

CITese 006668-1 XM

MEDELLIN, AGD-17-2012 10:28 AM

ORIGEN : 6011 VIA : 4,2



■ filial de isa

6011 – 4211

Ingeniero

ALBERTO OLARTE AGUIRRE

Secretario Técnico

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

Avenida Calle 26 No. 69-63, Ed. Torre 26, Oficina 408

Teléfono: (091) 427 28 38

Fax: (091) 427 27 76

E-mail: aolarte@cno.org.co

Bogotá D.C.



Asunto: Actualización Estudio de Generaciones de Seguridad asociadas
a la interconexión con Panamá

Respetado ingeniero Olarte:

Se adjunta para su conocimiento el documento con la actualización de los resultados del estudio de la interconexión con Panamá cuyo objetivo es presentar para el horizonte de planeación comprendido entre los años 2016 a 2017, los análisis de XM referentes a la generación de seguridad necesaria en el área Caribe para soportar la exportación a Panamá de 300MW definida en estudios anteriores.

Cordialmente,

JUAN CARLOS MORALES RUÍZ

Director Planeación

Adjunto: Archivo XM Centro Nacional de Despacho 2011 135

XM S.A. E.S.P.

Nit: 900042857-1

Calle 12 Sur 18 - 168 Bloque 2, Medellín, Colombia

Tel: + 57 4 3172244 - Fax: + 57 4 3170989

Línea de Orientación a Clientes: +57 4 3172929

www.xm.com.co

info@xm.com.co

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



■ filial de isa

CITese 00666B-1 XM

MEDELLIN, AGO-17-2012 10:28 AM

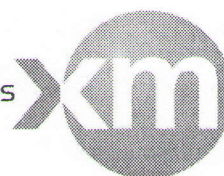
ORIGEN : 6011 VIA : 4,2

Actualización del estudio del límite de Intercambio Colombia- Panamá

Gerencia Centro Nacional de Despacho
Dirección Planeación de la Operación
Documento XM CND 2011 135
Agosto, 2012



LOS EXPERTOS EN MERCADOS

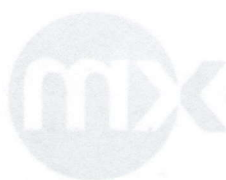


filial de isa

■ filial de isa

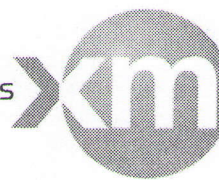
Contenido

1. Objetivo	1
2. Antecedentes	1
3. Supuestos para el análisis	1
4. Escenarios considerados	3
5. Criterios y Metodología para el Análisis	3
5.1. Criterios de calidad, confiabilidad y seguridad	3
5.2. Metodología	4
6. Análisis y Resultados	5
6.1. Mínimo Número de Unidades	5
6.2. Aporte de Potencia Reactiva del SVC de Chinú	6
6.3. Generación de Seguridad Adicional en Caribe	6
6.4. Número de unidades vs Generación de Seguridad en Caribe	8
6.5. Solución propuesta para evitar generación de seguridad adicional en Caribe - Desconexión de Reactores fijos de líneas Chinú – Sabanalarga 500kV 10	
7. Conclusiones	12



filial de isa

LOS EXPERTOS EN MERCADOS



filial de isa

1. Objetivo

Presentar para el horizonte de planeación comprendido entre los años 2016 a 2017, los análisis de XM referentes a la generación de seguridad necesaria en el área Caribe para soportar la exportación a Panamá de 300MW definida en estudios anteriores.

Cabe resaltar que este estudio no pretende reevaluar el valor de exportación definido anteriormente ($\pm 300\text{MW}$), sino actualizar los valores de generación de seguridad requeridos en Caribe para soportar esta carga manteniendo los niveles de confiabilidad y seguridad definidos en la regulación.

2. Antecedentes

Los principales antecedentes que se presentan para este estudio, desde el punto de vista del sistema eléctrico colombiano, son:

- En noviembre de 2010, la UPME emitió concepto de viabilidad técnica para el Enlace Internacional Colombia Panamá a través de un enlace de HVDC con una capacidad de 600MW.
- En Abril de 2011, la CREG publicó la resolución CREG 055-2011 en la cual mediante el artículo 2 establece que el CND y el CND Panamá establecerán la capacidad máxima de exportación e importación esperada para la fecha de entrada de operación del enlace internacional Colombia Panamá.
- En Agosto de 2011, XM publica el estudio “Capacidad Máxima de Transferencia del Enlace Internacional Colombia Panamá”, encontrando que para una carga de 600MW se afecta necesariamente el perfil de tensión, generando restricciones adicionales a la red colombiana cubiertas con generación de seguridad dentro del área Caribe. Este estudio también fue publicado en el Informe de Planeamiento Operativo de Largo Plazo del segundo semestre del año 2011.
- El 19 de Agosto de 2011 se realiza una reunión entre XM y ETESA para definir la capacidad máxima de exportación e importación a través del enlace internacional Colombia-Panamá para la fecha de entrada del proyecto. XM y ETESA presentaron los resultados de los análisis realizados, concluyendo que la capacidad máxima de intercambio Colombia-Panamá esperada era 300MW en ambos sentidos.
- En el año 2012 se decide realizar una actualización del estudio presentado por XM en el 2011 para validar los resultados obtenidos.

3. Supuestos para el análisis

Para este análisis se trabajó bajo los siguientes supuestos y consideraciones:

1. Se definen como años de análisis el año 2016 y como una sensibilidad un año más, en este caso el 2017.
2. Para el caso del SIN, se consideró el escenario de crecimiento alto de demanda publicado por la UPME en el documento “PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA” en su revisión de Marzo de 2012.
3. Se consideraron los proyectos de generación y transmisión definidos en el PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2012-2025 de la UPME, oficial para la fecha de realización del estudio.

4. El enlace entre Colombia y Panamá se realizará a través de un conexión HVDC; este tipo de enlaces tienen la característica de desacoplar inercialmente los dos sistemas que interconectan, por tanto el enlace será modelado como una carga de potencia constante.
5. Los proyectos de HVDC traen su propia compensación capacitiva para cubrir los requerimientos de potencia reactiva del enlace. Sin embargo, en la práctica se tiene que si bien es bajo el consumo de reactiva, este no es cero. Por tanto, para este estudio se realizaron dos análisis para la carga del enlace: uno con factor de potencia de 0.99 en atraso y otro con un factor de potencia de 1. De esta manera, se logra observar el comportamiento del sistema con y sin consumo de reactiva del enlace Colombia-Panamá, ya que el promotor del proyecto informó que las características técnicas del HVDC contemplan un f.p.=0.995.
6. No se considera la carga petrolera Drummond, ya que no se tiene certeza de la ubicación y la conexión del proyecto. Además, según los análisis realizados previamente, se ha encontrado que esta carga no es influyente a la hora de establecer la generación de seguridad adicional en Caribe para soportar la carga de Panamá.
7. Se considera la siguiente demanda:

Año	Demanda Colombia Con Pérdidas-Sin Panamá y sin Drummond			Demanda Caribe Con Pérdidas-Sin Panamá y sin Drummond		
	Demanda Máxima (MW)	Demanda Media (MW)	Demanda Mínima (MW)	Demanda Máxima (MW)	Demanda Media (MW)	Demanda Mínima (MW)
2016	10983	8982	5463	2570	2108	1670
2017	11313	9221	5590	2630	2152	1714

Tabla 1. Demanda del SIN y de Caribe considerada

8. No se consideran generaciones de seguridad por contingencias en el STR.
9. Para evitar que los problemas de tensión en el STR se reflejen en restricciones en el STN se consideran las siguientes compensaciones: un banco de 5Mvar en La Jagua 110kV, un banco de 5Mvar en el Banco 110kV y un banco de 5Mvar en el Carmen 66kV.
10. La generación de seguridad se obtiene por razones estructurales en el STN.
11. Los análisis se realizan mediante estudios de estabilidad dinámica.
12. Los pesos de las unidades de las plantas según su soporte de tensión en el área Caribe se consideran de la siguiente manera:

Planta	Peso por unidad
Guajira	1
Termocol*	1
Tebesa	1
Barranquilla	0.5
Flores 1 Gas + Vapor	1
Flores 4	1
Candelaria	1
Cartagena	0.5



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



filial de isa

Planta	Peso por unidad
Proeléctrica	0.5
Gecelca III*	0.333333333
Gecelca 32*	0.333333333
Urrá	0.333333333

* Las unidades de estas plantas se consideraron con una capacidad de aporte de reactiva máxima de 30Mvar

Tabla 2. Pesos asignados a las unidades de las plantas de generación del Área Caribe

4. Escenarios considerados

Para este análisis se consideran las siguientes combinaciones para los escenarios a analizar en el estudio:

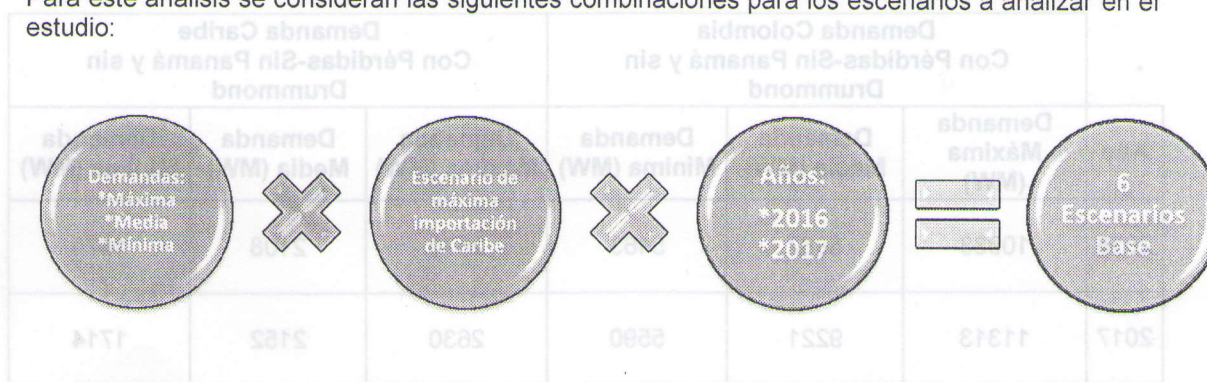


Figura 1. Escenarios básicos analizados

Cada uno de estos escenarios se analiza sin la interconexión Colombia – Panamá, y para una exportación de 300MW con factor de potencia en 1 y 0.99 en atraso.

5. Criterios y Metodología para el Análisis

Para los análisis que se realizan en el presente estudio se tienen en cuenta todos los criterios para los análisis eléctricos definidos en el Código de Redes y especialmente en el Código de Planeamiento. Se deben cumplir con los requerimientos de calidad, seguridad y confiabilidad para la planeación de la expansión del STN, a continuación se presentan los principales criterios tenidos en cuenta para este estudio.

5.1. Criterios de calidad, confiabilidad y seguridad

- La tensión en las barras de carga a nivel de 230, 115 y 34.5 kV no sea inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110%.
- La tensión en las barras de 500 kV no sea inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 105%.
- Se utiliza el criterio N-1, según el cual el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez.



LOS EXPERTOS EN MERCADOS



Filial de isa

- En caso de contingencia en una de las líneas o en uno de los transformadores del STN, se permite una sobrecarga máxima a la capacidad de emergencia reportada por los agentes de los demás elementos del STN.
- En caso de pérdida de la interconexión en cualquier condición operativa, el STN deberá estar en capacidad de soportar la contingencia sin actuación del esquema de deslastre automático de carga (EDAC).
- **En estado normal de operación el SVC de Chinú debe mantenerse intercambiando aproximadamente entre $\pm 30\text{Mvar}$ con el sistema. De esta manera, además de mantener el SVC con un margen adecuado para actuar ante un evento en el sistema, se evita que este equipo se conmute en estado normal de operación.** Este criterio es de gran importancia para este estudio, ya que la generación de seguridad adicional en el área Caribe para soportar la carga de Panamá depende considerablemente de las condiciones del SVC.
- En estado contingencia se deben respetar los límites de aporte y absorción de potencia reactiva del SVC de Chinú para los cuales fue diseñado (240Mvar de aporte y 160Mvar de absorción).

5.2. Metodología

Con los escenarios considerados y los criterios establecidos en este numeral para el análisis eléctrico, se emplea la siguiente metodología para el desarrollo del estudio.

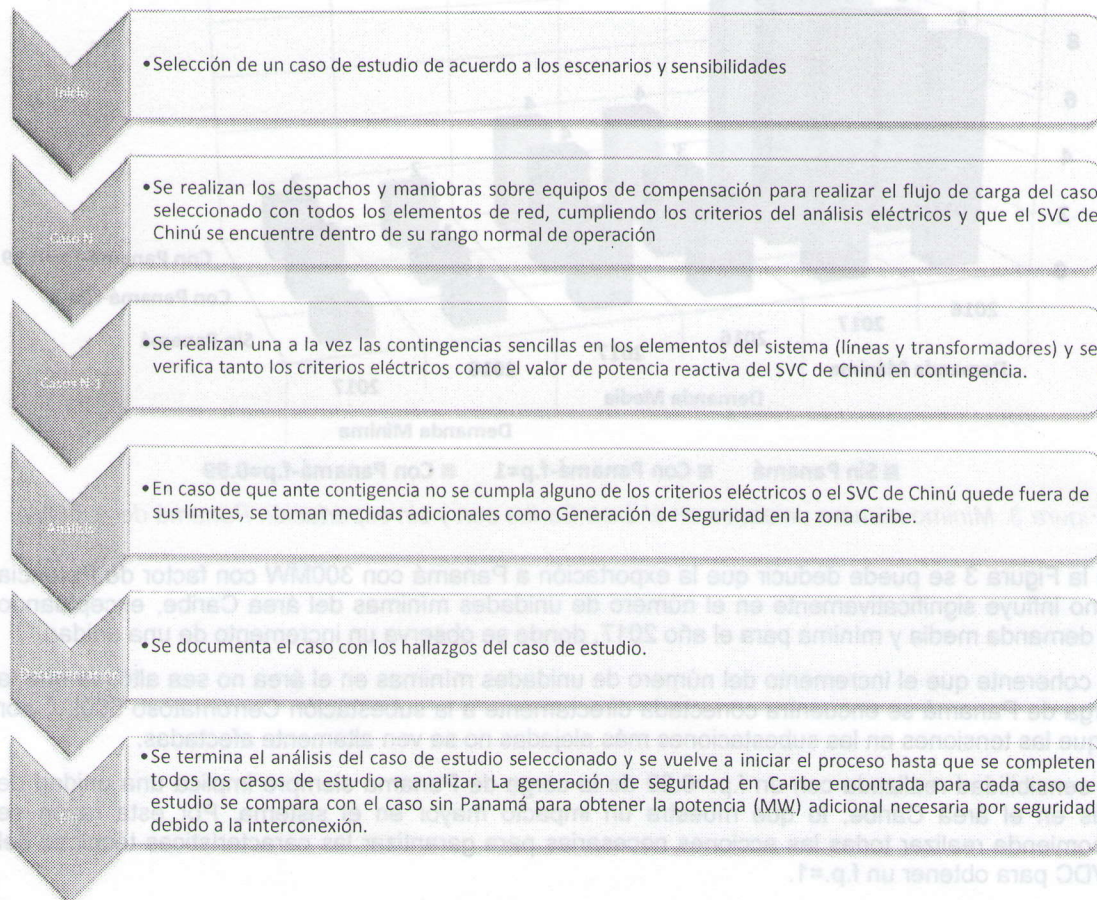


Figura 2. Flujo de la metodología empleada en el estudio

6. Análisis y Resultados

Con todos los escenarios y la metodología presentados se realizaron simulaciones de los casos con y sin exportación a Panamá de 300MW, encontrando el mínimo número de unidades y la generación de seguridad (MW) necesarios en el área Caribe para mantener los niveles de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en la regulación. A continuación se presentan los resultados obtenidos con su respectivo análisis. Cabe aclarar que estos resultados pertenecen a un análisis que tiene en cuenta los supuestos anteriormente nombrados, por lo que cambios en los mismos pueden cambiar las condiciones y los resultados obtenidos.

6.1. Mínimo Número de Unidades

En el área Caribe es necesario programar un mínimo número de unidades para el soporte de tensiones. A continuación se presenta el mínimo número de unidades para los años 2016 y 2017 con y sin exportación a Panamá de 300MW.

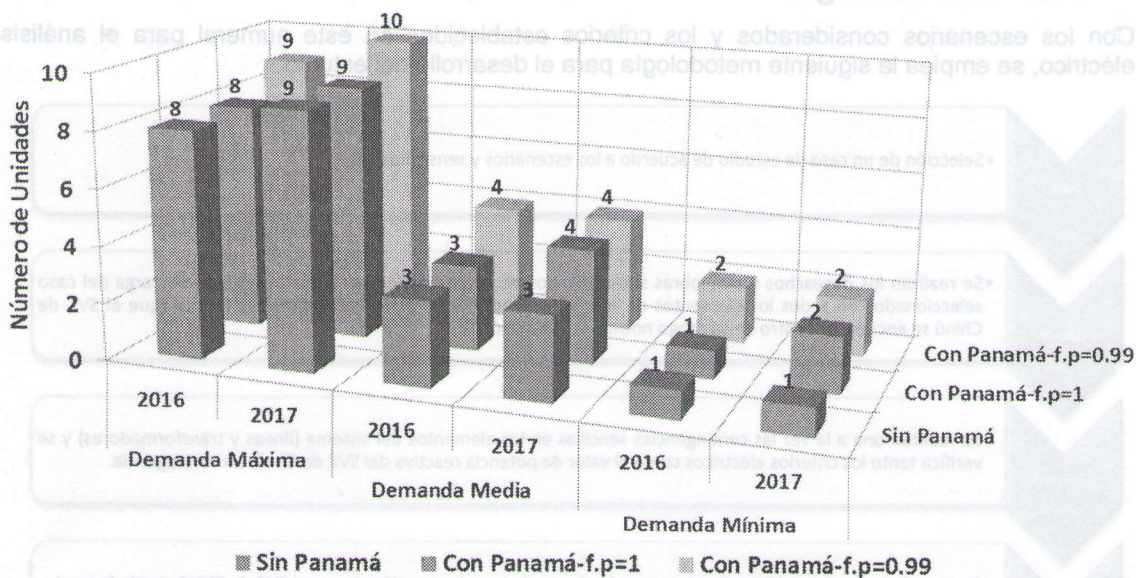


Figura 3. Mínimo número unidades en el área Caribe con y sin exportación Panamá de 300MW

De la Figura 3 se puede deducir que la exportación a Panamá con 300MW con factor de Potencia 1, no influye significativamente en el número de unidades mínimas del área Caribe, exceptuando en demanda media y mínima para el año 2017, donde se observa un incremento de una unidad.

Es coherente que el incremento del número de unidades mínimas en el área no sea alto, ya que la carga de Panamá se encuentra conectada directamente a la subestación Cerromatoso 500kV, por lo que las tensiones en las subestaciones más alejadas no se ven altamente afectadas.

La sensibilidad realizada con un f.p.=0.99 de la carga de Panamá siempre implica una unidad de más en el área Caribe, lo que muestra un impacto mayor en el sistema. Por esta razón se recomienda realizar todas las acciones necesarias para garantizar las características técnicas del HVDC para obtener un f.p.=1.

6.2. Aporte de Potencia Reactiva del SVC de Chinú

En la Figura 3 se evidenció que la exportación a Panamá no impacta directamente el mínimo número de unidades del área Caribe, sin embargo, el SVC de Chinú sí se ve considerablemente influenciado por esta nueva carga, lo que se traduce en una reducción del perfil de tensiones a nivel de 500kV. Por esta razón, se encontraron las exigencias de este equipo una vez se conectan los 300MW.

Cabe anotar que el SVC se consideró aportando alrededor de 20Mvar en estado normal de operación para mantener un margen adecuado para actuar ante un evento en el sistema.

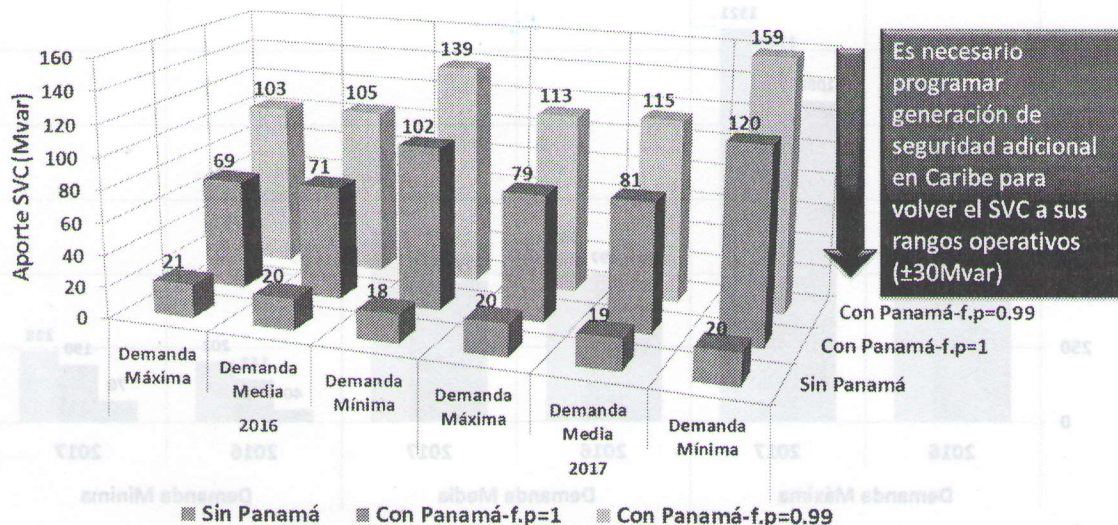


Figura 4. Aporte de Potencia Reactiva del SVC de Chinú con y sin exportación a Panamá de 300MW y con el mínimo número de unidades en Caribe

En la Figura 4 se puede observar el impacto de la Interconexión Colombia-Panamá en 300MW sobre el SVC de Chinú en cuanto al aporte de potencia reactiva, lo que es producto de la reducción del perfil de tensiones a nivel de 500kV. Por esta razón, es necesario programar generación de seguridad adicional en Caribe para volver el SVC a sus rangos operativos (± 30 Mvar).

La Interconexión Colombia-Panamá en HVDC tendrá en su diseño final su propia compensación capacitiva para cubrir los requerimientos de potencia reactiva del enlace, por lo que de acuerdo a la información del promotor del proyecto el conjunto completo HVDC más compensaciones tendrían un factor de potencia de 0.995. A pesar de esto, se realizó la sensibilidad con un f.p.=0.99 en atraso, observando que en la medida en que la interconexión consuma reactivos del sistema, mayor será exigido el SVC y por ende, mayores impactos tendrá este enlace en la red.

6.3. Generación de Seguridad Adicional en Caribe

Debido a que la generación de seguridad del área Caribe al exportar a Panamá depende directamente de la condición del SVC de Chinú, el cálculo de esta generación se realizó teniendo en cuenta que el SVC de Chinú debe mantenerse en un rango entre -30 y 30Mvar en pre-contingencia (condición operativa actual).

Además del mínimo número de unidades, en el área Caribe es necesario programar generación de seguridad (MW) para garantizar las condiciones de confiabilidad y seguridad del sistema. Sin embargo, estas dos variables se encuentran relacionadas, por lo que al aumentar el número de unidades, la generación de seguridad (MW) disminuye ya que se aumenta el soporte de reactiva

del área. Por esta razón, para observar el impacto directo de la carga de Panamá en el sistema respecto a la generación de seguridad, se realizó el análisis dejando fijas las unidades en el caso sin panamá y con panamá (el mismo soporte de reactiva para ambos casos). Más adelante (en el numeral 6.4) se presentará un análisis de sensibilidad aumentando el número de unidades para observar la disminución de la generación de seguridad del área.

A continuación se presentan los resultados de generación de seguridad en Caribe (con y sin Panamá → Figura 5) y la generación adicional en Caribe para soportar la carga de Panamá de 300MW (Figura 6):

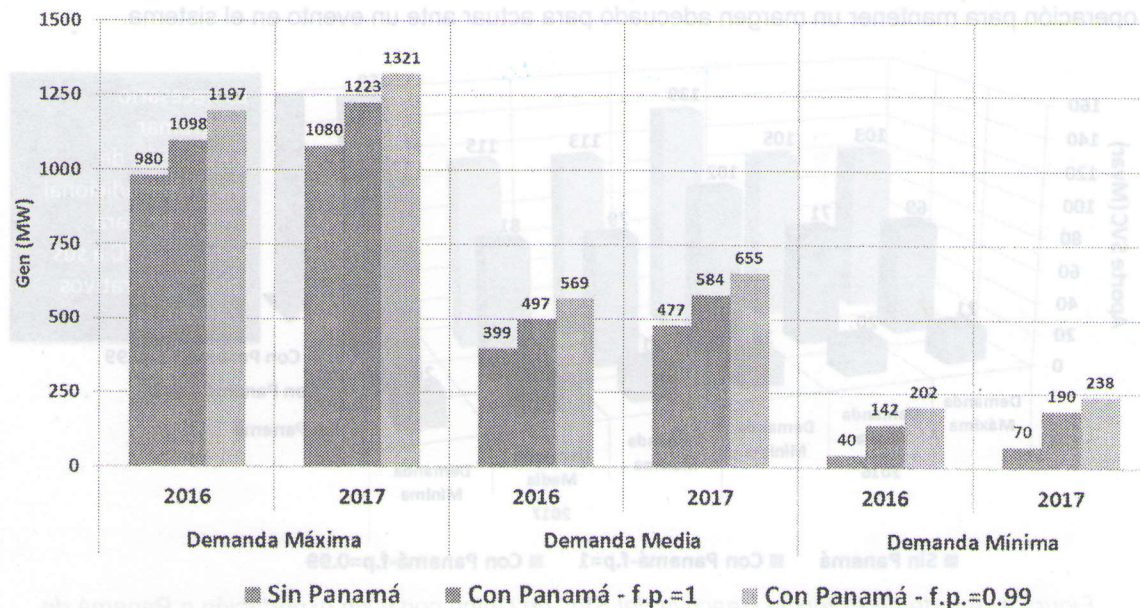


Figura 5. Generación de seguridad en Caribe con y sin exportación a Panamá de 300MW

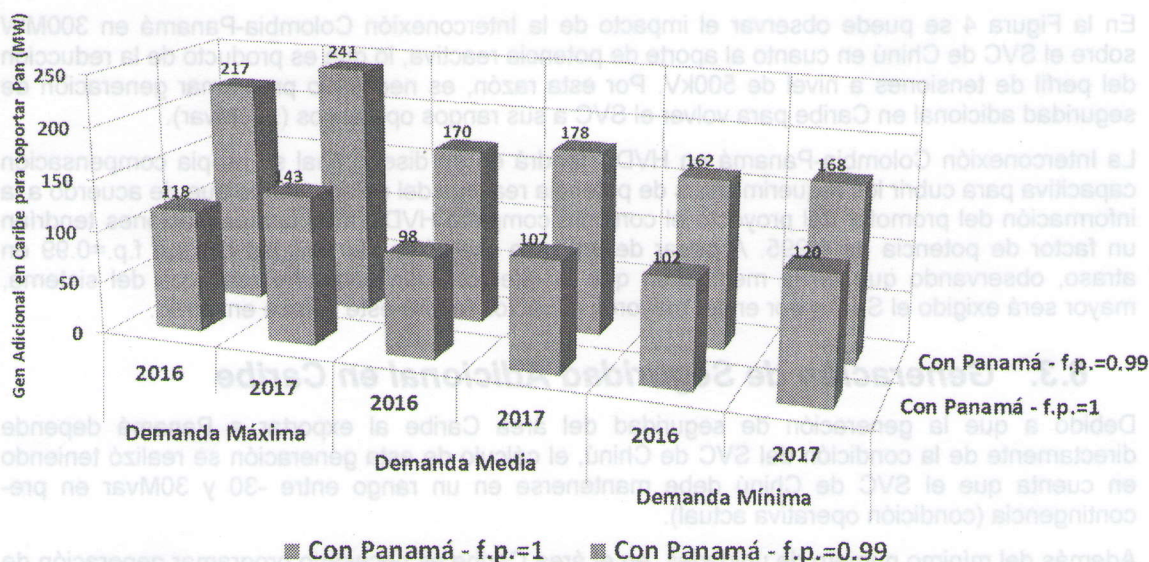


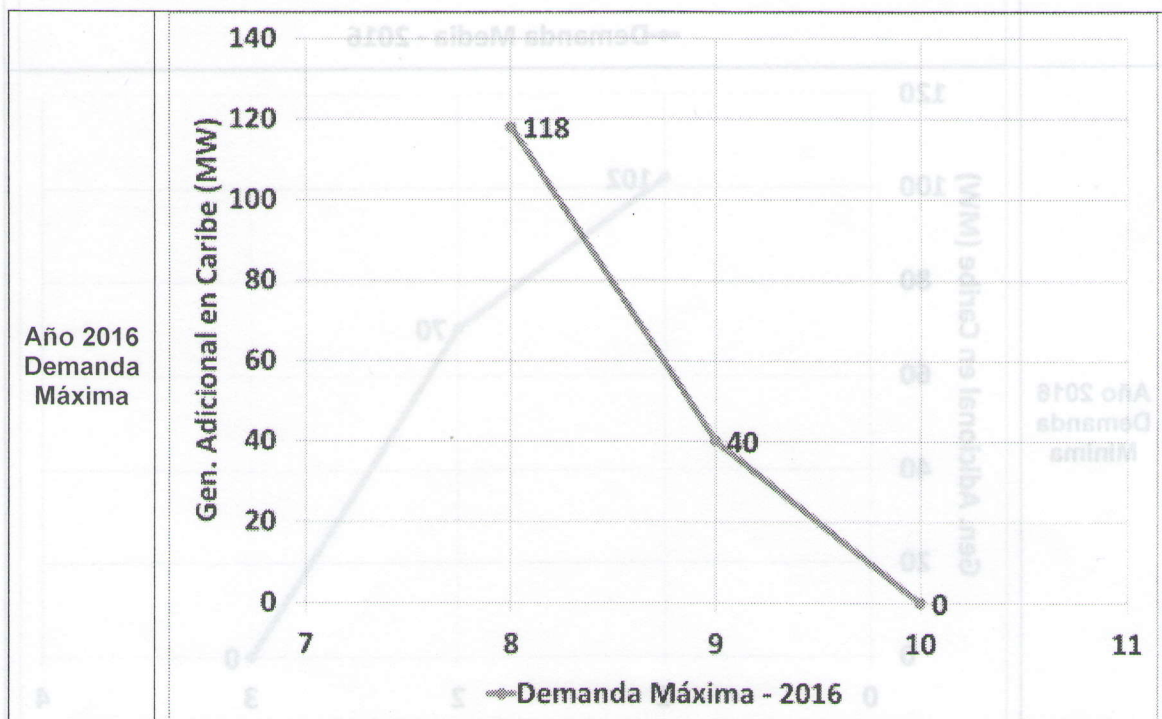
Figura 6. Generación de seguridad adicional en Caribe para soportar carga de Panamá de 300MW

De las figuras se puede decir que para exportar 300MW a Panamá y mantener las condiciones de seguridad en el sistema y los límites de transferencia, se debe obligar generación térmica adicional en la región Caribe.

Se evidencia que el impacto de la exportación a Panamá cuando se considera un consumo de reactivos (f.p.=0.99), es significativamente mayor a que no consumiera (f.p.=1). Este impacto se ve reflejado en la generación de seguridad adicional en Caribe necesaria para soportar la carga de Panamá y mantener los niveles de confiabilidad y seguridad del sistema. Esta condición confirma las necesidades de realizar todas las acciones necesarias para garantizar que el enlace HVDC consuma el mínimo de reactivos posibles.

6.4. Número de unidades vs Generación de Seguridad en Caribe

La generación de seguridad encontrada anteriormente fue calculada con el mínimo número de unidades necesarias en el área para mantener las tensiones en rangos permitidos en estado normal de operación y ante contingencias sencillas. Sin embargo, la generación de seguridad (MW) en el área depende del número de unidades despachadas, por lo que se realiza una sensibilidad aumentando las unidades del área para el año 2016 considerando una carga de Panamá con factor de potencia igual a 1 (ver Figura 7).



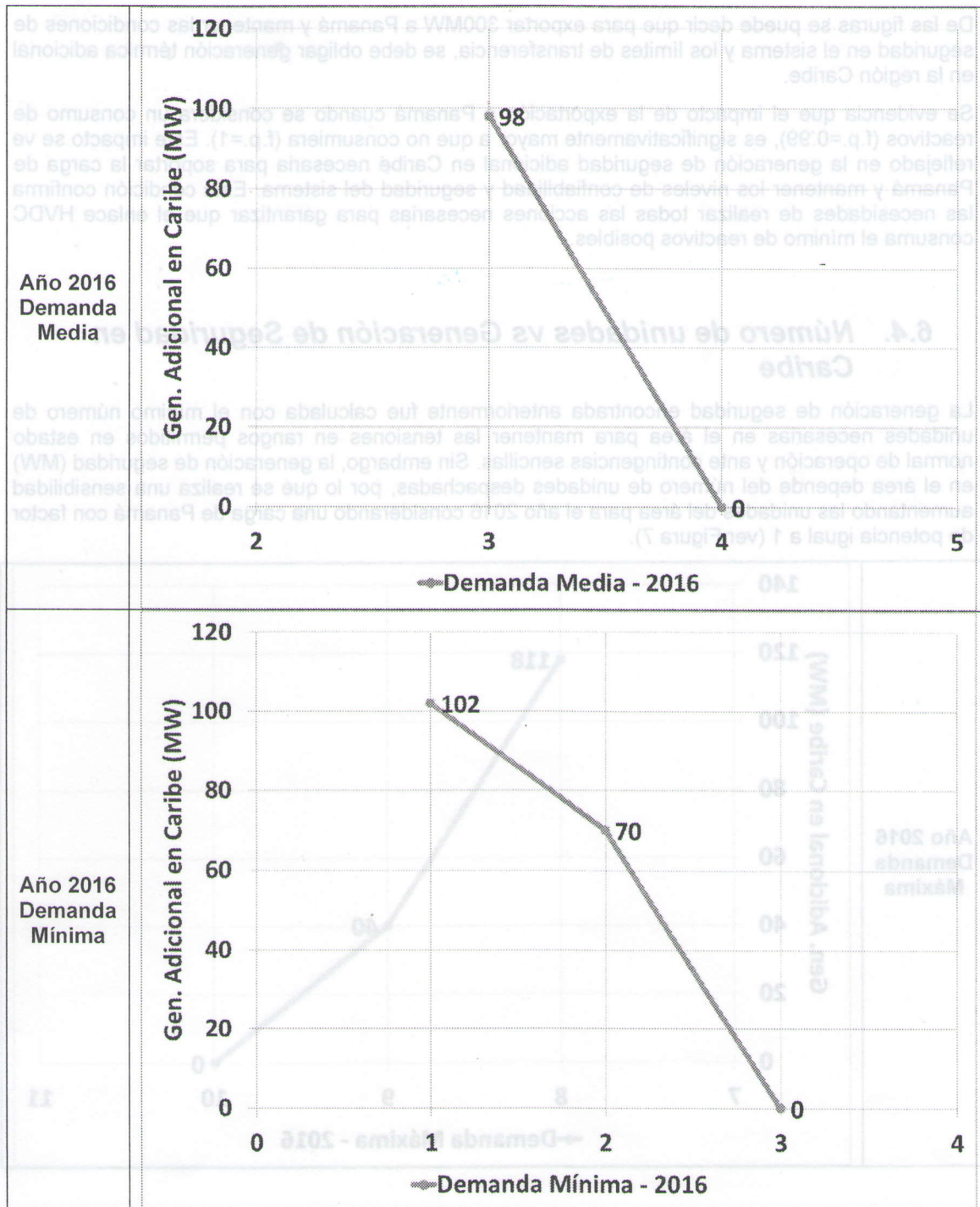


Figura 7. Número de unidades vs Generación de Seguridad Adicional en Caribe para soportar carga de Panamá en 300MW y f.p.=1 en el año 2016

En las figuras anteriores se observa que la generación de seguridad adicional disminuye en la medida que aumenta el número de unidades, lo que es coherente ya que la importación del área

6.5. Solución propuesta para evitar generación de seguridad adicional en Caribe - Desconexión de Reactores fijos de líneas Chinú – Sabanalarga 500kV

Una alternativa para cubrir los requerimientos de potencia reactiva debido a la interconexión y regresar el SVC a su punto de flotación, es instalar interruptores en los reactores de línea que actualmente son fijos.

El diagrama de flujo de potencia ilustra la configuración de la red de transmisión de 500 kV en Chile, considerando las opciones de interconexión entre las subestaciones de Sabanalarga, Chino y Cerromatoso.

Subestaciones y Equipos:

- SABANALARGA 500 kV:** Incluye tres transformadores de 450 MVA y una barra de 250 MVA.
- CHINU 500 kV:** Incluye un transformador de 250 MVA y una barra de 250 MVA.
- CERROMATOSO 230 kV:** Incluye un transformador de 350 MVA y una barra de 350 MVA.

Opciones de Interconexión:

- Opción 1:** Se muestra una configuración de interconexión entre las barras de 250 MVA de Sabanalarga y Chino, utilizando transformadores de 84 MVA.
- Opción 2:** Se muestra una configuración de interconexión entre las barras de 250 MVA de Chino y Cerromatoso, utilizando transformadores de 84 MVA.

Detalles del Diagrama:

- Se indican las barras de 250 MVA y 350 MVA.
- Se muestran los transformadores de 84 MVA y 150 MVA.
- Se detallan los interruptores de potencia y los dispositivos de protección.
- Se especifican los niveles de tensión: 500 kV y 230 kV.

A continuación en la Figura 9 se presentan los resultados de la generación de seguridad adicional necesaria en Caribe para soportar la carga de Panamá (f.p.=0.99) con la posibilidad de desconectar los reactores señalados en la Figura 8.

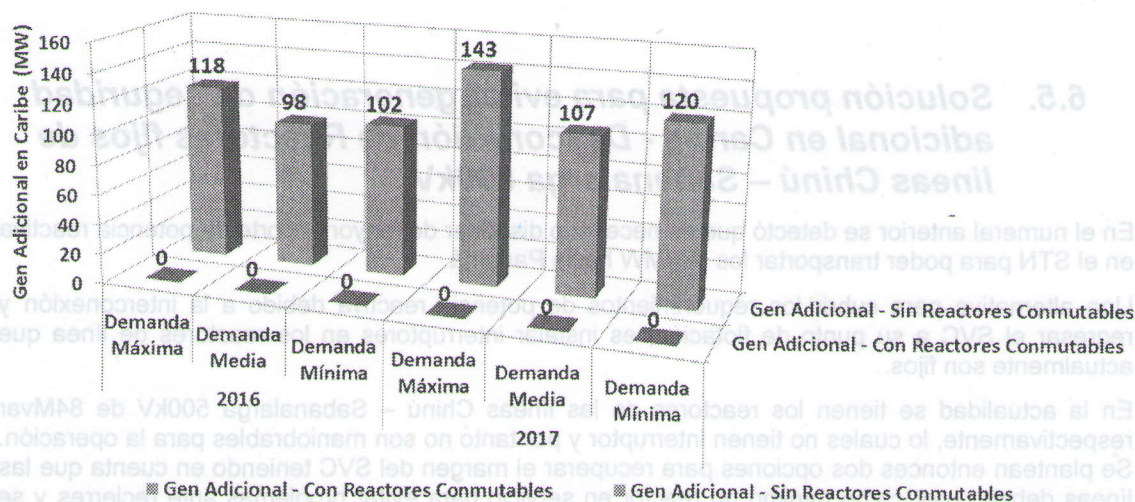


Figura 9. Generación de seguridad adicional necesaria en Caribe para soportar la carga de Panamá (f.p.=1) con la posibilidad de desconectar los reactores de Chinú

Los resultados muestran que la posibilidad de desconectar los reactores de 84Mvar de los circuitos Chinú – Sabanalarga 500kV, permite dar margen al SVC y cubrir las contingencias más críticas. Por esta razón, disponer de estos equipos en la reserva de reactiva de la zona es una solución que cumple con los criterios eléctricos establecidos y permite disminuir significativamente la generación de seguridad del área Caribe.

Otra opción analizada fue un reactor de 84Mvar de alguna de las líneas Chinú – Sabanalarga 500kV y el de 60Mvar de la línea Cerromatoso – Chinú 2 500kV en Chinú. Sin embargo la línea Cerromatoso – Chinú 2 500kV quedaría sin reactores, por lo que para viabilizar esta opción, es necesario que el transportador valide que ante condición no se afecte la efectividad del recierre de la línea.

Evaluación Económica Simplificada: Con el fin de dar una idea del orden de los costos y de beneficios asociados a la instalación de los interruptores a continuación se presenta una evaluación económica simplificada:

1. Los costos de las bahías para los reactores se estiman con el valor de la UC CP501 de la resolución CREG 011 de 2009 el cual es de 1.08MUSD de dic de 2011 para un total 2.16MUSD de dic de 2011 por los dos interruptores.
2. Suponiendo que la interconexión solo opera la mitad del año con 300MW y a partir de los resultados de la Figura 9, se estima un ahorro en energía fuera de mérito total de 2492 MWh/día, lo que significaría un beneficio cercano a los 11.71 MUSD/año.
3. Con los beneficios estimados en un año, la relación B/C sería de 5.4, lo cual indica que la instalación de los interruptores sería una inversión de rápida recuperación para el sistema.

Estos resultados son estimados y calculados de una manera simplificada, sin embargo se realizan con el fin de dar una idea general de los costos y beneficios de los interruptores propuestos.

7. Conclusiones

- Después de observar los resultados obtenidos se aprecia que en condiciones normales de la red (red completa) se pueden exportar hacia Panamá 300MW sin observarse condiciones anormales de cargabilidad o tensiones en la red colombiana. Sin embargo, con la revisión de la demanda y de los supuestos realizados para este estudio, se observa que es necesario encender generación de seguridad adicional en Caribe para mantener la seguridad en el sistema y los límites de transferencia.
- La influencia de la Interconexión Colombia-Panamá en el mínimo número de unidades requeridas en el área no es muy significativa, a diferencia del SVC de Chinú, el cual tiene una exigencia en cuanto a su aporte de potencia reactiva.
- El factor de potencia de la carga de Panamá influye en los requerimientos de reactiva al SVC, ya que el consumo de potencia reactiva de la red por parte del conjunto completo HVDC tiene un aumento de la generación de seguridad adicional en Caribe para garantizar las condiciones de seguridad y confiabilidad del área. Por esta razón, se recomienda realizar todas las acciones necesarias para garantizar las características técnicas del HVDC para que cumpla con su especificación de diseño (f.p.=0.995).
- La generación de seguridad adicional (MW) en el área Caribe para soportar la carga de Panamá disminuye en la medida que exista mayor número de unidades en línea, ya que la importación del área está limitada para garantizar el perfil de tensiones ante contingencias sencillas a nivel de 500kV, y al aumentar las unidades, se tiene un mayor aporte de reactiva y por ende, mayor soporte de tensión. Consecuente con esto, se puede decir que dependiendo de las unidades en línea que salgan despachadas en mérito podría darse que la generación de seguridad no se materialice en restricciones.
- Para exportar los 300MW hacia Panamá se necesita mayor soporte de potencia reactiva en el STN, es por esto que se deben evaluar alternativas de compensación que permitan transportar esta energía sin generar restricciones adicionales en el área Caribe.
- Debido a la necesidad de disponer de mayor soporte de potencia reactiva en el STN para transportar los 300MW hacia Panamá y regresar el SVC a su punto de flotación, se propone alternativas de instalar interruptores en los reactores de línea que actualmente son fijos en los circuitos a 500kV. En todo caso, cualquiera de las alternativas anteriores deben ser validadas por el promotor del proyecto.