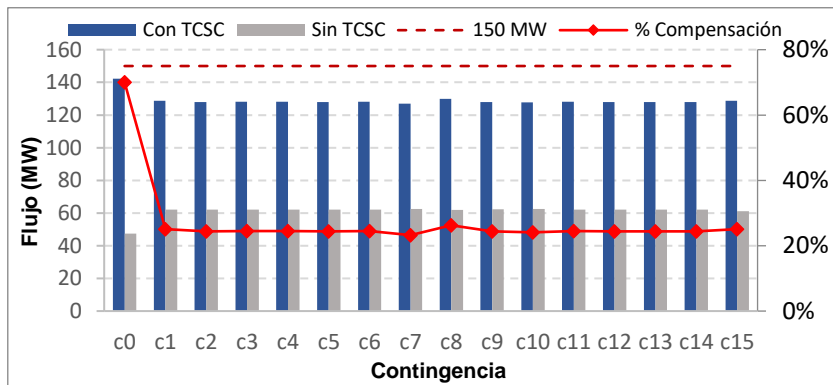


Figura C.5 TCSC en TE150 para bloque operativo 2

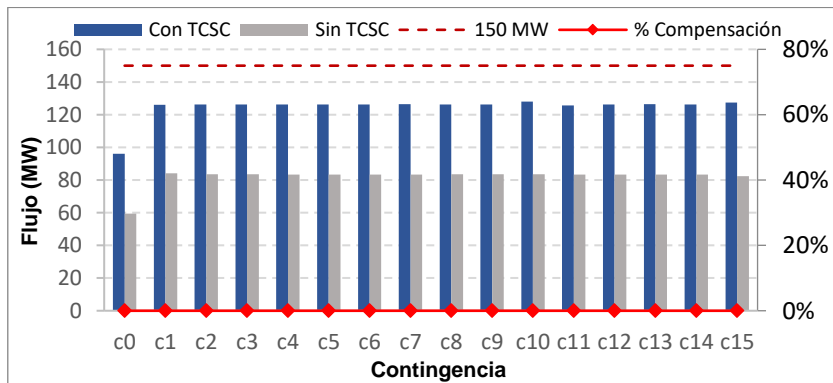


Figura C.6 TCSC en TE150 para bloque operativo 1

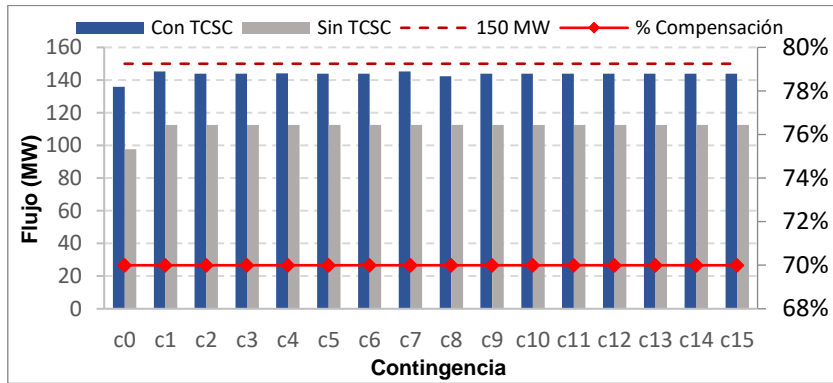


Figura C.7 TCSC en TE151 para bloque operativo 3

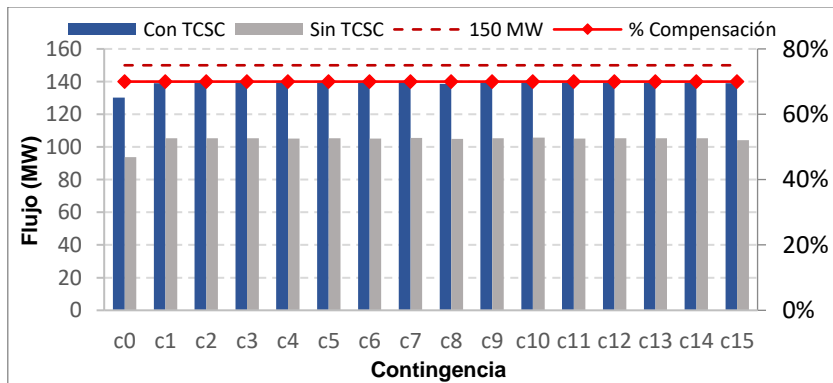


Figura C.8 TCSC en TE151 para bloque operativo 2

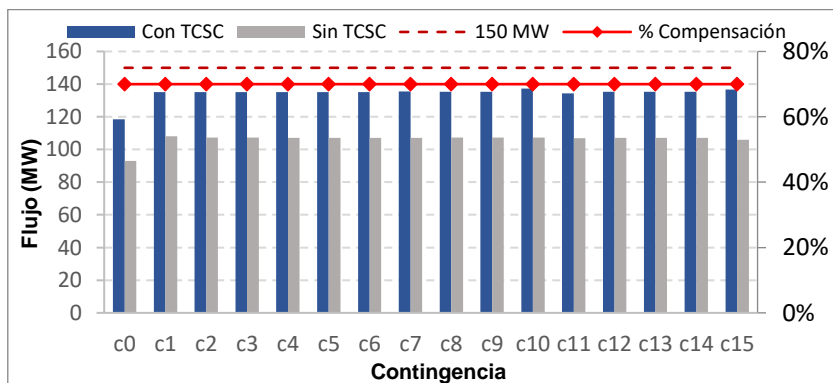


Figura C.9 TCSC en TE151 para bloque operativo 1

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

ANEXO

Figura G.1 Diagrama unifilar equivalente del SEN para el año 2025

