

SERVICIOS DE CONSULTORIA EN INGENIERIA

Esquema de compensación de potencia reactiva para el sistema de potencia de Panamá Fase 1: Estudios Eléctricos

Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA)

A la atención:
Ing. Hernán Escobar
Proyectos en Ejecución
Hescobar@ETESA.com.pa
Tel.: (+507) 501 3800 Ext. 3525
Móvil: 62658576

Manitoba HVDC Research Centre

a division of Manitoba Hydro International Ltd.
211 Commerce Drive
Winnipeg, MB R3P 1A3, Canada
www.hvdc.ca

Fecha 01/31/2014

Archivo #20-250 - 00230



Providing knowledge,
expertise, and solutions...

RASTREO DE DOCUMENTOS

Revisión	Descripción	Fecha
0	Fecha de entrega del informe por MHI	16 de diciembre de 2013
-	Fecha de presentación del informe al personal de ETESA (MHI-ETESA)	20 de diciembre de 2013
1	Observaciones menores realizadas de acuerdo a ETESA (Versión emitida en Inglés)	31 de enero de 2014
1	Observaciones menores realizadas de acuerdo a ETESA (Versión emitida en Español)	4 de febrero de 2014

EXCLUSION DE RESPONSABILIDAD CON TERCEROS

El Centro de Investigación de Manitoba Hydro (MHRC) una división de Manitoba Hydro Internacional Ltd. (MHI) ha preparado esta propuesta para el uso exclusivo de ETESA (Cliente), y para los propósitos de intención establecidos en el acuerdo entre MHI y el cliente bajo el cual este trabajo es realizado.

Las recomendaciones, opiniones o hallazgos establecidos en esta propuesta están basados en circunstancias y hechos que existieron en el periodo que MHI preparo la propuesta. Cualquier cambio de circunstancias o hechos con respecto a los cuales esta propuesta está basada puede afectar adversamente cualquier recomendación, opinión, o hallazgo contenido en esta propuesta.

El contenido de este documento no está destinado al uso de terceros, tampoco está destinado a ser confiado por cualquier persona, firma o corporación, diferente al propio Cliente.

MHI no da garantía, expresada o implícita a terceras partes en relación a los contenidos de esta propuesta.

El uso de esta propuesta por terceros deberá ser a su propio riesgo, y MHI no aceptará ninguna responsabilidad con cualquier tercero.

1 Resumen ejecutivo

MHI se ha comprometido a estudiar y diseñar un esquema de compensación estática de potencia reactiva para la red de transmisión de Panamá para cumplir con los requisitos de transferencia de potencia mientras se mantiene los criterios de operación del sistema. Este informe presenta los detalles de los estudios del sistema realizados para identificar la clasificación y localizaciones para el esquema de potencia reactiva.

1. La red de transmisión de potencia del sistema de Panamá consistente en los sub sistema oeste y este, conectados a través de un corredor estrecho de una red de trasmisión de 230 kV que es parte del sistema interconectado nacional (SIN). La mayoría de las líneas largas en este corredor están cargadas por encima de su capacidad de carga (SIL) como resultado de la alta transferencia de potencia del oeste al este en la temporada de lluvia en el 2021 con la condición de carga máxima.
 - En condición de sistema intacto, estas secciones de línea de 230 kV consumen aproximadamente 212 MVar.
 - Cuando la línea de Veladero a Panamá III es disparada, la potencia reactiva consumida por estas líneas se incrementará a 382 MVar.
2. La relación entre la transferencia de potencia del oeste al este (medida en la barra de 230 kV en Veladero) y los requisitos de potencia reactiva adicional para la condición de peor contingencia son presentados en la Tabla 1.

Tabla 1: Relación entre la transferencia de potencia de oeste a este y requisito de potencia reactiva adicional

Caso No.	Caso Base	Transferencia de potencia oeste a este (MW)	Requisito de potencia reactiva adicional (mínima) (MVar)
1	21Wet max	1205	364
2	17Wet max	1035	64
3	21Dry max	908	18
4	17Dry max	788	0
5	21Dry min	417	0
6	21Wet min	403	0
7	17Wet min	376	0
8	17Dry min	177	0

La Tabla 1 claramente muestra que cuando la transferencia de potencia de oeste a este se incrementa más allá de un cierto límite, el requisito de potencia reactiva adicional se incrementa rápidamente. Además notar que el soporte de potencia reactiva adicional es requerido solamente para la condición máxima de lluvia del 2017 y la condición máxima de lluvia del 2021 y condición máxima seca del 2021.

3. El requisito de potencia reactiva adicional para la condición de carga máxima de lluvia del 2021 (364 MVAR) es casi igual a la potencia reactiva consumida por las líneas de transmisión de 230 kV (382 MVAR) cuando la línea de Veladero a Panamá III es disparada por el mismo caso.
4. Si estas líneas de transmisión podrían ser actualizadas a mayores capacidades de carga de la línea (SIL), (es decir actualizando el nivel de voltaje de la línea de 230 kV a un nivel adecuado o actualizando el conductor con un conjunto de conductores con menor inductancia), entonces estas líneas no consumirían potencia reactiva pero suministrarían potencia reactiva adicional al sistema. Al mismo tiempo, la capacidad de transferencia del oeste al este se incrementará.
5. Un colapso de voltaje puede ocurrir si el sistema está operando bajo la condición max de lluvia del 2021 sin soporte de potencia reactiva adicional.
6. El esquema de compensación de potencia reactiva es propuesto en la Tabla 2.

Tabla 2: Esquema final de compensación de potencia reactiva

Localidades de compensación	Clasificación de dispositivos en derivación (MVAR)		Compensación total en derivación (MVAR)
	Capacitores	SVC	
Panamá II	2x30	120/-30	390/-60
Chorrera	3x30	0	
Llano Sánchez	0	120/-30	

Los equipos de compensación de potencia reactiva listados arriba pueden ser instalados en las subestaciones de 230 kV existentes y conectados a la red de 230 kV.

7. El esquema de potencia reactiva es diseñado asumiendo que el re-despacho de la generación es empleado para reducir la transferencia de potencia del oeste al este bajo condiciones de corte previo. De esta forma, el re-despacho no es requerido para condiciones del sistema intacto pero una reducción en la transferencia de potencia de oeste al este hasta 80 MW es requerida durante un corte de una línea de 230 kV solamente en la temporada de lluvia en el 2021 en la condición de carga máxima.
8. Los resultados mostrados en la Tabla 1 claramente muestran que con el empleo de la compensación de potencia reactiva en derivación para incrementar la transferencia de potencia más allá de cierto límite es ineficiente. De manera a incrementar la transferencia de potencia del oeste al este y reducir la pérdida de potencia reactiva en el sistema de transmisión,

nuevas líneas de alto voltaje deben ser construidas o líneas existentes debes ser actualizadas a niveles de voltaje mayores (es decir 345 kV o 500 kV).

Contenido

1	Resumen ejecutivo	3
2	Introducción	8
3	Hipótesis del estudio	9
4	Metodología de estudio.....	10
4.1	Análisis de contingencias AC.....	10
4.2	Análisis QV y PV	10
4.3	Simulaciones dinámicas	11
5	Criterios de rendimiento	12
5.1	Criterios de rendimiento del régimen permanente	12
5.2	Criterio de rendimiento dinámico	12
6	Optimización de clasificación y ubicaciones de la compensación de potencia reactiva	13
6.1	Análisis de fondo.....	13
6.2	Análisis de contingencia AC	19
6.2.1	Escenarios de sistema intacto	19
6.2.2	Escenarios de corte previo	25
6.2.3	Requisito de compensación en derivación total bajo condiciones de régimen permanente.....	31
6.3	Análisis de sensibilidad	33
6.3.1	Análisis PV.....	33
6.3.2	Análisis QV	36
6.4	Esquemas candidatos de compensación	42
6.5	Tamaño máximo de banco de capacitores	49
6.6	Soporte de potencia reactiva inductiva desde los SVCs	51
7	Factibilidad y verificación del esquema seleccionado	52
7.1	Modelado de SVC en los estudios del sistema	52
7.2	Análisis de régimen permanente	53
7.2.1	Condiciones del sistema intacto.....	53
7.2.2	Condiciones de corte previo	53
7.3	Simulaciones dinámicas	55
7.3.1	Condiciones de sistema intacto	56
7.3.2	Condiciones de corte previo	60
7.3.3	Estabilidad oscilatoria	61
7.4	Escenarios de importación y exportación.....	64

7.4.1	Análisis de régimen permanente.....	64
7.4.2	Estudio dinámico	64
7.5	Margen de potencia reactiva.....	65
8	Especificación de clasificaciones para SVC y bancos de capacitores	71
9	Conclusión	73
10	Trabajo futuro	76
11	Referencias	77
12	Apéndices	78

2 Introducción

MHI se ha comprometido a estudiar y diseñar un esquema estático de compensación de potencia reactiva de la red de transmisión de Panamá para cumplir los requisitos de transferencia de energía manteniendo criterios de funcionamiento del sistema. Este informe presenta los detalles de estudios del sistema realizados para identificar la clasificación y los lugares para el esquema de potencia reactiva así también el desempeño del sistema cuando el esquema de potencia reactiva está en servicio.

Se pondrán en servicio un número de proyectos de generación hidroeléctrica en los próximos años (2012-2015), agregando un adicional 815 MW de generación. Esta generación hidráulica adicional en el lado del oeste del país será transferida a los centros de carga en el lado este del país a través de un largo corredor de transmisión de 230 kV que consiste en el "Sistema Interconectado Nacional (SIN)". La Figura 1 muestra las ubicaciones del centro de carga en el lado del este del país y la generación hidráulica adicional en el lado oeste del país en un mapa geográfico de Panamá.



Figura 1: Vista geográfica de Panamá

El aumento la transferencia de energía a través del SIN requerirá apoyo adicional de potencia reactiva a lo largo de la red de 230 kV para mantener criterios de voltaje establecidos por el "Reglamento de transmisión". El operador de la transmisión (ETESA) ha determinado que la necesidad de apoyo de la potencia reactiva es proporcionada por dos Compensadores Estáticos de Reactivos (SVC) situado en la subestación Llano Sánchez de 230 kV y la subestación Panamá II de 230 kV.

Se realizarán las siguientes tareas de estudio por MHI para determinar el esquema de potencia reactiva óptimo para sistema de Panamá.

1. Estudiar los escenarios de los años 2017 y 2021 y determinar la clasificación óptima para los esquemas de compensación de potencia reactiva convenientes para el período de estudio. En esta tarea, MHI examinará la conveniencia de los lugares seleccionados (subestación Llano Sánchez de 230 kV y subestación Panamá II de 230 kV) para el esquema de potencia reactiva.
2. Estudiar el desempeño del sistema para identificar las limitaciones del sistema cuando el esquema de compensación de potencia reactiva está en servicio.

3 Hipótesis del estudio

Los resultados del estudio presentados en este informe se basan en los siguientes supuestos.

1. Casos de estudio de mínimos y máximos representan la menor carga esperada de temporada y la mayor carga esperada de temporada, respectivamente.
2. Despachos de generación en casos de lluvia y casos secos representan la generación hidroeléctrica más alta y la generación térmica más alta, respectivamente.
3. Límite de potencia reactiva en régimen permanente para cada unidad generadora está dada por el parámetro 'Qmax' en los registros de datos del flujo de potencia.
4. Puntos de ajuste de voltaje del generador son representados adecuadamente en los modelos de base.
5. La red de alta tensión del sistema de Panamá es una red de transmisión por encima de 100 kV.
6. Unidades generadoras (síncronas) convencionales en el sistema de Panamá no poseen limitadores de potencia reactiva pero ellas tienen protección contra sobrecalentamiento que dispara las unidades si los límites de potencia reactiva son excedidos después de una contingencia.
7. Generadores eólicos en el sistema de Panamá son modelados usando modelos de generadores de inducción de doble alimentación (DFIG) tipo 3, se asume que estas unidades tienen controladores lentos que reducirán los puntos de ajuste de voltaje cuando el generador excede el límite de potencia reactiva después de una contingencia.

4 Metodología de estudio

Optimización de las ubicaciones y tamaños de SVCs se realizarán en tres etapas como se explica más abajo.

4.1 Análisis de contingencias AC

Asumiendo que la compensación de potencia reactiva es proporcionada por dos SVCs ubicados en la subestación Panamá II de 230 kV y en la subestación Llano Sánchez de 230 kV, el análisis de contingencia AC es realizado para identificar el perfil de tensión de la red de alta tensión (por encima de 100 kV) para las siguientes condiciones de sistema.

1. Condiciones intactas del sistema N-0.
2. Condiciones de contingencia N-1 aplicadas a la red intacta del sistema.
3. Condiciones de contingencia N-1 aplicadas a condiciones de corte previo (corte de un elemento).

Violaciones de voltaje son analizadas para identificar las peores condiciones y sus causas. Las peores condiciones se clasifican basadas en la potencia reactiva necesaria para mantener el criterio de voltaje en régimen permanente.

Los más altos requerimientos de potencia reactiva para cada una de las tres condiciones mencionadas arriba son identificados por separado. El requisito de potencia reactiva adicional total puede dividirse en potencia reactiva suministrada por capacitores conmutados mecánicamente y por SVCs basados en el requisito más alto de potencia reactiva para condición intacta del sistema y la condición N-1.

4.2 Análisis QV y PV

Se realizará el análisis QV en ubicaciones potenciales para compensación de energía reactiva. Tanto la subestación Panamá II de 230 kV y la subestación Llano Sánchez de 230 kV se incluyen como posibles ubicaciones. Los resultados de los análisis QV proporcionarán el margen de estabilidad en régimen permanente en el lugar de cada candidato y de esa manera clasificar cada ubicación basado en el margen de estabilidad de potencia reactiva en régimen permanente.

Se realizará el análisis de PV para identificar la sensibilidad del voltaje del sistema para el cambio en la transferencia de potencia activa en la red de 230 kV. Basado en los resultados del análisis PV, podría ser determinado el margen de estabilidad de voltaje en régimen permanente.

Basado en los resultados del análisis de contingencia AC y análisis QV / PV, esquemas de potencia reactiva alternativa serán propuestos. Estos esquemas de

potencia reactiva deberán ser verificados y clasificados en las simulaciones dinámicas.

4.3 Simulaciones dinámicas

La estabilidad del sistema (transitorios y tensión) y la recuperación de la tensión dinámica con respecto al código de la red serán examinados y analizados para soluciones de potencia reactiva alternativas identificadas anteriormente. Estas soluciones de potencia reactiva serán modeladas como derivaciones fijas y SVCs para las simulaciones dinámicas. Se utilizará un modelo genérico de SVC con parámetros típicos para modelar el SVC. Se simularán las peores condiciones del sistema. Si se identifican inestabilidades o violaciones en la recuperación del voltaje, entonces estudios adicionales se llevarán a cabo para determinar si el problema está relacionado con la potencia reactiva de apoyo propuesta como derivaciones fijas o SVCs. Si se aplica, se modificará la solución de soporte de potencia reactiva.

Además de la transitoria y la estabilidad de voltaje, desempeños de amortiguación del sistema serán examinados en simulaciones de dominio de tiempo. Si se observa una baja respuesta oscilatoria de amortiguación, el 'análisis de Prony' se utilizará para estimar la relación de amortiguación y la frecuencia de la oscilación. Si el coeficiente de amortiguamiento viola los criterios del código de red, entonces una mitigación conveniente puede identificarse mediante parámetros de sintonización de SVC o con la instalación de estabilizador de sistema de potencia adecuado en el SVC.

Una vez finalizadas las tres etapas anteriores, soluciones de soporte alternativo de potencia reactiva se clasifican basadas en el rendimiento general y se propondrá la mejor solución como la solución.

5 Criterios de rendimiento

5.1 Criterios de rendimiento del régimen permanente

Violaciones de voltaje:

Criterios técnicos para la evaluación del desempeño [1] ha especificado que en las condiciones de sistema intacto (N-0) las fluctuaciones de tensión de las barras del sistema deben permanecer dentro de $\pm 5\%$ en relación con la tensión nominal de la red. El mismo documento especifica que la tensión de régimen permanente después de una sola contingencia (N-1) en todas las barras del sistema debe permanecer dentro de $\pm 7\%$ del voltaje nominal. Estos criterios de voltaje de régimen permanente se resumen en la Tabla 3.

Tabla 3: Criterio de voltaje en régimen permanente

Condición de operación	Límite de sobrevoltaje (pu)	Límite de subvoltaje (pu)
Sistema intacto (N-0)	1.05	0.95
Una contingencia (N-1)	1.07	0.93

Sobrecargas térmicas:

La línea de transmisión puede ser cargada hasta un valor nominal de 100% en la condición de sistema intacto. La capacidad de sobrecarga térmica de corto plazo en la condición N-1, no se especifica. Los transformadores de potencia se pueden operar con el 100% de carga en la condición de sistema intacto y se puede sobrecargar hasta 110% en situación de emergencia.

5.2 Criterio de rendimiento dinámico

Recuperación de voltaje:

Los criterios técnicos para la evaluación del desempeño [1] especifican los siguientes criterios de recuperación de tensión dinámica.

Después de la interrupción, los voltajes de todas las barras del sistema no deben exceder el límite de $\pm 10\%$ con respecto a la tensión nominal, por un tiempo de 15 segundos. Transitorio, esfuerzos y sobretensión temporal superior al $\pm 10\%$ no deberá exceder 2 segundos de duración.

6 Optimización de clasificación y ubicaciones de la compensación de potencia reactiva

6.1 Análisis de fondo

Una característica importante del sistema de potencia de Panamá es que la generación está concentrada hacia los extremos oeste y este del país con los dos lados conectados a través de una red de líneas de transmisión de 230 kV como es mostrado en la Figura 1. La mayor parte de la potencia en la región oeste es generada por hidroeléctricas y la mayor parte de la potencia en el lado este del país es generado por centrales térmicas. La mayor parte de la carga esta también localizada en el lado este del país con el centro de carga cercano a la capital, Ciudad de Panamá.

Con el fin de identificar los patrones de generación y carga de las temporadas, se analizaron los siguientes casos de flujo de potencia base.

Escenarios de estudio del año 2017:

- Condición de máxima carga en el 2017 durante la temporada de lluvia (17Wmax).
- Condición de máxima carga en el 2017 durante la temporada seca (17Dmax).
- Condición de mínima carga en el 2017 durante la temporada de lluvia (17Wmin).
- Condición de mínima carga en el 2017 durante la temporada seca (17Dmin).

Escenarios de estudio del año 2021:

- Condición de máxima carga en el 2021 durante la temporada de lluvia (21Wmax).
- Condición de máxima carga en el 2021 durante la temporada seca (21Dmax).
- Condición de mínima carga en el 2021 durante la temporada de lluvia (21Wmin).
- Condición de mínima carga en el 2021 durante la temporada seca (21Dmin).

La generación de potencia total y carga del sistema para las condiciones de operación mencionadas arriba, son presentadas en la Figura 2.

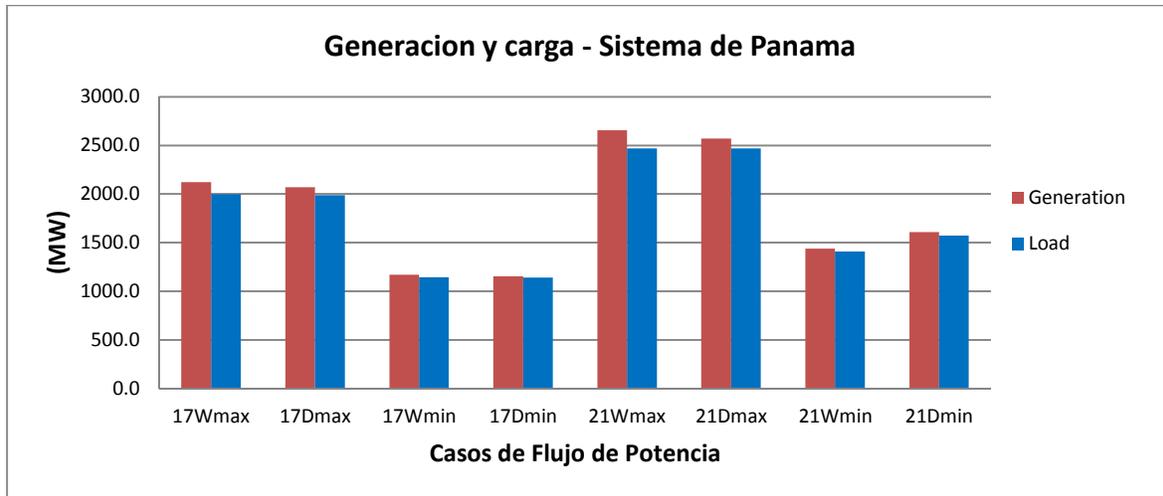


Figura 2: Generación y carga en el sistema de Panamá para diferentes casos de flujo de potencia

Basado en el gráfico de barras de la Figura 2, las siguientes conclusiones pueden ser realizadas:

- La carga y la generación en cada temporada es casi igual con las generaciones ligeramente superior a las cargas. Por lo tanto, el neto de importación al sistema de Panamá es insignificante en comparación con la carga/generación.
- La carga en el 2021 es aproximadamente el 25% superior a la carga en el año 2017.
- La carga máxima o la generación máxima en un año dado es casi la misma independientemente de la temporada.
- De manera similar, la carga mínima o la generación mínima en un año dado es casi la misma independientemente de la temporada.

Con el fin de comprender la distribución de la carga y generación, el sistema podría dividirse en sub sistemas este y oeste. La red al este de Veladero se identifica como el lado oeste de la red de Panamá y la red de potencia al oeste de Veladero es identificada como el lado este de la red de Panamá. La Figura 3 muestra la generación y carga para la zona oeste para todos los casos base.

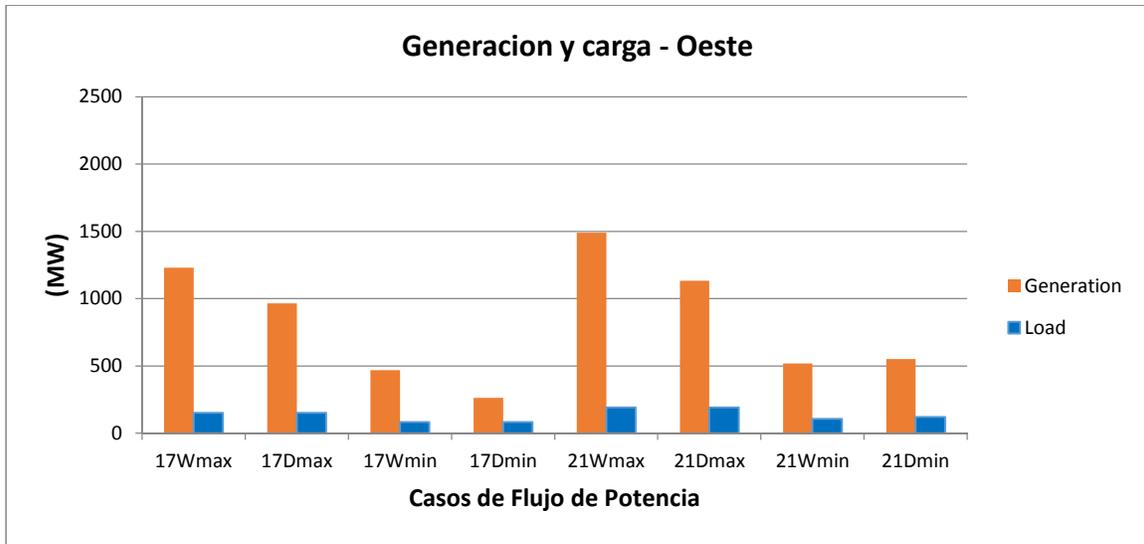


Figura 3: Generación y carga en el área oeste

Del mismo modo, la Figura 4 muestra la generación y carga para el área Este para todos los casos base.

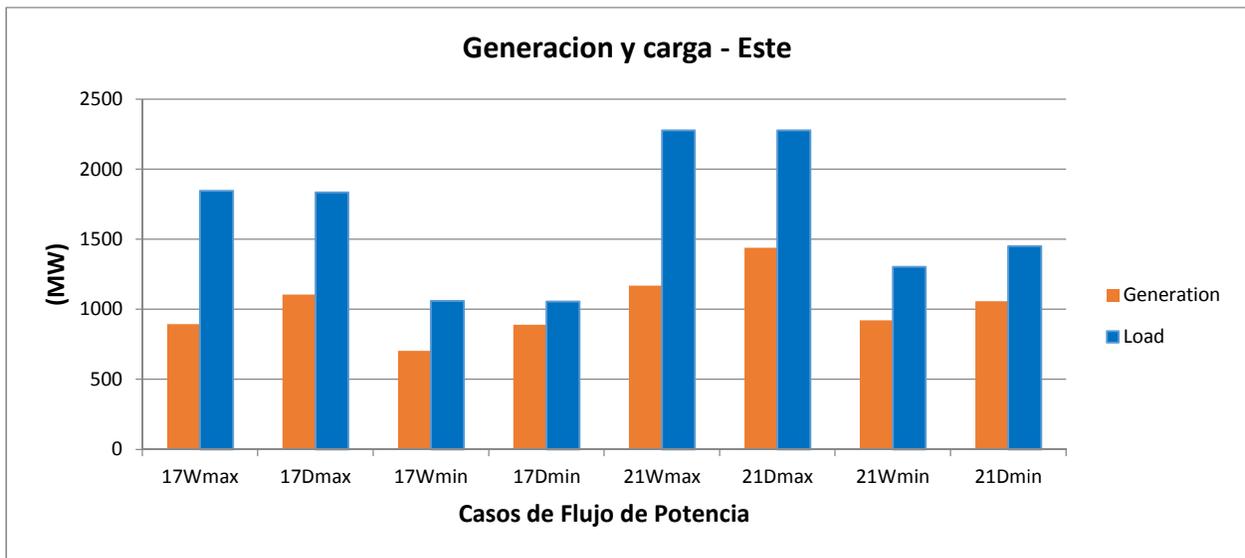


Figura 4: Generación y carga en el área este

Figura 3 y Figura 4 claramente muestran lo siguiente:

- Área oeste u occidental tiene un exceso de generación en todas las temporadas.
- Área este u oriental tiene un déficit en la generación en todas las temporadas.

Ya que el intercambio de energía con Costa Rica es insignificante, el exceso de potencia en la zona occidental se transfiere a la zona oriental a través de la larga

red de transmisión de 230 kV. La Figura 5 muestra la transferencia de energía desde zona occidental a zona oriental a través de la red de transmisión de 230 kV.

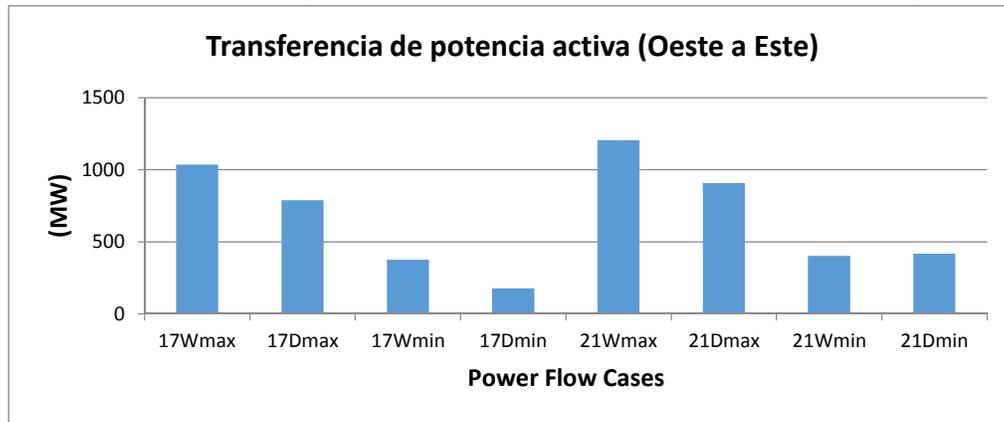


Figura 5: Transferencia de potencia activa desde la zona occidental a la zona oriental

Como se muestra en la Figura 5, la mayor transferencia de potencia activa (por encima de 1200 MW) desde la zona occidental a la zona oriental se observa para la estación lluviosa del año 2021 durante la condición de carga máxima. La segunda transferencia más alta también se observa para la temporada de lluvias durante la condición de carga máxima en el año 2017. Por lo tanto, podría esperarse una alta demanda de potencia reactiva durante estas temporadas.

El requisito de potencia reactiva para la transferencia de potencia activa debe ser generado por fuentes de energía reactiva como generadores, capacitores en derivación y SVCs. Las siguientes tablas presentan la capacidad de potencia reactiva, generación de potencia reactiva (usada) y el margen restante de los capacitores en derivación y generadores existentes antes de que ninguna compensación reactiva sea adicionada. La Tabla 4 muestra los datos de potencia reactiva en el oeste, mientras que la Tabla 5 muestra los datos de potencia reactiva en el este.

Los casos de carga máxima durante las temporadas de lluvias y secas tienen un requisito de potencia reactiva significativamente mayor en comparación con los casos de carga mínima. Por lo tanto, sólo los casos de carga máxima se analizan en las tablas siguientes.

Tabla 4: Capacidad de potencia reactiva – Zona oeste

Capacidad de potencia reactiva de zona oeste						
Dispositivo	Casos de lluvia max (MVA _r)			Casos seco max (MVA _r)		
	Capacidad	Usado	Margen	Capacidad	Usado	Margen
Año 2017						
Generadores	649	55	594	726	-114	840
Capacitores	0	0	0	0	0	0
Año 2021						
Generadores	712	147*	565*	827	-19	846
Capacitores	0	0	0	0	0	0

Tabla 5 Capacidad de potencia reactiva – Zona este

Capacidad de potencia reactiva de zona este						
Dispositivo	Casos de lluvia max (MVA _r)			Casos seco max (MVA _r)		
	Capacidad	Usado	Margen	Capacidad	Usado	Margen
Año 2017						
Generadores	585	282	303	623	190	433
Capacitores	664	624	40	664	598	66
Año 2021						
Generadores	705	341*	364*	748	399	407
Capacitores	664	664	0	664	664	0

* - El caso del 2021 de lluvia max no puede alcanzar una solución de red convergente sin la adición de potencia reactiva desde los SVCs candidatos ubicados en Llano Sánchez (barra 6998) y Panamá (barra 6999) en los casos bases suministrados a MHI. Estos SVCs suministran 184 MVA_r (Llano Sánchez) y 91.9 MVA_r en (Panamá II).

De la Tabla 4 y Tabla 5, se puede observar que la mayoría de los capacitores se han utilizado en el caso de 2017 y en el caso de 2021. Sólo los generadores tienen potencia reactiva para contribuir. Como se indicó anteriormente, la generación se encuentra principalmente en los extremos oeste y este de Panamá, hay poco en términos de generación en Panamá central donde se encuentran las líneas que unen Oriente y Occidente. Se identificó que la mayoría de las líneas entre Veladero y Panamá III (Centro y Este de Panamá) están cargadas por encima su de su capacidad de carga (SIL) y como tales estas líneas están consumiendo potencia reactiva. La Tabla 6 muestra la lista de las líneas de al menos 50 km de largo y transferencia de potencia activa (en caso de Lluvia Max 2021) superando la capacidad de carga de la línea (SIL) en la red de 230 kV entre Veladero y Panamá.

Tabla 6: Líneas de 230 kV con transferencia de potencia activa excediendo el SIL

Desde la barra No	Desde la barra de nombre	Hacia la barra No	Hacia la barra de nombre	ID de rama	Longitud (km)	SIL carga (MW)	Sistema intacto		Post-contingencia	
							P (MW)	Qpérdida (MVar)	P (MW)	Qpérdida (MVar)
6182	VEL	6471	PANIII	1	278.6	171	203	35	-	-
6005	CHO	6008	LSA	1,2	142.2	144	171	14	206	33
6008	LSA	6182	VEL	1,2	110.1	140	188	20	228	39
6008	LSA	6182	VEL	5A	109.4	143	165	12	200	29
6430	ECO	6471	PANIII	2B, 3B	109.1	144	177	12	214	27
6008	LSA	6860	BBL	6A	100.7	143	167	11	202	27
6005	CHO	6240	EHIG	3B, 4B	82.5	143	161	6	195	17
6008	LSA	6760	SBA	4A, 5A	70.5	140	203	17	243	30
6008	LSA	6240	EHIG	3C, 4C	59.7	143	184	8	219	17

Seis de las líneas en la Tabla 6 son líneas de doble circuito mientras que las otras tres son líneas de un solo circuito. Todas juntas consumen 212 MVar de potencia reactiva cuando se transfiere aproximadamente 1205 MW desde el oeste al este durante la condición de sistema intacto. Cuando la línea de 230 kV de VEL a Panamá III es disparada, aproximadamente 382 MVar son consumidos por estas líneas de transmisión en la condición post-contingencia. Potencia reactiva adicional requerida a ser suministrada por el esquema de potencia reactiva fue estimada a ser aproximadamente 365 MVar en la sección 4.1. Por lo tanto, potencia reactiva adicional suministrada por el esquema de potencia reactiva será consumido enteramente por las líneas de transmisión de 230 kV listadas arriba.

Debe ser notado que cuando una línea es cargada por encima de su potencia natural o capacidad de carga de la línea de transmisión (SIL), la misma comienza a consumir potencia reactiva [2]. Cuando el nivel de carga es excedido aún más, el consumo de potencia reactiva es incrementado rápidamente. Líneas largas consumen mayor potencia reactiva comparando a las líneas cortas cargadas de la misma forma (por encima de su capacidad de carga SIL). Estos fenómenos asociados al consumo de potencia reactiva de las líneas de transmisión están demostrados en el Apéndice A. Por lo tanto, las líneas presentadas en la Tabla 6 contribuyen hacia la necesidad de la compensación de potencia reactiva.

En resumen, la potencia reactiva no puede ser transferida a través de largas distancias, el exceso de potencia reactiva en el oeste y este no son útiles para el suministro de potencia reactiva en la región central. Por otra parte, reservas de potencia reactiva existentes son importantes para las condiciones de contingencia de manera a mantener la estabilidad del sistema. De manera a mejorar la

deficiencia de la potencia reactiva en la región central, debe ser seleccionada una combinación adecuada de construcción de nuevas líneas, actualización de líneas a niveles de voltaje mayores y adición de nuevo soporte de potencia reactiva. Soporte de potencia reactiva puede ser adicionado como compensación en serie y en derivación. Este estudio investiga solamente la compensación en derivación.

6.2 Análisis de contingencia AC

Para determinar el requerimiento de potencia reactiva en régimen permanente, se realizó análisis de contingencia AC asumiendo que dos SVCs se instalan en el sistema de Panamá, uno en la subestación Panamá II de 230 kV y otro en la subestación Llano Sánchez de 230 kV.

Todas las posibles condiciones de N-1 a más de 100 kV de la red en sistema de Panamá fueron estudiadas y las violaciones de voltaje y las sobrecargas térmicas en red de alta tensión por encima de 100 kV fueron observadas. Favor referirse al apéndice B para la lista completa de contingencias N-1 estudiadas en el análisis de contingencias AC.

6.2.1 Escenarios de sistema intacto

Escenarios de estudio analizados:

2017:

1. Condición de máxima carga en el 2017 durante la temporada de lluvia.
2. Condición de máxima carga en el 2017 durante la temporada seca.
3. Condición de mínima carga en el 2017 durante la temporada de lluvia.
4. Condición de mínima carga en el 2017 durante la temporada seca.

2021:

5. Condición de máxima carga en el 2021 durante la temporada de lluvia.
6. Condición de máxima carga en el 2021 durante la temporada seca.
7. Condición de mínima carga en el 2021 durante la temporada de lluvia.
8. Condición de mínima carga en el 2021 durante la temporada seca.

6.2.1.1 Escenarios de estudios para el año 2017

A. Condición de sistema intacto

Ninguna compensación reactiva adicional es requerida para ninguno de los casos de despacho.

B. Contingencia N-1 durante la condición de sistema intacto

- i. Condiciones de carga máxima durante la temporada de lluvias:

La Tabla 7 presenta el requisito de compensación de potencia reactiva mínima en LSA y PAN II para contingencias N-1 durante la temporada de lluvia.

Tabla 7: Requisito de potencia reactiva para la temporada de lluvia para contingencias N-1

No	Contingencia	Requisito de potencia reactiva adicional mínima (MVar)	
		SVC en LSA	SVC en PANII
1	Disparo de la unidad en CBN115	46	18
2	Disparo de la unidad en A-CCGNL	29	8
3	Disparo de la unidad en PRI230	24	0

- El requisito de potencia reactiva más alto se observó para el disparo de la unidad en CBN115.
- De manera a mantener el voltaje post contingencia a 0.93 pu en las barras de niveles de 230 kV, el SVC en LSA debe suministrar al menos 46 MVar y el SVC en PANII necesita suministrar por lo menos 18 MVar. Este requisito mínimo de potencia reactiva se rige por el disparo de una sola unidad en la estación generadora CBN.
- Disparo de una sola unidad en las estaciones generadoras A-CCGNL G1 y PRIG1 también requerirá la potencia reactiva adicional de SVCs como es presentado en la Tabla 7. Sin embargo, el requisito de potencia reactiva adicional para estas contingencias son menos que la potencia reactiva necesaria para el disparo de la unidad estación generadora CBN115.
- Esta energía reactiva adicional es necesaria solamente cuando la potencia activa del generador disparado (unidades CBN, A-CCGNL y PRI) es re despachado a las unidades en el lado oeste del sistema (al oeste de Veladero). Sin embargo, si la energía suministrada por la unidad disparada es re despachado a las unidades en el lado este del sistema (al este de Veladero), entonces ninguna potencia reactiva adicional se requiere del SVCs.

- Por lo tanto, la potencia reactiva adicional sólo es necesaria cuando se incrementa la transferencia de energía desde el lado oeste del sistema al lado este del sistema a través de Veladero en temporada de lluvias bajo condiciones de carga máxima.
- Todas las otras contingencias N-1 incluyendo contingencias disparo de línea de 230 kV no requieren energía reactiva adicional del SVCs.

ii. Otras condiciones de carga:

Ningún requisito adicional de potencia reactiva se observa para las siguientes condiciones.

- Condición de carga máxima durante la temporada seca.
- Condición de carga mínima durante la temporada de lluvia.
- Condición de carga mínima durante la temporada seca.

6.2.1.2 Escenarios de estudio para el año 2021

A. Condición de sistema intacto

Compensación de potencia reactiva adicional es necesaria sólo para la condición de carga máxima durante la temporada de lluvia. Mínima potencia reactiva suministrada por cada SVC se presenta en la Tabla 8.

Tabla 8: Requisito de potencia reactiva durante la temporada de lluvia para la condición de sistema intacto

		Requisito de potencia reactiva adicional mínimo (MVAR)	
No	Contingencia	SVC en LSA	SVC en PANII
1	Ninguna (Condición de sistema intacto)	67	94

Los niveles de potencia reactiva mencionados arriba están requeridos a fin de mantener el perfil de voltaje en el nivel 230 kV o por encima de 0.95 pu.

Nota: requisitos de potencia reactiva presentados en la Tabla 8 son necesarios para la operación de régimen permanente y deben ser suministrados a través de capacitores conmutados mecánicamente.

Ninguna potencia reactiva adicional es necesaria para las siguientes condiciones:

- Condición de carga máxima durante la temporada seca.
- Condición de carga mínima durante la temporada de lluvia.
- Condición de carga mínima durante la temporada seca.

B. Contingencia N-1 durante la condición de sistema intacto

- i. Condición de carga máxima durante la temporada de lluvia:

La Tabla 9 presenta la mínima potencia reactiva necesaria a ser suministrada por cada SVC en LSA y PAN II para las peores contingencias que requieren más de 100 MVAR de soporte de potencia reactiva de PANII o LSA. Además, hay muchas otras contingencias (no presentadas en la Tabla 9) que requieren menos de 100 MVAR de soporte adicional de potencia reactiva.

Tabla 9: Requisito de potencia reactiva durante la temporada de lluvia para las peores contingencias N-1

No	Contingencia	Requisito de potencia reactiva adicional mínima (MVAR)		
		SVC en LSA	SVC en PANII	Total de ambos SVCs
1	LINEA_6182_6471	195	155	350
2	LINEA_6182_6690	122	144	266
3	LINEA_6005_6008	81	158	239
4	LINEA_6179_6182	122	114	236
5	LINEA_6430_6471	74	157	231
6	LINEA_6011_6182	105	112	217
7	TF3_6450_6451_6452	105	107	212
8	LINEA_6008_6182	93	116	209
9	LINEA_6005_6240	60	136	196
10	Disparo de unidad CBM	144	169	313
11	Disparo de unidad A-CCGNL ¹	134	164	298
12	Disparo de unidad PRI230	177	116	293

- El requisito de potencia reactiva más alto se observó para el disparo de la línea de 230 kV de la subestación Veladero (6182) a la subestación PANIII (6471). Para mantener el voltaje post contingencia a 0.93 pu en las barras de nivel de 230kV, el SVC en LSA necesita suministrar al menos 195 MVAR y el SVC en PANII necesita suministrar por lo menos 155 MVAR. Así, el requisito de potencia reactiva total es 350 MVAR.
- El requisito de potencia reactiva total para sobreponerse de contingencias del disparo de otra línea varía entre 196 MVAR a 266 MVAR. Estas contingencias se presentan desde la fila 2 a la fila 9 de Tabla 9.
- Contingencias de disparo de tres unidades (las últimas tres filas en la Tabla 9) también requiere un soporte adicional de potencia reactiva de 293 MVAR a 313 MVAR. Este requisito puede ser reducido a los niveles de potencia reactiva presentados en la Tabla 8 (es decir, niveles de sistema intacto) mediante el despacho de unidades de generación en lado este del país.

¹ El disparo de una unidad de turbina de gas en A-CCGNL podría también disparar la unidad de turbina de vapor si solamente una unidad de turbina de gas esta en servicio. Esta contingencia N-1 requiere 180 MVAR en LSA y 190 MVAR en PANII para obtener una solución de convergencia.

ii. Condición de carga máxima durante la temporada seca:

La Tabla 10 muestra la potencia reactiva mínima necesaria a ser suministrada por cada SVC en LSA y PAN II para contingencias N-1 durante la temporada seca.

Tabla 10: Requisito de potencia reactiva durante la temporada seca para contingencias N-1

No	Contingencia	Requisito de potencia reactiva adicional mínimo (MVAR)	
		SVC en LSA	SVC en PANII
1	LINEA_6182_6471	0	18
2	Disparo de unidad CBN115	0	7

- Potencia reactiva adicional se requiere solamente del SVC en PANII.
- El requisito de potencia reactiva más alto durante la temporada seca fue 18 MVAR en PANII. Esto fue observado por el disparo de línea de 230 kV de la subestación de Veladero (6182) a la subestación PANIII (6471).
- Además, el disparo de una sola unidad estación generadora CBN también requerirá potencia reactiva adicional del SVC en PANII.

iii. Otras condiciones de carga:

Ningún requisito adicional de potencia reactiva se observa para las siguientes condiciones:

- Condición de carga mínima durante la temporada de lluvia.
- Condición de carga mínima durante la temporada seca.

6.2.2 Escenarios de corte previo

Escenario de estudios analizados:

Escenarios de corte previo fueron analizados solamente para los casos de carga máxima siguientes.

Escenarios de estudios del 2017:

1. Condición de carga máxima en el 2017 durante la temporada de lluvia.
2. Condición de carga máxima en el 2017 durante la temporada seca.

Escenarios de estudios del 2021:

3. Condición de carga máxima en el 2021 durante la temporada de lluvia.
4. Condición de carga máxima en el 2021 durante la temporada seca.

Quince diferentes escenarios de corte previo de una sola línea de 230 kV fueron estudiados. De manera a reducir la complejidad del análisis de corte previo, 10 cortes previos más importantes por cada temporada fueron seleccionados por ETESA como es presentado en la Tabla 11.

Tabla 11: Escenarios de corte previo

No.	Corte previo de una sola línea de 230 kV	Temporada de estudio			
		2017 Lluvia	2017 Seco	2021 Lluvia	2021 Seco
1	ECO-PANIII	SI	SI	SI	NO
2	GUA-VEL	SI	NO	SI	SI
3	LSA-CHO	SI	SI	NO	SI
4	LSA-EHI	SI	SI	NO	NO
5	LSA-PET	NO	SI	NO	SI
6	LSA-SBA	SI	SI	SI	SI
7	LSA-VEL-1	SI	SI	SI	NO
8	LSA-VEL-5A	SI	SI	NO	NO
9	MDN-PRO	SI	NO	NO	SI
10	MDN-VEL	NO	NO	SI	NO
11	PANIII-PAN	SI	SI	SI	SI
12	SRI-CBN	NO	SI	SI	SI
13	TEL-PANIII	NO	SI	NO	SI
14	VEL-DOM	SI	NO	SI	NO
15	VEL-PANIII	NO	NO	SI	SI

6.2.2.1 Escenarios de estudio para el año 2017

A. Contingencia N-0 durante condiciones críticas de corte previo de 230 kV

Ninguna compensación adicional de potencia reactiva es necesaria para ningún caso de despacho.

B. Contingencia N-1 durante condiciones críticas de corte previo de 230 kV

- i. Condición de carga máxima durante la temporada de lluvia:

Todos los casos de corte previo derivados de WMAX son necesarios soporte de potencia reactiva adicional de ambos SVC para el disparo de la unidad CBN115. Los casos de corte previo más severos y el requisito de potencia reactiva están listados en la Tabla 12.

Tabla 12: Requisito de potencia reactiva durante la temporada de lluvia con un corte previo de una sola línea de 230 kV para las peores contingencias N-1

No	Corte previo	Contingencia	Requisito de potencia reactiva adicional mínima (MVar)		
			SVC en LSA	SVC en PANII	Total desde ambos SVCs
1	ECO_PANIII	LINEA_6430_6471	90	92	182
2		Disparo de unidad CBN115	97	63	160
3		Disparo de unidad A-CCGNL	85	57	142
4		LINEA_6005_6008	49	66	115
5		Disparo de unidad PRI230	103	8	111
6		LINEA_6005_6240	41	30	71
7	LSA_CHO	Disparo de unidad CBN115	107	65	172
8		Disparo de unidad A-CCGNL	94	54	148
9		LINEA_6005_6008	69	69	138
10		Disparo de unidad PRI230	115	2	117
11		LINEA_6430_6471	55	60	115
12		LINEA_6005_6240	47	33	80
13	GUA-VEL	Disparo de unidad CBN115	114	14	128
14		LINEA_6179_6182	111	0	111
15		Disparo de unidad A-CCGNL	96	6	102
16		Disparo de unidad PRI230	88	0	88

- De acuerdo a la Tabla 12, el disparo de línea entre 6430-6471 durante el corte previo de ECO_PANIII está demandando 182 MVAR de potencia reactiva adicional desde el SVC, el cual es el requisito máximo de potencia reactiva total.
- Si las contingencias de disparo de las unidades son desconsideradas, demanda máxima de (111 MVAR) desde LSA_SVC ocurre durante el corte previo de GUA-VEL en el disparo de la línea entre barras 6179 y 6182.

ii. Condición de carga máxima durante la temporada seca:

De todos los casos de corte previo de la condición de carga máxima para temporada seca, solamente el corte previo de LSA_CHO y ECO_PANIII requiere soporte adicional de potencia reactiva para mantener el voltaje post contingencia a 230kV de la red dentro de los límites (0.93 pu). El suministro mínimo de potencia reactiva de cada SVC es presentado en la Tabla 13.

Tabla 13: Requisito de potencia reactiva durante temporada seca con corte de una sola línea de 230 kV para contingencias N-1

No	Contingencia previa	Contingencia	Requisito de potencia reactiva adicional mínima (MVAR)	
			SVC en LSA	SVC en PANII
1	ECO_PANIII	Disparo de línea LINEA_6430_6471	0	43
2		Disparo de unidad CBN115	0	9
3	LSA_CHO	Disparo de unidad CBN115	0	5

- Potencia reactiva adicional es necesaria solamente del SVC en PANII.
- El requisito de potencia reactiva más alto durante la temporada seca fue 43 MVAR en PANII. Esto fue observado para el disparo del 2do circuito de la línea de 230kV desde la subestación ECO (6430) a la subestación PANIII (6471) cuando el 1er circuito de la misma línea estaba fuera de servicio.
- Además, el disparo de una sola unidad estación generadora CBN también requerirá potencia reactiva adicional del SVC en PANII.

6.2.2.2 Escenarios de estudios para el año 2021

A. Contingencia N-0 durante condiciones críticas de corte previo de 230 kV

- i. Condición de carga máxima durante la temporada de lluvia:

Todo corte previo derivado de 21WMAX necesita potencia reactiva adicional de ambos SVCs para mantener el perfil del voltaje dentro de los límites. La demanda de potencia reactiva desde cada SVC esta presentada en la Tabla 14.

Tabla 14: Requisito de potencia reactiva durante la temporada de lluvia con corte de una sola línea de 230 kV para condiciones de sistema intacto

No	Corte previo	Requisito de potencia reactiva adicional mínimo (MVar)		
		SVC_LSA (MVar)	SVC_PANII (MVar)	Total de ambos SVCs
1	VEL_PANIII	227	134	361
2	GUA_VEL	153	93	246
3	ECO_PANIII	104	138	242
4	DOM_VEL	149	93	242
5	VEL_LSA	134	96	230
6	MDN_VEL	134	92	226
7	SBA_LSA	126	94	220
8	LSA_ELH	106	110	216
9	PAN_PANIII	78	112	190
10	SRI_CBN	78	96	174

- ii. Condición de carga máxima durante la temporada seca:

De todos los casos de corte previo derivados de 21DMAX, solamente el corte previo VEL_PANIII demanda potencia reactiva adicional de los SVCs para mantener el perfil del voltaje del sistema por debajo del límite inferior (0.95pu).

Tabla 15: Requisito de potencia reactiva durante temporada seca con corte de una sola línea de 230 kV para condiciones de sistema intacto

No	Corte previo	Requisito de potencia reactiva adicional mínima(MVar)	
		SVC en LSA	SVC en PANII
1	VEL_PANIII	0	33

B. Contingencia N-1 durante condiciones de corte previo crítico de 230 kV

- i. Condición de carga máxima durante la temporada de lluvia:

Los casos de corte previo más severos y requisito de potencia reactiva de 21WMAX son presentados en la Tabla 16.

Tabla 16: Requisito de potencia reactiva durante temporada seca con corte de una sola línea de 230 kV para contingencias N-1

No	Corte previo	Contingencia	Requisito de potencia reactiva adicional mínimo (MVar)		
			SVC_LSA (MVar)	SVC_PANII (MVar)	Total desde ambos SVCs
1	VEL-PANIII	Disparo de unidad CBN115	337	212	549
2		Disparo de unidad A-CCGNL	323	210	533
3		Disparo de unidad PRI230	349	157	506
4		LINEA_6005_6008	265	221	486
5		LINEA_6430_6471	257	219	476
6		LINEA_6008_6182	289	156	445
7		LINEA_6179_6182	288	156	444
8		LINEA_6005_6240	242	188	430
9	GUA-VEL	LINEA_6179_6182	420	117	537
10		LINEA_6182_6471	288	160	448
11		Disparo de unidad CBN115	264	166	430
12		Disparo de unidad A-CCGNL	252	165	417
13		Disparo de unidad PRI230	280	119	399
14	ECO-PANIII	LINEA_6182_6471	253	219	472
15		Disparo de unidad CBN115	192	218	410

ii. Condición de carga máxima durante temporada seca:

Todos los casos de corte previo de 21DMAX requieren soporte de potencia reactiva adicional de ambos SVCs. Los casos de corte más severos y los requisitos de potencia reactiva están presentados en la Tabla 17.

Tabla 17: Requisito de potencia reactiva durante temporada seca con un solo corte de línea de 230 kV para contingencias N-1

No	Corte previo	Contingencia	Requisito de potencia reactiva adicional mínima (MVar)	
			SVC_LSA (MVar)	SVC_PANII (MVar)
1	VEL-PANIII	Disparo de unidad CBN115	0	125
2		Disparo de unidad A-CCGNL	0	104
3		Disparo de unidad PRI230	0	102
4		LINEA_6430_6471	0	92
5		LINEA_6005_6008	0	93
9	LSC_CHO	LINEA_6182_6471	0	91
10		Disparo de unidad CBN115	0	74
11		LINEA_6005_6008	0	54
12		Disparo de unidad A-CCGNL	0	52
13		LINEA_6430_6471	0	46
14		Disparo de unidad PRI230	0	36

6.2.3 Requisito de compensación en derivación total bajo condiciones de régimen permanente

La Tabla 18 presenta la compensación de potencia reactiva en derivación mínima necesaria en las subestaciones LSA y PAN II para varias condiciones de carga y temporadas.

Tabla 18: Requisito de potencia reactiva mínima para varias condiciones de carga y temporadas

Año	Temporada	Carga	Compensación de potencia reactiva mínima (MVar)							
			Sistema intacto				Corte previo			
			N-0		N-1		N-0		N-1	
			LSA	PANII	LSA	PANII	LSA	PANII	LSA	PANII
2017	Lluvia	MAX	0	0	46	18	0	0	115	92
	Seca	MAX	0	0	0	0	0	0	0	43
	Lluvia	MIN	0	0	0	0	-	-	-	-
	Seca	MIN	0	0	0	0	-	-	-	-
2021	Lluvia	MAX	67	94	195	169	227	138	420	221
	Seca	MAX	0	0	0	18	0	33	0	124
	Lluvia	MIN	0	0	0	0	-	-	-	-
	Seca	MIN	0	0	0	0	-	-	-	-

Las siguientes observaciones y conclusiones pueden ser hechas con relación a los requisitos de compensación mínimos:

- Condición de carga mínima en temporadas de lluvia y seca no requieren compensación de potencia reactiva adicional ni en el año 2017 ni en el año 2021.
- Condición de carga máxima en temporadas de lluvia y seca requieren compensación de potencia reactiva en el año 2017 y en el año 2021.
- Requisito de compensación de potencia reactiva más alto en ambos LSA y PANII ocurre en el 2021 en la temporada de lluvia con la condición de carga máxima. La compensación de potencia reactiva más alta en segundo lugar es requerida en el 2017 en la temporada de lluvia con la condición de carga máxima. **Por lo tanto, temporada de lluvia con condición de máxima carga demanda la compensación de potencia reactiva más alta para los años 2017 y 2021.**

- Durante la condición de sistema intacto, un mínimo de 195 MVAR es requerido en LSA y un mínimo de 169 MVAR es requerido en PANII.
- Durante la condición de corte previo, un mínimo de 420 MVAR es requerido en LSA y un mínimo de 221 MVAR es requerido en PANII si el re despacho de la generación después del corte de línea de 230 kV no es considerado.

Durante cortes previos en la temporada de lluvia, re despacho de generación de unidades hidráulicas en el lado oeste del sistema a unidades térmicas en el lado este del sistema, el requisito de compensación de potencia reactiva para la temporada de lluvia puede ser reducido de manera similar al requisito de compensación reactiva durante la temporada seca. Por lo tanto, la demanda más alta para la compensación de potencia reactiva ocurre para la condición de contingencia N-1 de sistema intacto. **Esto es el requisito de potencia reactiva mínima es 195 MVAR en LSA y 169 MVAR en PANII. Por lo tanto, la suma del requisito de compensación mínima requerida en ambas localidades es 365 MVAR de potencia reactiva capacitiva.**

Nota: 195 MVAR en LSA y 169 MVAR en PANII es una combinación posible de suministro de potencia reactiva en dos localidades candidatas. Fue observado que existen diferentes cantidades de compensación de potencia reactiva en LSA y PANII que también estratifica el requisito mínimo siempre que la compensación total en ambas localidades este en la vecindad de 365 MVAR.

6.3 Análisis de sensibilidad

El análisis PV se realiza para identificar la sensibilidad del perfil de voltaje del sistema para la transferencia de potencia activa desde el lado occidental del sistema al lado oriental del sistema y por lo tanto, para determinar si los requerimientos de potencia reactiva identificados en análisis de contingencia AC están relacionados con la transferencia de potencia. El análisis QV se realiza para identificar el requisito mínimo de potencia reactiva en cada ubicación candidata que garantiza la estabilidad de voltaje estático para las peores condiciones de funcionamiento del sistema intacto.

6.3.1 Análisis PV

Las curvas PV proporcionan la sensibilidad del voltaje del sistema para el cambio en la transferencia de potencia. El perfil de voltaje del sistema se observó para diferentes cantidades de transferencia de potencia del lado occidental del sistema al lado oriental del sistema. La transferencia de potencia al lado oriental del sistema a través de siete² circuitos de 230 kV fue observada en la barra de 230 kV de Veladero. El voltaje de la red de 230 kV fue observado en los cinco lugares (Panamá II, Panamá I, Chorrera, Llano Sánchez y Veladero) a lo largo de la red de 230 kV de Veladero a Panamá II.

Las curvas PV se trazaron para ambos años 2017 y 2021. Dos puntos importantes en la curva PV son los niveles de transferencia de potencia y el perfil de voltaje correspondiente en caso MAX seco y MAX de lluvia para cada año. La Tabla 19 presenta los niveles de transferencia de potencia para cada caso base con nivel de carga máxima.

Tabla 19: Niveles de transferencia de potencia en cada caso base

Caso base	Transferencia de potencia de oeste a este (MW)
2017 MAX seco	788
2017 MAX de lluvia	1036
2021 MAX seco	908
2021 MAX de lluvia	1204

Para obtener los niveles de transferencia de potencia intermedios, el despacho de la generación entre los casos de max seco y max de lluvia fueron interpolados. Asimismo, se extrapolaron despachos de generación dentro de la capacidad de cada generador para obtener niveles de transferencia de potencia más allá del nivel de transferencia en caso máximo de lluvia.

² Siete circuitos en el año 2021 y solamente seis circuitos en el año 2017 ya que la línea de Veladero a Panamá III no está disponible en el 2017.

La Figura 6 muestra las curvas PV obtenidas para el 2017 con ninguna potencia reactiva adicional agregado al sistema. Cada una de las cinco curvas representa la relación PV para varios voltajes en el sistema y la transferencia de potencia del oeste al este. La Figura 6 también muestra las líneas verticales que representan los niveles de transferencias de potencia en los casos base max seco y max de lluvia para el año 2017.

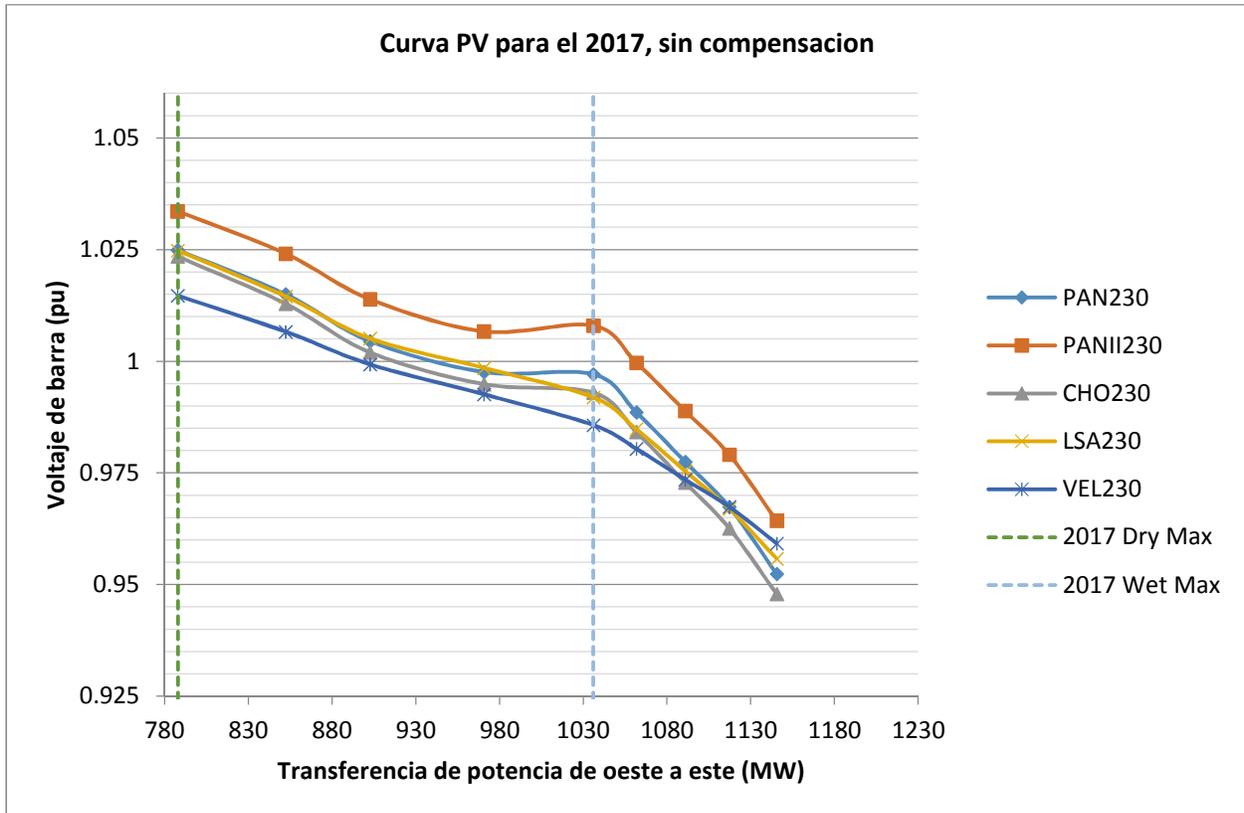


Figura 6: Curvas PV para la condición de sistema intacto para el año 2017, sin compensación

La Figura 6 muestra que el perfil de voltaje a lo largo de la red de transmisión de 230 kV disminuye rápidamente para niveles de transferencia de potencia superiores a los niveles de transferencia de potencia max de lluvia. Cuando el nivel de transferencia de potencia alcanza aproximadamente 1145 MW, tensión en la barra de 230 kV de CHO disminuye debajo de 0.95 pu violando los criterios de operación del sistema [1]. Esto es 109 MW (= 1145 MW-1036 MW) más alto que el nivel de transferencia en caso de Max de lluvia.

Así, el margen de estabilidad de voltaje estático en condición max de lluvia debe ser de más de 109 MW (es decir, cerca de 10% de la transferencia de potencia max de lluvia). Asimismo, margen de estabilidad de voltaje estático en condición max seco es 357 MW (= 1145 MW-788 MW). Esto es aproximadamente el 45% del nivel de transferencia de potencia Max seco. Este simple análisis demuestra otra vez que el caso máximo de lluvia es el caso más crítico en el año 2017 aunque ambos casos tienen márgenes de estabilidad de tensión estática positiva en condiciones de

sistema intacto. Sin embargo, caso máximo de lluvia puede requerir apoyo adicional de potencia reactiva durante situaciones de contingencia N-1 (como se identifica en la Tabla 18).

La Figura 7 muestra las curvas PV obtenidas para el caso de 2021 sin ninguna ayuda adicional de potencia reactiva. La Figura 7 también muestra las líneas verticales que representan los niveles de las transferencias de potencia en los casos base máximos seco y de lluvia para el año 2021.

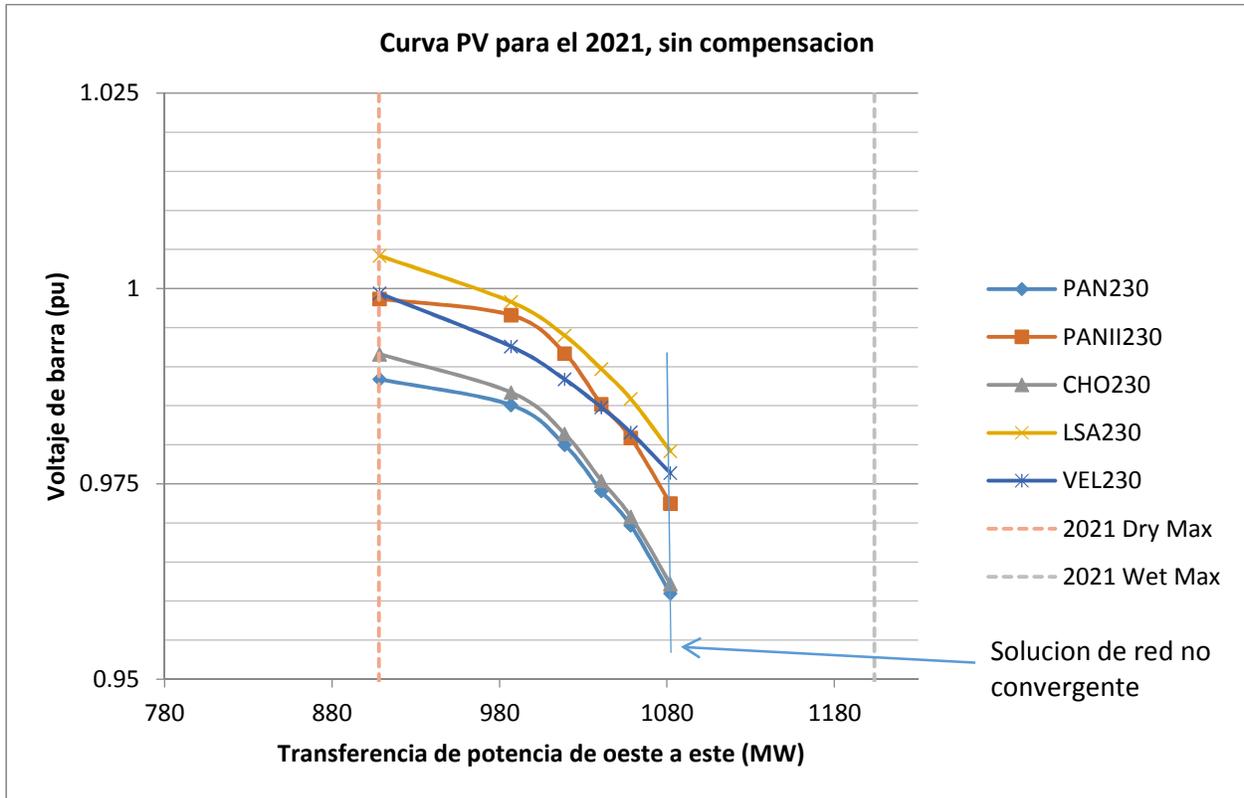


Figura 7: Curvas PV con voltaje medido en LSA 230kV, sin compensación

A diferencia del caso de 2017, los **niveles de transferencia máxima de lluvia no pueden alcanzarse en el caso de 2021 sin la adición de soporte de potencia reactiva**. Como se muestra en la Figura 7, voltajes del barra comienzan a declinar rápidamente³ entre los niveles de transferencia de 980 MW y 1080 MW. La solución de red (sistema de red intacta) se vuelven divergentes⁴ poco después de un nivel

³ Notar la tasa de disminución de los voltajes en VEL y PAN de barras de 230 kV son ligeramente menos pronunciados que los voltajes en PANII, PAN y CHO. Esto es porque; el impacto del incremento de la transferencia de potencia causa la deficiencia severa de potencia reactiva en el área este del sistema que en las áreas VEL y PAN.

⁴ La red de sistema intacto diverge cuando la transferencia fue incrementada por 2 MW después del nivel de transferencia de 1080 MW. Esto es una indicación que la curva PV está cerca de su punto crítico donde el sistema no puede mantener estabilidad de voltaje estático.

de transferencia de 1080 MW que es más de 100 MW menos que los niveles de transferencia de 1204 MW en max de lluvia del 2021.

Por lo tanto, el soporte de potencia reactiva adicional es esencial para alcanzar niveles de transferencia max de lluvia en el 2021 y despacho de generación. Esto confirma los resultados del análisis de contingencia AC presentados en la Tabla 18.

6.3.2 Análisis QV

El análisis QV muestra la relación entre la tensión del sistema y la potencia reactiva inyectada al sistema en cierto lugar. La relación QV es importante para determinar la exigencia de compensación mínima de potencia reactiva, así como determinar el margen de estabilidad de voltaje estático asociado con un determinado nivel de compensación de potencia reactiva. Con el fin de obtener datos para curvas QV, se inyectó potencia reactiva en una ubicación seleccionada y se midieron los voltajes de lugares identificados.

La Figura 8 muestra curvas QV obtenidas para la inyección de potencia reactiva en la subestación Panamá II de 230kV (PANII-6003) para todos los ocho casos base en 2017 y 2021. Asimismo, la Figura 9 muestra curvas QV obtenidas para la inyección de potencia reactiva en la subestación Llano Sánchez de 230 kV (LSA-6008).

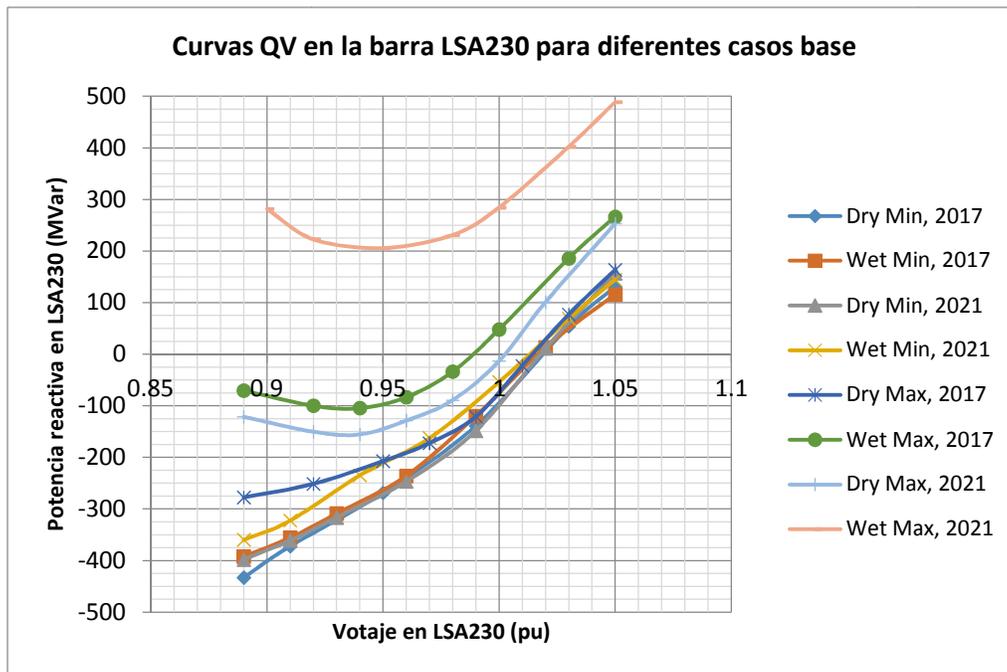


Figura 8: Análisis QV de LSA230 a lo largo de diferentes periodos



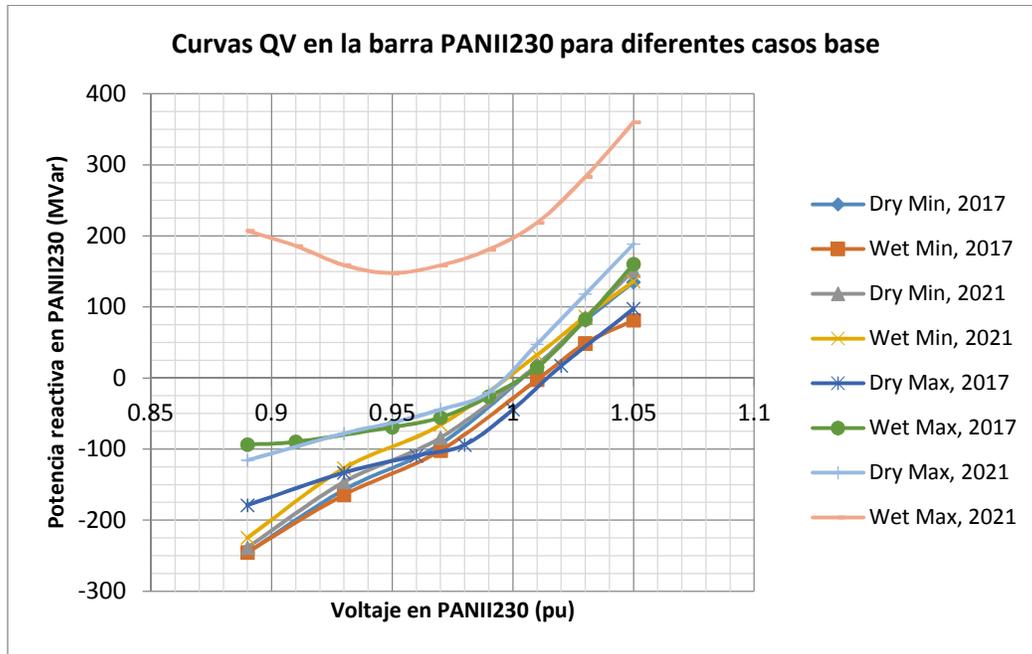


Figura 9: Análisis QV de PANII230 a lo largo de diferentes periodos

En la Figura 8 y la Figura 9 se muestra que inyecciones de potencia reactiva se hicieron de manera a variar el voltaje del sistema entre 0.89 pu y 1.05 pu. En curvas QV, inyecciones de potencia reactiva positiva y negativa indican inyecciones de potencia reactiva capacitiva e inductiva, respectivamente.

Las curvas QV han alcanzado sus valores mínimos para algunos casos base mostrando margen de potencia reactiva. Por ejemplo, casos max seco y de lluvia en el 2021 y caso max de lluvia en el 2017 han alcanzado sus valores mínimos cuando la potencia reactiva es inyectada en Llano Sánchez (Figura 8). Del mismo modo la Figura 9 muestra que la curva QV para caso máximo de lluvia en el 2021 ha alcanzado su mínimo cuando se inyecta potencia reactiva en Panamá II.

En una curva QV, cuando la tensión disminuye con el aumento de inyección de potencia reactiva muestra la zona de inestabilidad de voltaje. Del mismo modo, cuando la tensión aumenta con el aumento de inyección de potencia reactiva muestra la zona de estabilidad de voltaje. El punto entre la región estable e inestable muestra el punto estable marginal y el valor de potencia reactiva correspondiente muestra el margen de potencia reactiva.

Así, las curvas QV en la Figura 8 y la Figura 9 sin alcanzar su mínimo son estables en el rango de voltaje mostrado y su margen de potencia reactiva es mayor que la inyección de potencia reactiva a 0.89 pu de tensión (es decir, el margen de potencia reactiva es positivo y mayor que 100 MVar).

La Tabla 20 muestra casos críticos de margen de potencia reactiva mostrados en la Figura 8 y la Figura 9.

Tabla 20: Margen de potencia reactiva en las localidades de Llano Sánchez y Panamá II

Localidad de inyección de potencia reactiva	Año	Temporada	Carga	Margen de potencia reactiva (MVar)
Llano Sánchez (Figura 8)	2017	Lluvia	Max	105
	2021	Seca	Max	155
	2021	Lluvia	Max	-205
Panamá II (Figura 9)	2021	Lluvia	Max	-150

La Tabla 20 muestra que solamente caso máximo de lluvia en el año 2021 tiene un margen negativo de potencia reactiva. Basándose en estos resultados, el caso máximo de lluvia en el 2021 se analizará para identificar el lugar más adecuado para la compensación de potencia reactiva.

ETESA indicó inicialmente que los siguientes cinco lugares pueden tener el terreno disponible en las subestaciones de 230 kV existentes para equipos de compensación de potencia reactiva dependiendo del terreno y del espacio necesario para el equipo del esquema de potencia reactiva.

- i. Panamá II
- ii. Panamá I
- iii. Chorrera
- iv. Llano Sánchez
- v. Veladero

El análisis QV realizado para que caso máximo de lluvia en el 2021 para determinar la conveniencia de cada localidad para la compensación de potencia reactiva. Desde la Figura 10 hasta la Figura 14 se muestran gráficos QV para las inyecciones de potencia reactiva en las cinco localidades mencionadas arriba. En cada una de estos gráficos, la tensión en todas las cinco localidades fue graficada para la inyección de potencia reactiva en un solo lugar.

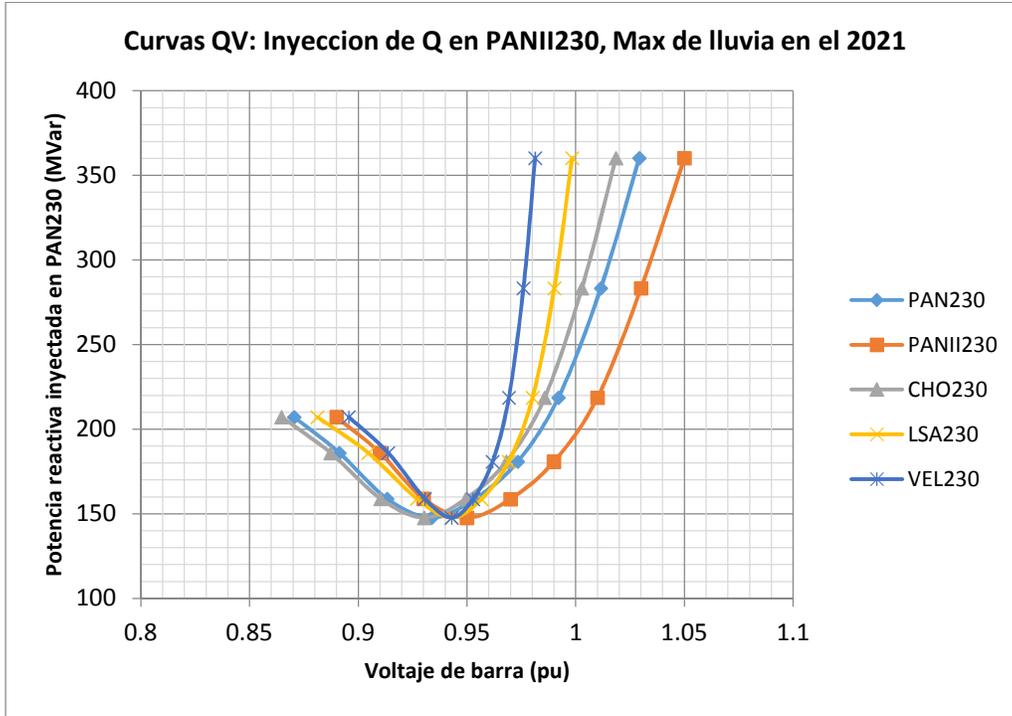


Figura 10: Q inyectada en PANII230, Max de lluvia en el 2021

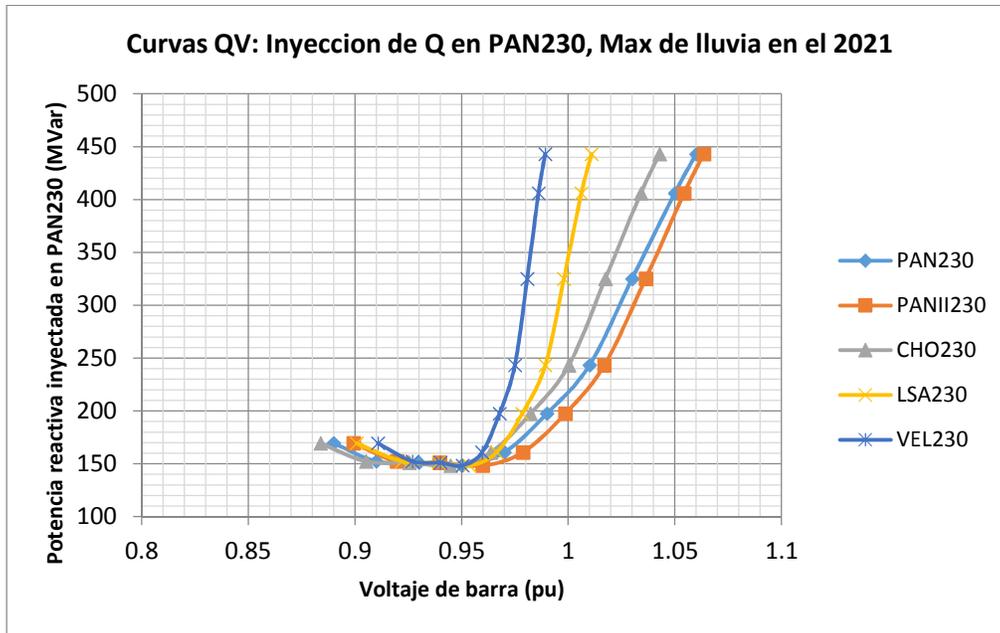


Figura 11: Q inyectada en PAN230, Max de lluvia en el 2021

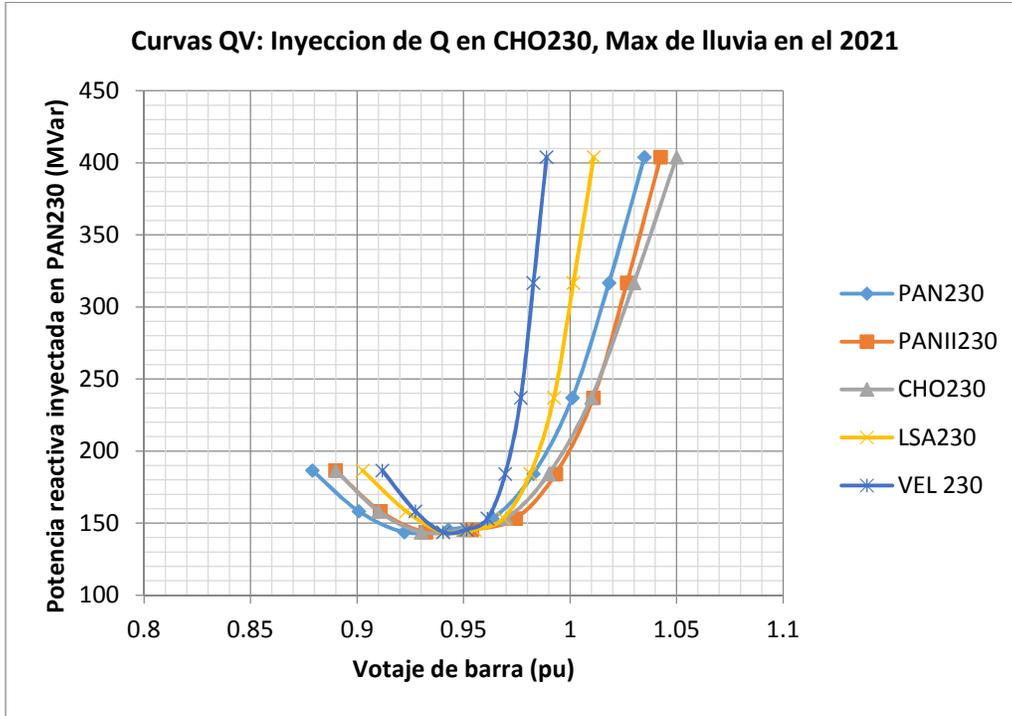


Figura 12: Q inyectada en CHO230, Max de lluvia en el 2021

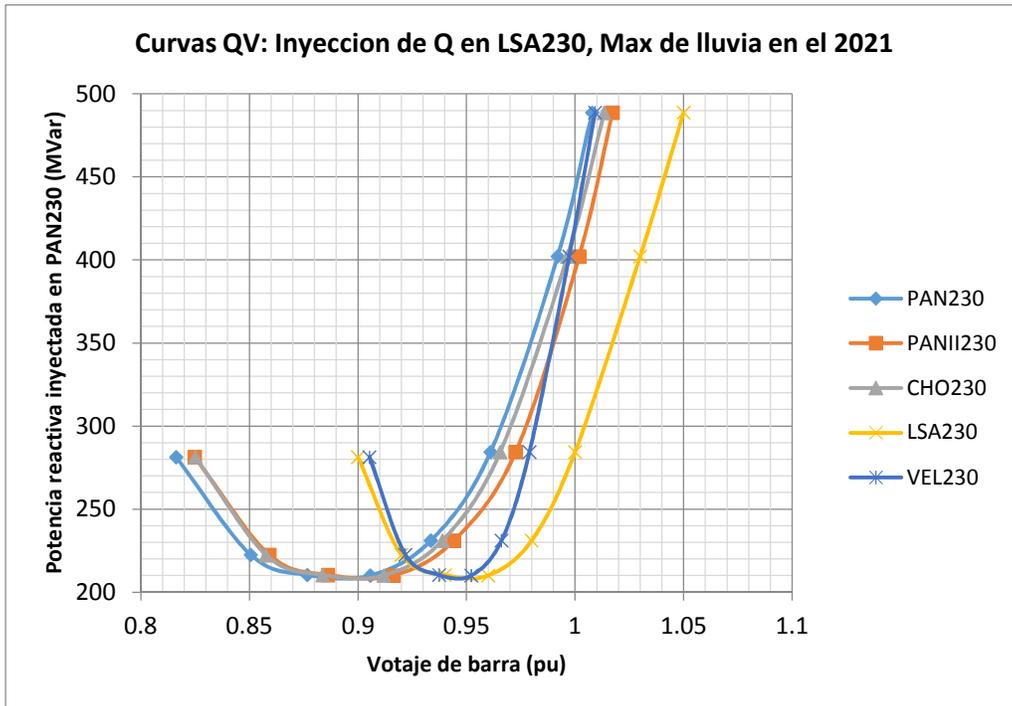


Figura 13: Q inyectada en LSA230, Max de lluvia en el 2021

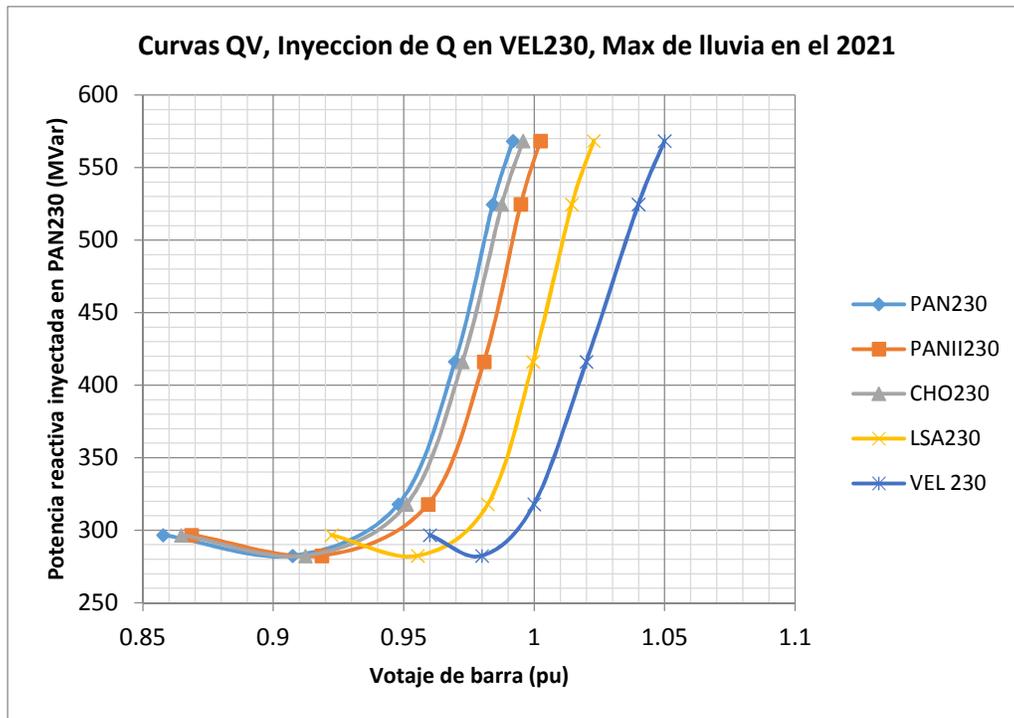


Figura 14: Q inyectada en VEL230, Max de lluvia en el 2021

La Tabla 21 muestra el margen de potencia reactiva basada en curvas QV que se muestran desde la Figura 10 a la Figura 14.

Tabla 21: Margen de potencia reactiva para diferentes localidades basado en el análisis QV

No.	Localidad	Margen de potencia reactiva (MVar)	Voltaje mínimo en cualquiera de las cinco localidades (pu)
1	Panamá II	150	0.93
2	Panamá I	145	0.94
3	Chorrera	145	0.94
4	Llano Sánchez	210	0.88
5	Veladero	280	0.91

Por lo tanto, la compensación de potencia reactiva mínima debe ser mayor que el margen de potencia reactiva mostrado en la Tabla 21 para mantener la estabilidad de voltaje estático y satisfacer criterios de voltaje de operación en régimen permanente si la compensación de potencia reactiva se suministra en un solo lugar. Basado en los resultados anteriores, se puede concluir que Panamá II, Panamá y Chorrera son las ubicaciones más convenientes (teniendo en cuenta la cantidad de demanda de potencia reactiva) para compensación de energía reactiva, teniendo en cuenta solamente la tensión de sistema intacto. Un nivel mucho más alto de compensación de potencia reactiva se requiere en Llano Sánchez o Veladero.

6.4 Esquemas candidatos de compensación

El análisis de contingencia AC se realizó para determinar el requerimiento de compensación mínima en cada una de las cinco localidades que tienen potencial para compensación de energía reactiva. Compensación mínima requerida para condiciones N-0 y N-1 fueron identificadas mediante la observación de la máxima potencia reactiva suministrada por un generador ficticio conectado a la barra de 230 kV en cada ubicación para satisfacer el criterio de operación del sistema en régimen permanente.

La Tabla 22 muestra los resultados de este análisis y las clasificaciones propuestas para el plan de compensación de potencia reactiva asumiendo que cada esquema de potencia reactiva está compuesto de banco de capacitores de derivación mecánicamente conmutada y SVC situado en el mismo lugar. Aunque proporcionando compensación de potencia reactiva en un solo lugar es ineficiente, esto fue hecho para entender la conveniencia de cada localidad para compensación de energía reactiva durante condiciones de pre contingencias y post contingencia.

Tabla 22: Esquema alternativos de potencia reactiva con compensación proporcionada en una localidad

Esquema No.	Localidad de compensación	Compensación mínima (MVar)		Clasificación de dispositivos en derivación (MVar)		Compensación total en derivación (MVar)
		Condición (N-0)	Condición (N-1)	Capacitores en derivación conmutados mecánicamente	SVC	
1	Panamá II	160	350	210	150	360
2	Panamá I	140	325	210	140	350
3	Chorrera	145	320	240	100	340
4	Llano Sánchez	225	450	390	65	455
5	Veladero	375	755	570	190	760

Esquemas de potencia reactiva mostrados en la Tabla 22 fueron basados en los siguientes hechos.

- Total de potencia reactiva suministrada por capacitores y SVC en cada esquema es mayor que la compensación mínima necesaria para la condición N-1 (es decir, para satisfacer criterios de voltaje mínimo de 0.95 pu).
- Cada banco de capacitores mecánicamente conmutado consiste en pasos de 30 MVar.
- La cantidad de capacitores mecánicamente conmutados fue determinada por el límite mínimo establecido por la condición N-0 (es decir, para satisfacer criterios de voltaje mínimo de 0.95 pu) y el límite máximo establecido por el

voltaje más alto de régimen permanente (es decir, que satisfacen los criterios del tensión máxima de 1.05 pu).

- En todos los cinco esquemas, la potencia reactiva suministrada por los capacitores mecánicamente conmutados se maximizó ya que el costo de capacitores mecánicamente conmutados y equipos asociados es mucho más barato que el costo del SVC y equipos asociados.
- La clasificación de potencia reactiva del SVC en el lado de 230 es mostrado en la Tabla 22.

Similar al análisis QV en sección 6.3.2, el análisis anterior también muestra que Panamá II, Panamá y Chorrera son localizaciones más convenientes (en términos de demanda de potencia reactiva total) para la compensación de potencia reactiva considerando solamente condiciones N-0 y N-1 de régimen constante. Llano Sánchez requiere 100 MVar más que los tres primeros lugares y Veladero requiere más de dos veces de potencia reactiva necesaria en los tres primeros lugares.

Análisis PV y PQ realizados en condiciones de sistema intacto indican que el requisito de potencia reactiva adicional tiene una naturaleza más distribuida. Esta, compensación de potencia reactiva puede ser más eficaz y eficiente cuando el soporte de potencia reactiva es proporcionado en más de una localidad. La Tabla 23 muestra esquemas de potencia reactiva donde el soporte de potencia reactiva es proporcionado en más de una localidad.

Tabla 23: Esquema de potencia reactiva propuesto por MHI

Esquema No	Subestaciones (230 kV) seleccionadas para compensación	Compensación mínima (MVar)		Clasificaciones de dispositivos en derivación (MVar)		Compensación en derivación total (MVar)
		Condición (N-0)	Condición (N-1)	Capacitores en derivación conmutados mecánicamente	SVC	
1	Chorrera	50	90	90	0	350
	Panamá I	110	265	150	110	
2	Panamá II	10	95	30	70	380
	Panamá I	130	150	150	0	
	Llano Sánchez	40	125	60	70	
3	Chorrera	50	90	90	0	345
	Panamá I	110	150	150	0	
	Panamá II	0	105	0	105	

El análisis de contingencia AC realizado para los tres esquemas mencionados confirmó que los tres esquemas satisfacen criterios de operación en régimen permanente para condiciones N-0 y N-1. Simulaciones dinámicas realizadas para los tres esquemas también demuestran que el desempeño de recuperación de

tensión de los tres esquemas es muy similar y todos los esquemas satisfacen criterios de operación dinámicos. La Figura 15 muestra los desempeños similares de recuperación de voltaje de los tres esquemas para el caso base máximo de lluvia en el 2021 cuando una falla trifásica a tierra en la barra VEL 230 kV y la falla es despejada 4 ciclos después mediante el disparo de la línea de 230kV de VEL a PANIII. Esta contingencia demostró la demanda más altas de potencia reactiva en simulaciones dinámicas presentadas en la sección 7.3.

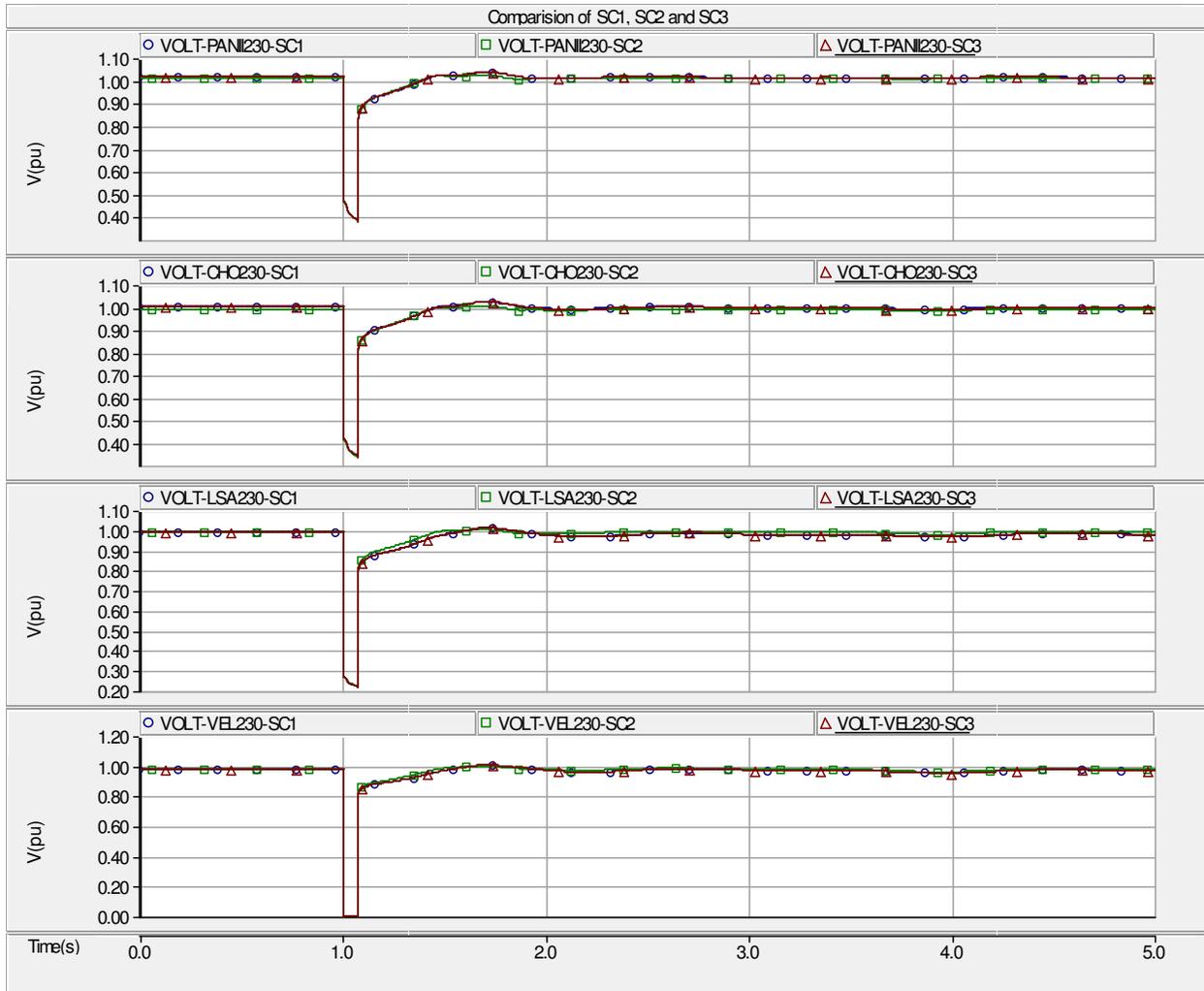


Figura 15: Desempeño de recuperación de voltaje de los tres esquemas para contingencia VEL_PANIII

- Simulaciones dinámicas además revelaron que el SVC (dos SVCs en esquema 2) en cada esquema no es esencial para mantener la estabilidad del sistema y satisfacer criterios de operación dinámica pero proporcionará el soporte de potencia reactiva adicional necesaria en la operación de régimen permanente post contingencia antes que las acciones invocadas por el operador sean tomadas.

- Por lo tanto, la tarea principal del SVC(s) es proporcionar potencia reactiva en régimen permanente post-contingencia antes de que cualquier acción correctiva por el operador del sistema, sea tomada.
- Proporcionar energía reactiva en estado de post-contingencia es importante para mantener el perfil de voltaje del sistema dentro de los criterios de régimen permanente y para mantener la salida de potencia reactiva del generador dentro de los límites del régimen permanente. Esto evitará disparos⁵ innecesarios de generadores (especialmente generadores térmicos⁶) en la ventana de post-contingencia después de una contingencia grave.

⁵ Se asume que las unidades generadoras del sistema de Panamá no tienen limitadores de potencia reactiva instalados. Así, una unidad generadora que exceda su límite de potencia reactiva será disparada mediante el sistema de protección del generador.

⁶ Generadores térmicos pueden dispararse dentro de 1 minutos si la generación de potencia reactiva post-contingencia excede el límite de protección. Generadores hidráulicos típicamente tienen un periodo post-contingencia de ventana mayor antes que la activación de la protección dentro de este periodo el operador puede reducir el punto de ajuste del voltaje del generador para llevar a la salida de potencia reactiva dentro de los límites.

La Figura 16 muestra una comparación de recuperación de voltaje entre el esquema 1 con SVC y los esquemas 1 a 3 con el SVC desconectado.

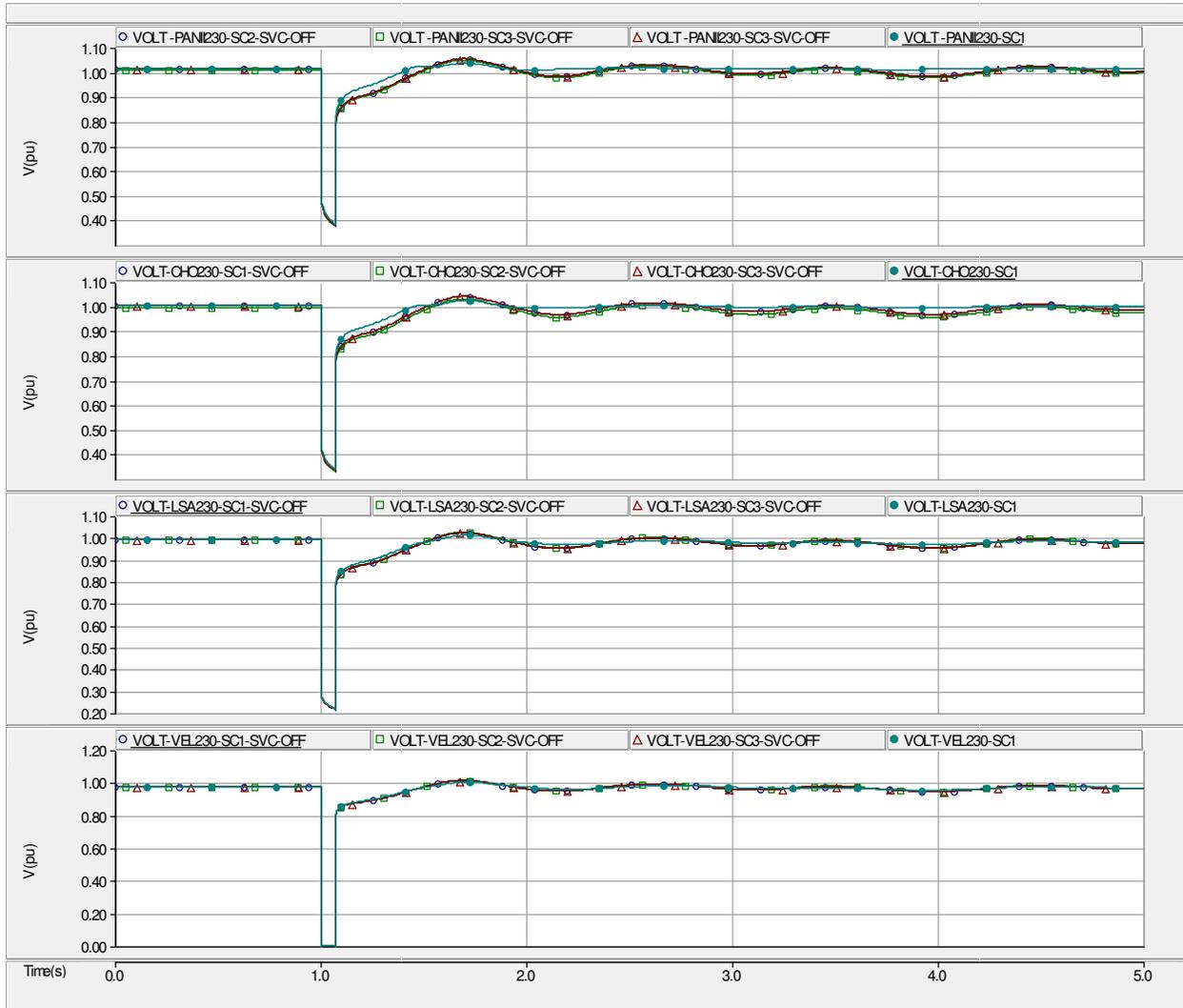


Figura 16: Desempeño de recuperación de voltaje de los tres esquemas con y sin SVCs para la contingencia VEL PANI III

Las formas de onda de la recuperación del voltaje en la Figura 16 son casi idénticas y ningún rechazo de carga fue observado en ninguno de los cuatro casos. Así, puede ser concluido que el SVC no es esencial para la recuperación del voltaje después de una contingencia. Posteriores investigaciones muestran que la potencia reactiva contribuida a través de los generadores compensará aproximadamente la potencia reactiva suministrada por los SVCs. Sin embargo, sin SVC los generadores pueden exceder sus límites de capacidad de potencia reactiva en régimen permanente y por lo tanto consecuentemente unidades generadoras pueden dispararse mediante la activación de la protección térmica de los generadores.

Los tres esquemas de potencia reactiva mostrados en la Tabla 23 fueron presentados a ETESA para comentarios. Después de una cuidadosa revisión de la disponibilidad de terreno en las subestaciones de 230 kV existentes y teniendo en

cuenta su experiencia en el funcionamiento del sistema y la demanda para el futuro, el esquema de compensación de potencia reactiva mostrado en la Tabla 24 fue propuesto conjuntamente por ETESA y MHI.

Tabla 24: Esquema de compensación de potencia reactiva seleccionado para satisfacer los requisitos operativos y acomodar la demanda futura

Esquema No	Localidades de compensación	Compensación mínima (MVar)		Clasificación de los dispositivos en derivación (MVar)		Compensación total en derivación (MVar)
		Condición (N-0)	Condición (N-1)	Capacitores en derivación conmutados mecánicamente	SVC	
4	Panamá II	70	170	60	110	370
	Chorrera	75	90	90	0	
	Llano Sánchez	30	110	0	110	

Las principales características del esquema de potencia reactiva presentado son las siguientes:

1. La compensación de potencia reactiva total es casi la misma que los esquemas presentados en la Tabla 23.
2. El componente SVC del esquema de compensación de potencia reactiva es mucho más alto que los esquemas anteriores. Aunque estudios del sistema no muestran el requisito de dos SVCs en 110 MVar, proporcionará mayor grado de flexibilidad en la operación del sistema. Esto fue solicitado por ETESA en base a su experiencia en el funcionamiento del sistema.
3. El componente de capacitor en derivación de la compensación de potencia reactiva es menor que la compensación de potencia reactiva mínima requerida en el régimen permanente pre-contingencia. Por lo tanto el SVC tendrán una salida significativa de potencia reactiva no cero (cerca de 20% en cada SVC) en operación de régimen permanente durante la condición de carga pico en la temporada de lluvia en el 2021.

La Figura 17 muestra una comparación de desempeño de recuperación del voltaje de cuatro esquemas para la contingencia VEL_PANIII para el caso base máximo de lluvia para el 2021.

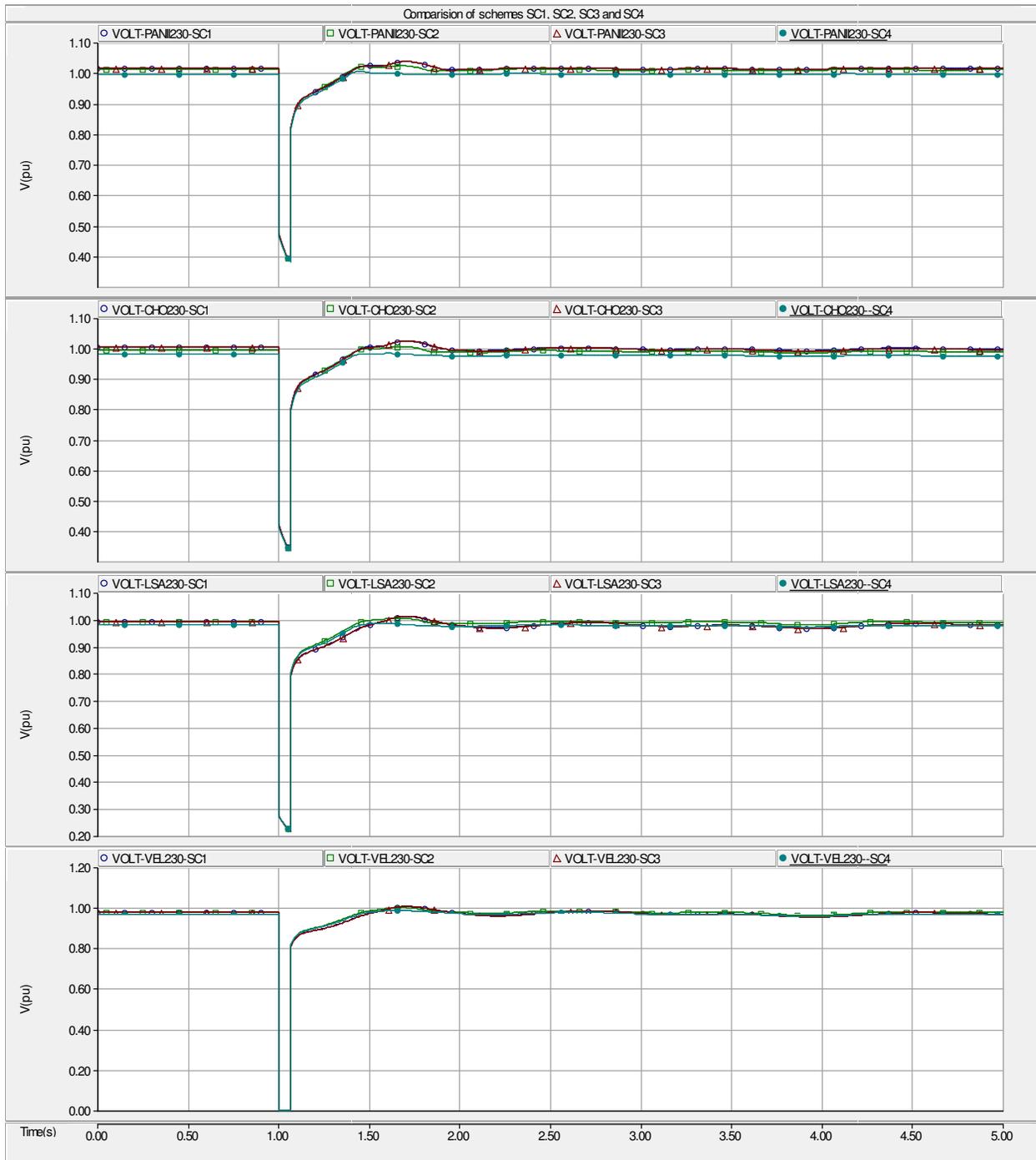


Figura 17: Desempeño de recuperación de voltaje de cuatro esquemas para la contingencia VEL_PANIII

Como es mostrado en la Figura 17, todos los cuatro esquemas muestran un desempeño de recuperación de voltaje muy similar para la peor contingencia VEL_PANIII. Así, puede ser concluido que los cuatro esquemas propuestos arriba

tienen un desempeño casi similar. Sin embargo, el esquema 4 (SC4) fue seleccionado como el esquema más adecuado considerando la disponibilidad de terreno en las subestaciones existentes, la flexibilidad de la operación y las necesidades futuras.

6.5 Tamaño máximo de banco de capacitores

Para determinar los tamaños de capacitores para colocarse en las subestaciones de 230kV de Panamá II y Chorrera se tomaron las siguientes medidas.

Desviaciones de voltaje transitorias y en régimen permanente fueron observadas cuando los capacitores clasificados a 30 MVar y 60 MVar fueron conectados. Ambos SVCs de Panamá II y Llano Sánchez fueron desconectados de manera a que no influyan en la desviación del voltaje durante la conmutación del capacitor. La Tabla 25 muestra las desviaciones de voltaje observadas en la subestación Panamá II y la subestación Chorrera.

Tabla 25 Desviación de voltaje en las barras PANII230 y CHO230 durante la conmutación del capacitor

Caso	Voltaje inicial (pu)	Desviación de voltaje (%)			
		30 MVA		60 MVA	
		Transitorio	Régimen permanente	Transitorio	Régimen permanente
Conmutación de capacitor en la barra de 230 kV de Panamá II					
17DMIN	1.010	1.1	0.6	2.2	1.2
17WMIN	1.017	1.3	0.6	2.7	1.3
17DMAX	1.021	1.1	0.6	2.3	1.2
17WMAX	1.008	1.2	0.6	2.4	1.1
21DMIN	1.010	0.9	0.5	1.8	1.0
21WMIN	1.010	1.0	0.6	2.1	1.1
21DMAX	0.999	0.8	0.4	1.8	0.9
21WMAX	0.993	1.0	0.5	2.0	1.0
Conmutación de capacitor en la barra de 230 kV de Chorrera					
17DMIN	1.013	1.1	0.6	2.2	1.2
17WMIN	1.017	1.2	0.6	2.5	1.2
17DMAX	1.012	1.1	0.6	2.2	1.2
17WMAX	0.993	1.1	0.5	2.2	1.1
21DMIN	1.013	0.9	0.5	1.8	1.1
21WMIN	1.013	1.0	0.6	2.1	1.1
21DMAX	0.992	0.8	0.4	1.7	0.9
21WMAX	0.976	1.0	0.5	2.0	1.1

Como es mostrado in la Tabla 25, desviaciones de voltaje para bancos de capacitores de 60 MVar es aproximadamente el doble de la desviación de voltaje observada cuando un banco de capacitores de 30 MVar es conectado. Las

desviaciones máximas transitorias y en régimen permanente fueron observadas para el caso máximo de lluvia en el 2017 en ambas subestaciones.

En la subestación Panama II de 230 kV, conmutando un banco de capacitores de 30 MVAR resulta en una desviación de voltaje transitoria de 1.3 % y una desviación de voltaje en régimen permanente de 0.6 %. Cuando se conmuta un banco de capacitor de 60 MVAR en la misma localidad, hay una desviación de voltaje transitoria de 2.7 % y una desviación de voltaje en régimen permanente de 1.3 %.

En la subestación Chorrera de 230 kV, conmutando un bando de capacitores de 30 MVAR resulta en una desviación de voltaje transitoria de 1.2 % y una desviación de voltaje en régimen permanente de 0.6 %. Cuando se conmuta un banco de capacitor de 60 MVAR en la misma localidad, hay una desviación de voltaje transitoria de 2.5 % y una desviación de voltaje en régimen permanente de 1.2 %.

La Figura 18 muestra la respuesta de voltaje a la conmutación del capacitor en Panama II y Chorrera mostrando las peores desviaciones de voltaje en el régimen transitorio y en el régimen permanente

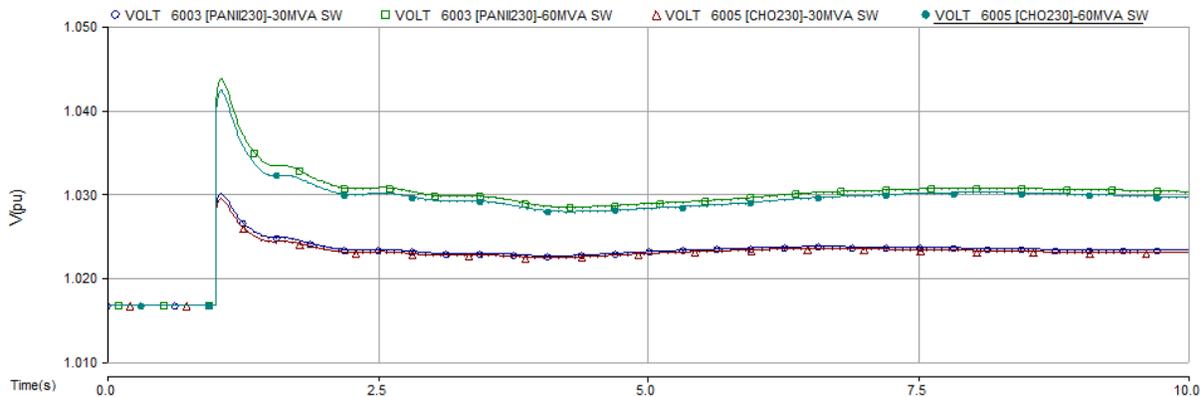


Figura 18 Grafica en CHO230 conmutación de capacitor en CHO230; caso mínimo de lluvia en el 2017

Criterios de evaluación para estudios eléctricos [1] no suministran un criterio específico para las desviaciones de voltaje. Estándares típicos permiten desviaciones de voltaje de aproximadamente 3 %. Ninguno de los bancos de capacitores de 30 MVAR ni el de 60 MVAR viola las desviaciones de 3 % durante su conmutación. Considerando que los bancos de capacitores existentes en el nivel de 230 kV son 30 MVAR y también considerando la flexibilidad operacional, es recomendado que bancos de capacitores de 30 MVAR sean instalados en Panamá II y Chorrera.

6.6 Soporte de potencia reactiva inductiva desde los SVCs

Las subestaciones de 230 kV Llano Sánchez y Panamá II han sido identificadas como posibles localidades para los SVCs para el esquema de potencia reactiva. De manera a identificar la clasificación de potencia reactiva inductiva para los SVCs, el siguiente análisis fue realizado.

- Estudio de energización de línea para líneas de transmisión conectadas a las subestaciones seleccionadas para la instalación de SVC.
- Disparo de reactor y generador (generadores absorbiendo potencia reactiva).

Todos los escenarios de energización de línea estudiados usando los ocho casos base demostraron que el voltaje de extremo remoto de la línea energizada está dentro del criterio⁷ de voltaje de régimen permanente de 1.07 pu. El estudio del disparo de reactor y generador también demuestró que no hay violaciones de voltaje. Así, un rango de potencia reactiva inductiva para los SVCs no es requerido para la operación en régimen permanente.

Sin embargo, es recomendado que cada SVC sea especificado con una capacidad de potencia reactiva inductiva de al menos 30 MVAR para coincidir con el tamaño de los bancos de capacitores en el sistema de 230 kV con una capacidad de 30 MVAR.

⁷ El criterio de voltaje de régimen permanente post-contingencia fue usado para el análisis de energización de línea.

7 Factibilidad y verificación del esquema seleccionado

El análisis presentado en la sección 6 ha identificado el esquema de compensación de potencia reactiva en derivación presentado en la Tabla 26.

Tabla 26: Esquema de compensación de potencia reactiva en derivación para el sistema de Panamá

Localidades de compensación	Clasificación de dispositivos en derivación (MVar)		Compensación total en derivación (MVar)
	Capacitores	SVC	
Panamá II	2x30	110/-30	370/-60
Chorrera	3x30	0	
Llano Sánchez	0	110/-30	

Como se muestra la Tabla 26, los bancos de capacitores en Panamá II (2 x 30 MVar) y Chorrera (3 x 30 MVar) se asumen que están conectados directamente al nivel de 230 kV. Clasificación de potencia reactiva (+ 110/30 MVar) de dos SVCs en Panamá II y Llano Sánchez se asume que es la salida de potencia reactiva medida del lado de 230 kV del transformador de SVC.

7.1 Modelado de SVC en los estudios del sistema

Con el fin de obtener 110 MVar de soporte de potencia reactiva capacitiva del lado de 230 kV, un SVC de 120 MVA y un transformador de 120 MVA con reactancia de fuga de 8% fueron utilizados en el modelo del flujo de potencia. Esto proporcionaría un máximo de 111 MVar en lado de 230 kV del transformador en régimen permanente. En las simulaciones dinámicas, el SVC fue modelado usando el modelo genérico SVC CSVGN4 de PTI. La Tabla 27 muestra los parámetros típicos utilizados para los SVCs en PANII y LSA.

Tabla 27: Parámetros usados para el modelo SVC CSVGN4 en la biblioteca de modelos del PSS/E

Parámetros	Valores
K	250.0
T1	0.00
T2	0.00
T3 (>0)	0.30
T4	0.00
T5	0.03
R MIN (mínimo MVar del reactor)	0.0
V MAX	1.0
V MIN	0.0
C BASE (MVar del capacitor)	120.0
V OV (voltaje de anulación)	0.1

7.2 Análisis de régimen permanente

Esta sección presenta los resultados del análisis de contingencia AC realizado en todos los casos de despacho con el esquema seleccionado para la compensación de potencia reactiva.

7.2.1 Condiciones del sistema intacto

Violación de voltaje

Con la compensación de potencia reactiva propuesta; ninguna violación de tensión de red de alto voltaje (sobre 100kV) fue observada ya sea en condiciones de sistema intacto o única sola contingencia (N-1) en situación post contingencia para todos los casos de despacho.

Sobrecarga térmica

Tablas que contienen sobrecargas térmicas observadas en situaciones de sistema intacto y situaciones N-1 de post-contingencia para todos los casos de despacho en 2017 y 2021 pueden encontrarse en el Apéndice C. Ninguna de estas sobrecargas térmicas, excepto las sobrecargas observadas para casos máximos de lluvia y seco del 2021⁸, se ven afectados por los SVCs y los bancos de capacitores propuestos en este informe.

7.2.2 Condiciones de corte previo

1) Escenarios 2017

Violación de voltaje

Con la compensación de potencia reactiva propuesta, ninguna violación de tensión de red de alto voltaje (sobre 100kV) se observó ya sea en situación de sistema intacto o situación de post-contingencia de simple contingencia (N-1) para los todos los casos de corte previo del 2017.

⁸ Casos máximos de lluvia y seco del 2021 no pudieron ser simulados en el simulador de flujo de potencia sin soporte de potencia reactiva adicional. De esta manera, no es posible confirmar sobrecargas térmicas observadas para estos dos casos si son influenciadas por el esquema de potencia reactiva propuesto sin estudios adicionales.

Sobrecarga térmica

Tablas que contienen sobrecargas térmicas observadas en situación de sistema intacto y situación post-contingencia N-1 para todos los casos de corte previo del 2017 pueden encontrarse en el Apéndice C.

2) Escenarios 2021

Violación de voltaje

Con la compensación de potencia reactiva propuesta; ninguna violación de tensión de red de alto voltaje (sobre 100kV) se observó en la situación de sistema intacto (N-0) para todos los casos de corte previo en 2021. Todos los casos de corte previo derivados del caso máxima seco del 2021 (21 Dry Max) no tienen ni violaciones de voltaje o ni soluciones de redes de no convergencia post-contingencia.

Casos de interrupción previa presentados en la Tabla 28 correspondiente al caso Max de lluvia 2021 tiene violaciones de voltaje y solución de red de no convergencia después de contingencias N-1. Caso corte previo VEL-PANIII tiene los problemas más graves. Estas soluciones de red de no-convergencia son resultados de depresión severa de voltaje post contingencia en VEL, LSA.

Análisis posteriores confirmaron que esas soluciones de red de no-convergencia y violaciones de tensión pueden eliminarse mediante la reducción de la transferencia de oeste a este (es decir mediante el re-despacho de la generación de oeste a este) en todos los escenarios de carga previa máxima de lluvia 21 como se muestra en la Tabla 28.

Tabla 28: Reducción mínima de transferencia de potencia de oeste a este durante cortes previos

No.	Corte previo de una sola línea de 230 kV	Reducción requerida en la transferencia de potencia de oeste a este para cortes previos críticos (MW)	Transferencia máxima de potencia de oeste a este para cortes previos críticos (MW)
1	ECO-PANIII	60	1145
2	GUA-VEL	60	1145
3	LSA-CHO	60	1145
4	LSA-EHI	20	1185
6	LSA-SBA	20	1185
7	LSA-VEL-1	40	1165
8	LSA-VEL-5A	20	1185
9	MDN-VEL	20	1185
10	VEL-DOM	40	1165
11	VEL-PANIII	80	1125
12	SVC1	40	1165
13	SVC2	60	1145

Sobrecarga térmica

Tablas que contienen sobrecargas térmicas observadas en situación de sistema intacto y situación de post-contingencia N-1 para todos los casos de corte previo del 2021 pueden encontrarse en el Apéndice C.

7.3 Simulaciones dinámicas

El análisis de estabilidad dinámica se realizó para verificar el esquema de compensación de potencia reactiva propuesto que incluye dos SVCs. Veintitrés perturbaciones dinámicas que representan las condiciones N-1 fueron creadas para representar las peores situaciones posibles. Detalles de contingencias dinámicas son presentados en la Tabla 29.

Tabla 29: Contingencias dinámicas

No	Nombre de la contingencia	Ubicación de la falla		Duración de la falla (Ciclos)	Elemento disparado				
		Nombre	#		Barra 1		Barras 2&3		ID
					Nombre	#	Nombre	#	
1	VEL_PANIII	VEL230	6182	4	VEL230	6182	PANIII230	6471	1
2	PANIII_VEL	PANIII230	6471	4	VEL230	6182	PANIII230	6471	1
3	VEL_PANIID	VEL230	6182	8*	VEL230	6182	PANIII230	6471	1
4	PANIII_VELD	PANIII230	6471	8*	VEL230	6182	PANIII230	6471	1
5	VEL_LSA	VEL230	6182	4	VEL230	6182	LSA230	6008	2
6	MDN_VEL	MDN230	6011	4	MDN230	6011	VEL230	6182	5B
7	LSA_EHIG	EHIG230	6240	4	LSA230	6008	EHIG230	6240	4C
8	LSA_CHO	LSA230	6008	4	LSA230	6008	CHO230	6005	2
9	GUA_VEL	GUA230	6179	4	GUA230	6179	VEL230	6182	16
10	ECO_PANIII	ECO230	6430	4	ECO230	6430	PANIII230	6471	3B
11	DOM_VEL	VEL230	6182	4	DOM230	6182	VEL230	6690	5A
12	CHO_LSA	CHO230	6005	4	CHO230	6005	LSA230	6008	2
13	SFR_CBA	CBA115	6230	6	SFR115	6040	CBA115	6230	41
14	ACCGNL_G1_TRIP	CCGNL250A	6415	4	A-CCGNL1G1	6416	-	-	G1
15	PRI_G1_TRIP	PRI230	6412	4	PRIG1	6413	-	-	G1
16	CBN_G1_TRIP	CBN115	6370	6	CBNG1	6371	-	-	G1
17	SVC1_trip	PANIII230	6471	4	SVC1	6998	-	-	C1
18	SVC2_trip	LSA230	6008	4	SVC2	6999	-	-	C1
19	LM_G1_2_3_TRIP	LM2115	6060	6	BLMG4	6073	BLMG3	6072	G1,G2,G3
							BLMG2	6071	
20	3WTF_LAL	LAL230	6450	4	LAL230	6450	LAL115	6451	T1
							LAL13.8	6452	
21	3WTF_LSA115	LSA115	6009	6	LSA230	6008	LSA115	6009	T1
							LSA34	6010	
22	3WTF_PAN115	PAN115	6002	6	PAN230	6001	PAN115	6002	T1
							PAN13T1	6082	
23	3WTF_SBA	SBA230	6760	4	SBA230	6760	SBA115	6761	T1
							SBA34.5	6762	

* Con el fin de comprobar la sensibilidad para el despeje de tiempo, dos contingencias ficticias fueron creadas con retraso de despeje de tiempo de 8 ciclos además se asume el tiempo de despeje normal de 4 ciclos para la red de 230 kV [1].

Disparo de la línea de 230 kV de VEL a PANIII para despejar una falla en la barra de 230 kV de VEL fue identificado como la peor contingencia en simulaciones dinámicas para casos de 2021. La segunda peor contingencia fue disparar la misma línea para despejar una falla en la barra VEL 230 kV. Estas contingencias reducen la falla en VEL o PANIII para los casos de 2017 ya que la línea de VEL a PANIII no está disponible en el año 2017. Contingencias de disparo de generador LM_G1_2_3_TRIP y CBN_G1_TRIP fue identificado como la próxima peor contingencia después de las contingencias VEL-PANIII y PANIII-VEL.

7.3.1 Condiciones de sistema intacto

Se realizaron simulaciones dinámicas para todos los 8 casos base y todas las 23 contingencias. Resultados verificaron que el sistema de mantiene estabilidad mientras satisface criterios operacionales dinámicos [1] cuando el esquema de compensación de potencia reactiva propuesto está en servicio. La Figura 19 muestra el voltaje y la salida de potencia reactiva del SVC en PANII y LSA para la peor contingencia VEL_PANII y la segunda peor contingencia PANIII-VEL.

Esquema de compensación de potencia reactiva para el sistema de potencia de Panamá

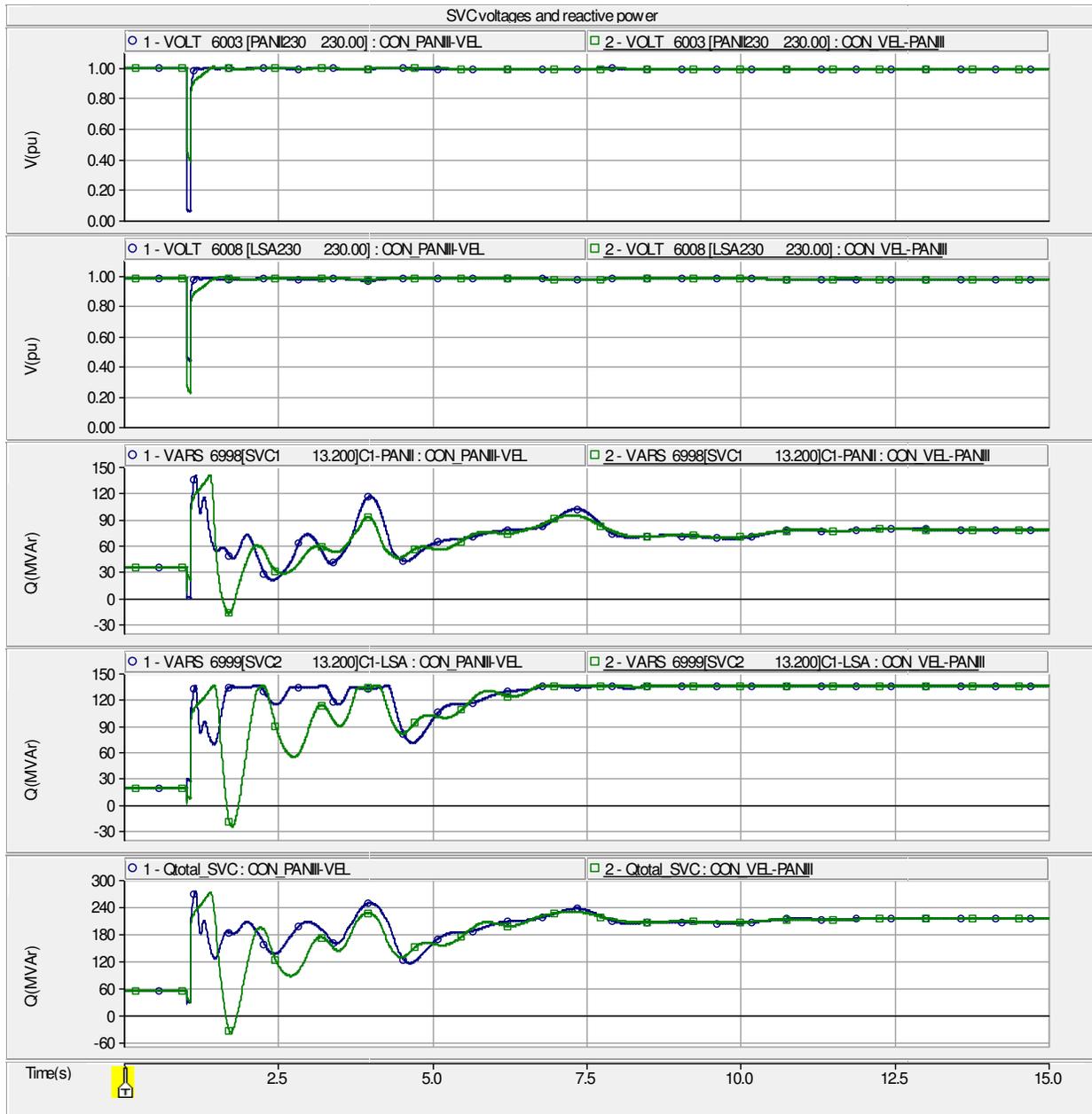


Figura 19: Voltaje en las barras de 230 kV de PANII y LSA 230 y salida de potencia reactiva de dos SVCs para las contingencias de VEL-PAN y PAN-VEL.

Como se muestra la Figura 19, las tensiones en PANII y VEL se recuperan a los valores pre contingencia dentro de pocos ciclos después de que la falla se despeja. Recuperación de voltaje para la contingencia VEL-PANII tiene un ligero retraso con respecto a la contingencia PANIII-VEL. Salida de potencia reactiva de cada SVC demuestra que ambos SVCs alcanzaron su capacidad máxima potencia reactiva en la recuperación de la tensión y el SVC en VEL (SVC2) estabiliza su salida en el límite máximo de potencia reactiva. El SVC en la salida de PANII (SVC1) se estabiliza aproximadamente a 80 MVAR. LA salida de ambos SVCs tienen respuesta oscilatoria durante pocos segundos como las oscilaciones de potencia observadas durante la recuperación de falla impacta el perfil de tensión de la red de 230 kV y

ambos SVCs están ajustando su potencia reactiva para mantener la tensión en las barras de 230.

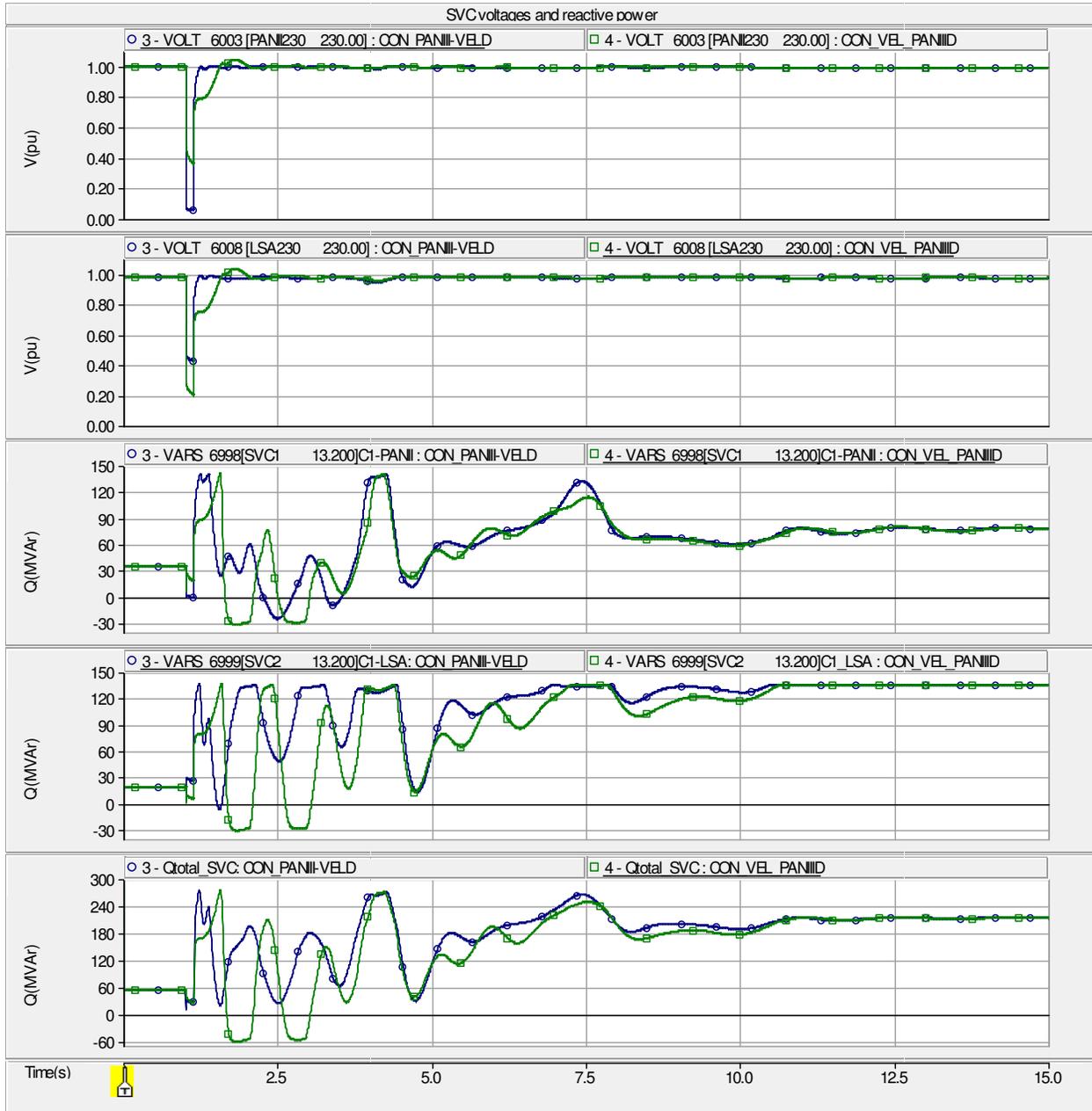


Figura 20: Voltaje en las barras de 230 kV en PANII y LSA y salida de potencia reactiva de dos SVCs para las contingencias de VEL-PAN y PAN-VEL- Despeje de falla demorado de 8 ciclos

La Figura 20 muestra información similar a la Figura 19 pero para despeje de falla demorado (es decir, 8 ciclos) para las contingencias VEL-PANIII y PANIII-VEL. El sistema se recupera de la peor falla con despeje de falla demorado mientras mantiene la estabilidad del sistema y satisface los criterios de operación dinámicos.

Ninguna operación del relé de baja tensión o baja frecuencia fue observada durante el despeje de falla normal o despeje demorado para las contingencias de VEL-PANIII y PANIII-VEL.

Durante la recuperación de falla, salidas de potencia reactiva de las unidades generadoras en el sistema de Panamá contribuyen a establecer la tensión del sistema. Contribución de la salida de potencia reactiva de los generadores es tal que sistema puede pasar por todas las fallas presentadas en la Tabla 29 sin ambos SVCs en PANII y LSA. La mayoría de estas unidades generadoras proporcionan una salida de potencia reactiva transitoria más allá de sus límites de potencia reactiva de régimen permanente y se estabiliza a un valor de régimen permanente que no viola el límite de potencia reactiva en régimen permanente del generador.

Sin embargo, algunos generadores podrían violar el límite de potencia reactiva de régimen permanente y una acción invocada por el operador es necesaria para reducir el punto de ajuste de tensión en ausencia de limitadores de potencia reactiva instalados en los generadores. La Tabla 30 muestra la suma total de salida de potencia reactiva por encima del límite de potencia reactiva de régimen permanente en condición post-contingencia en régimen permanente.

Tabla 30: Suma de la salida de potencia reactiva del generador sobre el límite de potencia reactiva

Caso	Contingencia	Generación de potencia reactiva por encima del límite de potencia reactiva del generador (MVar)	
		Con SVC	Sin SVC
P_21WMAX	VEL_PANIII	22	89*
	PANIII_VEL	22	89*
P_21DMAX	VEL_PANIII	27	31
	PANIII_VEL	27	31

*Casos de máxima de lluvia del 2021 tienen dos SVCs despachando aproximadamente 50 MVar en condición de régimen permanente. Cuando son simulados los casos sin SVCs, un capacitor fijo artificial igual a salida del SVC fue conectado a la ubicación del SVC en régimen permanente en pre-contingencia.

Los resultados presentados en la Tabla 30 muestran claramente que la salida del generador excediendo su límite de régimen permanente es mayor cuando los SVCs no están en servicio. Como resultado de las acciones invocadas por el operador, la salida de potencia reactiva del generador será traída de vuelta a sus límites de régimen permanente. Cuando esto sucede, los SVCs tienen que proporcionar una cantidad adicional de potencia reactiva para compensar la reducción en la salida de potencia reactiva del generador. Por ejemplo, SVC1 en PANII tiene sólo 80 MVar de salida para las contingencias de VEL_PANIII y PANIII-VEL, los resultados se muestran en la Figura 19 y la Figura 20. Cuando la salida de la potencia reactiva de los generadores se redujo para respetar los límites de potencia reactiva, un total de 22 MVar es reducido. Esta cantidad es aproximadamente suministrada por el SVC

en PANII y la salida del SVC se incrementará a 110 MVAR como se muestra en el flujo de potencia de régimen permanente post-contingencia.

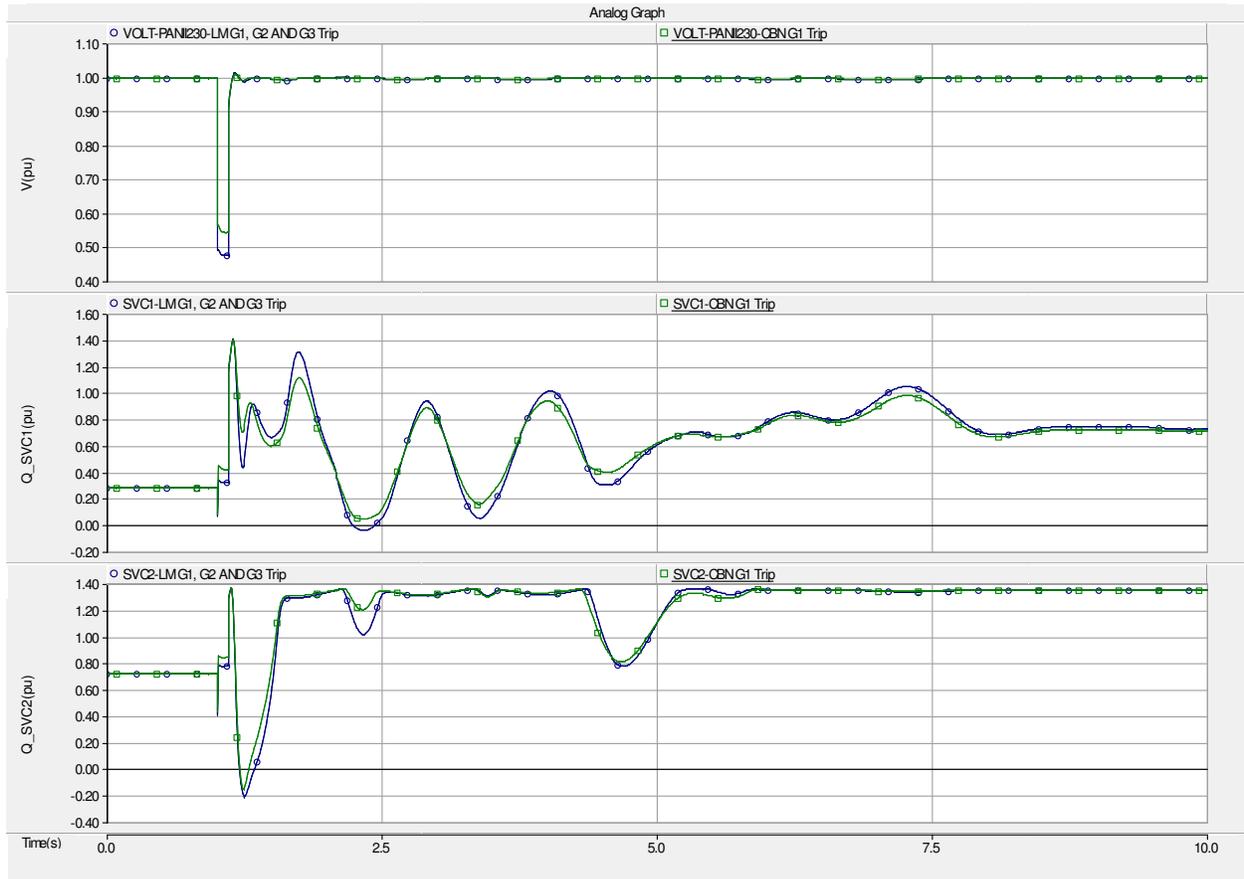
Si la salida de potencia reactiva del generador excede el límite de régimen permanente, generadores térmicos tienen típicamente alrededor de 1 minuto para reducir el punto de ajuste del voltaje del generador. Este tiempo puede no ser suficiente para la acción invocada por el operador y el generador puede ser disparado. Normalmente los generadores hidráulicos tienen varios minutos antes de que se disparen por protección del generador y generadores eólicos tipo 3 suelen tener controladores lentos para reducir la salida de potencia reactiva. El Apéndice E muestra una lista de generadores que podrían estabilizarse a 120% por encima del límite de potencia reactiva de régimen permanente.

7.3.2 Condiciones de corte previo

Corte previo 21WMAX_VEL_PANIII fue identificado como el peor escenario de corte previo en análisis de contingencia AC. Durante el corte de VEL_PANIII, disparo de planta LM_G1_G2_G3_TRIP o disparo de unidad CBN_G1_TRIP crea una situación grave que requiere soporte de potencia reactiva más allá del esquema de compensación de potencia reactiva propuesto⁹. Por lo tanto, como fue explicado anteriormente y presentado en la Tabla 28, el re-despacho de 80 MW de oeste a este fue requerido para lograr el cumplimiento de N-1. Esto fue verificado dinámicamente aplicando las dos perturbaciones mencionadas al caso de corte previo 21WMAX_VEL_PANIII re-despachado (80 MW).

⁹ El esquema de potencia reactiva propuesto asume el despacho de generación durante las condiciones de corte previo.

Figura 21-Recuperación de voltaje y suministro de VAR a través de los SVCs después del disparo de LM_G1_G2_G3_TRIP y el disparo de CBN_G1_TRIP para el corte previo 21WMAX_VEL_PANIII (re-despachado)



7.3.3 Estabilidad oscilatoria

Simulación dinámica realizada con el esquema de compensación de potencia reactiva demostró que el sistema puede mantener voltaje transitorio y estabilidad oscilatoria después de someterse a 23 contingencias severas presentadas en la Tabla 29.

Sin embargo, se observó una oscilación de potencia estable cuando el sistema se está recuperando de la contingencia VEL-PANIII. La Figura 22 muestra la exportación de potencia neta al resto del sistema, transferencia de potencia del oeste al este a través de VEL, transferencia de potencia en la línea GUA (6179) a VEL (6182) y transferencia de potencia en la línea de VEL (6182) a LSA (6008).

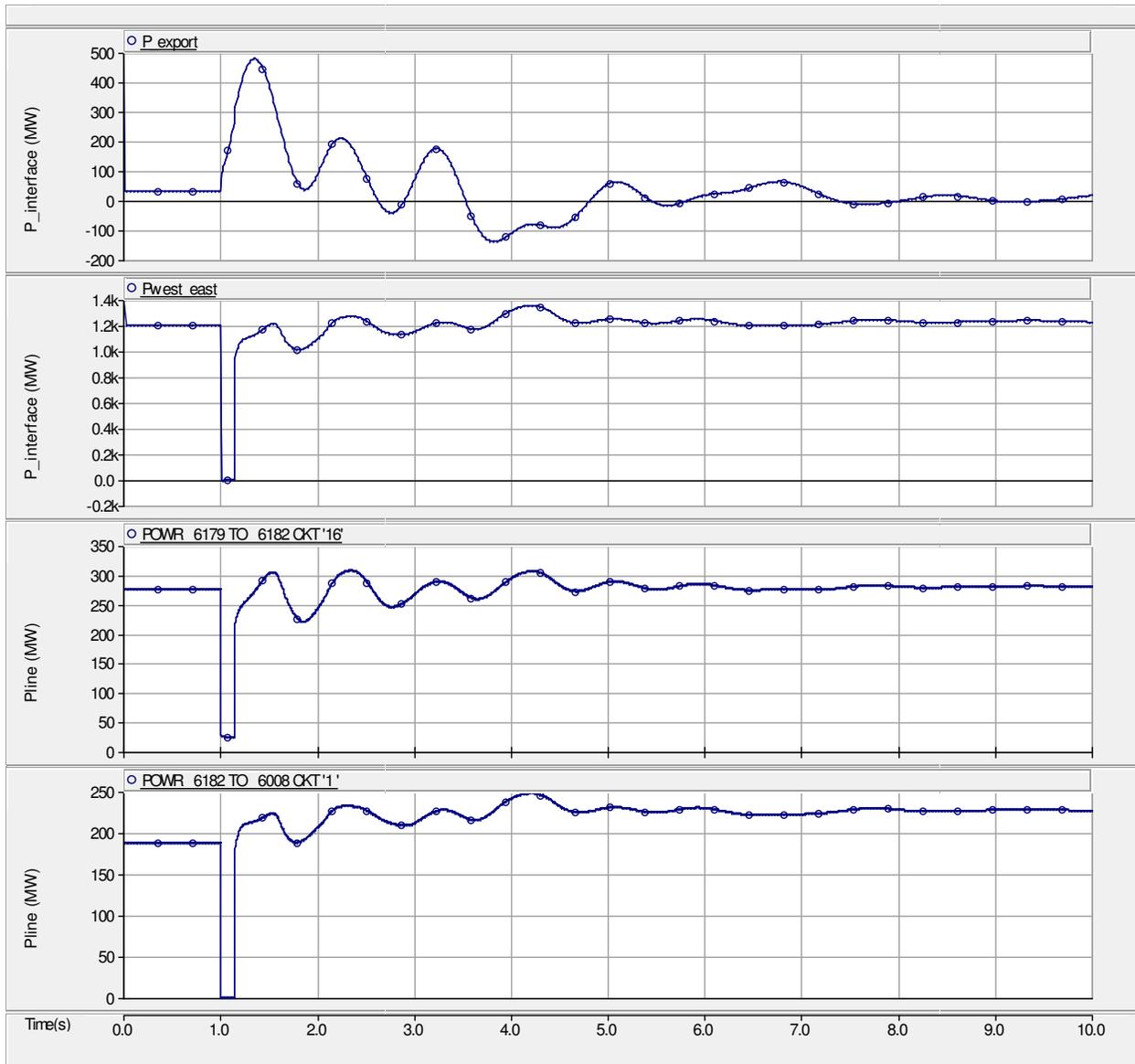


Figura 22: Oscilación de potencia observada durante la recuperación de la contingencia VEL_PANIII para la condición máxima de lluvia del 2021

Como se muestra la Figura 22, durante la falla, la potencia generada en el lado oeste del sistema empujado al sistema vecino de Costa Rica y después de la falla se despeja, los niveles de transferencia de potencia se estabilizan aproximadamente iguales a los niveles de potencia pre-contingencia. Oscilación estable de potencia se produce cuando la transferencia de potencia está llegando a sus valores de régimen permanente después del despeje de la falla.

La herramienta de análisis Prony disponible en el software PSS/E fue utilizada para analizar los componentes del modelo en transferencia de potencia en línea de GUA (6179) a VEL (6182). La Tabla 31 muestra los componentes dominantes de la oscilación de potencia identificados a través del análisis Prony.

Tabla 31: Resultado del análisis Prony

Componente No.	Eigenvalue (valores propios)		Observaciones
	Real	Imaginario	
1	-0.00306	-	Componente DC transitorio
2	-0.36	6.57	1.0 Hz
3	-0.54	2.65	0.4 Hz

Basado en el análisis Prony, la oscilación de potencia en la línea de GUA (6179) a VEL (6182) tiene tres componentes, componentes oscilatorios de 1.0 Hz y 0.4 Hz y componente DC transitorio. Ambos componentes oscilatorios tienen coeficientes de amortiguación suficientes dados por la parte real negativa de los valores propios (eigenvalues) de cada componente. Ya que los componentes oscilatorios tienen suficiente amortiguación, la oscilación de potencia es estable.

La Figura 23 muestra la comparación de potencia de línea obtenida de la salida de la simulación dinámica y reconstrucción de señal basada en componentes de análisis Prony. Coincidencias cercanas entre las dos señales muestran que la estimación del análisis Prony está correcta.

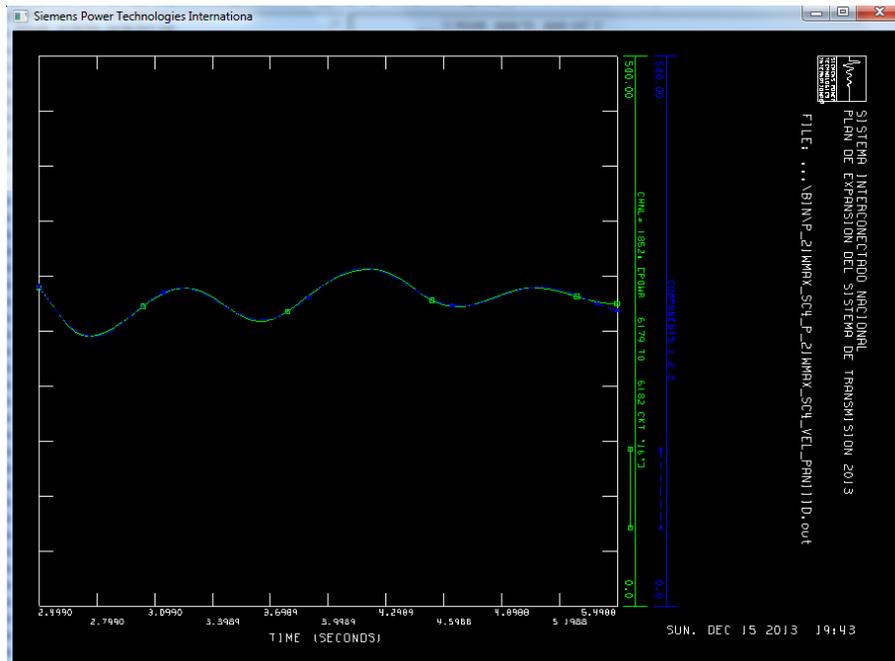


Figura 23: Comparación de potencia de línea obtenida de la simulación dinámica y reconstrucción de señal basado en componentes del análisis Prony mostrados en la Tabla 31

7.4 Escenarios de importación y exportación

Casos base estudiados previamente asumen intercambio limitado de potencia activa con la vecina Costa Rica. Con el fin de identificar los efectos adversos de las altas importaciones y exportaciones a Costa Rica en sistema de Panamá con compensación de potencia reactiva, también se estudiaron dos casos que representan altas importaciones y altas importaciones. La Tabla 32 muestra los detalles de estos casos de intercambio elevado junto con los casos de Max de lluvia del 2017 y del 2021.

Tabla 32: Detalles de caso de intercambio alto

Caso	Carga total (MW)	Generación total (MW)	Transferencia de potencia de oeste a este (MW)	Intercambio de potencia (MW)
2017WMAX	1998	2122	1036	0
2017PE-ModMax-Llu-Exp205MW	1998	2307	937	-205
2021WMAX	2470	2657	1208	-30
2021PE-ModMax-Sec-Imp150MW	2470	2444	1048	150

En la Tabla 32, las importaciones de potencia de Costa Rica han marcado como positivo.

7.4.1 Análisis de régimen permanente

Se realizaron análisis de contingencia AC para los casos de importación/exportación proporcionados.

Violación de voltaje:

Con la compensación de potencia reactiva propuesta; ninguna violación de tensión a nivel de alto voltaje (sobre 100kV) se observa ya sea en situación de sistema intacto o situación post-contingencia de una sola contingencia (N-1) para ambos casos de exportación/importación.

Sobrecarga térmica:

Tablas que contienen sobrecargas térmicas observadas en situación de sistema intacto y situación post-contingencia N-1 para dos casos de intercambio pueden encontrarse en el Apéndice C.

7.4.2 Estudio dinámico

Ningún problema fue observado en el comportamiento dinámico tanto en casos de importación como en casos de exportación.

7.5 Margen de potencia reactiva

El último paso del diseño del esquema de compensación de potencia reactiva para el sistema de Panamá es identificar el margen de potencia reactiva del esquema seleccionado y revisar las clasificaciones de los SVCs y los bancos de capacitores, si es necesario.

La Figura 24 y la Figura 25 muestran que la tensión en PANII y LSA cuando la transferencia de oeste a este varía de valor (908 MW) de máximo seco 2021 al valor (1205 MW) de máximo de lluvia 2021 y hasta 1308 MW con y sin compensación de potencia reactiva adicional y también cuando un SVC está fuera de servicio.

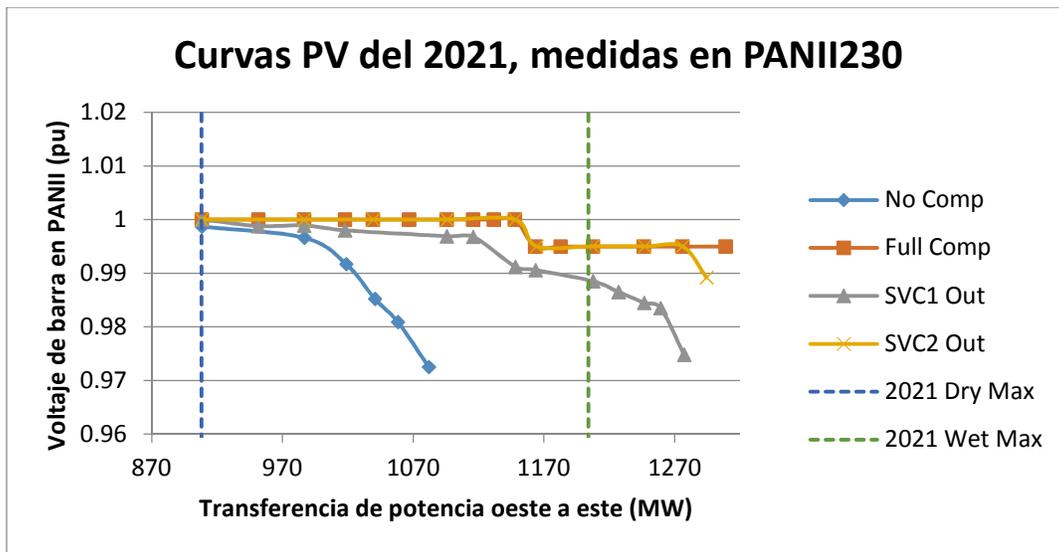


Figura 24: Curvas PV del 2021 PV para diferentes valores de compensación de potencia reactiva, medidos en PAN230

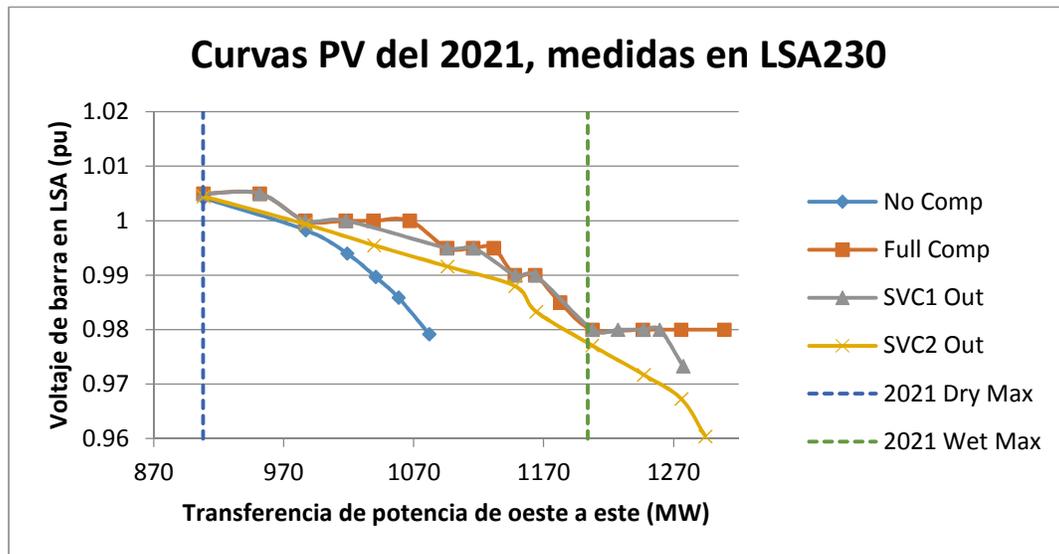


Figura 25: Curvas PV del 2021 PV para diferentes valores de compensación de potencia reactiva, medidos en LSA230

La Figura 24 y la Figura 25 muestra claramente que cuando el esquema completo de potencia reactiva está disponible (dos SVCs y bancos de capacitores), podrá regularse los valores de ajustes del voltaje en PANII y LSA hasta 1308 MW. Así, el esquema de compensación de potencia reactiva seleccionado proporciona un margen de transferencia de potencia adicional de 103 MW sobre la transferencia de potencia de 1205 MW de máxima de lluvia en el 2021.

Voltajes con plena compensación muestran una forma lineal porque los puntos de ajuste de tensión del SVC cambian cuando cambia el despacho de generación de la condición max seco a la condición máxima de lluvia. Cuando un SVC está fuera de servicio (SVC1 está en PANII y SVC2 en LSA), recursos de potencia reactiva restantes pueden soportar más de 1270 MW¹⁰ de transferencia de potencia de oeste a este a este.

La Figura 26 muestra las curvas PV cuando se disparó la línea VEL-PANIII. Cinco curvas PV de voltajes correspondientes a 5 subestaciones de 230 kV de VEL a PANII.

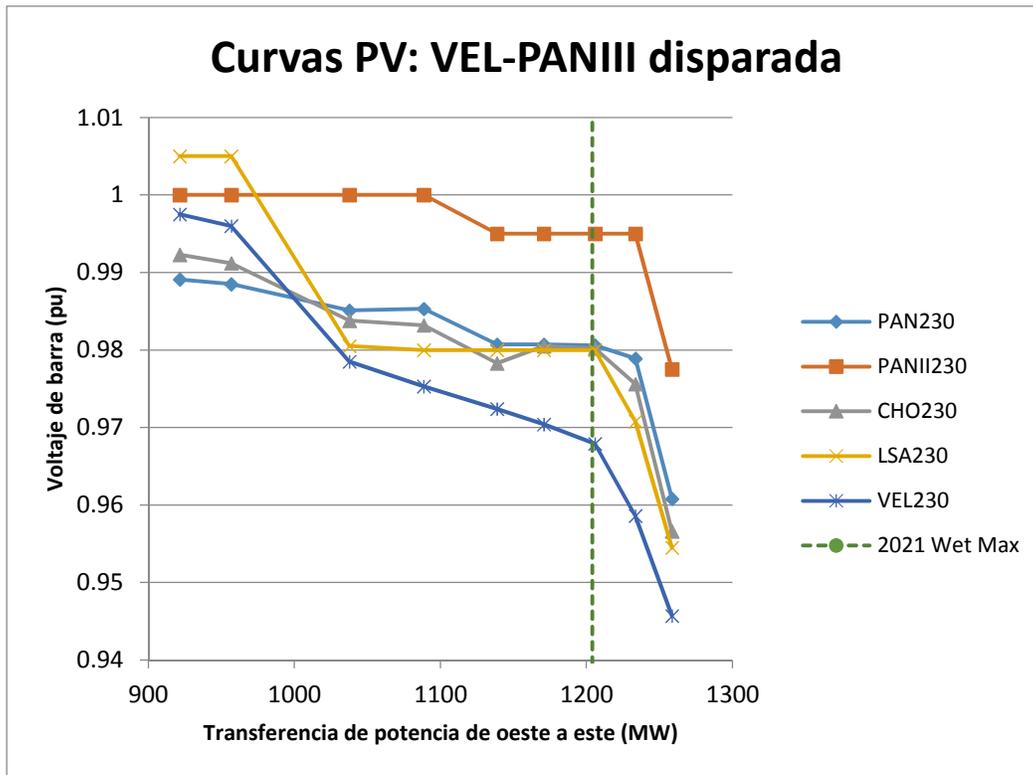


Figura 26: Curva PV cuando la línea VEL-PANIII de 230 kV es disparada

Según se muestra en las curvas PV de la Figura 26, un brusco descenso voltaje del sistema de 230 kV puede observarse cuando la transferencia de potencia aumenta desde 1235 MW a 1255 MW. Esto demuestra que el punto crítico que indica inestabilidad de voltaje estático podría ocurrir después de 1255 MW. Por lo tanto,

¹⁰ Sin embargo, los resultados presentados en la Tabla 28 recomiendan la reducción de transferencia de oeste a este cuando un SVC está fuera de servicio.

hay al menos un margen de transferencia de potencia disponible de 50 MW más allá del nivel de transferencia de potencia de max de lluvia en el 2021.

Curvas QV obtenidas en las localidades de compensación de potencia reactiva podrían mostrar el margen de potencia reactiva en cada ubicación. La Tabla 33 muestra las condiciones bajo las cuales cada curva QV fue obtenida.

Tabla 33: Condiciones para curvas QV

Ubicación de curva QV	Compensación de potencia reactiva (MVar)		
	PANII	CHO	LSA
PANII	SVC de 110 MVar y capacitores 2x30 MVar están fuera de servicio	Bancos de capacitores 3x30 MVar en servicio	SVC de 110 MVar en su salida máxima (esto es 110 MVar)
CHO	SVC de 110 MVar SVC en su salida máxima y capacitores 2x30 MVar en servicio	Bancos de capacitores 3x30 MVar fuera de servicio	SVC de 110 MVar en su salida máxima (esto es 110 MVar)
LSA	SVC de 110 MVar en su salida máxima y capacitores 2x30 MVar están en servicio	Banco de capacitor 3x30 MVar en servicio	SVC de 110 MVar está fuera de servicio

La Figura 27, la Figura 28 y la Figura 29 muestran las curvas QV en PANII, CHO y LSA cuando se disparó la línea VEL-PANIII. En cada figura, curvas QV para características del sistema y curva QV para características del capacitor (en verde) son mostradas. En cada caso, se supone que los SVCs están en su límite máximo de potencia reactiva y por lo tanto, se comportan como un capacitor.

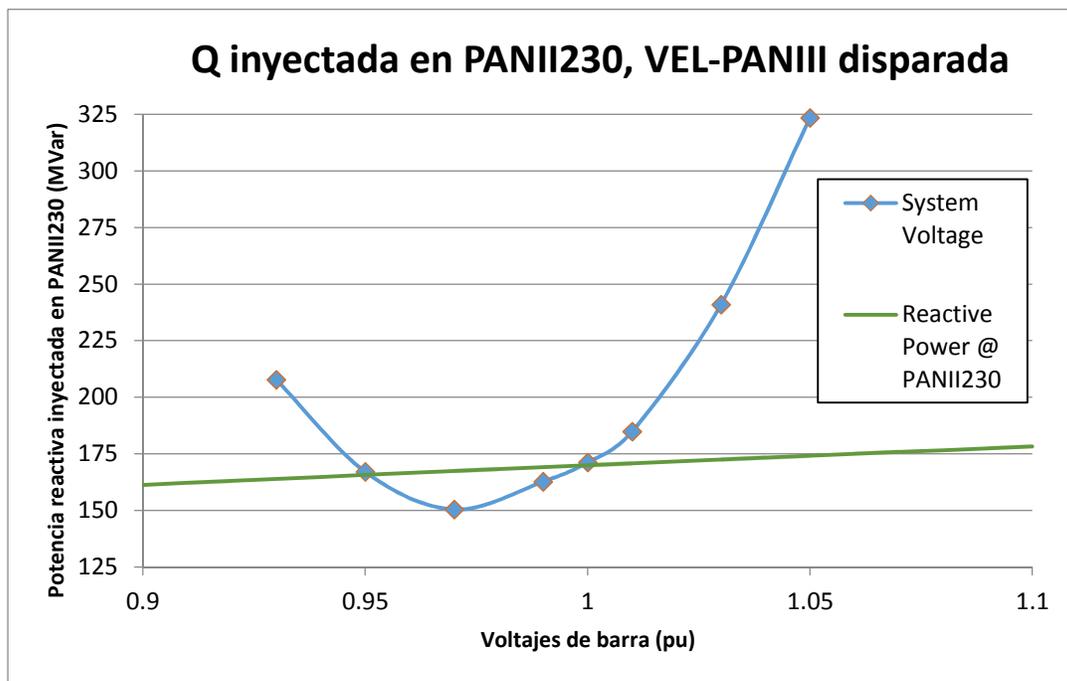


Figura 27: Curva QV en PANII cuando la línea VEL_PANIII es disparada: con compensación seleccionada



Potencia reactiva suministrada por el esquema de compensación en PANII muestra un margen de aproximadamente 17 MVar sobre el requisito mínimo de 150 MVar.

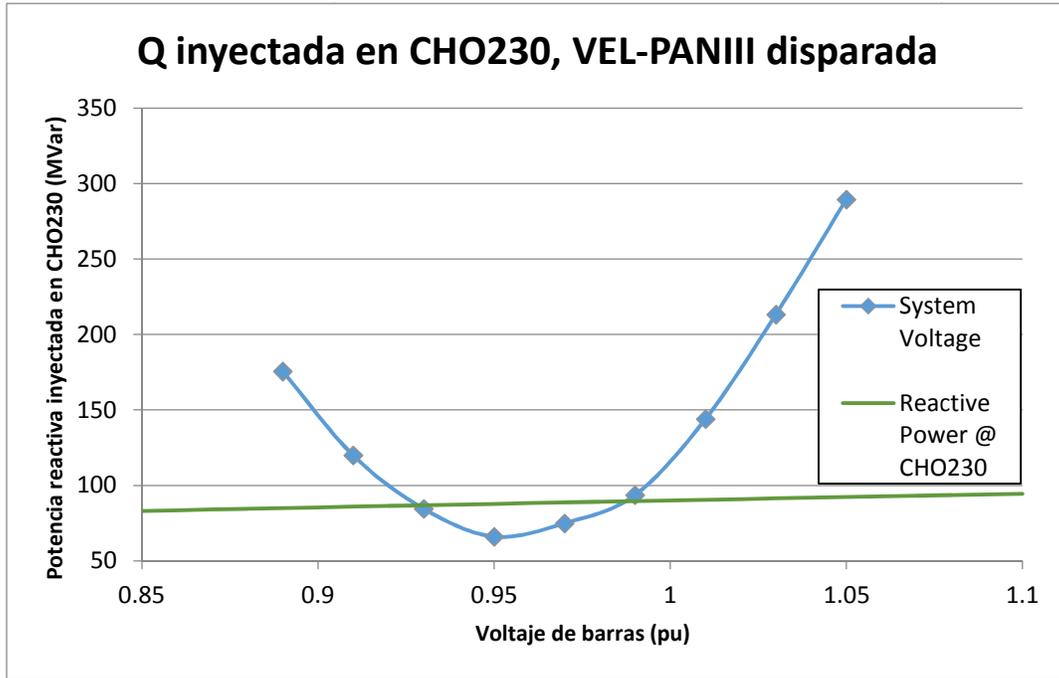


Figura 28: Curva QV en CHO cuando la línea VEL_PANIII es disparada: con compensación seleccionada

Potencia reactiva suministrada por el esquema de compensación en CHO muestra un margen de aproximadamente 21 MVar sobre el requisito mínimo de 66 MVar.

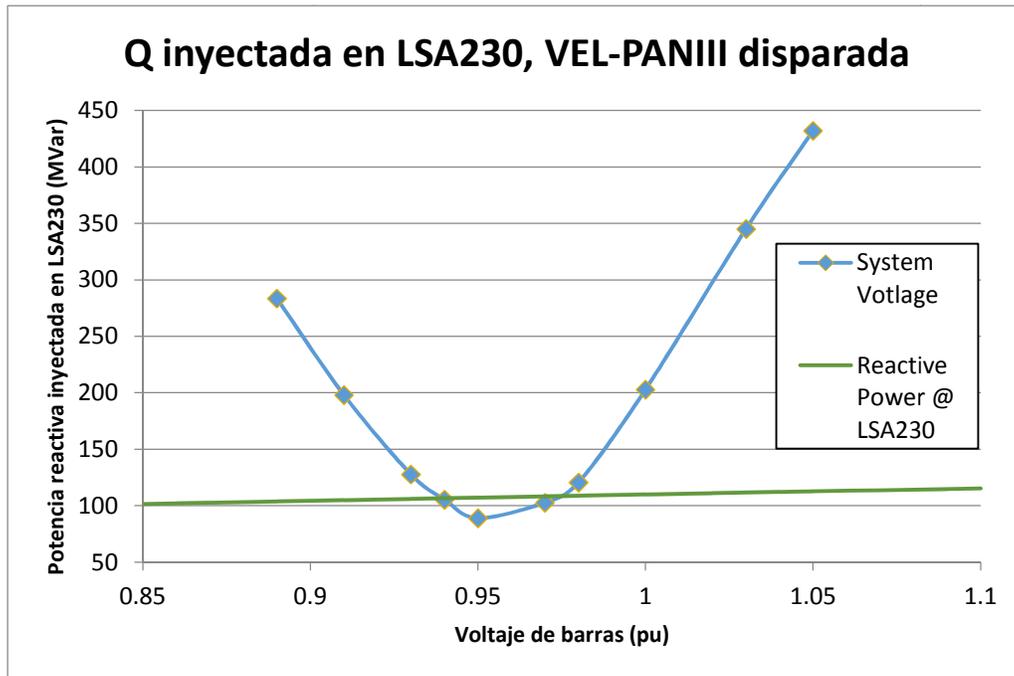


Figura 29: Curva QV en LSA cuando la línea VEL_PANIII es disparada: con compensación seleccionada

Potencia reactiva suministrada por el esquema de compensación en CHO muestra un margen aproximado de 19 MVAR sobre el requisito mínimo de 88 MVAR.

Tabla 34 muestra el requisito mínimo de potencia reactiva que satisfacen los criterios de voltaje de régimen permanente bajo varias condiciones de régimen permanente para caso max de lluvia del 2021. Este caso fue seleccionado porque, en los diversos análisis, el caso max de lluvia del 2021 fue identificado como la peor condición del sistema que requiere mayor compensación de potencia reactiva.

Tabla 34: Margen del SVC en régimen permanente para el voltaje mínimo del sistema

CASO	CONTINGENCIA	Requisito mínimo en el lado de alta del SVC (MVAR)		Voltaje más bajo del sistema	
		SVC1	SVC2	Ubicación	Voltaje (pu)
21WMAX_SC4	SISTEMA INTACTO	10	10	PAN230	0.95
21WMAX_SC4	Disparo de línea VEL a PANIII	97	102	VEL230	0.93
21WMAX_SC4	Disparo de planta (3 unidades) en LM2115	81	102	VEL230	0.93
21WMAX_SC4	Disparo de unidad en CBN	70	102	PAN230	0.93
21WMAX_SC4	Disparo de unidad en PRI	46	102	VEL230	0.93
21WMAX_SC4	Disparo de línea LSA a CHO	44	52	EHIG230	0.93
21WMAX_SC4	Disparo de línea DOM a VEL	0	100	VEL230	0.93

Según los resultados presentados en la Tabla 34, la peor salida de potencia reactiva del SVC1 y SVC2 es 97 MVAR y 102 MVAR para condición de post-contingencia después que la línea de 230 kV de VEL a PANIII es disparada. Así, SVC1 y SVC2 tienen margen de potencia reactiva de 13 MVAR y 8 MVAR en condiciones de post-contingencia manteniendo los niveles de tensión mínima especificados por los criterios de operación del sistema [1]. Así, dos SVC tienen margen aproximado de 21 MVAR en las peores condiciones post-contingencia.

La Tabla 35 muestra los niveles más bajos de tensión cuando los SVCs son despachados basado en los puntos de ajuste voltaje (0.995 pu y 0.98 pu para SVC1 y SVC2) seleccionados para condición max de lluvia del 2021.

Tabla 35: Margen del SVC en régimen permanente para los ajustes usados en el estudio

CASO	CONTINGENCIA	Salida de potencia reactiva del SVC en el lado de alta (MVAR)		Voltaje más bajo del sistema	
		SVC1	SVC2	Ubicación	Voltaje (pu)
21WMAX_SC4	SISTEMA INTACTO	34	18	VEL230	0.97
21WMAX_SC4	Disparo de línea VEL a PANIII	109	110		0.96
21WMAX_SC4	Disparo de planta (3 unidades) en LM2115	90	110		0.96
21WMAX_SC4	Disparo de unidad en CBN	84	110		0.96
21WMAX_SC4	Disparo de unidad en PRI	39	110		0.96

Esquema de compensación de potencia reactiva para el sistema de potencia de Panamá

21WMAX_SC4	Disparo de línea LSA a CHO	71	65		0.97
21WMAX_SC4	Disparo de línea DOM a VEL	38	79		0.96

Resultados presentados en la Tabla 35 muestran, en peor condición-post contingencia, los SVCs no tienen ningún margen de potencia reactiva pero voltaje mínimo observado para la red de alta tensión tiene 3% de margen sobre el límite mínimo impuesto por los criterios operativos.

En resumen, las curvas PV y QV determinadas para las peores condiciones de post-contingencia muestran que un margen mínimo de 50 MW y 17 MVAR está disponible, respectivamente. Del mismo modo, el flujo de potencia muestra que un margen de tensión del 3% está disponible.

Sin embargo, teniendo en cuenta los errores en las estimaciones de parámetros de sistema, errores en la previsión de demanda de carga y teniendo en cuenta las necesidades futuras, se sugiere aumentar la clasificación mínima (sólo el lado positivo) del SVC por lo menos 10%. Por lo tanto, cada SVC en Panamá II y Llano Sánchez debe ser clasificado en 110 MVAR + 10%, lo cual podría ser redondeado a 120 MVAR en el lado de alta del transformador del SVC.

Sin embargo, ETESA podrá revisar la clasificación mínima del SVC considerando su comprensión de errores de parámetros del sistema y los errores en los pronósticos de carga y teniendo en cuenta las necesidades futuras.

8 Especificación de clasificaciones para SVC y bancos de capacitores

Esta sección especifica la clasificación básica requerida para desarrollar la especificación técnica para el esquema de compensación de potencia reactiva. La Tabla 36 presenta la clasificación mínima para el esquema de potencia reactiva propuesto para el sistema de Panamá.

Tabla 36: Clasificación mínima para el esquema de potencia reactiva propuesto para el sistema de Panamá

Localidades de compensación	Clasificación de dispositivos en derivación (MVar)		Compensación total en derivación (MVar)
	Capacitores	SVC	
Panamá II	2x30	120/-30	390/-60
Chorrera	3x30	0	
Llano Sánchez	0	120/-30	

Como es mostrado en la Tabla 36, los bancos de capacitores en Panamá II (2x30 MVar) y Chorrera (3x30 MVar) es asumido que están directamente conectados a la barra de 230 kV. Clasificación de potencia reactiva (+120/-30 MVar) de dos SVCs en Panamá II y Llano Sánchez es asumido que es la salida de potencia reactiva medida del lado de 230 kV del transformador del SVC.

Durante el estudio, el voltaje del lado de alta del SVC varió entre 0.96 pu y 1.02 pu. El voltaje del lado de alta fue 0.96 pu cuando la mayor demanda de salida de potencia reactiva fue observada. Considerando estos hechos y los criterios de operación del sistema, los siguientes requisitos de clasificación mínima son sugeridos.

- Como mínimo, el SVC debe ser capaz de entregar 120 MVar en el lado de alta del transformador (esto es 230 kV) para el rango de voltaje de 0.93 pu a 1.03 pu medido en el lado de alta del transformador sin el cambio de posición de las tomas (taps) del transformador.
- Como mínimo, el SVC debe ser capaz de entregar 120 MVar del lado de alta del transformador (esto es 230 kV) para el rango de voltaje de 0.90 a 1.10 pu medidos en el lado de alta del transformador después del ajuste de la posición de las tomas (taps) del transformador.

Además, los SVCs deben estar equipados con estabilizadores de sistema de potencia¹¹ y funciones de control droop¹² y deben proporcionar señales para

¹¹ La necesidad de estabilizadores del sistema de potencia (PSS) no es identificada en este punto. Sin embargo, es prudente tener un PSS instalado pero no activado para necesidades futuras.

¹² Función de control droop es esencial ya que los SVCs tendrán que coordinar el suministro de potencia reactiva con los generadores cercanos.

controlar los bancos de capacitores en las subestaciones Panamá II y Llano Sánchez.

9 Conclusión

1. La red de transmisión de potencia del sistema de Panamá consistente en los sub sistema oeste y este, conectados a través de un corredor estrecho de una red de trasmisión de 230 kV que es parte del sistema interconectado nacional (SIN). La mayoría de las líneas largas en este corredor están cargadas por encima de su capacidad de carga (SIL) como resultado de la alta transferencia de potencia del oeste al este en la temporada de lluvia en el 2021 con la condición de carga máxima.
 - En condición de sistema intacto, estas secciones de línea de 230 kV consumen aproximadamente 212 MVAR.
 - Línea de Veladero a Panamá III es disparada, la potencia reactiva consumida por estas líneas se incrementara a 382 MVAR.
2. La relación entre la transferencia de potencia del oeste al este y requisitos de potencia reactiva adicional son presentados en la Tabla 37

Tabla 37: Relación entre transferencia de potencia de oeste a este y requisito de potencia reactiva adicional

Caso No.	Caso base	Transferencia oeste a este	Requisito de potencia reactiva mínima
1	21Wmax	1205	364
2	17Wmax	1035	64
3	21Dmax	908	18
4	17Dmax	788	0
5	21Dmin	417	0
6	21Wmin	403	0
7	17Wmin	376	0
8	17Dmin	177	0

La Tabla 37 claramente muestra que cuando la transferencia de potencia de oeste a este se incrementa más allá de un cierto límite, el requisito de potencia reactiva adicional se incrementa rápidamente. Además notar que el soporte de potencia reactiva adicional es requerido solamente para la condición máxima de lluvia del 2017 y la condición máxima de lluvia del 2021 y condición máxima seca del 2021.

3. El requisito de potencia reactiva adicional para la condición de carga máxima de lluvia del 2021 (364 MVAR) es casi igual a la potencia reactiva consumida por las líneas de transmisión de 230 kV (382 MVAR) cuando la línea de Veladero a Panamá III es disparada por el mismo caso.
4. El caso de máxima de lluvia del 2021 representa las peores condiciones del sistema con relación al requisito de potencia reactiva adicional de los 8 casos base.

5. Disparo de la línea de 230 kV de Veladero a Panamá III es la peor contingencia en régimen permanente y peor contingencia dinámica con relación a requisitos de potencia reactiva adicional.
6. Un colapso de voltaje puede ocurrir si el sistema está operando bajo la condición max de lluvia del 2021 sin soporte de potencia reactiva adicional.
7. El esquema de compensación de potencia reactiva es propuesto en la Tabla 38.

Tabla 38: Esquemas de compensación de potencia reactiva considerados durante el estudio

Esquema No	Localidades de compensación	Clasificación de los dispositivos en derivación (MVar)		Compensación total en derivación (MVar)
		Capacitores	SVC	
1	Chorrera	90	0	350
	Panamá I	150	110	
2	Panamá II	30	70	380
	Panamá I	150	0	
	Llano Sánchez	60	70	
3	Chorrera	90	0	345
	Panamá I	150	0	
	Panamá II	0	105	
4	Panamá II	60	110	370
	Chorrera	90	0	
	Llano Sánchez	0	110	

Después de las conversaciones con ETESA y considerando la disponibilidad de terreno, la flexibilidad operacional y consideraciones de demandas futuras, el esquema 4 fue seleccionado como el esquema más adecuado para la compensación de potencia reactiva.

Considerando márgenes de potencia reactiva y la exactitud de los datos, aproximadamente un margen de 10 % fue adicionado al esquema 4 de arriba para el esquema final presentado en la Tabla 39.

Tabla 39: Esquema final de compensación de potencia reactiva

Localidades de compensación	Clasificación de los dispositivos en derivación (MVAR)		Compensación total en derivación (MVAR)
	Capacitores	SVC	
Panamá II	2x30	120/-30	390/-60
Chorrera	3x30	0	
Llano Sánchez	0	120/-30	

Los equipos de compensación de potencia reactiva listados arriba pueden ser instalados en las subestaciones de 230 kV existentes y conectados a la red de 230 kV.

8. El esquema de potencia reactiva es diseñado asumiendo que re-despacho de la generación es empleado para reducir la transferencia de potencia del oeste al este bajo condiciones de corte previo.
9. Los SVCs en el esquema de compensación reactiva no son esenciales para atravesar las fallas pero los SVCs son necesarios para reducir la salida de potencia reactiva del generador para prevenir que se exceda su límite de régimen permanente. Esto eliminara o reducirá el riesgo de disparos de generadores térmicos en cascada después de una contingencia principal.
10. Los resultados mostrados en la Tabla 37 claramente muestran que con el empleo de la compensación de potencia reactiva en derivación para incrementar la transferencia de potencia más allá de cierto límite es ineficiente. De manera a incrementar la transferencia de potencia del oeste al este y reducir la pérdida de potencia reactiva en el sistema de transmisión, nuevas líneas de alto voltaje deben ser construidas o líneas existentes deben ser actualizadas a niveles de voltaje mayores (es decir 345 kV o 500 kV).

10 Trabajo futuro

Adición de compensación en derivación para incrementar la transferencia de potencia del oeste al este se ha vuelto rápidamente ineficiente en condiciones de operación esperadas en el año 2021. De manera a incrementar la capacidad de transferencia desde el lado oeste del sistema al lado este del sistema, la adición de compensación en derivación debe ser coordinada con la construcción de nuevas líneas de alta tensión o la actualización del nivel de voltaje de las líneas existentes. Convertir las líneas existentes a un enlace HVDC es también una posibilidad. Un estudio detallado revelaría las opciones de costo mínimo para expandir la capacidad de transferencia.

11 Referencias

[1] Criterios de evaluación para estudios eléctricos, extraído de "Informe de seguridad operacional del 2011" emitido por el Centro Nacional de Despacho (CND).

[2] P.S. Kundur, Estabilidad y control del sistema de potencia, New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.

12 Apéndices

Apéndice A: Demostración de la relación entre cargas de potencias activa y reactiva de la línea de transmisión con respecto a la capacidad de carga (SIL) usando líneas de 230 kV en el sistema de Panamá.

Apéndice B: Lista de todas las contingencias N-1 contingencias estudiadas en el análisis de contingencia AC.

Apéndice C: Todas las sobrecargas térmicas observadas en condiciones de sistema intacto y corte previo.

Apéndice D: Gráficos de simulación dinámica para condición máxima de lluvia para el 2017 y condición máxima de lluvia y seca para el 2021.

Apéndice E: Lista de generadores los cuales exceden los límites de potencia reactiva en régimen permanente durante el periodo de post-contingencia.