

Power System Stability Improvement Using STATCOM: New Practical Method for Placement and Sizing

J. C. Gonzales , Member IEEE, and J. Arroyo 

Abstract—In Latin America, in recent years, several projects with FACTS equipment have been materialized to improve the stability of the power system. Among these, for example, use of SVC equipment in Peru to regulate voltage, and STATCOM in Colombia to support voltage and prevent collapse of electrical areas. Several variables influence the way a STATCOM operates, its size is an important factor, and also the electrical substation where equipment is installed; these two aspects, although they can be calculated separately, in the real time operation it is evident that their contributions can be optimized, considering them jointly. This article aims to show a new practical methodology to evaluate the location and size of a STATCOM through a sequence of calculations and applying routine electrical studies usually executed by system operators, in order to improve voltage and/or angular stability of the generation units. As a case of practical application, stability problems of the Bolivian South System were analyzed, as well as the possible installation of a STATCOM to improve the operational limitations.

Link to graphical and video abstracts, and to code: <https://latam.ieceer9.org/index.php/transactions/article/view/8640>

Index Terms—FACTS, STATCOM, dV/dQ sensitivity, participation factor, modal analysis, angular and voltage stability.

I. INTRODUCCIÓN

En países de América Latina y a nivel mundial, la pandemia del COVID-19 de los años 2020 y 2021 ha causado una reducción significativa de los consumos eléctricos que hasta la fecha no pueden recuperarse, afectando seriamente los planes de inversión de la transmisión y el ingreso de proyectos de generación, por lo que, los operadores de red han tenido que optimizar los recursos de la red. En este nuevo paradigma de operación del sistema eléctrico, se están presentando desafíos significativos relacionados con la estabilidad angular de las unidades generadora, los flujos de potencia por líneas de transmisión están alcanzando los límites térmicos y se están presentado serios problemas de regulación de tensión en áreas eléctricas, incluso con posibles colapsos, especialmente en condiciones de emergencia ante contingencias N-1 de la red [1]-[3].

J. C. Gonzales Arispe is with Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) and Universidad Mayor de San Simón, Cochabamba, Bolivia (e-mail: cgonzales@cndc.bo).

J. Arrollo Flores is with Universidad Mayor de San Simón, Cochabamba, Bolivia (e-mail: professoring.21@gmail.com).

Uno de los dispositivos FACTS que brinda una buena capacidad de control de voltaje dinámico a la red de transmisión es el STATCOM, puesto que entrega corriente reactiva (potencia reactiva) incluso a niveles de voltaje muy bajos, lo cual mejora la regulación de tensión y la estabilidad transitoria del sistema, y el consecuente incremento de la capacidad de transferencia de potencia de los corredores de transmisión [4], [5], que en definitiva es lo que interesa en la operación en tiempo real. A modo de ejemplo, podemos mencionar algunos casos de instalaciones en Latinoamérica, como es el equipo SVC en el Perú para regular voltaje, y el STATCOM en Colombia como soporte de tensión y medio para evitar colapsos de áreas eléctricas.

Una adecuada contribución de potencia reactiva de parte del STATCOM dependerá en gran medida de su ubicación en la red y de su tamaño (en MVA o MVAR). Estos dos aspectos, que pueden ser determinados de manera independiente, desde el punto de vista de la operación deben ser considerados de forma conjunta. Es así que un STATCOM de mayor tamaño, si bien puede contribuir con una mayor potencia reactiva, implica una mayor inversión. También, la robustez del área del sistema donde se lo instalará tiene su importancia, puesto que se requerirá un STATCOM de mayor potencia en aquellas subestaciones con una mayor potencia de cortocircuito. Sobre este último aspecto, las mayores aplicaciones del STATCOM se presentan en zonas de menor potencia de cortocircuito.

Existen diferentes estrategias publicadas en la literatura que permiten identificar la localización y tamaño óptimo del STATCOM [6]-[12], mediante métodos de optimización clásicos, cuantitativos y heurísticos o metaheurísticos. Sin embargo, la aplicación de estos métodos tiene inconvenientes a la hora de emplearlos en sistemas de potencia reales y de gran complejidad para su modelación, además de la necesidad de realizar simulaciones dinámicas que son necesarias para evaluar el desempeño del STATCOM. Por su parte, los métodos determinísticos, que, en función de la experiencia del analista, permiten considerar algunas simulaciones de estabilidad para encontrar situaciones de mayor contribución del equipo STATCOM.

Por todo lo anterior, en este artículo, se propone una nueva metodología práctica basado en la experiencia del operador, mediante cálculos sencillos y el desarrollo de simulaciones dinámicas para escenarios críticos de operación, lo que permite identificar de forma adecuada la ubicación y el tamaño del STATCOM para resolver las necesidades del sistema de potencia.

El presente artículo está estructurado como sigue: en la sección II se presentan definiciones referidas a la estabilidad de voltaje y angular. En la sección III se presenta la metodología para determinar la ubicación y tamaño del STATCOM. En las secciones IV y V, se desarrollan los análisis de problemas detectados en el sistema de potencia y la implementación de la metodología en el sistema Sur de Bolivia. Finalmente, en la sección VI se presentan las conclusiones y aportes del presente trabajo.

II. PRINCIPIOS DE ESTABILIDAD APLICADOS

Estabilidad de Tensión y Angular:

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad de un sistema para mantener los voltajes en las subestaciones lo más constante posible después de sufrir perturbaciones. La inestabilidad de tensión se manifiesta intensamente ante fallas severas en el sistema; por ejemplo, la desconexión de líneas de transmisión importantes que conlleven a una condición de déficit de reactivo en el área de suministro.

Por otra parte, la estabilidad angular se refiere a la capacidad de las unidades generadoras de un sistema para mantenerse sincronizadas después de sufrir perturbaciones, como en un caso de cortocircuito en una línea de transmisión, entre otras situaciones semejantes. Esta condición de inestabilidad se manifiesta en la apertura de los ángulos de las unidades generadoras, influenciada por la relación no lineal entre la potencia y el ángulo. Esta situación puede ocurrir debido a un incremento de la impedancia de conexión entre la generación y la red, y porque los perfiles de tensión en las subestaciones del área de influencia decaen drásticamente. Una caída progresiva del voltaje en barras puede estar asociada con una inestabilidad angular o viceversa. Por ejemplo, la pérdida de sincronismo de unidades generadoras, a medida que los ángulos del rotor entre dos grupos de máquinas se acercan a 180° provoca una rápida caída de tensión en puntos intermedios de la red cercanos al centro eléctrico [10], [13]-[14]. La estabilidad angular de un sistema de potencia se define mediante la expresión (1).

$$P = \frac{U_1 \times U_2}{X_{12}} \times \sin(\delta_{12}) \quad (1)$$

Donde:

- U_1 y U_2 : El voltaje en el nodo 1 y nodo 2.
- δ_{12} : Es la diferencia angular entre los nodos 1 y 2.
- X_{12} : Es la reactancia entre los nodos 1 y 2.
- P : Potencia activa transferida.

$$P_{max} = \frac{U_1 \times U_2}{X_{12}} \text{ y } \delta = \delta_{12}$$

Entonces,

$$P = P_{max} \times \sin(\delta) \quad (2)$$

La estabilidad angular de una unidad generadora se puede entender mediante el criterio de igualdad de áreas, expresado en la ecuación (2). En la Fig. 1 se muestra gráficamente este criterio, donde para una contingencia N-1 de línea de transmisión, la impedancia vista por el generador aumenta y P_{max} se reduce, lo que a su vez disminuye el área de desaceleración de la unidad generadora.

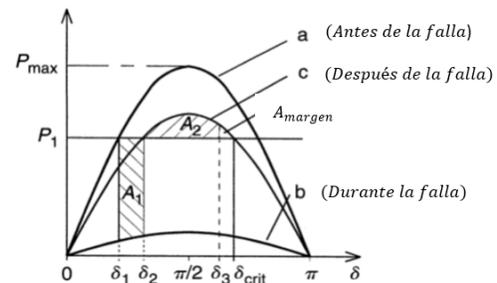


Fig. 1. Criterio de igualdad de áreas [13].

A este hecho se adiciona que en una condición de contingencia N-1 en una red poco mallada, los voltajes también reducen sustancialmente, lo que hace que P_{max} sea aún más pequeña. Esto afecta en mayor medida las condiciones de estabilidad de la unidad generadora, especialmente en redes débiles.

Puesto que la estabilidad angular del sistema está muy vinculada con la regulación de tensión, especialmente en redes débiles y durante contingencias N-1, es importante identificar estas áreas débiles del sistema para garantizar su estabilidad. Una manera de identificar estas áreas débiles en sistemas de potencia es a través de indicadores, como la sensibilidad $\partial V/\partial Q$, entre otros. Estos indicadores se describen a continuación y se encuentran disponibles en la mayoría de las herramientas de análisis de sistemas de potencia.

Análisis de Sensibilidad $\partial V/\partial Q$:

Este análisis consiste en calcular valores $\partial V/\partial Q$ en diferentes subestaciones del sistema con el fin de identificar barras sensibles al voltaje ante variaciones de potencia reactiva. Este enfoque se analiza en mayor detalle en [15]-[17]. Las ecuaciones (3), (4) y (5) representan las variaciones de tensión en relación con el cambio de potencia reactiva.

$$\Delta V = J_R^{-1} \times \Delta Q \quad (3)$$

Donde:

- ΔV : Cambio en la magnitud del voltaje en un nodo.
- ΔQ : Cambio en la inyección de potencia reactiva.
- J_R : Matriz Jacobiana reducida.

$$\Delta V = \sum_i \frac{(\xi_i \eta_i)}{\lambda_i} \Delta Q \quad (4)$$

$$V_i = \frac{1}{\lambda_i} Q_i \quad (5)$$

Donde λ_i es el i -ésimo valor propio, ξ_i es el i -ésimo vector propio derecho de J_R , y η_i es el i -ésimo vector propio izquierdo de J_R . Los valores λ_i , ξ_i y η_i definen el i -ésimo modo de respuesta Q-V del sistema. Valores propios λ_i grandes sugieren que ante cambios importantes de la potencia reactiva serán pequeños los cambios en el voltaje; a medida que el sistema es estresado, el valor de λ_i se reduce y el voltaje se vuelve inestable.

III. ESQUEMA GENERAL DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología propuesta y presentada en la Fig. 2, se basa en aplicar una combinación de estudios eléctricos estáticos y dinámicos con el fin de determinar apropiadamente la ubicación y tamaño del STATCOM, de tal forma que se mejore la estabilidad de tensión y angular del sistema en condiciones normales de operación y de contingencia N-1 de la red.

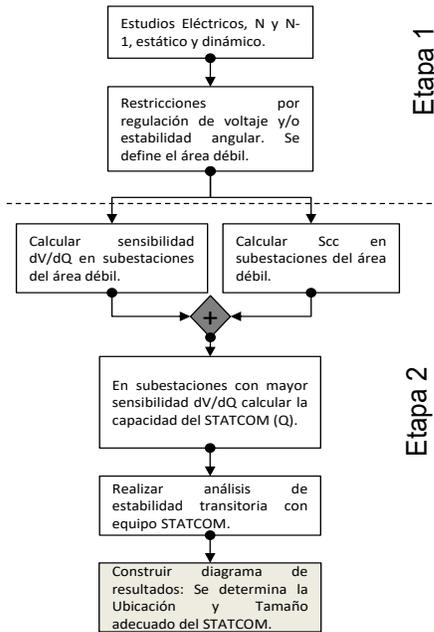


Fig. 2. Metodología para la ubicación y tamaño adecuado del STATCOM.

En la aplicación de la metodología propuesta se pueden distinguir las siguientes etapas:

1. Etapa 1: Análisis del Sistema de Potencia antes de incorporar el STATCOM

El sistema requiere un diagnóstico integral a través de estudios eléctricos estáticos y dinámicos para identificar posibles restricciones o problemas operativos, principalmente por voltaje y/o estabilidad angular. Esta práctica es común en los estudios eléctricos que a diario realizan los operadores de red. Se analiza estáticamente cada área del sistema, calculando niveles de tensión en condiciones N y N-1, para identificar contingencias de líneas que ocasionan problemas de voltaje críticos.

Para evaluar la estabilidad del sistema, se analiza dinámicamente aquellas contingencias críticas que fueron identificadas en los estudios estáticos. Se debe verificar que los niveles de tensión se recuperen por encima de las Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) establecidas normativamente para cada sistema, y que las unidades generadoras no pierdan sincronismo; para lo cual, las variables a monitorear serán las transferencias de potencia, voltajes en barras y ángulos de los rotores de las unidades generadoras. A partir de este análisis, se puede determinar el área o áreas débiles del sistema.

2. Etapa 2: Determinar la Ubicación y Tamaño del STATCOM

Esta etapa del estudio consiste en determinar la ubicación y tamaño adecuado del STATCOM. Se deben realizar los siguientes análisis:

a. Determinar Subestaciones Candidatas

i) Análisis de Sensibilidad ($\partial V/\partial Q$)

Mediante las expresiones (3), (4) y (5), se calcula el valor de $\partial V/\partial Q$ para cada subestación del sistema. A partir de estos cálculos, se elabora una lista de subestaciones con altos índices de sensibilidad $\partial V/\partial Q$, considerándolas como posibles ubicaciones para instalar el STATCOM.

b. Cálculo de la Capacidad del STATCOM

La capacidad requerida del STATCOM está determinada por la potencia de cortocircuito y la variación de voltaje ante contingencias de líneas que son críticas para el sistema. La capacidad necesaria del STATCOM puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$Q = \frac{\Delta U(\%) \times S_{cc}}{100} \quad (6)$$

Donde:

$\Delta U(\%)$: Variación de la tensión requerida para recuperar la tensión nominal.

Q: Potencia reactiva del STATCOM (MVar).

S_{cc} : Potencia de cortocircuito en el bus en el que se instala el STATCOM (MVA).

Esta expresión indica que a medida que la potencia de cortocircuito en la barra de conexión es mayor, se necesitará una mayor potencia reactiva que deberá inyectar el STATCOM para compensar una misma variación en el voltaje $\Delta U(\%)$. La potencia de cortocircuito trifásica (S_{cc}) se calcula en cada escenario de operación del sistema, mientras que las variaciones de tensión en las barras seleccionadas se determinan mediante la diferencia entre la tensión operación normal y la tensión en situación posterior a la contingencia.

c. Análisis de Estabilidad Transitoria

Con las capacidades calculadas del STATCOM para distintas barras candidatas del sistema, se verifica el desempeño dinámico del voltaje y el ángulo de las unidades generadoras frente a contingencias críticas. Para las simulaciones dinámicas, se considera una falla trifásica en la línea de transmisión y su desconexión definitiva después de 150 ms, según la práctica habitual en países de Latinoamérica.

La aplicación de la metodología será descrita en las siguientes dos secciones: la sección IV corresponderá a la etapa 1 de la metodología, donde se determinará la criticidad del sistema Sur de Bolivia ante fallas, mientras que la sección V se enfocará en la etapa 2, donde se determinará la localización y el tamaño del STATCOM para resolver los problemas de estabilidad identificados.

IV. PROBLEMAS DETECTADOS: CASO SISTEMA ELÉCTRICO BOLIVIANO

Etapa 1:

Se llevaron a cabo estudios eléctricos estáticos y dinámicos en el sistema Sur de Bolivia, considerando diferentes bloques operativos suscitados en la gestión 2022, esto debido a la disponibilidad de base de datos de este sistema.

En la Fig. 3 se muestra un esquema unifilar del sistema Sur, que será empleado para la explicación de los estudios y sus resultados. Este sistema está conformado principalmente por líneas en 230 kV y 115 kV, y en él pueden presentarse problemas severos en condiciones N-1 según el bloque operativo y la generación disponible, con posible colapso de voltaje y pérdida de sincronismo de sus unidades.

Las principales líneas son: Santivañez (SAN230)-Sucre (SUC230) 230 kV, que representa la interconexión del área Sur con el área Central de Bolivia; Sucre (SUC230)-Punutuma (PUN230) 230 kV, Punutuma (PUN230)-Tarija (TAJ230)-

Yaguacua (YAG230) 230 kV, y en 115 kV la línea Punutuma (PUN115)-Potosí (POT115). Estas líneas normalmente transfieren importantes montos de potencia desde Termoeléctrica del Sur (Termo SUR, generación a ciclos combinados 2TGx1TV) hacia las subáreas Sucre (SUC115) y Potosí (POT115).

Se ha empleado el programa PowerFactory para realizar los estudios eléctricos. Los modelos matemáticos del equipo STATCOM y sus parámetros son los proporcionados por el fabricante SIEMENS. Los sistemas de control de las unidades generadoras del sistema Sur corresponden a los validados en sitio y publicados en la página web del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de Bolivia, el operador eléctrico nacional.

Se realizaron estudios eléctricos en el sistema Sur ante contingencias de líneas para identificar problemas de estabilidad de voltaje y angular. Este sistema en particular tiene problemas operativos cuando se requiere despachar una cantidad importante de generación de ciclos combinados en Termo SUR para el suministro a las demandas de POT y SUC 115 kV.

Cálculo de Restricciones del Sistema Sur:

En la actualidad, el sistema Sur de Bolivia presenta problemas de regulación de tensión y de estabilidad por pérdida de sincronismo de sus unidades ante contingencias N-1 de la red. Estos problemas se deben a líneas de gran longitud que evacuan la generación de planta Termo SUR (normalmente operan 2 ciclos combinados: cada uno con 2TGx1TV), y también debido al elevado déficit de reactivo capacitivo en el área, especialmente en estado de emergencia. Los límites de transferencia por la línea Doble Terna Yaguacua (YAG230)-Tarija (TAJ230) 230 kV hacia Punutuma (PUN230), que se muestra en la Tabla I, fueron determinados para la contingencia más crítica que corresponde a la desconexión de la línea PUN230-SUC230.

TABLA I
LÍMITE DE TRANSFERENCIA DEL SISTEMA SUR

Bloque	Máxima Transferencia (MW)
Alto	247
Medio	178
Bajo	215

Nota: Estos flujos representan el despacho de la generación en Termo SUR, cada ciclo es de 120 MW, y la generación Solar Fotovoltaica Uyuni de 60 MW durante el día (bloque medio).

Es de resaltar en la Tabla I, que el bloque medio operativo es el más afectado, donde Termo SUR se despacha con menos de dos ciclos combinados, debido a la generación solar Uyuni en subestación Uyuni 230 kV, que podría estar operando a su máxima capacidad, con 60 MW en el horario de 12:00 a 14:00.

Para esta investigación, en el escenario del bloque medio y época seca, se evaluó la siguiente condición de generación en Termo SUR y en la Solar Uyuni, que incumple el límite máximo del Bloque Medio mostrado en la Tabla I:

- 6 unidades (2 Ciclos Combinados) en Termo SUR.
- Transferencias por la línea Doble Terna Yaguacua (YAG230)-Tarija (TAJ230) 230 kV igual a 211 MW.
- Solar Uyuni con 60 MW.

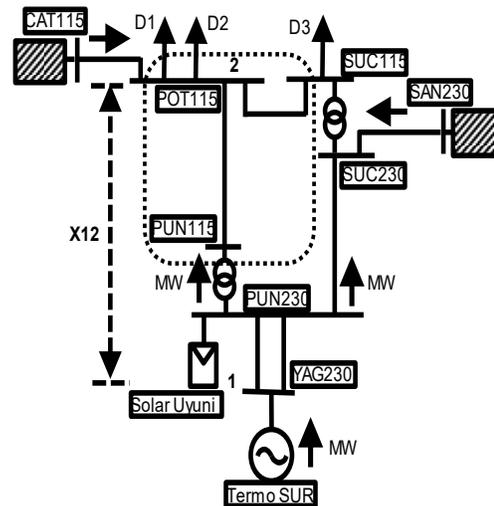


Fig. 3. Esquema unifilar red eléctrica Sistema Sur.

Problemas de Estabilidad por Violación de los Límites Operativos del Sistema Sur

Se realizaron simulaciones dinámicas para la contingencia más crítica en el área que corresponde a la desconexión de línea PUN230-SUC230. En la Fig. 4, se presentan los resultados del análisis dinámico. Se observa que la operación del sistema Sur, con transferencias mayores a los límites establecidos en la Tabla I, es riesgosa, debido a que la contingencia provoca un colapso de voltaje y la pérdida de sincronismo de unidades del sistema Sur. En este punto, es posible explicar mediante la expresión (1) la relación unívoca del problema de inestabilidad de tensión y ángulo según se manifiesta en la Fig. 4. Para la expresión (1), los nodos 1 (U_1) y 2 (U_2) corresponden a las subestaciones YAG230 y POT115, en 230 kV y 115 kV, respectivamente.

La desconexión del circuito PUN230-SUC230, ocasiona que los flujos de potencia alimenten la demanda de POT115 y SUC115 por el circuito constituido por la línea PUN115-POT115 en serie con el autotransformador PUN230/115, lo que representa una condición de alta impedancia entre la generación y la carga, ocasionado la caída del voltaje en U_2 y la apertura de los ángulos δ_{12} y, como consecuencia, una condición de inestabilidad angular por pérdida de sincronismo de las unidades de Termo SUR.

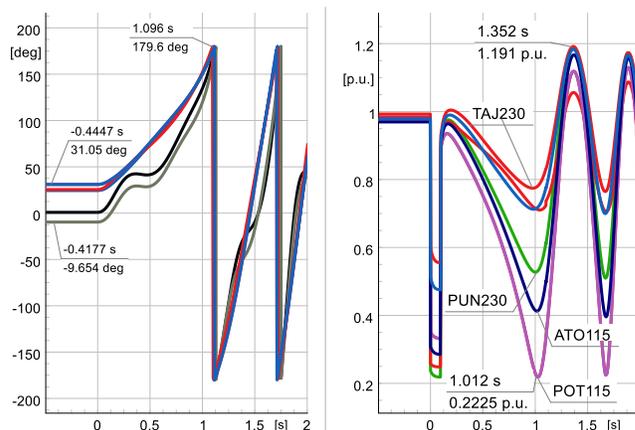


Fig. 4. Ángulos de rotor y voltajes sistema Sur.

V. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DEL STATCOM: CASO SISTEMA ELÉCTRICO BOLIVIANO

En esta sección, se procede a desarrollar la segunda etapa de la metodología. La etapa 2 consiste en determinar la localización y el tamaño adecuado del STATCOM en el sistema Sur de Bolivia.

Etapa 2:

A. Ubicación del STATCOM

Se calculan las sensibilidades $\partial V/\partial Q$ en cada subestación del sistema Sur.

Análisis de sensibilidad $\partial V/\partial Q$

En la Tabla II se muestran los resultados del cálculo de sensibilidad de la tensión ante variaciones en la potencia reactiva ($\partial V/\partial Q$) en [%/MVar], para las distintas barras troncales del sistema Sur, en condiciones de operación normal y ante contingencias N-1. En el nivel de tensión de 230 kV se observa que las subestaciones con mayor sensibilidad son Punutuma (PUN) y Sucre (SUC) ante la contingencia de la línea PUN230-SUC230. Respecto al nivel de 115 kV, las subestaciones con mayor sensibilidad son Potosí (POT) y La Plata (PLA).

TABLA II
SENSIBILIDADES DE TENSIÓN ($\partial V/\partial Q$)
BARRAS ÁREA SUR

230 kV				
Caso	LCA	PUN	SUC	TAJ
Sin Falla (N)	0.0008	0.0010	0.0013	0.0007
PUN-SUC230 (N-1)	0.0014	0.0027	0.0033	0.0011
115 kV				
Caso	ATO	OCU	PLA	POT
Sin Falla (N)	0.0038	0.0023	0.0029	0.0026
PUN-SUC230 (N-1)	0.0068	0.0068	0.0084	0.0086

Entonces, en términos de sensibilidad, las barras candidatas para la instalación del STATCOM son: Sucre 230 kV (SUC230), Punutuma 230 kV (PUN230), Potosí 115 kV (POT115) y La Plata 115 kV (PLA115).

B. Cálculo de Q del STATCOM

Inicialmente se calcula la potencia de cortocircuito S_{cc} en las subestaciones del sistema Sur para posteriormente calcular la capacidad del STATCOM mediante la expresión (6). En la Tabla III se muestran los resultados del cálculo de S_{cc} . Las barras de **PUN230** y **SUC230** son las que tienen valores bajos de S_{cc} , en comparación a otras barras en el nivel de tensión de 230 kV del sistema Sur.

TABLA III
POTENCIA DE CORTO CIRCUITO SCC
(MVA) BARRAS ÁREA SUR

230 kV				
LCA	PUN	SUC	TAJ	
1081.36	930.7	868.27	1205.49	
115 kV				
ATO	OCU	PLA	POT	
274.30	389.33	481.79	527.66	

En cuanto al nivel de tensión de 115 kV, se identificaron las barras con menor robustez debido a su bajo valor de S_{cc} , que son Atocha 115 kV (ATO) y Ocuri 115 kV (OCU). Sin embargo, estas subestaciones también presentan bajos valores de sensibilidad ($\partial V/\partial Q$). Por otro lado, la subestación **Potosí 115 kV (POT)** muestra un valor mayor de S_{cc} y también exhibe una alta sensibilidad, según se desprende de los resultados presentados en la Tabla II.

En la Tabla IV, se muestran los resultados del cálculo de ΔU (%) para la contingencia crítica PUN230-SUC230.

TABLA IV
ANÁLISIS DE CONTINGENCIA

PUN230-SUC230	230 kV
Subestación	Variación de tensión ΔU (%)
Sucre 230 kV	11.921644
Punutuma 230 kV	7.928088
Potosí 115 kV	20.851698

A partir del cálculo de la potencia de cortocircuito S_{cc} y del ΔU (%), se determina la capacidad del equipo STATCOM en barras candidatas del sistema Sur, según se detalla a continuación.

Contingencia línea PUN230-SUC230:

- Sucre 230 kV:

$$Q = \frac{11.921644 \times 868.279}{100} = 103.513 \text{ MVar}$$

- Punutuma 230 kV:

$$Q = \frac{7.928088 \times 930.707}{100} = 73.787 \text{ MVar}$$

- Potosí 115 kV:

$$Q = \frac{20.851698 \times 527.661}{100} = 110.026 \text{ MVar}$$

C. Análisis de Estabilidad Transitoria

Para el escenario con transferencia de potencia por la línea Doble Terna Yaguacua (YAG230)-Tarija (TAJ230) 230 kV igual 211 MW, se verifica el desempeño dinámico del sistema con el equipo STATCOM instalado en cada subestación candidata ante la contingencia más crítica que corresponde a la desconexión de la línea PUN230-SUC230.

i. STATCOM de 104 MVA en S/E Sucre 230 kV

Con el STATCOM instalado en el nodo SUC230, con una capacidad de 104 MVA, aún se presentan problemas de estabilidad de voltaje y angular del sistema Sur; los voltajes en las subestaciones Potosí (POT115) y Punutuma (PUN230) caen severamente hasta valores del orden de 0.30 pu, según se muestra en la Fig. 5, lo que ocasiona también la apertura angular de las unidades de Termo SUR. Este problema no se resuelve ni con el incremento de la potencia del STATCOM. Esto se debe a que cuando se produce la falla de la línea PUN230-SUC230, la subestación Sucre 230 kV (SUC230) se encuentra débilmente vinculada al sistema Sur, haciendo que la aportación del reactivo del STATCOM en esta área sea mínima. **Este escenario es inestable.**

ii. STATCOM de 74 MVA en S/E Punutuma 230 kV

Con el STATCOM instalado en el nodo PUN230, se observa que durante el transitorio las unidades generadoras del sistema

Sur no pierden sincronismo, según el resultado de la simulación de la Fig. 6. **Este escenario es estable.**

iii. *Instalación de un STATCOM de 110 MVA en S/E Potosí 115 kV*

En este caso, también se observa una **condición estable** del sistema Sur sin pérdida de sincronismo de sus unidades, según los resultados de la simulación en la Fig. 7. En la Fig. 8, los perfiles de voltaje siguen siendo críticos, por debajo de 0.85 pu, aunque por un periodo no mayor a 1.5 segundos. Si se opta por reducir la capacidad del STATCOM se presenta el problema de pérdida de sincronismo.

Discusión:

Basado en los resultados anteriores, es más conveniente instalar el **equipo STATCOM** en subestación **PUN230**, debido a que se requiere solo una potencia de 73 MVA para resolver los problemas de regulación de voltaje y estabilidad angular del sistema Sur de Bolivia. En este trabajo se propone de forma adicional el indicador $\Delta U_a(\%)$ para evidenciar la contribución del STATCOM, que se determina mediante la expresión (7).

$$\Delta U_a(\%) = (\partial V / \partial Q)[\%/MVar] \times Q[MVar] \quad (7)$$

Según los resultados de la Tabla V, la menor variación del voltaje $\Delta U_a(\%)$ se produce en subestación PUN230, mostrando que la instalación del STATCOM en este nodo ocasionaría una robustez adecuada ante la contingencia más severa que corresponde a la línea PUN230-SUC230.

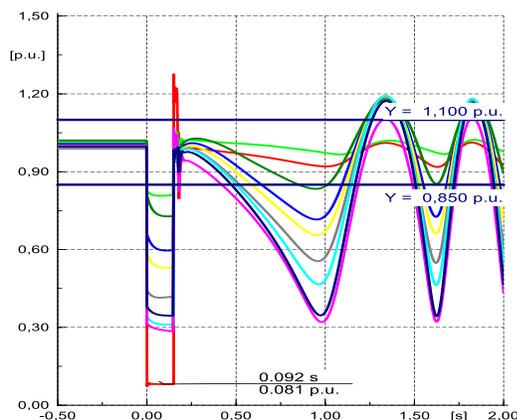


Fig. 5. Voltajes sistema Sur.

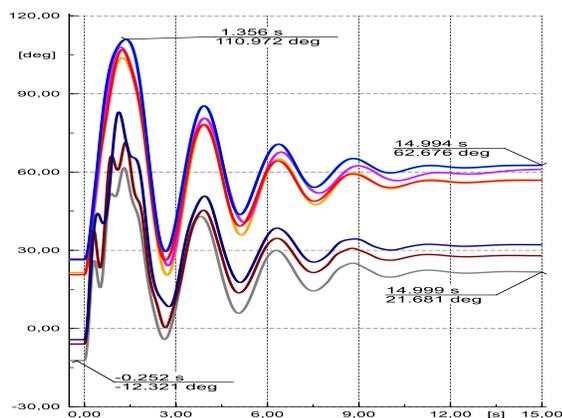


Fig. 6. Ángulos de rotor unidades sistema Sur.

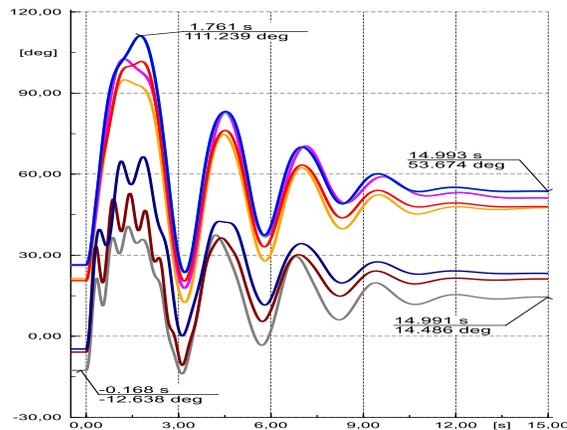


Fig. 7. Ángulos de rotor unidades sistema Sur.

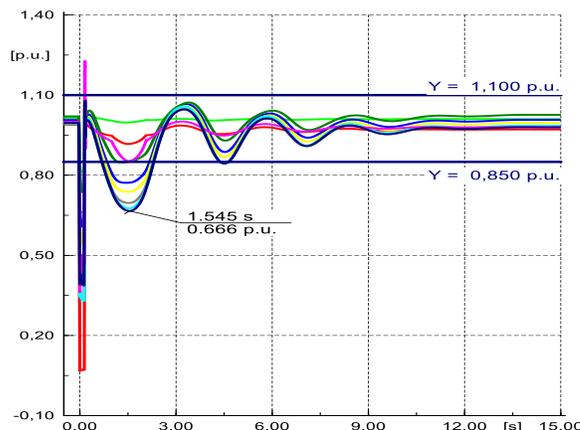


Fig. 8. Voltajes sistema Sur.

TABLA V
VARIACIÓN DE TENSIÓN $\Delta U_a(\%)$

Sucre 230 kV (SUC230)	0.364
Punutuma 230 kV (PUN230)	0.1314
Potosí 115 kV (POT115)	0.946

Diagrama de Resultados

A partir de los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología, se ha elaborado un diagrama con los indicadores más relevantes. Este resumen permite analizar e inferir rápidamente la ubicación más adecuada del STATCOM, según se muestra en la Fig. 9.

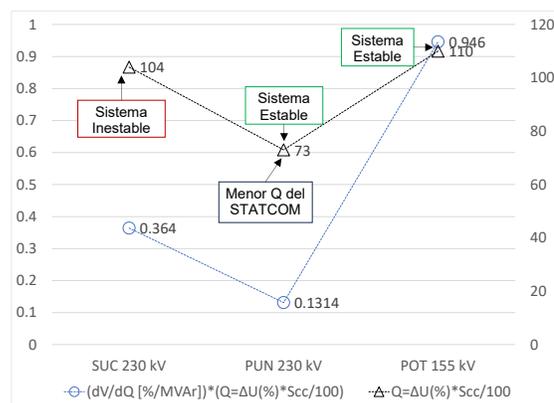


Fig. 9. Eje vertical derecho para Q (MVar) y eje izquierdo para $\Delta U_a(\%)$.

La subestación más adecuada es la que requiere una menor potencia reactiva del STATCOM que resuelve los problemas de estabilidad de voltaje y angular del sistema Sur, que para este estudio resultó la instalación de este equipamiento en subestación PUN230 con una potencia de 73 MVA.

VI. CONCLUSIONES

En este artículo se ha propuesto una nueva y práctica metodología de análisis para definir la ubicación y tamaño adecuado del equipo STATCOM, considerando los estudios que habitualmente realiza el operador de la red en Latinoamérica y que son parte de la planificación del sistema.

La metodología identifica barras con alto índice de sensibilidad $\partial V/\partial Q$, como potenciales subestaciones candidatas para la instalación del equipo STATCOM. Se calcula la capacidad en MVar del STATCOM considerando la potencia de cortocircuito y la variación del voltaje ante contingencias críticas del sistema. Un diagrama de resultados muestra claramente las gentilezas de la metodología propuesta y las contribuciones del equipo STATCOM a la mejora de la estabilidad del sistema con un requerimiento menor de potencia reactiva Q. La metodología propuesta se ha validado en el sistema eléctrico boliviano, analizando el escenario de octubre del año 2022 mediante el empleo de la información y la base de datos en PowerFactory correspondientes a la Programación de Mediano Plazo, publicados en la página web del CNDC.

REFERENCIAS

- [1] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, "Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems," in IEEE, Wiley-IEEE Press, 2000, pp. 1–452. Accessed: May 12, 2024. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/book/5264253>.
- [2] B. R. Andersen and S. L. Nilsson, "Flexible AC Transmission systems," CIGRE / Springer, 2020, pp. 1–1117. Accessed: May 12, 2024. [Online]. Available: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/gb-7-flexible-ac-transmission-systems.html>.
- [3] Z. Xiao-Ping, R. Christian, and P. Bikash, "Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control," 2nd ed., Springer Berlin, Heidelberg, 2012, pp. 1–552. doi: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-28241-6>.
- [4] F. Shahnia, S. Rajakaruna, and A. Ghosh, "Static Compensators (STATCOMs) in Power Systems," 1st ed., Springer Singapore, 2015, pp. 1–735. doi: <https://doi.org/10.1007/978-981-287-281-4>.
- [5] CIGRE WG 14.19, "Static synchronous compensator (STATCOM)," CIGRE, 1999, pp. 1–214. Accessed: May 13, 2024. [Online]. Available: <https://www.e-cigre.org/publications/detail/144-static-synchronous-compensator-statcom.html>.
- [6] X. Yang, H. Tao, W. Liu, and T. Zhang, "Multi-Objective Optimal Allocation of STATCOM based on Harmony Search Algorithm," in 2021 6th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE), Shanghai, China, 2021, pp. 148–153. doi: [10.1109/ICPRE52634.2021.9635455](https://doi.org/10.1109/ICPRE52634.2021.9635455).
- [7] M. Koltun and K. Raahemifar, "Optimal placement and sizing of STATCOMs in power systems using GHS Algorithm," in 2017 IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), Windsor, ON, Canada, 2017, pp. 1–6. doi: [10.1109/CCECE.2017.7946772](https://doi.org/10.1109/CCECE.2017.7946772).
- [8] B. S. Rana and L. Srivastava, "Optimal location and sizing of STATCOM using Fuzzy-PSO approach," in 2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS), New Delhi, India, 2016, pp. 1–6. doi: [10.1109/ICPS.2016.7584164](https://doi.org/10.1109/ICPS.2016.7584164).

- [9] T. Zhang, X. Xu, Z. Li, A. Abu-Siada, and Y. Guo, "Optimum Location and Parameter Setting of STATCOM Based on Improved Differential Evolution Harmony Search Algorithm," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 87810–87819, 2020, doi: [10.1109/ACCESS.2020.2993066](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2993066).
- [10] A. M. Tahboub, S. Alaraifi, and S. M. Elmoursi, "Dynamic VAR planning for rotor-angle and short-term voltage stability enhancement," in 2017 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT), Toronto, ON, Canada, 2017, pp. 592–596. doi: [10.1109/ICIT.2017.7915425](https://doi.org/10.1109/ICIT.2017.7915425).
- [11] B. Ismail, N. I. Abdul Wahab, M. L. Othman, and M. A. M. Radzi, "A Comprehensive Review on Optimal Location and Sizing of Reactive Power Compensation Using Hybrid-Based Approaches for Power Loss Reduction, Voltage Stability Improvement, Voltage Profile Enhancement and Loadability Enhancement," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 222733–222765, 2020, doi: [10.1109/ACCESS.2020.3043297](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3043297).
- [12] R. Dubey, S. Dixit, and G. Agnihotri, "Optimal Placement of Shunt Facts Devices Using Heuristic Optimization Techniques: An Overview," in 2014 Fourth International Conference on Communication Systems and Network Technologies, Bhopal, India, 2014, pp. 518–523. doi: [10.1109/CSNT.2014.109](https://doi.org/10.1109/CSNT.2014.109).
- [13] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, and C. Canizares, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004, doi: [10.1109/TPWRS.2004.825981](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981).
- [14] N. Hatziaargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajarapu, and C. Canizares, "Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended," *IEEE*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, Jul. 2021, doi: [10.1109/TPWRS.2020.3041774](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.3041774).
- [15] G. K. Morison, B. Gao, and P. Kundur, "Voltage stability analysis using static and dynamic approaches," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 1159–1171, Aug. 1993, doi: [10.1109/59.260881](https://doi.org/10.1109/59.260881).
- [16] C. Sharma and M. G. Ganness, "Determination of Power System Voltage Stability Using Modal Analysis," in 2007 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Setubal, Portugal, 2007, pp. 381–387. doi: [10.1109/POWERENG.2007.4380124](https://doi.org/10.1109/POWERENG.2007.4380124).
- [17] R. Sirjani, "Optimal Placement and Sizing of STATCOM in Power Systems Using Heuristic Optimization Techniques," in Static Compensators (STATCOMs) in Power Systems, Springer, Singapore, 2014, pp. 437–476. doi: [10.1007/978-981-287-281-4_13](https://doi.org/10.1007/978-981-287-281-4_13).



Jimmy Cesar Gonzales Arispe received the B.S. degree in electrical engineering from the Universidad Mayor de San Simón (UMSS), Cochabamba, Bolivia, in 2006, and the Ph.D. degree in electrical engineering from Universidad Nacional de San Juan, Argentina, in 2012. He is currently working at Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), as head of Electrical Studies Division.



Jhoel Arroyo Flores was born in Potosi, Bolivia in 1994. He received the B.S. degree in electrical engineering from the Universidad Mayor de San Simón (UMSS), Cochabamba, Bolivia, in 2021.