



INFORME

Análisis de la Operación para Fase Inicial del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Junio 2017

Índice

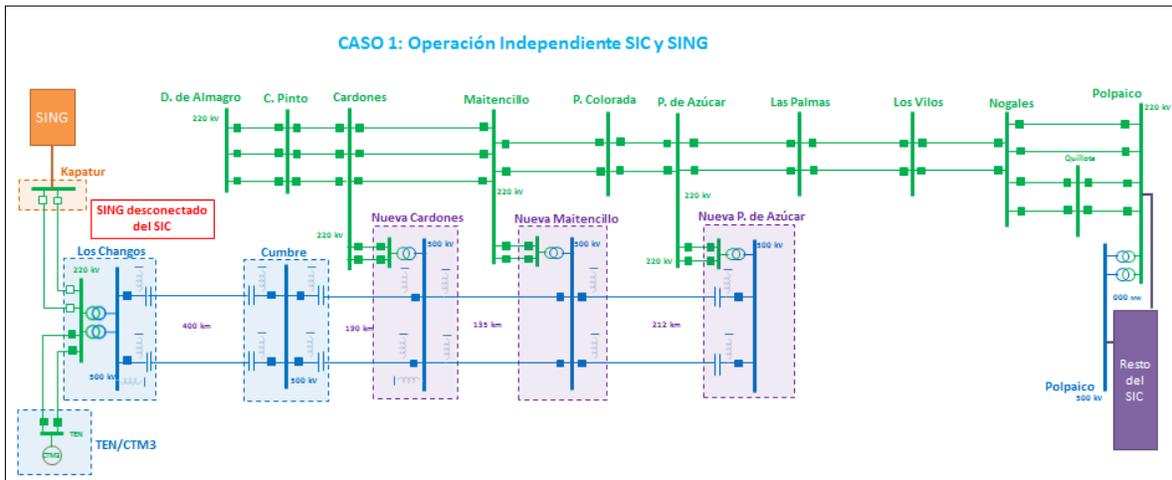
1	RESUMEN EJECUTIVO	4
1.1	ANÁLISIS TÉCNICO.....	6
1.2	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	7
1.3	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	8
2	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	9
3	ANÁLISIS TÉCNICO	10
3.1	CASO 1: OPERACIÓN INDEPENDIENTE DE LOS SISTEMAS SIC Y SING	10
3.2	CASO 2: SISTEMAS SIC Y SING INTERCONECTADOS, CON PROYECTO DE INTERCHILE HASTA CARDONES.....	10
3.2.1	Restricciones de Transmisión	10
3.3	CASO 3: SISTEMAS SIC Y SING INTERCONECTADOS, CON PROYECTO DE INTERCHILE HASTA PAN DE AZÚCAR	12
3.3.1	Restricciones de Transmisión	12
3.4	CASO 3a: CASO 3 CON EL SISTEMA DE 220 KV ABIERTO EN MAITENCILLO.....	13
3.4.1	Restricciones de Transmisión	13
3.4.2	Otros aspectos relevantes para la operación.....	14
3.5	CASO 3b: CASO 3 CON EL SISTEMA DE 220 KV ABIERTO EN PUNTA COLORADA	14
3.5.1	Restricciones de Transmisión	15
3.5.2	Otros aspectos relevantes para la operación.....	15
3.6	CASO 3c: CASO 3 CON EL SISTEMA DE 220 KV ABIERTO EN PAN DE AZÚCAR.....	16
3.6.1	Restricciones de Transmisión	16
3.6.2	Otros aspectos relevantes para la operación.....	16
3.7	COMENTARIOS ADICIONALES	17
4	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	18
4.1	SUPUESTOS Y CONSIDERACIONES GENERALES	18
4.1.1	Estudio de Corto Plazo (Semana típica de operación)	18
4.1.2	Estudio de Mediano Plazo	19
4.2	RESULTADOS ESTUDIOS DE CORTO PLAZO.....	20
4.2.1	Caso 1: Operación Independiente de los Sistemas SIC y SING.....	20
4.2.2	Caso 2: Sistemas SIC y SING interconectados, con Proyecto de Interchile hasta Cardones	21

4.2.3	Caso 3: Sistemas SIC y SING interconectados, con Proyecto de Interchile hasta Pan de Azúcar	23
4.2.4	Caso 3a: Corresponde al Caso 3 pero con el sistema abierto en Maitencillo	24
4.2.5	Caso 3b: Corresponde al Caso 3 pero con el sistema abierto en Punta Colorada	26
4.2.6	Caso 3c: Corresponde al Caso 3 pero con el sistema abierto en Pan de Azúcar	27
4.3	RESULTADOS ESTUDIOS DE MEDIANO PLAZO	29
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	30
5.1	ANÁLISIS TÉCNICO:	30
5.2	ANÁLISIS ECONÓMICO:.....	30

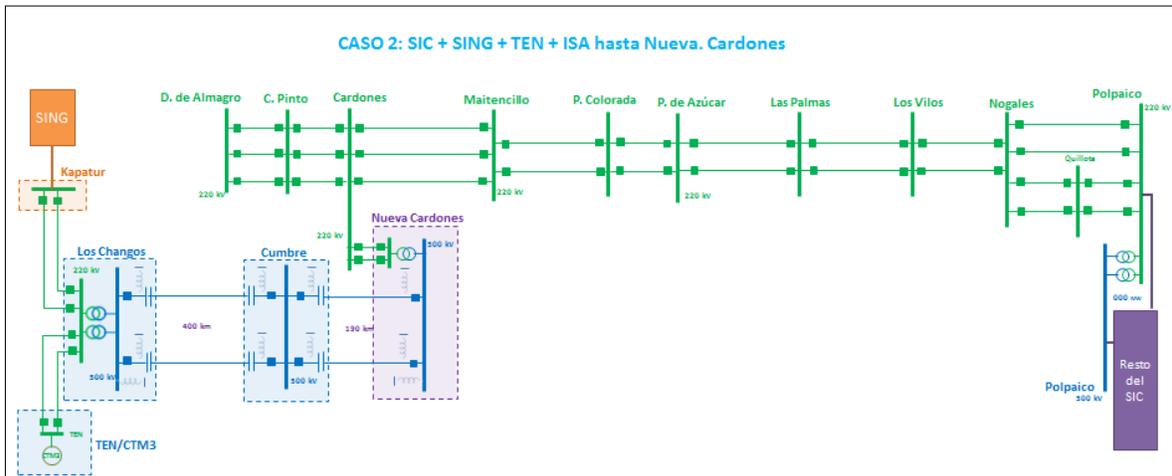
1 RESUMEN EJECUTIVO

En este informe se presentan los resultados de los análisis técnicos y económicos de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante SEN, para diferentes configuraciones topológicas dadas las distintas etapas de puesta en servicio de la interconexión SIC-SING y los proyectos de TEN (enlace Los Changos – Nueva Cardones 500 kV) e Interchile (enlace Nueva Cardones – Polpaico 500 kV). Se consideran los siguientes 6 casos:

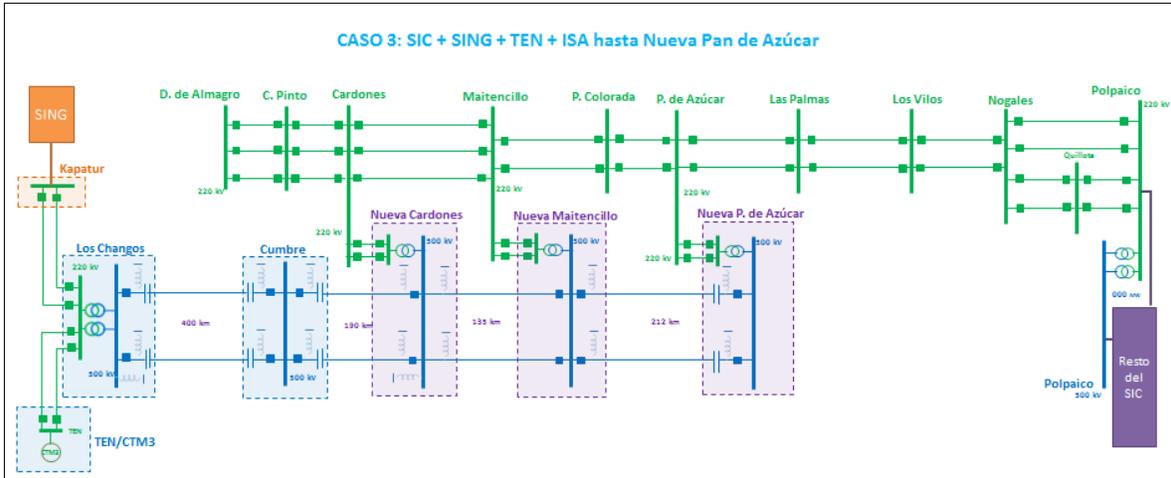
- **Caso 1:** Operación Independiente de los Sistemas SIC y SING.



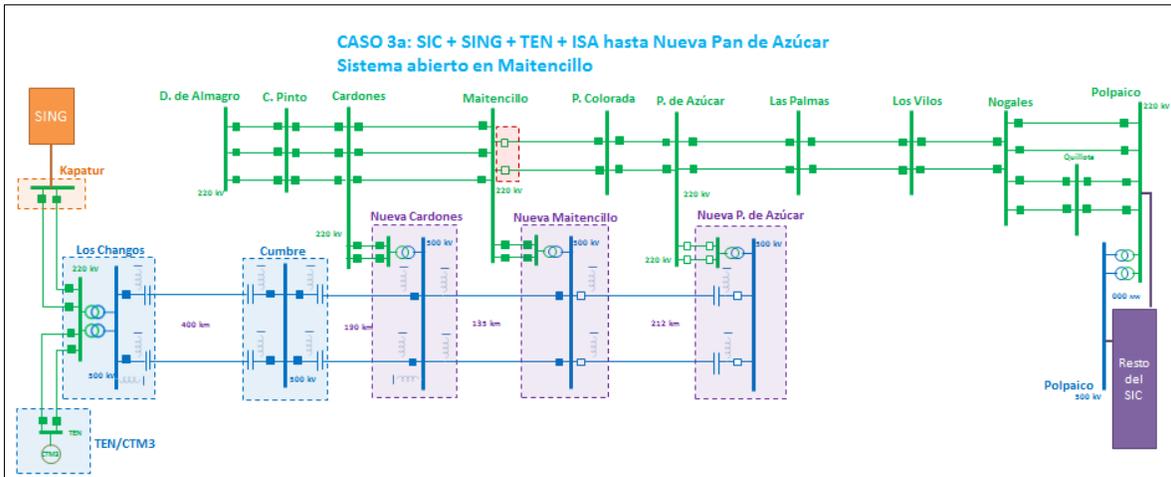
- **Caso 2:** Operación Interconectada de los Sistemas SIC y SING (enlace Los Changos – Kapatur 220 kV en servicio), con el Proyecto de TEN (enlace Los Changos – Nueva Cardones 500 kV en servicio) y con el Proyecto de Interchile desarrollado sólo entre Cardones y Nueva Cardones.



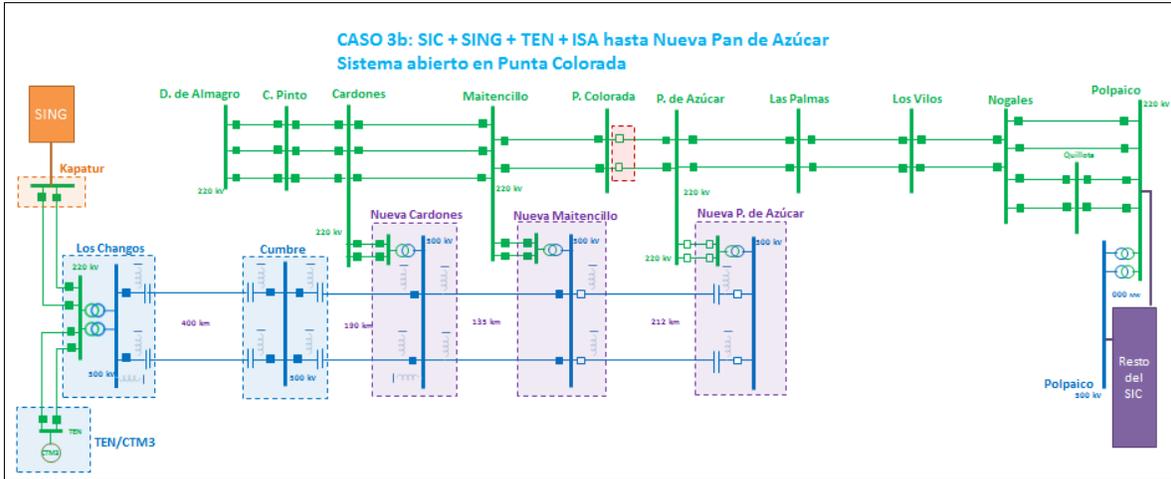
- **Caso 3:** Operación Interconectada de los Sistemas SIC y SING (enlace Los Changos – Kapatur 220 kV en servicio), con el Proyecto de TEN (enlace Los Changos – Nueva Cardones 500 kV en servicio) y con el Proyecto de Interchile desarrollado hasta Pan de Azúcar por el sur.



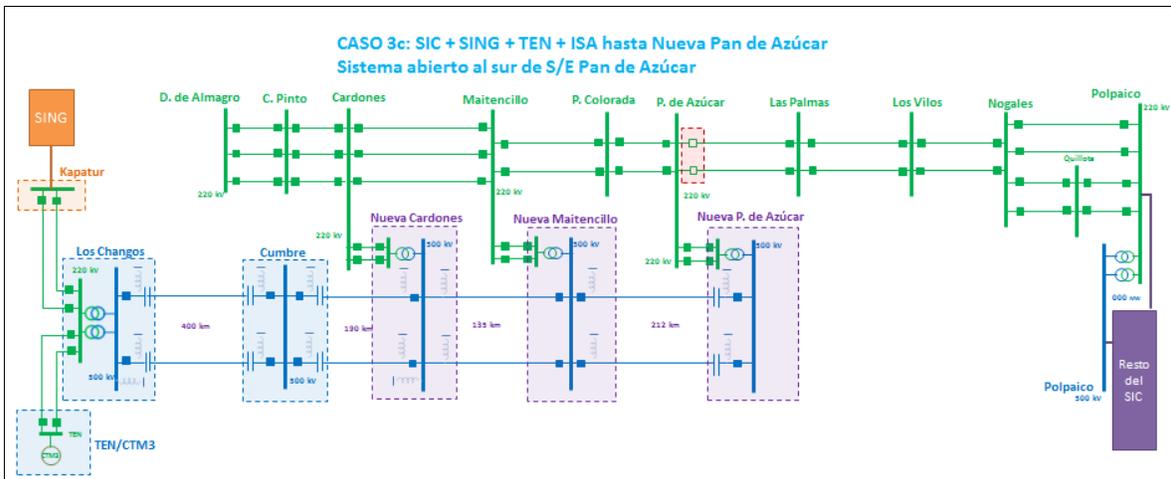
- **Caso 3a:** Corresponde al Caso 3 pero con el sistema de 220 kV abierto en Maitencillo.



- **Caso 3b:** Corresponde al Caso 3 pero con el sistema de 220 kV abierto en Punta Colorada.



- **Caso 3c:** Corresponde al Caso 3 pero con el sistema de 220 kV abierto en Pan de Azúcar.



El objetivo es evaluar la operación del SEN para cada caso considerando aspectos técnicos y de seguridad, así como de operación económica. A continuación, se resumen las principales conclusiones y recomendaciones.

1.1 ANÁLISIS TÉCNICO

- Para los Casos 2 y 3 de operación interconectada entre el SIC y SING existen restricciones de transmisión por estabilidad angular y de tensión para fallas de severidad 5 (i.e. desconexión de las unidades generadoras más grandes en el SIC y SING) y 8 (i.e. desconexión del transformador de 500/220 kV en Nueva Cardones para el Caso 2).

Para el Caso 2, estas restricciones afectan al transformador de Nueva Cardones y al sistema de 220 kV entre Maitencillo y Nogales.

Para el Caso 3, estas restricciones afectan al sistema de 220 kV entre Pan de Azúcar y Nogales.

- En los Casos 1, 3a, 3b y 3c de operación abierta en 220 kV, para el sistema SING+SIC Norte no se han encontrado, preliminarmente, límites de transmisión asociados a fenómenos de inestabilidad angular o de tensión. Por lo tanto, en esa condición de operación deben considerarse, en principio, los límites térmicos de las instalaciones con criterio N-1.

Para el sub-sistema SIC en el lado sur de los puntos de apertura en 220 kV, los resultados preliminares mostraron algunos problemas relacionados con la estabilidad y el control de la tensión que podrían imponer límites a las transferencias, por lo que debiera estudiarse con mayor detalle.

- En los Casos 1, 3a, 3b y 3c el sistema SING +SIC Norte y el sistema SIC Centro-Sur presentan individualmente una menor inercia respecto del sistema interconectado (Casos 2 y 3), particularmente en el sistema norte, lo que redundaría en un deterioro del control de frecuencia y produce un incremento en la energía no suministrada por mayor desprendimiento de escalones de carga por baja frecuencia ante contingencias de las unidades de mayor tamaño.

Además, se requeriría de una mayor reserva en giro conjunta, para atender tanto contingencias como la variación de la demanda neta por efecto de la generación solar PV.

1.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para hacer una evaluación económica de las alternativas de interconexión, se realizaron simulaciones con detalle horario utilizando un modelo de corto plazo y simulaciones que involucran todo el período de interés, noviembre de 2017 – junio de 2018, utilizando un modelo de mediano plazo.

En el estudio con detalle horario, se simuló la operación del sistema para una semana típica del mes de diciembre de 2017.

El resumen de resultados se muestra en la siguiente tabla:

Casos Simulados	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 3a	Caso 3b	Caso 3c
Costo de operación (semanal) [MMUSD]	27,91	27,86	27,12	27,64	28,52	27,72
Vertimiento ERNC [GWh]	42,20	32,50	19,20	26,00	41,70	30,40

De la tabla se observa que en la operación seccionada, analizada en los escenarios 1, 3a, 3b y 3c, el costo de operación global y el vertimiento de energía renovable en el sistema es mayor que el que resulta en el Caso 3, en el cual se modela la operación interconectada de los sistemas SIC y SING.

Si bien en el Caso 2 también se simulan los sistemas interconectados, la operación del sistema tiene restricciones de transmisión adicionales que hacen que el costo de operación y el vertimiento ERNC sean superiores al del Caso 3.

La tabla siguiente muestra los costos de operación totales esperados para cinco casos entre los meses de noviembre de 2017 y junio de 2018, con las diferentes alternativas de interconexión:

Casos Simulados (*)	Caso 1	Caso 3	Caso 3a	Caso 3b	Caso 3c
Costo de operación esperado [MMUSD]	793,96	751,66	775,04	794,44	764,91

(*) No se evaluó el costo esperado del Caso 2, puesto que corresponde a un estado transitorio del proyecto.

El Caso 3 es el que entrega un menor valor de costo de operación, es decir, interconectar los sistemas considerando el sistema de 500 kV hasta Pan de Azúcar pareciera ser más conveniente desde el punto de vista económico, además de permitir un mejor aprovechamiento de los recursos ERNC del sistema.

1.3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo con los resultados obtenidos de los análisis técnicos y económicos descritos en el resumen presentado, y con independencia de la disponibilidad de nuevas instalaciones en servicio, se concluye que es siempre recomendable la operación interconectada de los sistemas SIC y SING.

Sin perjuicio de lo anterior, con el propósito de garantizar la seguridad de la operación de ambos sistemas y observar el comportamiento del SEN en la fase inicial de operación de la interconexión, durante el período en que sólo se encuentren en servicio las instalaciones de transmisión entre Kapaturo y Cardones (Caso 2), es necesario operar con transferencias reducidas desde el SIC Norte hacia el SING y el SIC Centro.

Por lo tanto, la transferencia total conjunta “Nueva Cardones -> Cumbres” + “Cardones -> Nogales” se deberá limitar a 400 MW, mientras el sistema de transmisión de Interchile no se encuentre disponible hasta Maitencillo o Pan de Azúcar (Caso 3).

2 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En este informe se presentan los resultados de los análisis técnicos y económicos de la operación del SEN para diferentes configuraciones topológicas dadas las distintas etapas de puesta en servicio de la interconexión SIC-SING y los proyectos de TEN (enlace Los Changos – Nueva Cardones 500 kV) e Interchile (enlace Nueva Cardones – Polpaico 500 kV). Se consideran los siguientes 6 casos:

- **Caso 1**
Operación Independiente de los Sistemas SIC y SING.
- **Caso 2**
Operación Interconectada de los Sistemas SIC y SING (enlace Los Changos – Kapatour 220 kV en servicio), con el Proyecto de TEN (enlace Los Changos – Nueva Cardones 500 kV en servicio) y con el Proyecto de Interchile desarrollado sólo entre Cardones y Nueva Cardones.
- **Caso 3**
Operación Interconectada de los Sistemas SIC y SING (enlace Los Changos – Kapatour 220 kV en servicio), con el Proyecto de TEN (enlace Los Changos – Nueva Cardones 500 kV en servicio) y con el Proyecto de Interchile desarrollado hasta Pan de Azúcar por el sur.
- **Caso 3a**
Corresponde al Caso 3 pero con el sistema de 220 kV abierto en el lado sur de Maitencillo.
- **Caso 3b**
Corresponde al Caso 3 pero con el sistema de 220 kV abierto en el lado sur de Punta Colorada.
- **Caso 3c**
Corresponde al Caso 3 pero con el sistema de 220 kV abierto en el lado sur de Pan de Azúcar.

El objetivo es evaluar la operación del SEN para cada caso considerando un despacho económico supeditado a las restricciones técnicas que permitan operar con seguridad y calidad de servicio.

Para estos efectos se realiza un análisis técnico que permite determinar los límites de transferencias y evaluar aspectos relacionados con la seguridad de la operación del sistema en condiciones de operación desfavorables y sujeto a contingencias exigentes: estabilidad (angular, de tensión, de frecuencia), inercia mínima, rampas de aumento y disminución de generación ERNC, etc.

Asimismo, se realiza un análisis económico preliminar para determinar costos de operación para una semana típica del mes de diciembre (detalle de corto plazo) y un análisis económico de la operación para un período de 8 meses entre noviembre de 2017 y junio de 2018 (mediano plazo).

3 ANÁLISIS TÉCNICO

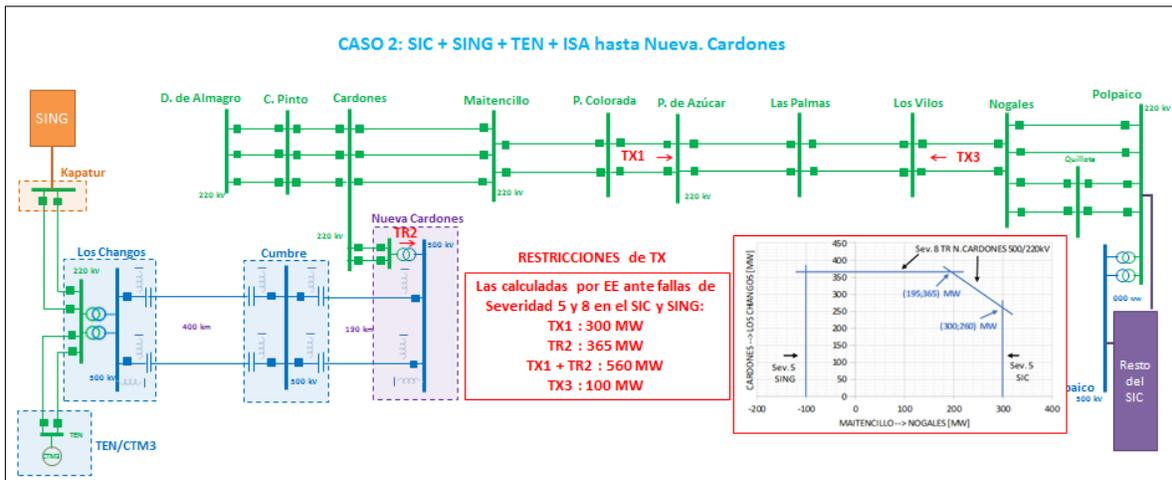
A continuación, se presentan los resultados de los análisis técnicos que estudian diversas configuraciones para la operación del Sistema Eléctrico Nacional considerando el retraso en la puesta en servicio de las líneas de 500 kV entre Nueva Cardones y Polpaico.

3.1 CASO 1: OPERACIÓN INDEPENDIENTE DE LOS SISTEMAS SIC Y SING

Este caso corresponde a la operación que se da actualmente y por tanto se mantienen los criterios de operación y las limitaciones de transmisión existentes en cada sistema.

3.2 CASO 2: SISTEMAS SIC Y SING INTERCONECTADOS, CON PROYECTO DE INTERCHILE HASTA CARDONES

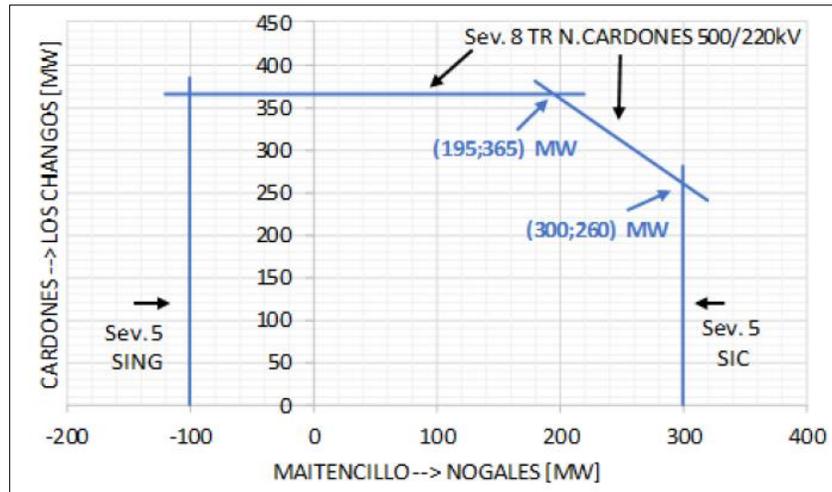
En la siguiente figura se muestra un unilineal simplificado con las principales restricciones de transmisión:



3.2.1 Restricciones de Transmisión

Las restricciones de transmisión que se señalan a continuación corresponden a las definidas en los recientes estudios de interconexión. Cabe destacar que estas corresponden a restricciones por estabilidad angular y de tensión para fallas de severidad 5 (desconexiones de las unidades más grandes del SIC y del SING) y de severidad 8 (desconexión del transformador de 500/220 kV de Nueva Cardones). Dicho estudio analizó diversas condiciones de operación desfavorables en cuanto a hidrologías, niveles de despacho ERNC, demanda sistémica, transferencias por el sistema de 220 kV, etc.

A continuación, se adjunta una figura que resume en forma gráfica los límites de transferencias:



a) Tramo Maitencillo – Nogales: 300 MW en sentido Norte→Sur

Esta restricción está dada por la pérdida de grandes montos de generación (en torno a los 380 MW) en el SIC Centro-Sur (por ejemplo, algún ciclo combinado del nodo San Luis o la central Bocamina 2). Este tipo de contingencias pueden provocar inestabilidad angular y de tensión para transferencias pre-contingencias superiores a 300 MW por el sistema de 220 kV entre Maitencillo y Nogales. La principal causa de estas inestabilidades es la alta impedancia de vinculación entre los sistemas SING/SIC Norte y SIC Centro-Sur en ausencia del nuevo sistema de 500 kV entre Cardones y Polpaico. Conviene señalar que estos fenómenos de inestabilidad no están asociados a las transferencias entre el SIC y el SING sino que a las altas transferencias por el sistema de 220 kV de Maitencillo hacia el sur.

b) Transformador Nva. Cardones: 365 MW en sentido SIC→SING

Esta restricción está dada por el máximo rechazo de carga que puede soportar el SING de acuerdo a los actuales criterios de operación, esto es, la pérdida de la unidad más grande. Por tanto, la transferencia por este transformador, que en este escenario es el único vínculo simple entre el SIC y SING, no debe superar los 365 MW, correspondientes al despacho máximo aproximado de la U16 de la Central Tocopilla.

c) Límite cruzado entre Tx por Maitencillo – Nogales y TX por Transformador Nva. Cardones : 560 MW

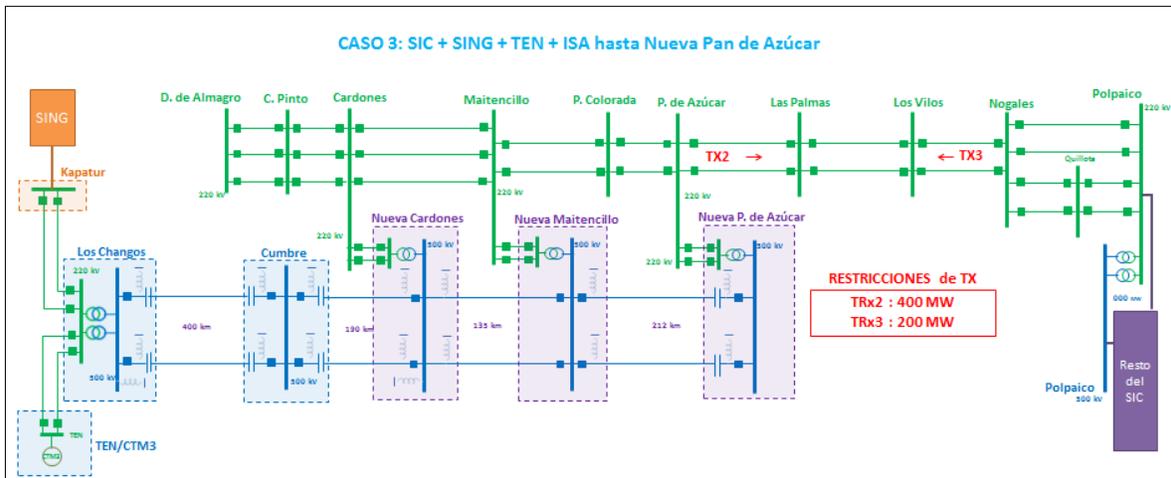
La suma de la transferencia SIC→SING por el Transformador Nva. Cardones y la transferencia Norte→Sur por los enlaces de 220 kV entre Maitencillo y Nogales no deberá superar los 560 MW. Este límite está determinado también por la falla en el Transformador Nva. Cardones, la que provoca que la potencia transferida por el mismo previo a la contingencia se adicione, luego de la contingencia, al flujo pre-contingencia por los enlaces de 220 kV entre Maitencillo y Nogales, los cuales pueden presentar elevadas transferencias con el consiguiente riesgo de inestabilidad de tensión.

d) Tramo Nogales – Maitencillo: 100 MW en sentido Sur→Norte

Esta restricción está dada por la pérdida de grandes montos de generación en el SING (por ejemplo, la Unidad 16 de la Central Tocopilla con 350 MW). Este tipo de contingencias pueden provocar inestabilidad angular y de tensión para transferencias superiores a 100 MW por el sistema de 220 kV entre Nogales y Maitencillo, específicamente en el tramo Nogales – Los Vilos. La principal causa de estas inestabilidades es la alta impedancia de vinculación entre los sistemas SING/SIC Norte y SIC Centro-Sur en ausencia del nuevo sistema de 500 kV entre Cardones y Polpaico.

3.3 CASO 3: SISTEMAS SIC Y SING INTERCONECTADOS, CON PROYECTO DE INTERCHILE HASTA PAN DE AZÚCAR

En la siguiente figura se muestra un unilineal simplificado:



3.3.1 Restricciones de Transmisión

Las restricciones de transmisión que se señalan a continuación responden a restricciones por estabilidad angular y de tensión para fallas de severidad 5 (desconexiones de las unidades más grandes del SIC y del SING). En particular, los resultados que se resumen en la presente minuta consideran la desconexión del ciclo combinado San Isidro 2 con 380 MW y la desconexión de la Unidad 16 de la Central Tocopilla con 350 MW. Se analizaron diversas condiciones de operación desfavorables en cuanto a hidrologías, niveles de despacho ERNC, demanda sistémica, transferencias por el sistema de 220 kV, etc.

Además, las restricciones de transmisión SIC –SING quedan supeditadas a la capacidad de transformación postcontingencia 500/220 kV en los Changos ($\approx 900\text{MW}$).

a) Tramo Pan de Azúcar – Nogales: 400 MW en sentido Norte→Sur

Esta restricción está dada por la pérdida de grandes montos de generación (en torno a los 380 MW) en el SIC Centro-Sur (por ejemplo, algún ciclo combinado del nodo San Luis o la central Bocamina 2). Este tipo de contingencias puede provocar inestabilidad angular y de tensión para transferencias pre-contingencia superiores a 400 MW por el sistema de 220 kV entre Pan de Azúcar y Nogales. La principal causa de estas inestabilidades es la alta impedancia de vinculación entre los sistemas

SING/SIC Norte y SIC Centro-Sur en ausencia del tramo de 500 kV entre Nueva Pan de Azúcar y Polpaico. En todo caso, para alcanzar estos niveles de transmisión se requiere de la acción del sistema integral de control de transferencias, el que, con la filosofía e implementación actuales, pierde efectividad, por lo que requeriría de adecuaciones.

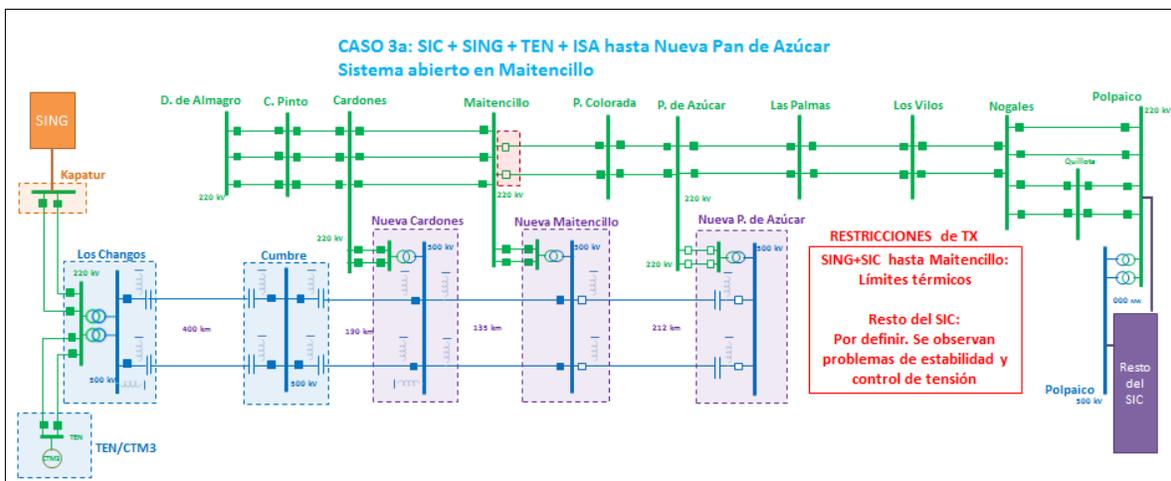
b) Tramo Nogales – Pan de Azúcar: 200 MW en sentido Sur→Norte

Esta restricción está dada por la pérdida de grandes montos de generación (en torno a los 350 MW) en el SING (por ejemplo, la Unidad 16 de la Central Tocopilla con 350 MW). Este tipo de contingencias puede provocar inestabilidad angular y de tensión para transferencias pre-contingencia superiores a 200 MW por el sistema de 220 kV entre Nogales y Pan de Azúcar. La principal causa de estas inestabilidades es la alta impedancia de vinculación entre los sistemas SING/SIC Norte y SIC Centro-Sur en ausencia del tramo de 500 kV entre Nueva Pan de Azúcar y Polpaico.

Las altas transferencias en sentido Sur→Norte se dan en escenarios de Demanda Alta durante la noche (22:00 horas), considerando bajo aporte ERNC, (en torno al 5% y más bien correspondiendo a unidades eólicas al sur de Polpaico y al norte de Maitencillo). En esta situación no se cuenta con generación que brinde soporte entre las SS/EE Los Vilos, Las Palmas y Pan de Azúcar. El parque generador es mayoritariamente convencional y las unidades térmicas de la zona Norte están operando económicamente a plena carga en su gran mayoría. Ante la salida intempestiva de grandes bloques de generación en el extremo Norte, como por ejemplo la Unidad 16 de central Tocopilla con 350 [MW], el aumento de las transferencias post-contingencia proviene de la reserva en giro disponible, la que está ubicada predominantemente al sur de Polpaico.

3.4 CASO 3a: CASO 3 CON EL SISTEMA DE 220 KV ABIERTO EN MAITENCILLO

En la siguiente figura se muestra un unilineal simplificado:



3.4.1 Restricciones de Transmisión

Para el sub-sistema SING+SIC hasta Maitencillo no se han encontrado, preliminarmente, límites de transmisión asociados a fenómenos de inestabilidad angular o de tensión. Por lo tanto, en esa

condición de operación deben considerarse, en principio, los límites térmicos de las instalaciones con criterio N-1.

Para el sub-sistema SIC en el lado sur de Maitencillo, los resultados preliminares mostraron algunos problemas relacionados con la estabilidad y el control de la tensión que podrían imponer límites a las transferencias, por lo que debiera estudiarse con mayor detalle.

3.4.2 Otros aspectos relevantes para la operación

a) Estabilidad de tensión y condición operativa del esquema de control de transferencia EDAG Zona Norte del SIC.

Deberá definirse si es posible seguir contando con este automatismo, el que para condiciones de alta inyección ERNC permite aumentar las transferencias por sobre el criterio N-1 en el sistema de 220 kV entre Maitencillo y Nogales, mitigando el vertimiento ERNC, a partir de restricciones de carácter térmico en dicho sistema.

La actual filosofía e implementación de este esquema perderán capacidad en el sub-sistema SIC al sur de Maitencillo, habida cuenta que se reducen sus recursos de generación disponibles.

Es importante señalar que eventuales modificaciones del automatismo deberán estar sujetas a análisis detallados de estabilidad de tensión. Análisis preliminares indican que habría problemas de estabilidad y control de tensión en el subsistema SIC al sur de Maitencillo.

b) Inercia mínima SING + SIC norte (hasta Maitencillo)

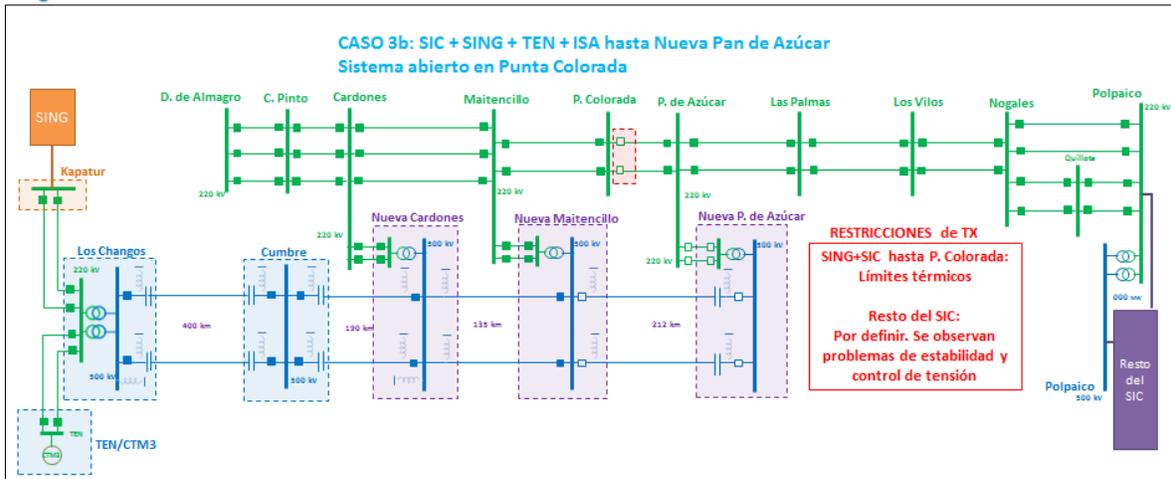
Considerando los altos montos de recursos de ERNC con los que contaría el subsistema SING+SIC hasta Maitencillo, los que podrían reemplazar a unidades convencionales que aportan inercia al sistema, deberá determinarse el monto de inercia mínimo con el que el sistema puede operar de forma segura. Cabe señalar que de acuerdo con los estudios de interconexión SIC-SING publicados por el CEN en marzo de 2017, el sistema SING operando aislado y en condición de postcontingencia del generador con mayor despacho (U16), requiere de una inercia mínima del orden de 9300 MVAs, lo que puede considerarse como valor de referencia para este caso.

c) Rampas de aumento y bajada de generación ERNC

Escenarios con alta penetración de generación ERNC quedarán limitados por la capacidad operativa del sistema de contar con las reservas suficientes en monto y tiempos de respuesta para afrontar los bloques horarios en los que el despacho del recurso solar varía pronunciadamente (amanecer y atardecer).

3.5 CASO 3b: CASO 3 CON EL SISTEMA DE 220 KV ABIERTO EN PUNTA COLORADA

En la siguiente figura se muestra un unilineal simplificado:



3.5.1 Restricciones de Transmisión

Para el sub-sistema SING+SIC hasta Punta Colorada no se han encontrado, preliminarmente, límites de transmisión asociados a fenómenos de inestabilidad angular o de tensión. Por lo tanto, en esa condición de operación deben considerarse, en principio, los límites térmicos de las instalaciones con criterio N-1.

Para el sub-sistema SIC en el lado sur de Punta Colorada, los resultados preliminares mostraron algunos problemas relacionados con la estabilidad y el control de la tensión que podrían imponer límites a las transferencias, por lo que debiera estudiarse en detalle.

3.5.2 Otros aspectos relevantes para la operación

a) Estabilidad de tensión y condición operativa del esquema de control de transferencia EDAG Zona Norte del SIC.

Deberá definirse si es posible seguir contando con este automatismo, el que para condiciones de alta inyección ERNC permite aumentar las transferencias por sobre el criterio N-1 en el sistema de 220 kV entre Maitencillo y Nogales, mitigando el vertimiento ERNC, a partir de restricciones de carácter térmico en dicho sistema.

La actual filosofía e implementación de este esquema perderán aún más capacidad en el subsistema al sur de Punta Colorada habida cuenta que se reducen sus recursos de generación disponibles.

Es importante señalar que eventuales modificaciones del automatismo deberán estar sujetas a análisis detallados de estabilidad de tensión. Análisis preliminares indican que habría problemas de estabilidad y control de tensión en el subsistema al sur de Punta Colorada.

b) Inercia mínima SING + SIC Norte (hasta Punta Colorada)

Considerando los altos montos de recursos de ERNC con los que contaría el subsistema SING+SIC hasta Punta Colorada, los que podrían reemplazar a unidades convencionales que aportan inercia al sistema, deberá determinarse el monto de inercia mínimo con el que el sistema puede operar de forma segura. Cabe señalar que de acuerdo con los estudios de interconexión SIC-SING publicados por el CEN en marzo de 2017, el sistema SING operando aislado y en condición de

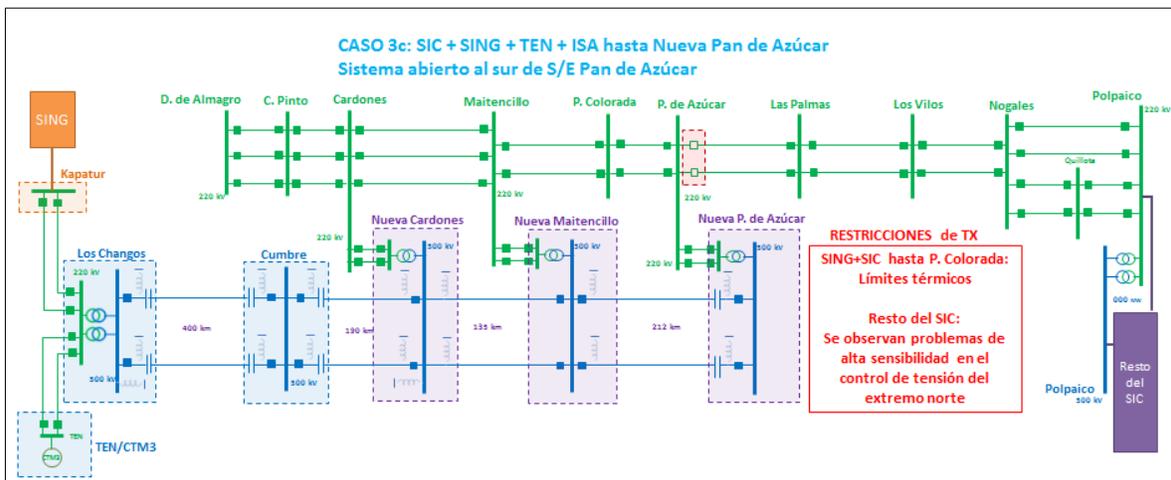
postcontingencia del generador con mayor despacho (U16), requiere de una inercia mínima del orden de 9.300 MVAs, lo que puede considerarse como valor de referencia para este caso.

c) Rampas de aumento y bajada de generación ERNC

Escenarios con alta penetración de generación ERNC quedarán limitados por la capacidad operativa del sistema de contar con las reservas suficientes en monto y tiempos de respuesta para afrontar los bloques horarios en los que el despacho del recurso solar varía pronunciadamente (amanecer y atardecer).

3.6 CASO 3c: CASO 3 CON EL SISTEMA DE 220 KV ABIERTO EN PAN DE AZÚCAR

En la siguiente figura se muestra un unilineal simplificado:



3.6.1 Restricciones de Transmisión

Para el sub-sistema SING+SIC hasta Pan de Azúcar no se han encontrado, preliminarmente, límites de transmisión asociados a fenómenos de inestabilidad angular o de tensión. Por lo tanto, en esa condición de operación deben considerarse, en principio, los límites térmicos de las instalaciones con criterio N-1.

Para el sub-sistema SIC al sur de Pan de Azúcar debiera estudiarse en detalle alternativas de compensación dinámica de reactivos para un adecuado control de la tensión, en particular reducir la sensibilidad de la tensión (dv/dq), que permita una condición de operación factible sin detrimento de la calidad y seguridad del sistema.

3.6.2 Otros aspectos relevantes para la operación

a) Estabilidad de tensión y condición operativa del esquema de control de transferencia EDAG Zona Norte del SIC.

Para el caso del SIC, en términos del control de la tensión debe considerarse que la ausencia de soporte dinámico de potencia reactiva entre Los Vilos, Las Palmas, La Cebada y Don Goyo significa el aumento considerable de la sensibilidad de la tensión respecto las variaciones de la potencia inyectada. Esta situación puede traducirse en serios problemas operativos dado que ante

pequeñas variaciones de la generación eólica predominante en esta zona o inclusive ante cambios en la demanda, la tensión presente variaciones significativas de inadmisibles para la operación del sistema eléctrico.

Por otro lado, deberá definirse si es posible seguir contando con este automatismo, el que para condiciones de alta inyección ERNC permite aumentar las transferencias por sobre el criterio N-1 en el sistema de 220 kV entre Pan de Azúcar y Nogales, mitigando el vertimiento ERNC, a partir de restricciones de carácter térmico en dicho sistema.

La actual filosofía e implementación de este esquema perderán aún más capacidad en el subsistema al sur de Pan de Azúcar habida cuenta que se reducen sus recursos de generación disponibles.

Es importante señalar que eventuales modificaciones del automatismo deberán estar sujetas a análisis detallados de estabilidad de tensión. Análisis preliminares indican que habría problemas de estabilidad y control de tensión en el subsistema al sur de Pan de Azúcar.

b) Inercia mínima SING + SIC Norte (hasta Pan de Azúcar)

Considerando los altos montos de recursos de ERNC con los que contaría el subsistema SING+SIC hasta Pan de Azúcar, los que podrían reemplazar a unidades convencionales que aportan inercia al sistema, deberá determinarse el monto de inercia mínimo con el que el sistema puede operar de forma segura. Cabe señalar que de acuerdo con los estudios de interconexión SIC-SING publicados por el CEN en marzo de 2017, el sistema SING operando aislado y en condición de postcontingencia del generador con mayor despacho (U16), requiere de una inercia mínima del orden de 9300 MVAs, lo que puede considerarse como valor de referencia para este caso.

c) Rampas de aumento y bajada de generación ERNC

Escenarios con alta penetración de generación ERNC quedarán limitados por la capacidad operativa del sistema de contar con las reservas suficientes en monto y tiempos de respuesta para afrontar los bloques horarios en los que el despacho del recurso solar varía pronunciadamente (amanecer y atardecer).

3.7 COMENTARIOS ADICIONALES

Cabe señalar que en los Casos 1, 3a, 3b y 3c el sistema SING +SIC Norte y el sistema SIC Centro-Sur presentan individualmente una menor inercia respecto del sistema interconectado (Casos 2 y 3), particularmente en el sistema norte, lo que redundará en un deterioro del control de frecuencia y produce un incremento en la energía no suministrada por mayor desprendimiento de escalones de carga por baja frecuencia ante contingencias de las unidades de mayor tamaño.

Además, se requeriría de una mayor reserva en giro conjunta, para atender tanto contingencias como la variación de la demanda neta por efecto de la generación solar PV.

4 ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 SUPUESTOS Y CONSIDERACIONES GENERALES

Para la realización de este análisis se tomaron las siguientes consideraciones generales:

- Las centrales existentes consideradas son todas aquellas que, según el Informe Técnico Definitivo (ITD) de precio de nudo del 1er semestre de 2017, entrarían en operación antes del mes de diciembre. A modo de presentar las características del parque generador, entre ambos sistemas se tendrían en capacidad instalada solar y eólica lo siguiente:

Sistema \ Tecnología	Solar [MW]	Eólica [MW]
SIC	1.468,0	1.191,0
SING	693,0	202,0

- Los costos variables utilizados fueron obtenidos igualmente del ITD de precio de nudo.
- Estudios preliminares indicarían que para la realización del Caso 3 se debiera considerar que el límite más restrictivo se daría en las transferencias al sur y al norte de S/E Pan de Azúcar, el resto del sistema se consideró con sus restricciones normales asociadas a criterios térmicos o de seguridad N-1. Al respecto, el análisis técnico (capítulo 3 de este informe) muestra en forma más detallada los distintos escenarios topológicos con las restricciones técnicas que cada uno de ellos conlleva. Para el Caso 3 se tienen los siguientes límites:

Tramo Pan de Azúcar - Nogales	Limitación Caso 3 [MW]
Hacia el norte	200,0
Hacia el sur	400,0

- Para los Casos 1, 3a, 3b y 3c no se consideraron otras restricciones a los sistemas más que las estándar (térmicas y de criterio N-1).
- La demanda estimada es la utilizada en la última revisión del Estudio de Transmisión Troncal (ETT). A modo de referencia, en el estudio de corto plazo, la demanda promedio diaria del SING estaría en torno a los 2.350,0 MW y la demanda de punta del SIC se consideró alrededor de 7.300 MW para un día de trabajo. Cabe señalar que estos datos de consumo no corresponden a la generación bruta de las centrales.

4.1.1 Estudio de Corto Plazo (Semana típica de operación)

En el caso particular del estudio de corto plazo se considera que:

- El estudio se realizó tomando una semana de diciembre, considerando que las obras anteriormente descritas para los cinco casos estarían terminadas hacia esa fecha. Por otro lado, la operación del sistema entre diciembre y marzo es muy similar todas las semanas, por lo que es bastante representativa.
- El escenario hidrológico considera una condición seca (90% probabilidad de excedencia). Como condición de borde para los embalses se utilizó la función de costo futuro para el mes de diciembre obtenidos de la última programación de 5 años.

- El objetivo de este estudio es contrastar los costos de operación del sistema a través de una simulación de Unit Commitment semanal en cada caso planteado.

4.1.2 Estudio de Mediano Plazo

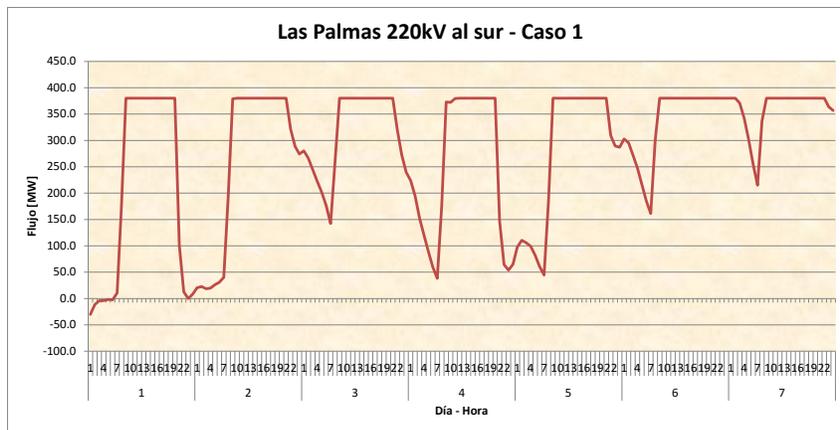
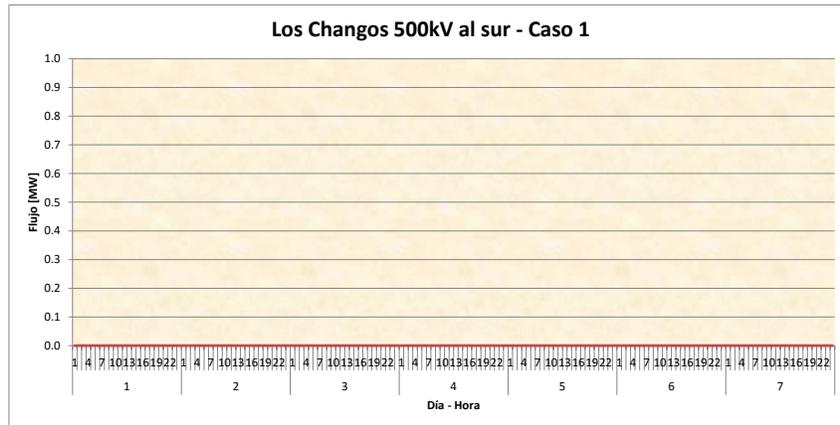
Para la realización de este análisis se tomaron las siguientes consideraciones:

- El estudio se realiza considerando un horizonte de planificación de 2 años hidrológicos. Los datos y fechas de entrada para proyectos ajenos a los analizados en este documento son los utilizados en la simulación de 5 años.
- Se utilizan 56 muestras hidrológicas (consideradas a partir del año hidrológico 60-61) en el método de optimización. Como condición de borde para los embalses se utilizó la función de costo futuro para el mes de marzo de 2019 obtenida de los resultados del último ITD de precio de nudo de corto plazo publicado por la CNE.
- Del estudio se determinarán los costos de operación para los 6 casos considerados y se contrastarán entre sí. Se considerará al Caso 3 como caso base, dado que contiene los datos que se utilizan en la práctica para la programación del sistema, para fijar un punto de operación sobre el cual realizar las demás sensibilidades.

4.2 RESULTADOS ESTUDIOS DE CORTO PLAZO

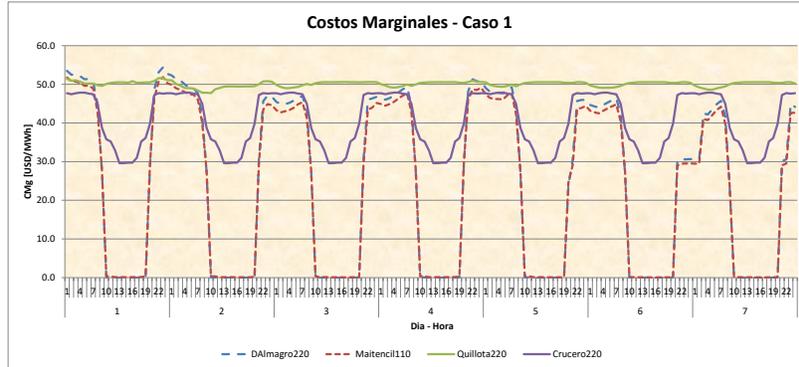
4.2.1 Caso 1: Operación Independiente de los Sistemas SIC y SING

a) Flujos de Potencia:



La operación de los sistemas SIC y SING de forma independiente tal como se da actualmente, mantendría todos los criterios de operación y de transferencias existentes. La zona al sur de S/E Pan de Azúcar mantendría las congestiones diarias y la zona SING vería una disminución de su costo marginal producto de los parques ERNC que entrarían en operación a lo largo de este año.

b) Costos Marginales:



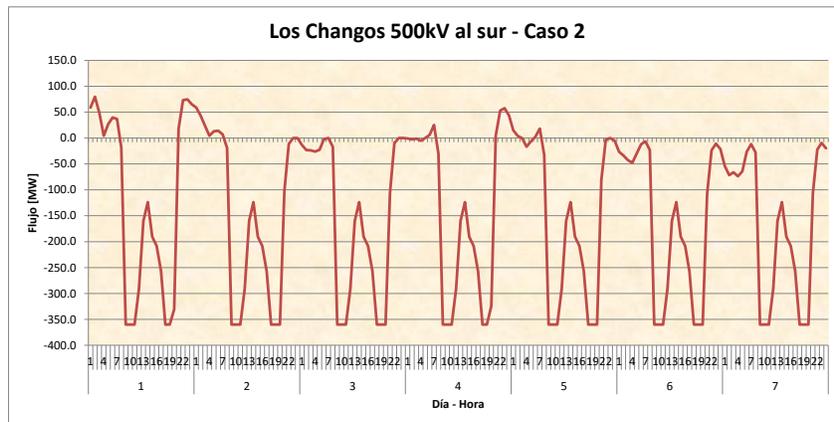
c) Resultados Adicionales:

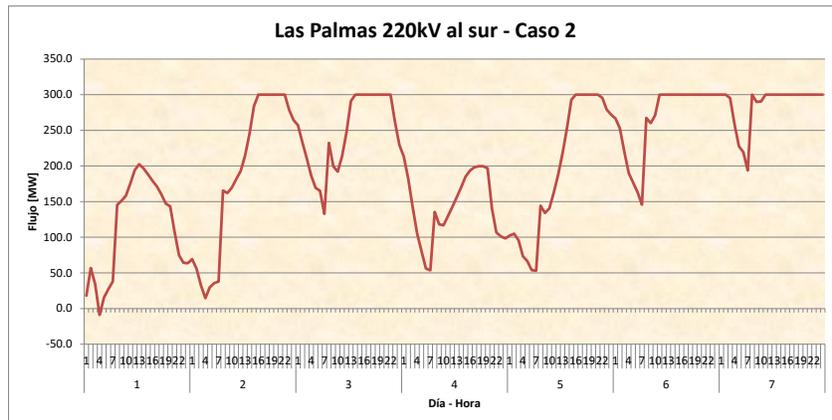
Costo de operación total [MMUSD]	27,91
Vertimiento ERNC [GWh]	42,20

Este es el Caso que presenta mayor vertimiento de los cinco, sin embargo, no es el que presenta mayor costo de operación. Considerando las centrales nuevas que ingresarán en la zona norte del SIC, el vertimiento ERNC se verá aumentado y la operación de toda esa zona no tendría ningún cambio con respecto al escenario actual.

4.2.2 Caso 2: Sistemas SIC y SING interconectados, con Proyecto de Interchile hasta Cardones

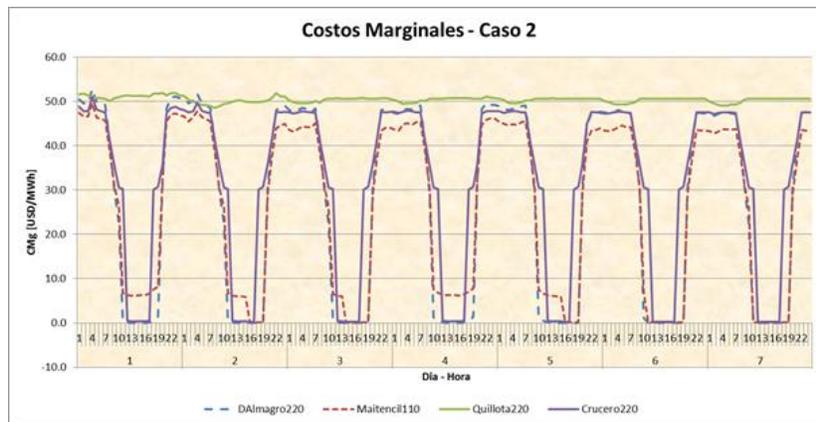
a) Flujos de Potencia:





En caso del retraso de la puesta en servicio del tramo entre S/E Cardones y S/E Pan de Azúcar en 500kV, la operación de la zona norte se vería mucho más restringida dado que al contar con un solo transformador para la interconexión se requiere de límites más estrechos entre S/E Maitencillo y S/E Nogales por las líneas de 220 kV. Disminuir el límite de transferencias hacia el sur aumentaría el vertimiento ERNC y disminuir el límite hacia el norte provocaría un aumento de generación térmica en la zona norte, especialmente si no se cuenta con las 5 unidades de Guacolda en servicio.

b) Costos Marginales:



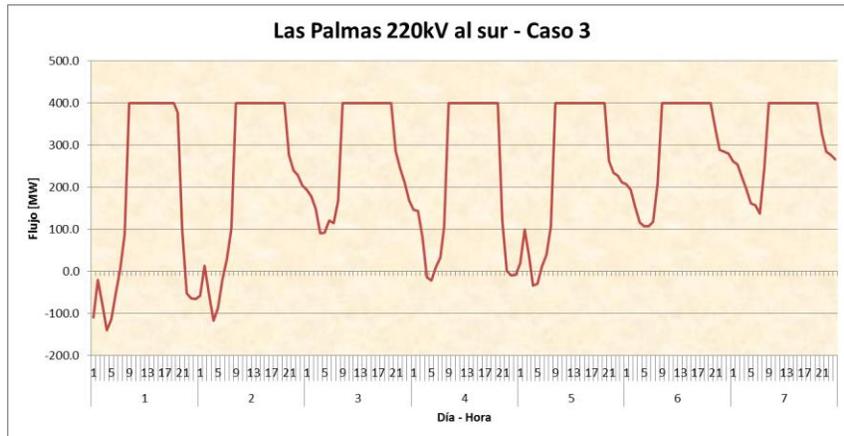
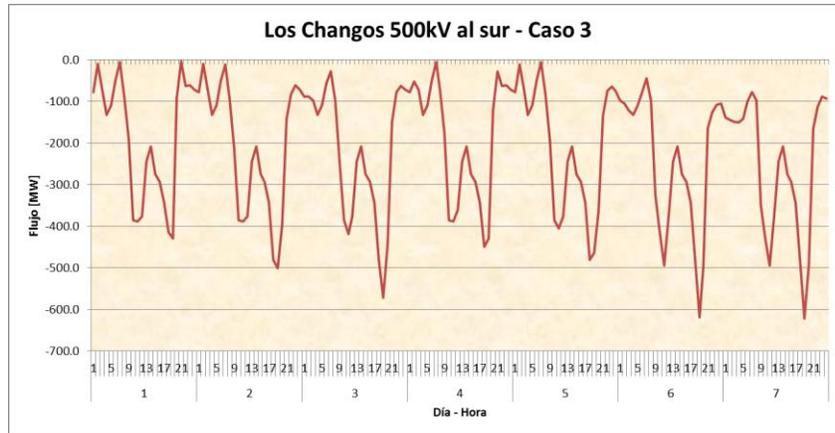
c) Resultados Adicionales:

Costo de operación total [MMUSD]	27,86
Vertimiento ERNC [GWh]	32,50

Respecto de caso 1 aumento el disminuye el vertimiento ERNC y el costo de operación.

4.2.3 Caso 3: Sistemas SIC y SING interconectados, con Proyecto de Interchile hasta Pan de Azúcar

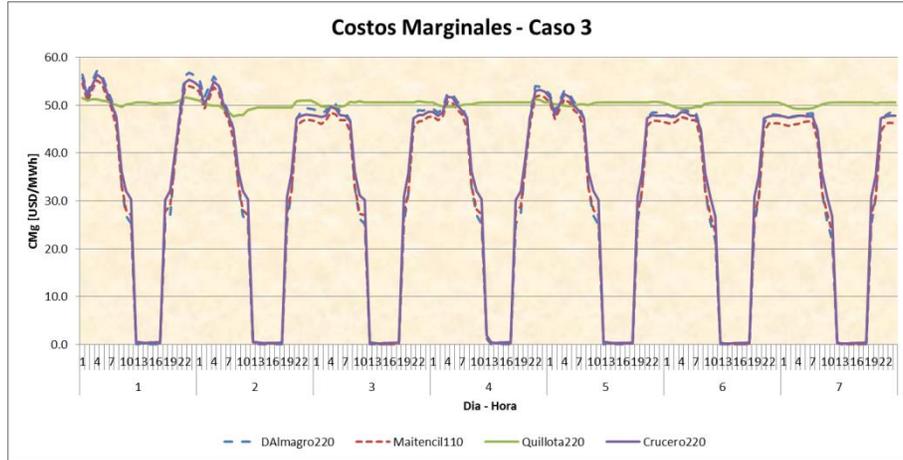
a) Flujos de Potencia:



Para el caso en que se tiene a ambos sistemas interconectados, se desprende de las gráficas que el flujo iría principalmente en dirección sur-norte a través de la línea de interconexión. El exceso de generación solar que no puede ser transmitido hacia la zona centro del SIC sería traspasado hacia la zona del SING y durante las noches dependería principalmente de la disponibilidad de las unidades del complejo Guacolda. En el ejemplo presentado, los flujos entre 0 y 100 MW de las horas de noche hacia el norte consideran las 5 unidades de Guacolda en carga base.

Tal como se da actualmente, la zona al sur de S/E Pan de Azúcar se vería limitada por las capacidades del sistema de transmisión, los flujos hacia el SING dependerán directamente del prorrateo de las centrales ERNC, de la zona del Norte Chico, para no sobrepasar los límites del sistema de transmisión del SIC.

b) Costos Marginales:



c) Resultados Adicionales:

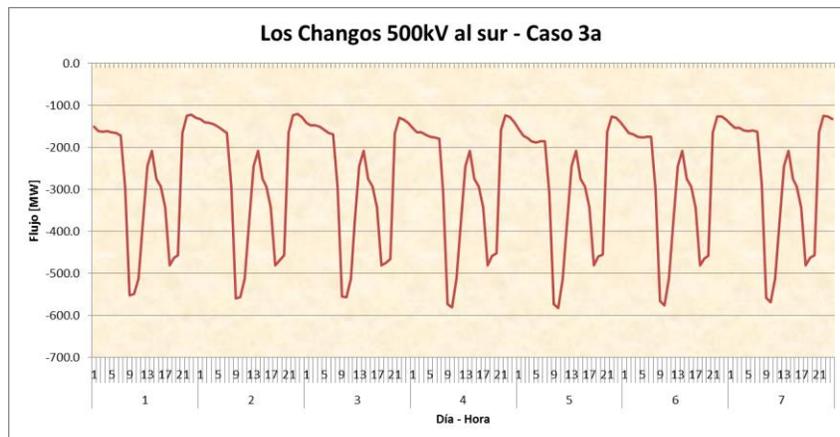
Costo de operación total [MMUSD]	27,20
Vertimiento ERNC [GWh]	19,20

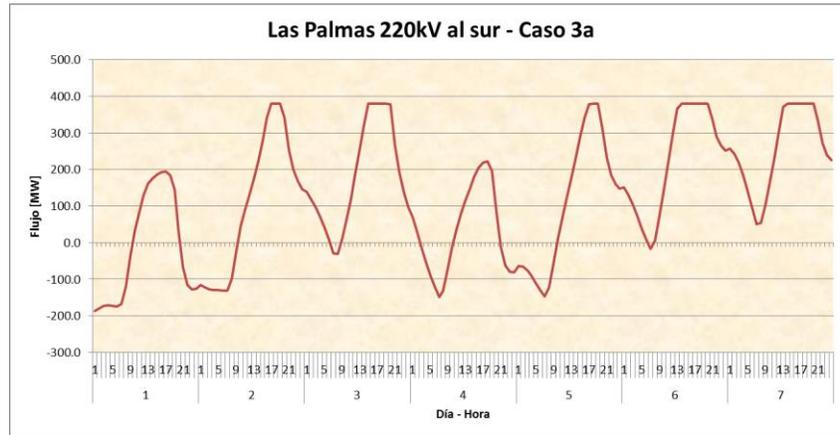
Cabe señalar que el precio cero obtenido en S/E Crucero no depende del flujo transmitido desde la zona del SIC hacia el SING ya que no existen congestiones debido a la generación solar presente, sino que éste se da naturalmente debido a que en el SING es necesario mantener un número de máquinas por restricciones de reserva y a la inyección ERNC en la zona norte.

Otro dato importante de señalar es que las 5 unidades de Guacolda se mantienen en servicio por operación económica, esto implica que sacar una de ellas aumentaría el costo de operación del sistema.

4.2.4 Caso 3a: Corresponde al Caso 3 pero con el sistema abierto en Maitencillo

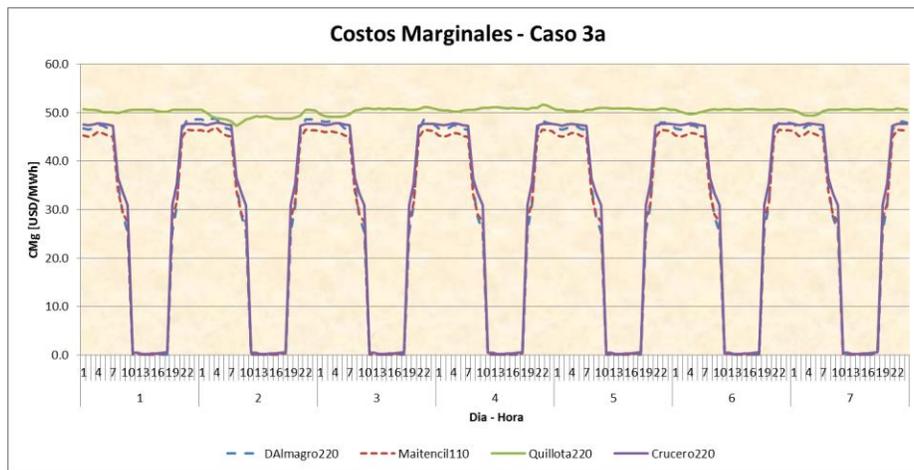
a) Flujos de Potencia:





Como era de esperar, al dividir el sistema interconectado al sur de S/E Maitencillo, todo el excedente de generación de la zona norte del SIC es enviado directamente al SING. La operación del complejo Guacolda es similar a la presentada en el Caso 3, sólo que la limitante presentada en este escenario es que la generación durante las horas de sol es superior a la demanda total del sistema Norte. Por operación económica las centrales térmicas deben permanecer a mínimo técnico durante las horas de día.

b) Costos Marginales:



c) Resultados Adicionales:

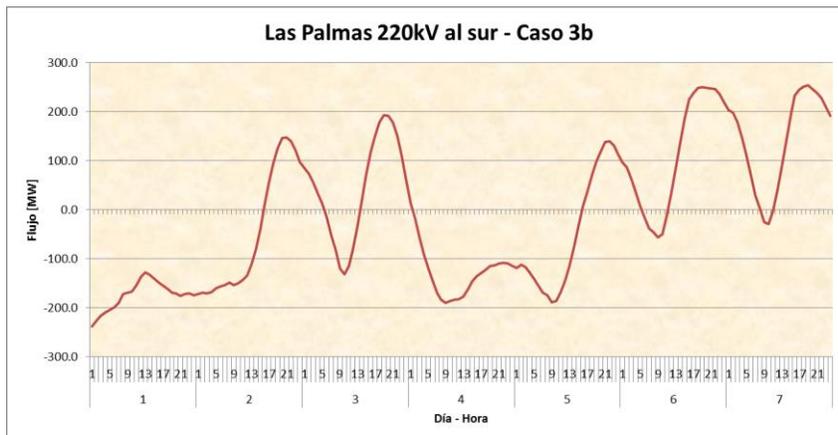
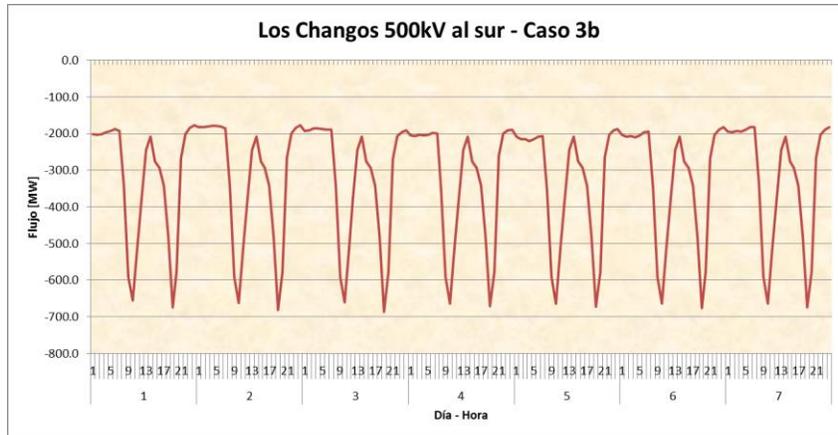
Costo de operación total [MMUSD]	27,64
Vertimiento ERNC [GWh]	26,00

El costo marginal obtenido en las distintas barras del sistema aumenta levemente con respecto al Caso 3 y aunque haya un mayor vertimiento el efecto es poco a nivel de costo operacional debido a que en la zona SING existe poco movimiento de las centrales con respecto al Caso 3 y en la zona SIC, los embalses pueden aportar más energía siempre y cuando se mantengan a un valor de agua similar. La capacidad instalada solar que quedaría en la zona entre Cardones y

Maitencillo correspondería a 961 MW. Cabe señalar que el flujo presentado hacia el SING desde Cardones es solo referencial dado que el vertimiento existente durante el mediodía puede ser prorrateado, en la práctica, de diferentes formas. Este efecto no es visualizado por el modelo de optimización.

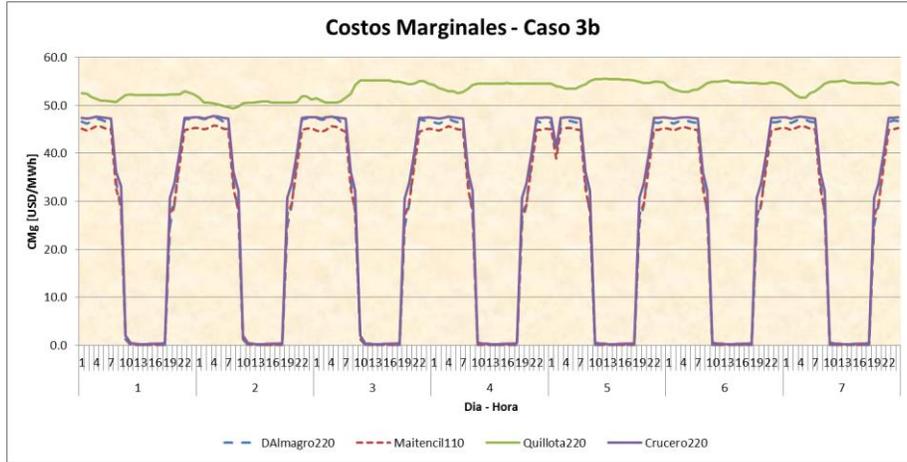
4.2.5 Caso 3b: Corresponde al Caso 3 pero con el sistema abierto en Punta Colorada

a) Flujos de Potencia:



El resultado de este caso de estudio es muy similar al obtenido para el Caso 3a, sin embargo, los excedentes de generación de la zona norte son aún mayores que los vistos previamente. El parque generador térmico de la zona norte no posee muchos movimientos al respecto debido a que durante las horas de sol ya se estaría alcanzando la generación necesaria para abastecer la totalidad de la demanda y durante la noche sólo se agregaría el aporte del Parque Eólico San Juan. Por otra parte, los flujos al sur de S/E Pan de Azúcar disminuirían en gran medida y ya no se presentarían tanta posibilidad de congestión.

b) Costos Marginales:



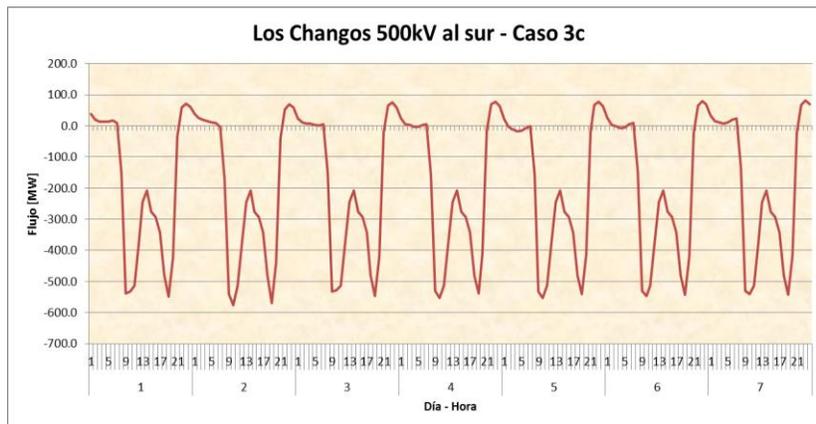
c) Resultados Adicionales:

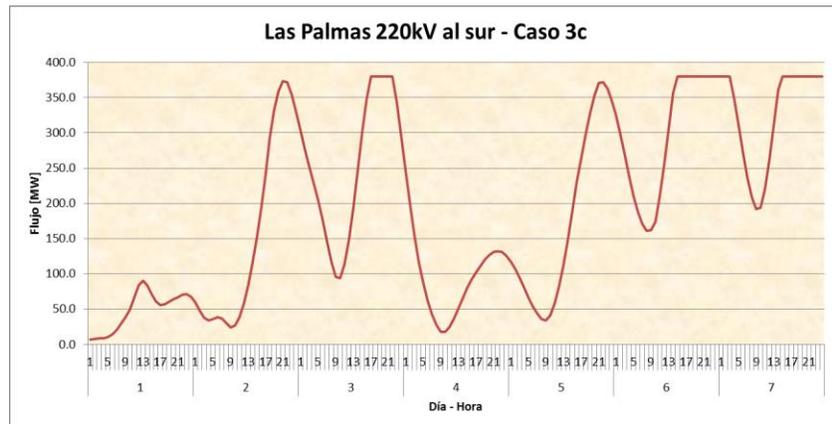
Costo de operación total [MMUSD]	28,52
Vertimiento ERNC [GWh]	41,70

A diferencia de lo que ocurrió con el Caso 3a, este caso presenta un mayor vertimiento ERNC debido principalmente a que el aporte de central El Romero y El Pelicano sería poco fructífero dado que su inyección en el sistema no implica el retiro de alguna máquina en la zona norte. La capacidad instalada solar transferida hacia el SING, para este caso, desde la zona norte del SIC alcanzaría los 1.250,0 MW.

4.2.6 Caso 3c: Corresponde al Caso 3 pero con el sistema abierto en Pan de Azúcar

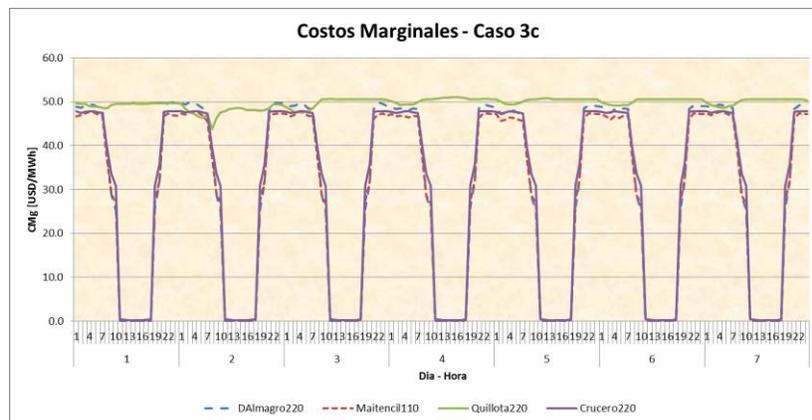
a) Flujos de Potencia:





Al dividir el sistema interconectado al sur de S/E Pan de Azúcar, se aprecia que la demanda del sistema Norte aumentaría considerablemente teniendo que contar con el apoyo de unidades térmicas de la zona SING para suplir los requerimientos de energía, lo que se visualiza al observar flujos en dirección norte-sur durante la noche en la línea de interconexión. Por otra parte, los flujos al sur de S/E Las Palmas dependerían únicamente de la generación eólica presente en esa zona. Cabe señalar que la capacidad instalada en parques eólicos es cercana a 580 MW y los límites de transmisión, en esa zona, son de 380 MW, lo que implicaría una alta probabilidad de congestión.

b) Costos Marginales:



c) Resultados Adicionales:

Costo de operación total [MMUSD]	27,72
Vertimiento ERNC [GWh]	30,40

De los resultados se aprecia que disminuye el vertimiento respecto del Caso 3b, debido a que la carga completa de la S/E Pan de Azúcar queda abastecida desde el sistema Norte. Sin embargo, los parques eólicos ubicados entre Pan de Azúcar y Las Palmas que evacúan su energía hacia el SIC pueden provocar congestiones entre las SS/EE Las Palmas y Los Vilos. El costo de operación disminuye levemente con respecto al Caso 3b.

4.3 RESULTADOS ESTUDIOS DE MEDIANO PLAZO

Para el estudio de mediano plazo interesa conocer a grandes rasgos los costos de operación en los que incurriría el sistema al operar en los casos de estudio. Dado que se desconoce el perfil hidrológico que se pueda dar en la realidad, la idea es generar un barrido ante diferentes escenarios hidrológicos para conocer el efecto que puede tener una mayor o menor energía afluente en el sistema. Bajo esta premisa, el resultado final será expresado como valor esperado.

A continuación se presentan los costos de operación totales esperados para cinco casos entre los meses de noviembre de 2017 y junio de 2018.

Casos Simulados (*)	Caso 1	Caso 3	Caso 3a	Caso 3b	Caso 3c
Costo de operación esperado [MMUSD]	793,96	751,66	775,04	794,44	764,91

(*) No se evaluó el costo esperado del Caso 2, puesto que corresponde a un estado transitorio del proyecto.

De los resultados presentados se puede inferir que:

- El Caso 3 es el que entrega un menor valor de costo de operación, es decir, interconectar los sistemas considerando el sistema de 500 kV hasta Pan de Azúcar pareciera ser más eficiente desde el punto de vista económico. Además de permitir un mejor aprovechamiento de los recursos ERNC del sistema.
- El Caso 3c (separar los sistemas al sur de S/E Pan de Azúcar) es el segundo escenario con menor costo de operación.
- Mantener los sistemas separados como SIC y SING (Caso 1) entrega un costo de operación más alto que al interconectar los sistemas.

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo con los análisis técnico y económico presentados anteriormente se puede concluir lo siguiente:

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO:

- Para los Casos 2 y 3 de operación interconectada entre el SIC y SING existen restricciones de transmisión por estabilidad angular y de tensión para fallas de severidad 5 (i.e. desconexión de las unidades generadoras más grandes en el SIC y SING) y de severidad 8 (i.e. desconexión del transformador de 500/220 kV en Nueva Cardones para el Caso 2).

Para el Caso 2, estas restricciones afectan al transformador de Nueva Cardones y al sistema de 220 kV entre Maitencillo y Nogales.

Para el Caso 3, estas restricciones afectan al sistema de 220 kV entre Pan de Azúcar y Nogales.

- En los Casos 1, 3a, 3b y 3c de operación abierta en 220 kV, para el sistema SING+SIC Norte no se han encontrado, preliminarmente, límites de transmisión asociados a fenómenos de inestabilidad angular o de tensión. Por lo tanto, en esa condición de operación deben considerarse, en principio, los límites térmicos de las instalaciones con criterio N-1.

Para el sub-sistema SIC en el lado sur de los puntos de apertura en 220 kV, los resultados preliminares mostraron algunos problemas relacionados con la estabilidad y el control de la tensión que podrían imponer límites a las transferencias, tema que debiera estudiarse con mayor detalle.

- En los Casos 1, 3a, 3b y 3c el sistema SING +SIC Norte y el sistema SIC Centro-Sur presentan individualmente una menor inercia respecto del sistema interconectado (Casos 2 y 3), particularmente en el sistema norte, lo que redundaría en un deterioro del control de frecuencia y produce un incremento en la energía no suministrada por mayor desprendimiento de escalones de carga por baja frecuencia ante contingencias de las unidades de mayor tamaño.

Además, se requeriría de una mayor reserva en giro conjunta, para atender tanto contingencias como la variación de la demanda neta por efecto de la generación solar PV.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO:

- Se observa que la operación seccionada, analizada de modo preliminar en los escenarios Caso 1, 3a, 3b y 3c, aumenta el costo de operación global y el vertimiento de energía renovable en el sistema con respecto al Caso 3, en el cual se estudia la operación interconectada de los sistemas SIC y SING.
- También, se destaca que, de mantener la operación actual de ambos sistemas por separado (Caso 1) se esperarían vertimientos ERNC bastante altos frente a las otras alternativas analizadas.
- Como una medida más aproximada del costo de operación, el modelo de mediano plazo indicaría que el Caso 3 definitivamente es el que presenta un menor costo de operación esperado, para los

8 meses estudiados. El hecho que este resultado sea independiente del escenario hidrológico existente en el sistema indicaría que la solución de operar los sistemas de forma interconectada, con el sistema de 500 kV hasta Pan de Azúcar es bastante robusta.

- Si bien la operación con un solo transformador hacia el sistema de 500 kV es muy restrictiva (Caso 2), aun así, se observan costos de operación y vertimientos menores en comparación con el caso de mantener la operación actual (Caso 1). Esto indicaría que el conectar los sistemas bajo esta topología transitoria se aprovecharían de mejor manera los recursos de generación disponibles.

En consecuencia, conforme con las conclusiones señaladas, y con independencia de la disponibilidad de nuevas instalaciones en servicio, el análisis realizado muestra que es siempre recomendable la operación interconectada de los sistemas SIC y SING.

Sin perjuicio de lo anterior, con el propósito de garantizar la seguridad de la operación de ambos sistemas y observar el comportamiento del SEN en la fase inicial de operación de la interconexión, durante el período en que sólo se encuentren en servicio las instalaciones de transmisión entre Kapaturo y Cardones (Caso 2), es necesario operar con transferencias reducidas desde el SIC Norte hacia el SING y el SIC Centro.

Por lo tanto, la transferencia total conjunta “Nueva Cardones -> Cumbres” + “Cardones -> Nogales” se deberá limitar a 400 MW, mientras el sistema de transmisión de Interchile no se encuentre disponible hasta Maitencillo o Pan de Azúcar (Caso 3).