

Alternativas de ampliación de la capacidad de transporte del corredor Patagónico de 500 kV en el corto plazo

INFORME TÉCNICO DT/GPOR/DPR N° 076/10

Realizado por: *Pablo Gill Estevez, Diego Cachero*

Revisado por: *Diego Cachero*

Aprobado por: *Jorge Nizovoy*

Versión: *1*

Fecha: *29/12/2010*

Resumen:

En el corto plazo se prevé la instalación de nueva generación en el área Patagónica, entre los que se encuentran la CT Río Turbio y varios proyectos de generación eólica, con lo que se superará los actuales límites de exportación del área. Es por ello que se requerirá realizar obras de ampliación de la capacidad de transporte de este corredor. En el presente informe se analizan distintas alternativas de ampliación de la capacidad de transporte del corredor Patagónico basadas en la instalación de capacitores serie y equipos de compensación shunt tipo SVC o STATCOM.

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	ESCENARIOS DE ESTUDIO Y PRINCIPALES HIPÓTESIS	3
3.	CONTINGENCIAS CONSIDERADAS EN ESTE ESTUDIO	5
4.	CORREDOR PATAGÓNICO SIN EQUIPOS DE COMPENSACIÓN ADICIONAL	6
5.	DESCRIPCIÓN BÁSICA DE ALTERNATIVAS ANALIZADAS	12
6.	ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	13
6.1.	ALTERNATIVA A4: CAPACITOR SERIE 70% EN LÍNEA 5CLPY1 - LADO CL	13
6.2.	ALTERNATIVA A5: CAPACITOR SERIE 50% EN LÍNEA 5CLPY1 - LADO CL	19
6.3.	ALTERNATIVA A8: CAPACITOR SERIE 80% EN LÍNEA 5CLPY1 - LADO CL	20
6.4.	ALTERNATIVA A7: TCSC EN LÍNEA 5CLPY1 - LADO CL	22
6.5.	ALTERNATIVAS B: A4 + SVC ESPERANZA 220KV	25
6.6.	ALTERNATIVAS C: A4 + STATCOM ESPERANZA 220KV	33
6.7.	ALTERNATIVA D: A4 + CAPACITOR SERIE 70% EN LÍNEA 5ZN-RSC1	38
6.8.	ALTERNATIVA E: A4 + SVC RIO SANTA CRUZ 500kV	39
7.	VERIFICACIÓN FRENTE A FALLAS EN EL CORREDOR COMAHUE – GBA Y FRENTE A FALLAS TRIFÁSICAS EN EL CORREDOR PATAGÓNICO	41
7.1.	FALLAS TRIFÁSICAS SIMPLE EN EL CORREDOR COMAHUE – GBA	42
7.2.	FALLA TRIFÁSICA DOBLE TORNÁDICA	45
7.3.	FALLAS TRIFÁSICAS EN EL CORREDOR PATAGÓNICO	48
8.	CONCLUSIONES Y SÍNTESIS DE RESULTADOS	52
9.	REFERENCIAS	58
ANEXO I	MODELOS DINÁMICOS	
ANEXO II	DIAGRAMAS UNIFILARES DE FLUJOS DE CARGA EN CONDICIÓN PREFALLA	
ANEXO III	EVOLUCIÓN TEMPORAL DE VARIABLES - CONTINGENCIAS F01 A F05	
ANEXO IV	DIAGRAMAS UNIFILARES DE FLUJOS DE CARGA EN CONDICIÓN PREFALLA Y POSTFALLA - CONTINGENCIAS CORREDOR COMAHUE – BUENOS AIRES Y FALLAS TRIFÁSICAS EN CORREDOR PATAGÓNICO	
ANEXO V	EVOLUCIÓN TEMPORAL DE VARIABLES - CONTINGENCIAS F06 A F11	

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente el área Patagónica posee una reducida capacidad de exportación de energía eléctrica y no hay grandes requerimientos de capacidad de transporte para el corredor Patagónico de 500 kV que vincula dicha área con el resto del SADI.

En el corto plazo se prevé la instalación de nueva generación en el área Patagónica, entre los que se encuentran la CT Río Turbio y varios proyectos de generación eólica, con lo que se superará los actuales límites de exportación del área. Es por ello que se requerirá realizar obras de ampliación de la capacidad de transporte de este corredor.

El objeto de este informe es analizar distintas alternativas de ampliación de la capacidad de transporte del corredor Patagónico para escenarios de corto plazo, por lo que se estudiarán los distintos escenarios posibles correspondientes a los estados de demanda de pico, resto y valle del verano 2012/13.

A los efectos de poder comparar las distintas alternativas presentadas, se estudian los límites de transmisión por estabilidad transitoria debido a fallas monofásicas con recierre monofásico exitoso. Posteriormente, se efectúa una verificación del desempeño del sistema ante fallas trifásicas simples y falla doble tornádica en el corredor Comahue - GBA y ante fallas trifásicas con despeje definitivo de la línea fallada en el corredor Patagónico de 500 kV donde una parte del área Patagónica resulta aislada.

2. ESCENARIOS DE ESTUDIO Y PRINCIPALES HIPÓTESIS

Se consideran escenarios con demanda de pico, resto y valle del verano 2012/13.

Para los escenarios de Resto y Pico se considera una máxima exportación del área Comahue, con ambas máquinas de CT Luis Piedrabuena en servicio, de forma tal de emular una condición de mínimo margen de estabilidad angular en el SIP.

Por otro lado en los escenarios de valle se considera un mínimo despacho en el Comahue, con las máquinas de CT Luis piedra buena fuera de servicio. De esta forma se expone una condición de debilidad de la red, con reducido control de tensión.

La nueva generación que se considera en servicio en el área Patagónica para estos escenarios de estudio está constituida por la CT Río Turbio (240 MW), la TV de CT Los Perales (40 MW) que cierra el ciclo combinado, así como los

parques eólicos del GENREN (licitación llevada a cabo por ENARSA), con una potencia total instalada en la Patagonia de 655 MW, y el Parque Eólico La Deseada (600 MW). En la Figura 1 se presenta la nueva generación considerada.

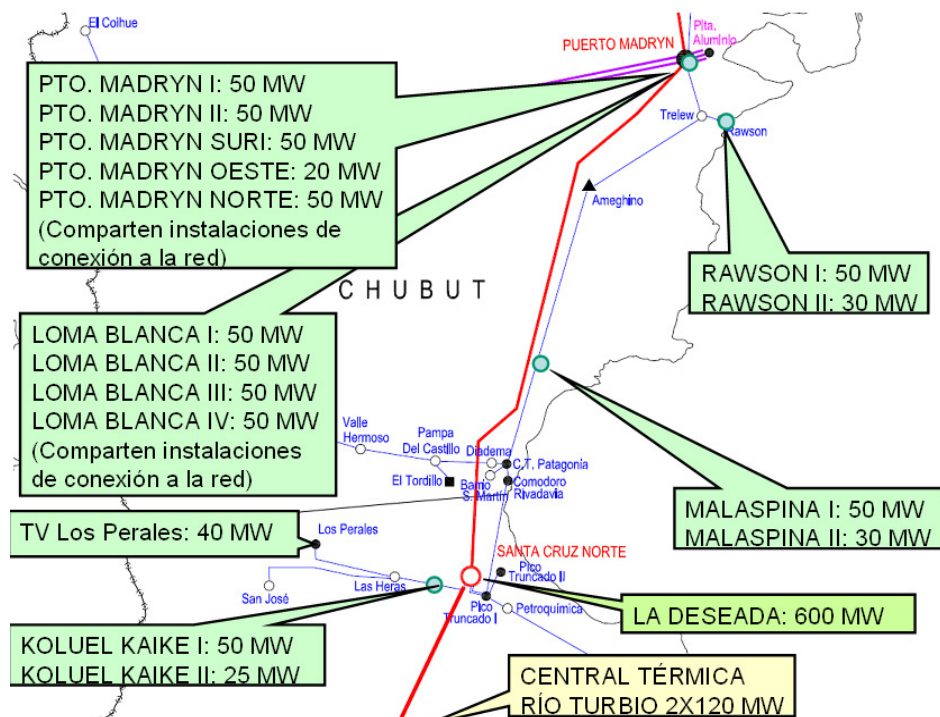


Figura Nº 1 Nueva Generación verano 2012/2013

Se estudian casos con distintas variantes de despacho relacionadas con las siguientes hipótesis:

- Río Turbio: 0 y 2 máquinas al máximo (verificaciones en casos particulares con 2 máquinas al mínimo o una sola máquina al máximo)
- Importación de Aluar: mínima 130 MW (en algunos casos 50MW), máxima 330 MW
- Futalefú: 4 máquinas y 2 máquinas (para escenarios. de valle con 1 línea de 330 kV F/S)
- Despacho de base de la CH Ameghino, CT Perales, CC C.Rivadavia y CT Patagónica
- PPEE en 132 kV (K.Kaike, Malaspina y Rawson) al máximo posible (sin producir sobrecargas). Aparecen limitaciones en K. Kaike por sobrecarga de transformador 500/132 kV de Santa Cruz Norte, debido a que se considera la TV de Los Perales en servicio. Se aplica solamente el límite del conductor en las líneas de 132kV del SIP, identificando la necesidad de cambiar los TI de las líneas P. Truncado – C. Rivadavia, Trelew – DGPA, y DGPA –Puerto Madryn. La futura línea de 132kV Cerro Negro – Los Perales no se considera en este estudio.

- PPEE vinculados a Pto. Madryn 500 kV (total 420 MW) con despacho variable para obtener el flujo buscado por 5CLPY1.
- PE La Deseada: con despacho variable para fijar el flujo por 5PYZN1.

3. CONTINGENCIAS CONSIDERADAS EN ESTE ESTUDIO

En primer lugar se realizará un análisis de los límites de transmisión del corredor Patagónico mediante la simulación de algunas contingencias críticas. Por tratarse de un corredor radial se considerarán fallas monofásicas con recierre monofásico exitoso (RME). La denominación adoptada para las fallas estudiadas es la siguiente:

- **F01:** RME línea 500 kV Choele Choel – Puerto Madryn
- **F02:** RME línea 500 kV Puerto Madryn – Santa Cruz Norte
- **F03:** RME línea 500 kV Río Santa Cruz – Santa Cruz Norte
- **F04:** RME línea 500 kV Esperanza – Río Santa Cruz
- **F05:** RME línea 220 kV Río Turbio – Esperanza

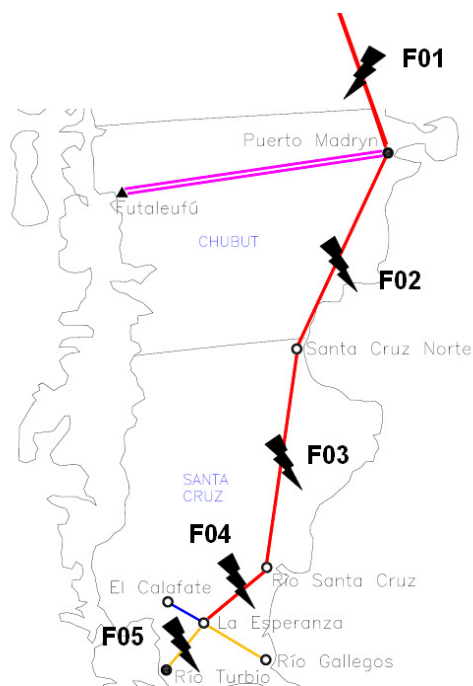


Figura Nº 2 - Esquema de fallas monofásicas con recierre monofásico exitoso

Luego se efectuará una verificación del desempeño del sistema ante fallas trifásicas con despeje definitivo de la línea fallada en el corredor Comahue – GBA. Las contingencias consideradas son:

- **F06: Falla trifásica simple Chocón – Puelches**
- **F07: Falla trifásica simple Choele Choel – Bahía Blanca**
- **F08: Falla trifásica simple Bahía Blanca – Olavarría**
- **F11: Falla doble tornádica Chocón – Puelches**

Además se simularán fallas trifásicas con despeje definitivo de la línea fallada en el corredor Patagónico de 500 kV, donde una parte del área Patagónica resulta aislada. Las contingencias consideradas son:

- **F09: Falla trifásica simple Puerto Madryn – Choele Choel**
- **F10: Falla trifásica simple Santa Cruz Norte – Puerto Madryn**

4. CORREDOR PATAGÓNICO SIN EQUIPOS DE COMPENSACIÓN ADICIONAL

En este punto se analiza en principio los límites de transmisión del sistema sin incorporar equipos de compensación adicional, es decir, sin obras de ampliación de la capacidad de transporte. Este caso refleja las limitaciones actuales del corredor Patagónico y dentro de este informe será referenciado como Alternativa A0.

Los escenarios limitantes, resultantes del análisis se exponen en la Tabla 1.

Tabla 1 Escenarios Limite – Alternativa A0 Sin Compensación

CASO	Flujo 5CLPY1 [MW]	Flujo 5PYZN1 [MW]	Flujo 5RSCZN1 [MW]	EXP. COMSIP [MW]	PMA 500 [MW]	DESE [MW]	CTRT [MW]	Figura
V13R_A0_14_0700_V1	701	71	-62	5463	320	0	0	FIG AII-1
V13P_A0_22_0700_V1	698	65	-70	5541	350	0	0	FIG AII-2
V13V_A0_27_0800_V1	799	100	-36	1187	400	0	0	FIG AII-3
V13R_A0_46_0700_V1	714	416	-62	5476	0	350	0	FIG AII-4
V13P_A0_77_0700_V1	704	397	-70	5551	220	335	0	FIG AII-5
V13V_A0_78_0700_V1	703	396	-36	1095	0	300	0	FIG AII-6
V13R_A0_61_0400_V1	398	298	164	5214	0	0	240	FIG AII-7
V13P_A0_79_0400_V1	397	287	156	5245	0	0	240	FIG AII-8
V13V_A0_24_0400_V1	401	308	199	804	0	0	240	FIG AII-9

Las Tablas 2 y 3 resume los resultados de las simulaciones dinámicas sobre los casos, indicando la máxima excursión angular y la mínima tensión de back

swing en caso que corresponda. Las contingencias F03, F04 y F05 se analizan solo en los casos donde se encuentra despachada CT Río Turbio.

Tabla 2 Resumen de simulaciones dinámicas F01 Y F02

Caso	F01 5CLPY1				F02 5PYZN1			
	Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing	
	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]
V13R_A0_14_0700_V1	493	132	ok		493	100	ok	
V13P_A0_22_0700_V1	661	123	ok		663	105	ok	
V13V_A0_27_0800_V1	491	102	461	0.76	663	61	ok	
V13R_A0_46_0700_V1	493	144	ok		663	144	461	0.8
V13P_A0_77_0700_V1	663	136	ok		663	142	441	0.82
V13V_A0_78_0700_V1	493	98	10	0.8	663	115	441	0.7
V13R_A0_61_0400_V1	493	107	117	0.72	523	132	117	0.72
V13P_A0_79_0400_V1	663	108	ok		523	132	117	0.75
V13V_A0_24_0400_V1	523	75	ok		523 INESTABLE			

Tabla 3 Resumen de simulaciones dinámicas F03, F04 Y F05

Caso	F03 5RSC-ZN1				F04 5ESPRSC1				F05 2ESPRTU1			
	Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing	
	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]
V13R_A0_61_0400_V1	523	132	117	0.71	523	132	117	0.71	523 INESTABLE			
V13P_A0_79_0400_V1	523	130	117	0.76	523	133	117	0.73	523 INESTABLE			
V13V_A0_24_0400_V1	523 INESTABLE				523 INESTABLE				523 INESTABLE			

Los casos 14, 22 y 27 corresponden a escenarios donde no se consideran en servicio CT Río Turbio ni el PE La Deseada. Para estos casos se verifica que la máxima exportación del SIP es de aproximadamente 700MW, límite que se obtiene para el escenario de resto por estabilidad de CT Patagonia ante la contingencia F01 (si bien el ángulo resulta 132°, un aumento de 100MW produce que la máxima excursión supere el límite admisible de 144°). El flujo por la línea 5PYZN1 permanece inferior a 70MW, teniendo en cuenta que la única inyección a la barra de Santa Cruz Norte 500kV proviene del sistema de 132kV, limitada por el transformador 500/132 kV – 150 MVA, y además de alimentar la demanda al sur de Santa Cruz Norte. En el escenario de valle se aprecia que podría alcanzarse una exportación de 800MW, limitada por el back swing en Santa Cruz Norte 132kV (barra 461) debido a la contingencia F01. En la Figura N° 3 se muestra un esquema de los límites de transmisión para estos casos.

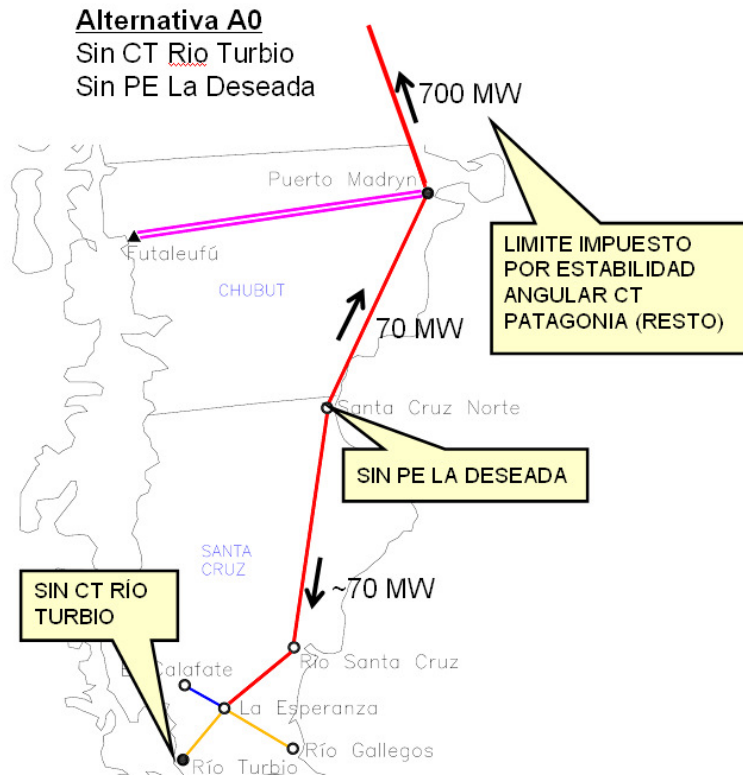


Figura Nº 3. Límites de transmisión. Alternativa A0. Sin CT Río Turbio. Sin PE La Deseada

Los casos 46, 77 y 78 corresponden a escenarios donde no se consideran en servicio CT Río Turbio, pero sí se considera PE La Deseada. En los escenarios de resto y pico se observa un límite de exportación del SIP de 700MW debido a estabilidad angular de CT Patagonia y CT Los Perales, respectivamente. Por otro lado se encuentra un límite de transmisión de 400MW desde Santa Cruz Norte hacia Puerto Madryn debido a F02. Esto se verifica en todos los escenarios: en pico y resto por estabilidad angular de CT Los Perales y en valle por back swing en San Jose 132kV (barra 441). La Figura Nº 4 muestra el esquema con los límites obtenidos.

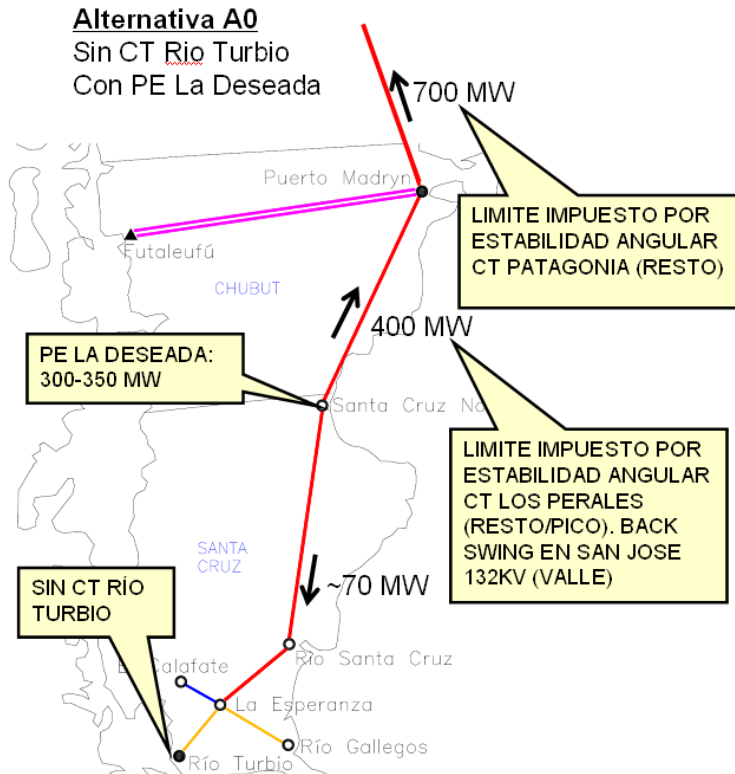


Figura N° 4 Límites de transmisión. Alternativa A0. Sin CT Río Turbio. Con PE La Deseada

En los casos 71, 79 y 24 se considera en servicio la CT Río Turbio a plena potencia. El modelo utilizado para esta central se describe en el Anexo I. El parque La Deseada se mantiene fuera de servicio. Para todos los escenarios se verifica que ante F05, las máquinas de CT Río Turbio pierden estabilidad (barras 523 y 525). Para los escenarios de pico y resto puede apreciarse que ante las fallas del sistema de 500kV, la máxima excursión angular de Río Turbio y la tensión de back swing en Eseranza 220kV (barra 117) cumplen los criterios de estabilidad de forma ajustada. Sin embargo, en el escenario de valle se observa que para las F02, F03 y F04 del sistema de 500kV, la central pierde estabilidad también, identificándose un serio problema local de control de tensión en el área.

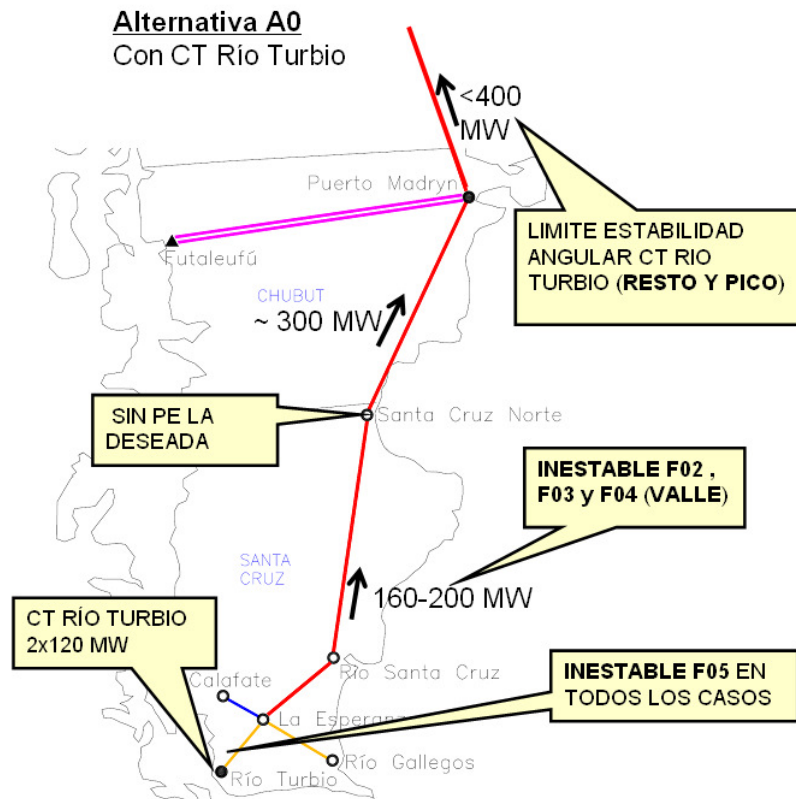


Figura Nº 5 Alternativa A0. Con CT Río Turbio. Sin PE La Deseada. Escenario de valle resulta inestable para contingencias en sistema de 500kV.

Las evoluciones de las variables en el tiempo se exponen en las siguientes figuras del Anexo III.

Tabla 4 Figuras de evolución temporal de las variables – F01

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A0_14_0700_V1	FIG AIII-1	FIG AIII-2	FIG AIII-3	FIG AIII-4
V13P_A0_22_0700_V1	FIG AIII-5	FIG AIII-6	FIG AIII-7	FIG AIII-8
V13V_A0_27_0800_V1	FIG AIII-9	FIG AIII-10	FIG AIII-11	FIG AIII-12
V13R_A0_46_0700_V1	FIG AIII-13	FIG AIII-14	FIG AIII-15	FIG AIII-16
V13P_A0_77_0700_V1	FIG AIII-17	FIG AIII-18	FIG AIII-19	FIG AIII-20
V13V_A0_78_0700_V1	FIG AIII-21	FIG AIII-22	FIG AIII-23	FIG AIII-24
V13R_A0_61_0400_V1	FIG AIII-25	FIG AIII-26	FIG AIII-27	FIG AIII-28
V13P_A0_79_0400_V1	FIG AIII-29	FIG AIII-30	FIG AIII-31	FIG AIII-32
V13V_A0_24_0400_V1	FIG AIII-33	FIG AIII-34	FIG AIII-35	FIG AIII-36

Tabla 5 Figuras de evolución temporal de las variables – F02

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A0_14_0700_V1	FIG AIII-37	FIG AIII-38	FIG AIII-39	FIG AIII-40
V13P_A0_22_0700_V1	FIG AIII-41	FIG AIII-42	FIG AIII-43	FIG AIII-44
V13V_A0_27_0800_V1	FIG AIII-45	FIG AIII-46	FIG AIII-47	FIG AIII-48
V13R_A0_46_0700_V1	FIG AIII-49	FIG AIII-50	FIG AIII-51	FIG AIII-52
V13P_A0_77_0700_V1	FIG AIII-53	FIG AIII-54	FIG AIII-55	FIG AIII-56
V13V_A0_78_0700_V1	FIG AIII-57	FIG AIII-58	FIG AIII-59	FIG AIII-60
V13R_A0_61_0400_V1	FIG AIII-61	FIG AIII-62	FIG AIII-63	FIG AIII-64
V13P_A0_79_0400_V1	FIG AIII-65	FIG AIII-66	FIG AIII-67	FIG AIII-68
V13V_A0_24_0400_V1	FIG AIII-69	FIG AIII-70	FIG AIII-71	FIG AIII-72

Tabla 6 Figuras de evolución temporal de las variables – F03

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A0_61_0400_V1	FIG AIII-73	FIG AIII-74	FIG AIII-75	FIG AIII-76
V13P_A0_79_0400_V1	FIG AIII-77	FIG AIII-78	FIG AIII-79	FIG AIII-80
V13V_A0_24_0400_V1	FIG AIII-81	FIG AIII-82	FIG AIII-83	FIG AIII-84

Tabla 7 Figuras de evolución temporal de las variables – F04

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A0_61_0400_V1	FIG AIII-85	FIG AIII-86	FIG AIII-87	FIG AIII-88
V13P_A0_79_0400_V1	FIG AIII-89	FIG AIII-90	FIG AIII-91	FIG AIII-92
V13V_A0_24_0400_V1	FIG AIII-93	FIG AIII-94	FIG AIII-95	FIG AIII-96

Tabla 8 Figuras de evolución temporal de las variables – F05

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A0_61_0400_V1	FIG AIII-97	FIG AIII-98	FIG AIII-99	FIG AIII-100
V13P_A0_79_0400_V1	FIG AIII-101	FIG AIII-102	FIG AIII-103	FIG AIII-104
V13V_A0_24_0400_V1	FIG AIII-105	FIG AIII-106	FIG AIII-107	FIG AIII-108

5. DESCRIPCIÓN BÁSICA DE ALTERNATIVAS ANALIZADAS

Con el objeto de incrementar la capacidad de transporte del corredor Patagónico se considerarán distintas alternativas que involucren la instalación de compensación serie en este corredor y la posible utilización de equipos de compensación shunt variable (SVC o STATCOM).

Las Alternativas de Compensación estudiadas son:

- **Alternativa A4:** Capacitor serie fijo en línea 5CLPY1, con una compensación del 70%, instalado en la ET Choele Choel sobre la salida hacia Pto. Madryn
- **Alternativa A5:** Capacitor serie fijo en línea 5CLPY1, con una compensación del 50%, instalado en la ET Choele Choel sobre la salida hacia Pto. Madryn
- **Alternativa A7:** Compensación serie controlada (TCSC) en la línea 5CLPY1, instalado en la ET Choele Choel sobre la salida hacia Pto. Madryn.
- **Alternativa A8:** Capacitor serie fijo en línea 5CLPY1, con una compensación del 80%, instalado en la ET Choele Choel sobre la salida hacia Pto. Madryn
- **Alternativa B4:** Alternativa A4 + SVC de +/- 150 MVar vinculado a barras de 220 kV de la ET Esperanza
- **Alternativa C3:** Alternativa A4 + STATCOM de +/- 100 MVar vinculado a barras de 220 kV de la ET Esperanza
- **Alternativa D1:** Alternativa A4 + Capacitor serie fijo en línea Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz, con una compensación del 70%, instalado en la ET Río Santa Cruz sobre la salida hacia Santa Cruz Norte.
- **Alternativa E1:** Alternativa A4 + SVC de +/- 400 MVar vinculado a barras de 500 kV de la ET Río Santa Cruz.

A continuación se presenta un análisis de cada una de estas alternativas, estudiando la capacidad de exportación del área Patagónica que se podría lograr para cada caso, en primer lugar ante fallas monofásicas con recierre monofásico exitoso en las líneas del corredor Patagónico.

6. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

6.1. ALTERNATIVA A4: CAPACITOR SERIE 70% EN LÍNEA 5CLPY1 - LADO CL

La alternativa A4 estudia la compensación de la línea Choele Choel - Puerto Madryn en un 70%, del lado Choele Choel. La Tabla 9 expone los casos límite.

Tabla 9 Escenarios Limite – Alternativa A4 CS 70% LADO CHOELE

CASO	Flujo 5CLPY1 [MW]	Flujo 5PYZN1 [MW]	Flujo 5RSCZN1 [MW]	EXP. COMSIP [MW]	PMA 500 [MW]	DESE [MW]	CTRT [MW]	Figura
V13R_A4_34_1000_V1	993	263	-62	5650	420	200	0	FIG AII-10
V13V_A4_28_1000_V1	1012	292	-36	1390	420	200	0	FIG AII-11
V13R_A4_48_0900_V1	897	464	-62	5652	120	400	0	FIG AII-12
V13P_A4_39_1000_V1	998	455	-70	5642	420	400	0	FIG AII-13
V13V_A4_82_0900_V1	897	393	-36	1281	200	300	0	FIG AII-14
V13R_A4_59_0900_V1	903	300	164	5501	290	0	240	FIG AII-15
V13P_A4_81_0900_V1	899	293	156	5667	320	0	240	FIG AII-16
V13V_A4_24_0400_V1	401	308	199	804	0	0	240	FIG AII-17
V13V_A4_75_0900_V1	904	396	94	1287	320	170	140	FIG AII-18

Las Tabla 10 y Tabla 11 resume los resultados de las simulaciones dinámicas sobre los casos, indicando la máxima excursión angular y la mínima tensión de back swing en caso que corresponda. Las contingencias F03, F04 y F05 se analizan solo en los casos donde se encuentra despachada CT Río Turbio.

Tabla 10 Resumen de simulaciones dinámicas F01 Y F02 – Alternativa A4

Caso	F01 5CLPY1				F02 5PYZN1			
	Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing	
	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]
V13R_A4_34_1000_V1	493	142	OK		491	115	Ok	
V13V_A4_28_1000_V1	491	105	461	0.76	663	80	OK	
V13R_A4_48_0900_V1	493	142	ok		663	144	ok	
V13P_A4_39_1000_V1	663	141	ok		663	144	ok	
V13V_A4_82_0900_V1	493	96	461	0.8	663	97	441	0.76
V13R_A4_59_0900_V1	523/493	129/135	ok		523	127	117	0.76
V13P_A4_81_0900_V1	523	127	117	0.8	523	125	117	0.78
V13V_A4_24_0400_V1	523	66	ok		525	101	117	<0.7
V13V_A4_75_0900_V1	493	100	461	0.78	663	91	441	0.79

Tabla 11 Resumen de simulaciones dinámicas F03, F04 Y F05 – Alternativa A4

Caso	F03 5RSC-ZN1				F04 5ESPRSC1				F05 2ESPRTU1			
	Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing	
	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]
V13R_A4_59_0900_V1	523	128	117	0.75	523	130	117	0.74	523 INESTABLE			
V13P_A4_81_0900_V1	523	125	117	0.78	523	127	117	0.77	523 INESTABLE			
V13V_A4_24_0400_V1	523 INESTABLE				523 INESTABLE				523 INESTABLE			
V13V_A4_75_0900_V1	523	<50	ok		523	<50	ok		523	<50	ok	

Los casos 34, 28, 48, 39 y 82 consideran a la CT Río Turbio fuera de servicio.

Se verifica que la transferencia desde Santa Cruz Norte hacia Puerto Madryn no puede superar los 400MW, límite similar al caso sin compensación. Este límite se debe a la tensión de back swing en San Jose 132kV para el escenario de valle; y por estabilidad angular de CT Los Perales en pico y resto. Se observa también que el PE La Deseada podría entregar a lo sumo 400MW.

Con la compensación serie del 70% de la línea 5CLPY1 podría aumentarse la exportación del área Patagónica de 700MW (sin compensación y sin Río Turbio) a un valor de 900MW cuando la transferencia por la línea 5PYZN1 es de 400MW, o bien a un valor de 1000MW cuando la transferencia por ZNPY es de 200MW. La estabilidad angular de CT Patagonia también aparece como factor limitante para el escenario de Resto ante la contingencia F01.

Estos resultados muestran que con la Alternativa A4 se podría evacuar toda la generación eólica del GENREN (655 MW), restringiendo o limitando a la CT Río Turbio y al PE La Deseada.

La Figura N° 6 muestra un esquema con los límites de transmisión del corredor para el caso sin CT Río Turbio.

Alternativa A4

Sin CT Río Turbio

LÍMITE COMBINADO

PYCL=900MW con ZNPY=400MW

PYCL=1000MW con ZNPY=200MW

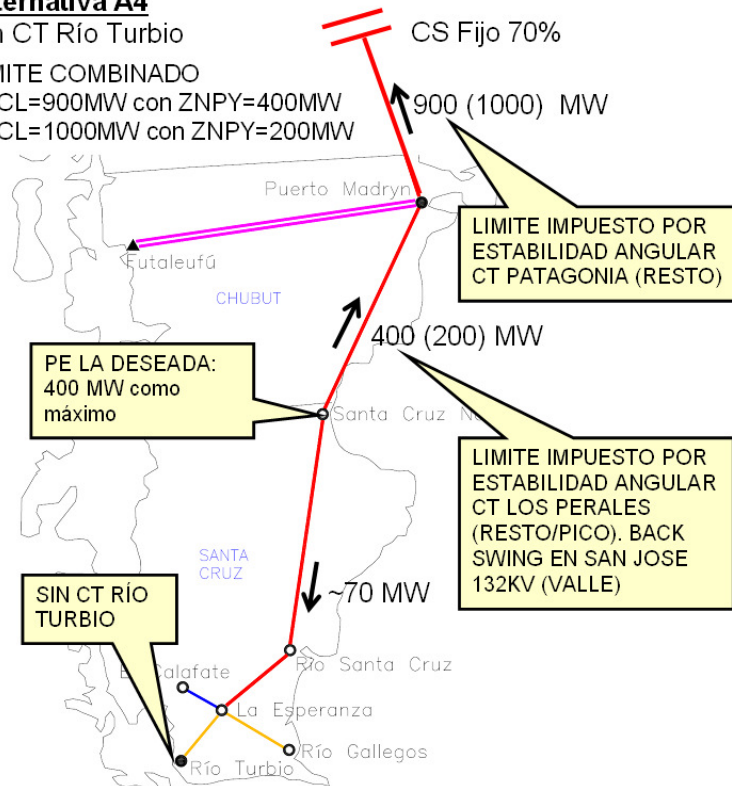


Figura Nº 6 Límites de transmisión. Alternativa A4. Sin CT Río Turbio

Los casos 51, 81 y 24 consideran en servicio la CT Río Turbio a plena potencia, sin el PE La Deseada.

En los casos de resto y pico se observa que, si bien resultan inestables para la F05 del sistema de 220kV, teniendo en cuenta solo las contingencias del sistema de 500kV podrían exportarse 900MW del área Patagónica (limitados por la estabilidad angular de la CT Río Turbio ante F01).

Sin embargo, el escenario de valle refleja que para las F02, F03, F04 y F05 resulta inestable la CT Río Turbio.

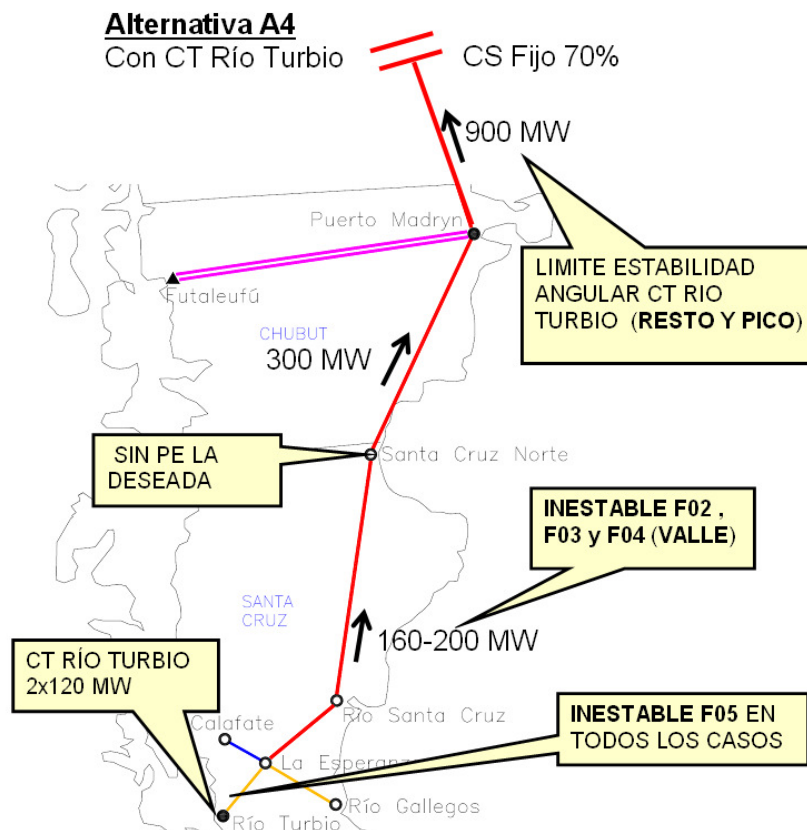


Figura Nº 7 Límites de transmisión. Alternativa A4. Con CT Río Turbio con pleno despacho. Escenario de valle resulta inestable la CT Río Turbio para contingencias en sistema de 500kV

En el caso 75 se despachan 2 máquinas de CT Río Turbio a 70MW. Se aprecia que en este caso pueden exportarse 900MW del área Patagónica con una transferencia de 400MW por la línea Santa Cruz Norte - Puerto Madryn. Se observa un correcto desempeño del sistema para todas las contingencias, incluso la falla del sistema de 220kV.

Con el fin de analizar la sensibilidad que presenta el margen de estabilidad transitoria de la CT Río Turbio respecto al flujo por la línea Esperanza – Río Santa Cruz, se analiza la respuesta ante falla la F04 del escenario de valle 24, variando ligeramente el despacho de la central Río Turbio, de forma tal de obtener niveles de transmisión de 200MW, 180MW y 165MW por la línea Esperanza – Río Santa Cruz. En las Figura Nº 8 y Figura Nº 9 se exponen la evolución del ángulo de las máquinas de la CT Río Turbio y la tensión en barras de 220 kV de la ET Esperanza.

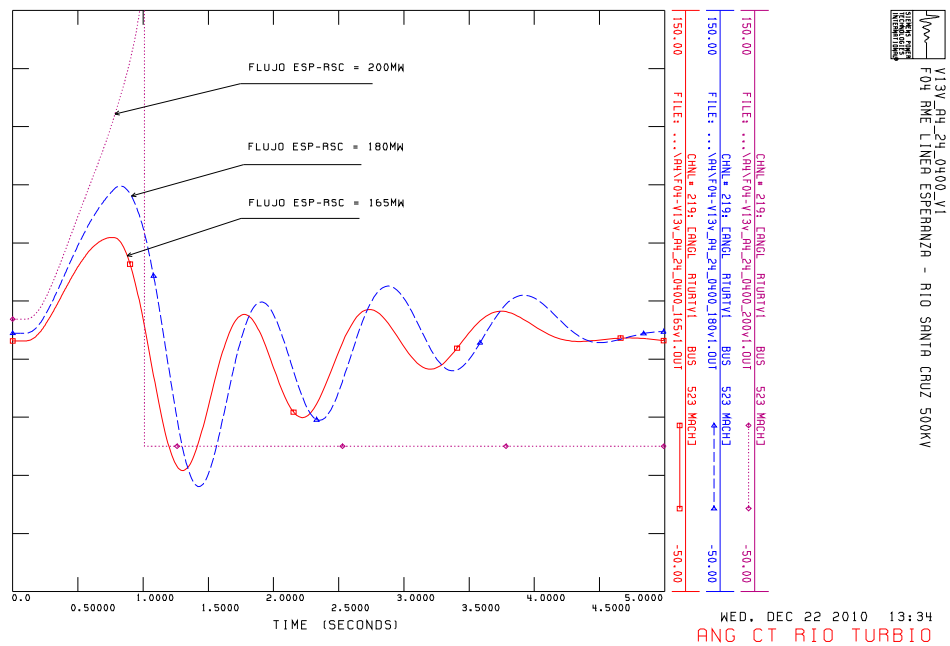


Figura Nº 8 Ángulo CTRT. F04. Sensibilidad con el flujo por ESP-RSC

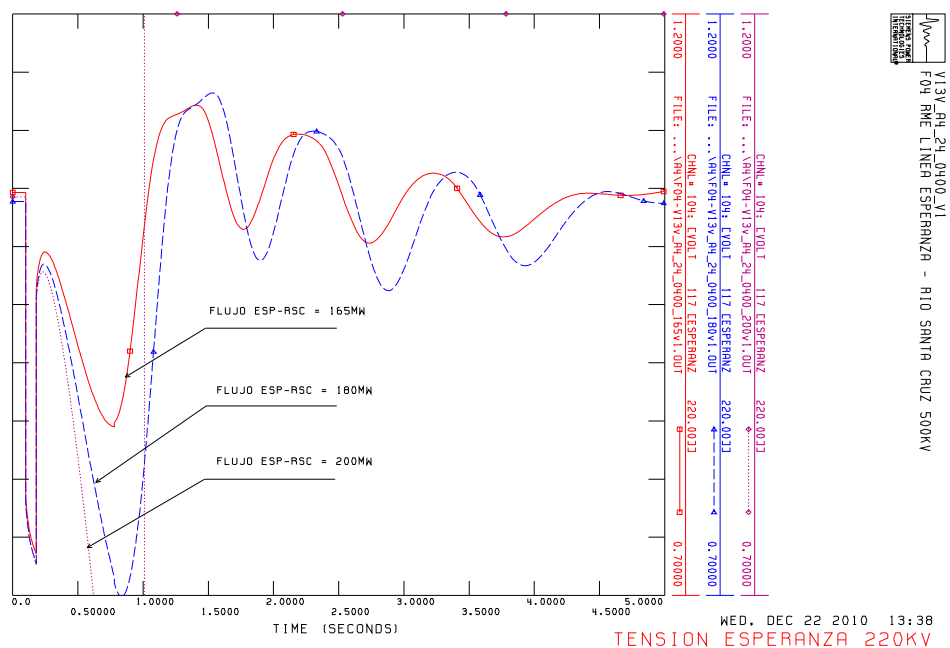


Figura Nº 9 Tensión Esperanza 220kV. F04. Sensibilidad con el flujo por ESP – RSC

Se observa que con una transferencia de 180MW por la línea Esperanza – Río Santa Cruz, para este escenario, se cumplirían los criterios de desempeño dinámico de máxima excursión angular y de mínima tensión de back swing. Sin

embargo, aumentando solamente 20MW el flujo por la línea se aprecia una condición de inestabilidad.

Se concluye que la CT Río Turbio expone un reducido margen de estabilidad transitoria en los escenarios valle analizados, con una elevada sensibilidad respecto a los flujos de carga por el corredor, principalmente por los flujos de carga en las líneas desde Río Turbio hasta Santa Cruz Norte, no pudiéndose despachar la central en su máxima potencia. Se identifica un problema local que no puede solucionarse con la compensación serie de la línea Choele Choe - Puerto Madryn, y se requiere alguna medida estabilizante adicional.

Las evoluciones de las variables en el tiempo se exponen en las siguientes figuras del Anexo III.

Tabla 12 Figuras de evolución temporal de las variables – F01

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A4_34_1000_V1	FIG AIII-109	FIG AIII-110	FIG AIII-111	FIG AIII-112
V13V_A4_28_1000_V1	FIG AIII-113	FIG AIII-114	FIG AIII-115	FIG AIII-116
V13R_A4_48_0900_V1	FIG AIII-117	FIG AIII-118	FIG AIII-119	FIG AIII-120
V13P_A4_39_1000_V1	FIG AIII-121	FIG AIII-122	FIG AIII-123	FIG AIII-124
V13V_A4_82_0900_V1	FIG AIII-125	FIG AIII-126	FIG AIII-127	FIG AIII-128
V13R_A4_59_0900_V1	FIG AIII-129	FIG AIII-130	FIG AIII-131	FIG AIII-132
V13P_A4_81_0900_V1	FIG AIII-133	FIG AIII-134	FIG AIII-135	FIG AIII-136
V13V_A4_24_0400_V1	FIG AIII-137	FIG AIII-138	FIG AIII-139	FIG AIII-140
V13V_A4_75_0900_V1	FIG AIII-141	FIG AIII-142	FIG AIII-143	FIG AIII-144

Tabla 13 Figuras de evolución temporal de las variables – F02

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A4_34_1000_V1	FIG AIII-145	FIG AIII-146	FIG AIII-147	FIG AIII-148
V13V_A4_28_1000_V1	FIG AIII-149	FIG AIII-150	FIG AIII-151	FIG AIII-152
V13R_A4_48_0900_V1	FIG AIII-153	FIG AIII-154	FIG AIII-155	FIG AIII-156
V13P_A4_39_1000_V1	FIG AIII-157	FIG AIII-158	FIG AIII-159	FIG AIII-160
V13V_A4_82_0900_V1	FIG AIII-161	FIG AIII-162	FIG AIII-163	FIG AIII-164
V13R_A4_59_0900_V1	FIG AIII-165	FIG AIII-166	FIG AIII-167	FIG AIII-168
V13P_A4_81_0900_V1	FIG AIII-169	FIG AIII-170	FIG AIII-171	FIG AIII-172
V13V_A4_24_0400_V1	FIG AIII-173	FIG AIII-174	FIG AIII-175	FIG AIII-176
V13V_A4_75_0900_V1	FIG AIII-177	FIG AIII-178	FIG AIII-179	FIG AIII-180

Tabla 14 Figuras de evolución temporal de las variables – F03

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones		
		500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A4_59_0900_V1	FIG AIII-181	FIG AIII-182	FIG AIII-183	FIG AIII-184
V13P_A4_81_0900_V1	FIG AIII-185	FIG AIII-186	FIG AIII-187	FIG AIII-188
V13V_A4_24_0400_V1	FIG AIII-189	FIG AIII-190	FIG AIII-191	FIG AIII-192
V13V_A4_75_0900_V1	FIG AIII-193	FIG AIII-194	FIG AIII-195	FIG AIII-196

Tabla 15 Figuras de evolución temporal de las variables – F04

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones		Flujos MW
		500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	
V13R_A4_59_0900_V1	FIG AIII-197	FIG AIII-198	FIG AIII-199	FIG AIII-200
V13P_A4_81_0900_V1	FIG AIII-201	FIG AIII-202	FIG AIII-203	FIG AIII-204
V13V_A4_24_0400_V1	FIG AIII-205	FIG AIII-206	FIG AIII-207	FIG AIII-208
V13V_A4_75_0900_V1	FIG AIII-209	FIG AIII-210	FIG AIII-211	FIG AIII-212

Tabla 16 Figuras de evolución temporal de las variables – F05

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones		Flujos MW
		500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	
V13R_A4_59_0900_V1	FIG AIII-213	FIG AIII-214	FIG AIII-215	FIG AIII-216
V13P_A4_81_0900_V1	FIG AIII-217	FIG AIII-218	FIG AIII-219	FIG AIII-220
V13V_A4_24_0400_V1	FIG AIII-221	FIG AIII-222	FIG AIII-223	FIG AIII-224
V13V_A4_75_0900_V1	FIG AIII-225	FIG AIII-226	FIG AIII-227	FIG AIII-228

6.2. ALTERNATIVA A5: CAPACITOR SERIE 50% EN LÍNEA 5CLPY1 - LADO CL

La alternativa A5 estudia la compensación de la línea Choele Choel - Puerto Madryn en un 50%, del lado Choele Choel, con el fin analizar la sensibilidad de la exportación respecto a la alternativa A4. Para tener una base de comparación se analizan en este caso los escenarios limitantes sin CT Río Turbio. La Tabla 17 expone los casos analizados.

Tabla 17 Escenarios Limite – Alternativa A5 CS 50% LADO CHOELE

CASO	Flujo 5CLPY1 [MW]	Flujo 5PYZN1 [MW]	Flujo 5RSCZN1 [MW]	EXP. COMSIP [MW]	PMA 500 [MW]	DESE [MW]	CTRT [MW]	Figura
V13R_A5_48_0900_V1	897	464	-62	5652	120	400	0	FIG AII-19
V13R_A5_34_1000_V1	993	263	-62	5650	420	200	0	FIG AII-20
V13R_A5_44_0800_V1	799	464	-62	5558	20	400	0	FIG AII-21
V13R_A5_33_0900_V1	897	167	-62	5652	420	100	0	FIG AII-22

Los escenarios 48 y 34 corresponden a los casos límite de la alternativa A4. Los casos 44 y 33 son escenarios donde se ha bajado 100MW a partir de los anteriores. En la Tabla 18 se muestran los resultados de las simulaciones.

Se observa que para los casos límite de la alternativa A4 no se cumplen los criterios de desempeño, excediéndose la máxima excursión angular admisible. Se verifica una disminución de 100MW en los límites de transmisión.

Tabla 18 Resumen de simulaciones dinámicas F01 Y F02 – Alternativa A5

Caso	F01 5CLPY1				F02 5PYZN1			
	Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing	
	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]
V13R_A5_48_0900_V1	493	151	ok		663	151	441	0.77
V13R_A5_34_1000_V1	491	152	ok		491	120	ok	
V13R_A5_44_0800_V1	493	139	ok		663	139	461	0.82
V13R_A5_33_0900_V1	491	140	ok		491	108	ok	

Tabla 19 Figuras de evolución temporal de las variables – F01

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A5_48_0900_V1	FIG AIII-229	FIG AIII-230	FIG AIII-231	FIG AIII-232
V13R_A5_34_1000_V1	FIG AIII-233	FIG AIII-234	FIG AIII-235	FIG AIII-236
V13R_A5_44_0800_V1	FIG AIII-237	FIG AIII-238	FIG AIII-239	FIG AIII-240
V13R_A5_33_0900_V1	FIG AIII-241	FIG AIII-242	FIG AIII-243	FIG AIII-244

Tabla 20 Figuras de evolución temporal de las variables – F02

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A5_48_0900_V1	FIG AIII-245	FIG AIII-246	FIG AIII-247	FIG AIII-248
V13R_A5_34_1000_V1	FIG AIII-249	FIG AIII-250	FIG AIII-251	FIG AIII-252
V13R_A5_44_0800_V1	FIG AIII-253	FIG AIII-254	FIG AIII-255	FIG AIII-256
V13R_A5_33_0900_V1	FIG AIII-257	FIG AIII-258	FIG AIII-259	FIG AIII-260

6.3. ALTERNATIVA A8: CAPACITOR SERIE 80% EN LÍNEA 5CLPY1 - LADO CL

La alternativa A8 estudia la compensación de la línea Choele Choel - Puerto Madryn en un 80%, del lado Choele Choel, con el fin analizar la sensibilidad de respecto al límite de exportación del área Patagónica, por la estabilidad de ángulo de CT Patagonia y Los Perales, cuando CT Río Trubio se encuentra fuera de servicio. Las Tabla 21 y Tabla 22 muestran los resultados.

Tabla 21 Escenarios Limite – Alternativa A8 CS 80% LADO CHOELE

CASO	Flujo 5CLPY1 [MW]	Flujo 5PYZN1 [MW]	Flujo 5RSCZN1 [MW]	EXP. COMSIP [MW]	PMA 500 [MW]	DESE [MW]	CTRT [MW]	Figura
V13R_A8_40_1100_V1	1109	321	-62	5666	420	250	0	FIG AII-23
V13R_A8_47_1000_V1	996	464	-62	5653	220	400	0	FIG AII-24

Tabla 22 Resumen de simulaciones dinámicas F01 Y F02 – Alternativa A8

Caso	F01 5CLPY1				F02 5PYZN1			
	Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing	
	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]
V13R_A8_40_1100_V1	493	146	ok		493	120	ok	
V13R_A8_47_1000_V1	493	144	ok		663	144	ok	

Tabla 23 Figuras de evolución temporal de las variables – F01

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A8_40_1100_V1	FIG AIII-261	FIG AIII-262	FIG AIII-263	FIG AIII-264
V13R_A8_47_1000_V1	FIG AIII-265	FIG AIII-266	FIG AIII-267	FIG AIII-268

Tabla 24 Figuras de evolución temporal de las variables – F02

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW
V13R_A8_40_1100_V1	FIG AIII-269	FIG AIII-270	FIG AIII-271	FIG AIII-272
V13R_A8_47_1000_V1	FIG AIII-273	FIG AIII-274	FIG AIII-275	FIG AIII-276

Se verifica que en este caso podría aumentarse el límite por estabilidad angular de CT Patagonia en algo menos de 100MW. La Figura N° 10 muestra los límites de transferencia cruzados, para los diferentes niveles de compensación estudiados.

Sin embargo cabe aclarar que una compensación del 80% puede traer complicaciones técnicas como un elevada tensión en los capacitores serie del lado línea, mayores exigencias sobre los equipamientos de las EETT (por ej. en interruptores), etc. Para determinar si este grado de compensación serie para la línea 5CLPY1 sería admisible se requiere de la realización de estudios detallados de transitorios electromagnéticos que permitan verificar tanto la capacidad de los equipamientos actualmente instalados en las EETT como también que se puedan lograr especificaciones aceptables para el banco de capacitores serie.

Considerando que con una compensación del 70% se puede evacuar la generación eólica del GENREN (655 MW) y la generación de la CT Río Turbio, en caso de que se solucionen los problemas de estabilidad de esta CT, y que

con el 80% de compensación se podría incrementar la exportación del área Patagónica en algo menos de 100MW, pero requiere de mayores estudios detallados para considerar este caso como aceptable, a los efectos de poder continuar con el desarrollo de estos estudios se considera aceptable optar por una alternativa con un 70% de compensación de la línea 5CLPY1.

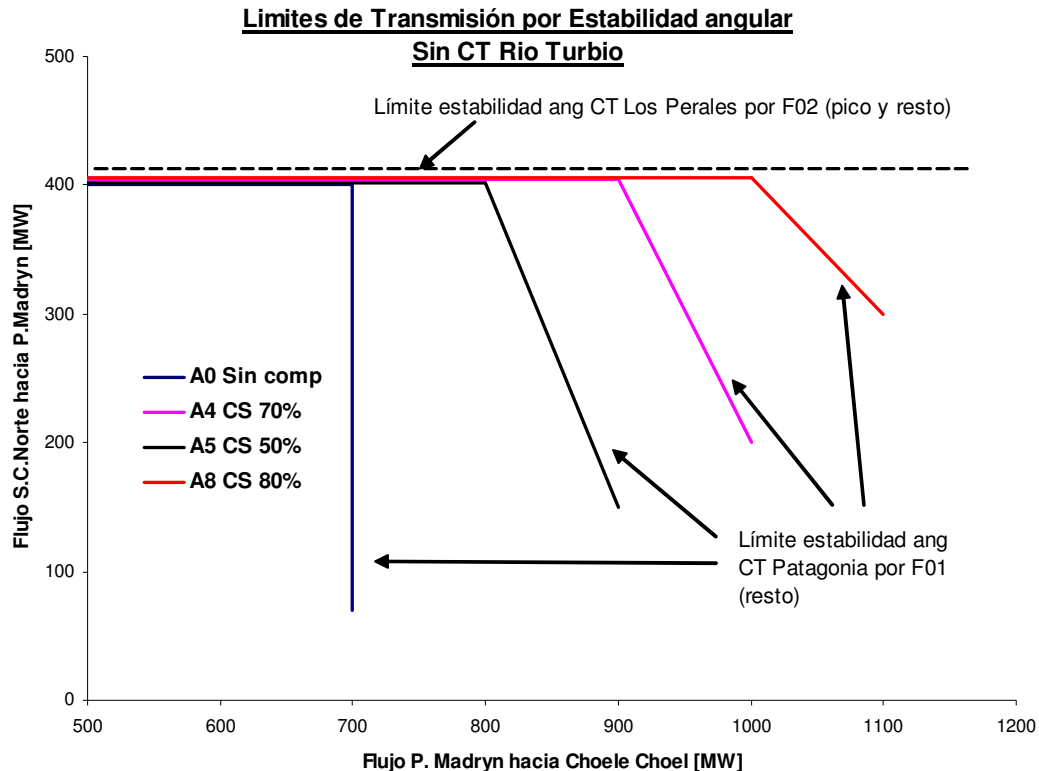


Figura Nº 10 Límites de transmisión para diferentes niveles de compensación

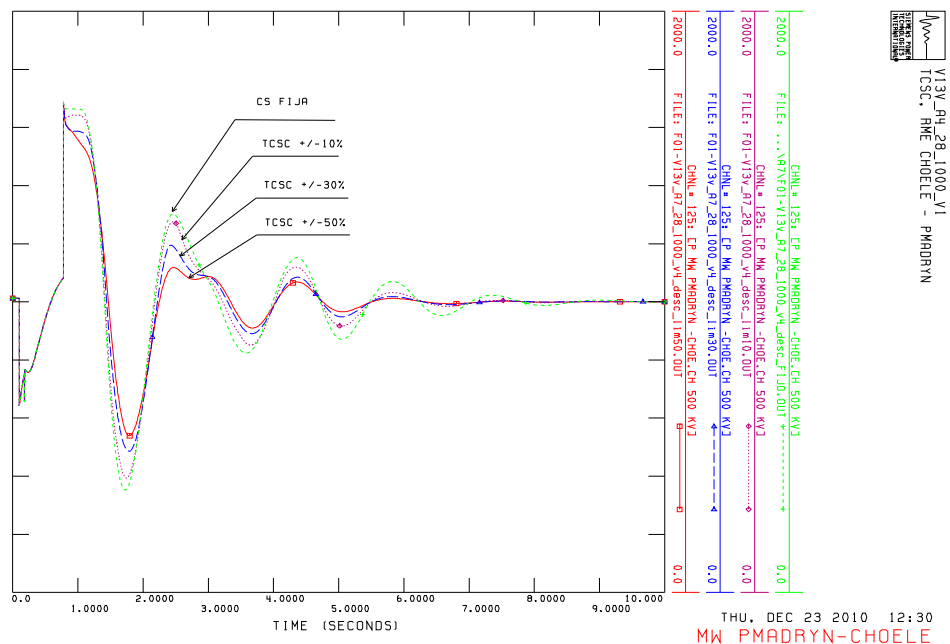
6.4. ALTERNATIVA A7: TCSC EN LÍNEA 5CLPY1 - LADO CL

La utilización de un capacitor serie controlado (TCSC) en la línea radial Puerto Madryn – Choele Choe, además de que podría contribuir para mitigar posibles resonancias subsíncronas (cuyo efecto no se puede simular con el programa de transitorios electromecánicos PSS/E), contribuye al amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas. En principio, el uso para control de flujo de carga por la línea, por ser una sola línea radial no se aprovecharía. Cabe destacar que un TCSC podría incluir un función que durante la falla éste pase a su máxima posición inductiva para limitar la corriente de falla [1]. Sin embargo, esta situación presenta una condición optimista de que no actúe el varistor, por lo tanto se ha optado por el bypass durante la falla. Por lo tanto, el TCSC no incrementaría los límites de transmisión por estabilidad de primera oscilación.

El modelo utilizado en las simulaciones, así como el ajuste de los parámetros se describen en Anexo I.

El amortiguamiento reflejado en las simulaciones realizadas con capacitor fijo resultó satisfactorio. La condición de menor amortiguamiento del modo inter-área se produjo en los escenarios de valle con máxima exportación del SIP, para la falla F01. En la Figura AIII-116 se expone la evolución de los flujos de potencia en el corredor de 500kV ante la F01 para el escenario de valle 28 con una exportación del área Patagónica de 1000MW, sin la CT Río Turbio. Mediante la descomposición por el método Prony se encontró que en el caso del flujo Puerto Madryn – Choele Choel el amortiguamiento resultó aproximadamente del 20% y para el flujo por Santa Cruz Norte – Puerto Madryn resultó aproximadamente del 15%.

Se analiza la contribución al amortiguamiento del TCSC suponiendo que opera en un valor central correspondiente al 70% de compensación y se le proporciona un rango variable de $\pm 10\%$, $\pm 30\%$ y $\pm 50\%$. Las figuras exponen los resultados donde se observa el aporte al amortiguamiento en cada caso.



**Figura Nº 11 Flujo de potencia desde P. Madryn hacia Choele Choel. F01.
Análisis de porcentaje de parte controlada en compensación CS.**

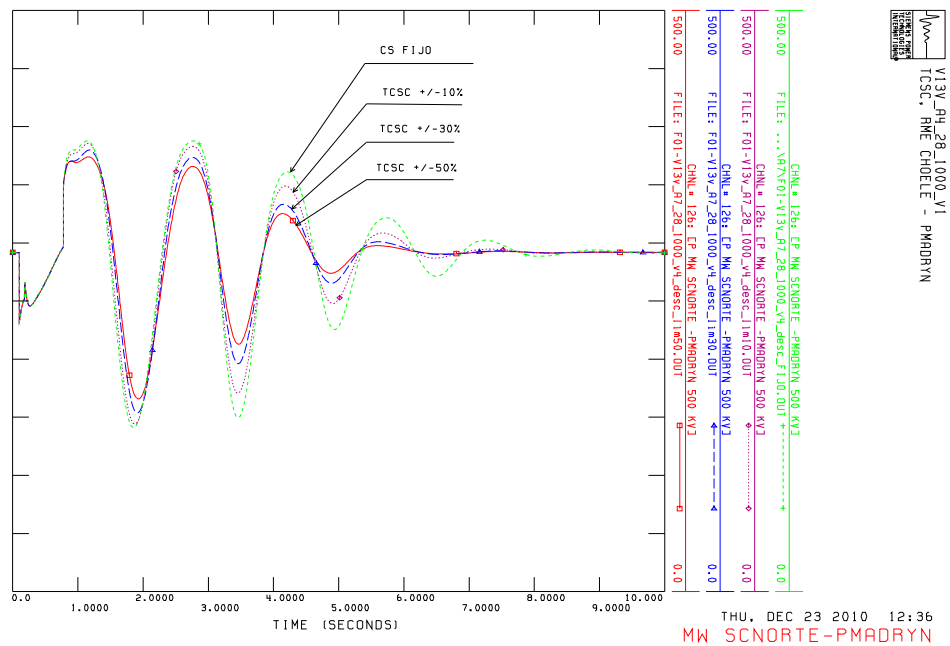


Figura Nº 12 Flujo de potencia desde Santa Cruz Norte hacia P. Madryn. F01. Análisis de porcentaje de parte controlada en compensación CS.

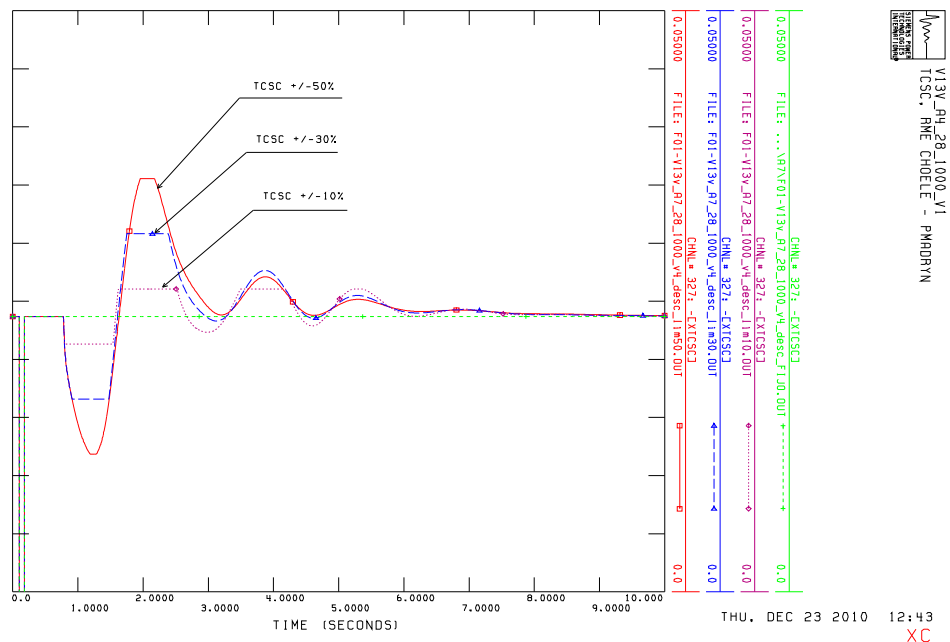


Figura Nº 13. Reactancia capacitiva total de capacitor serie (parte fija+parte controlada) F01. Análisis de porcentaje de parte controlada en compensación CS.

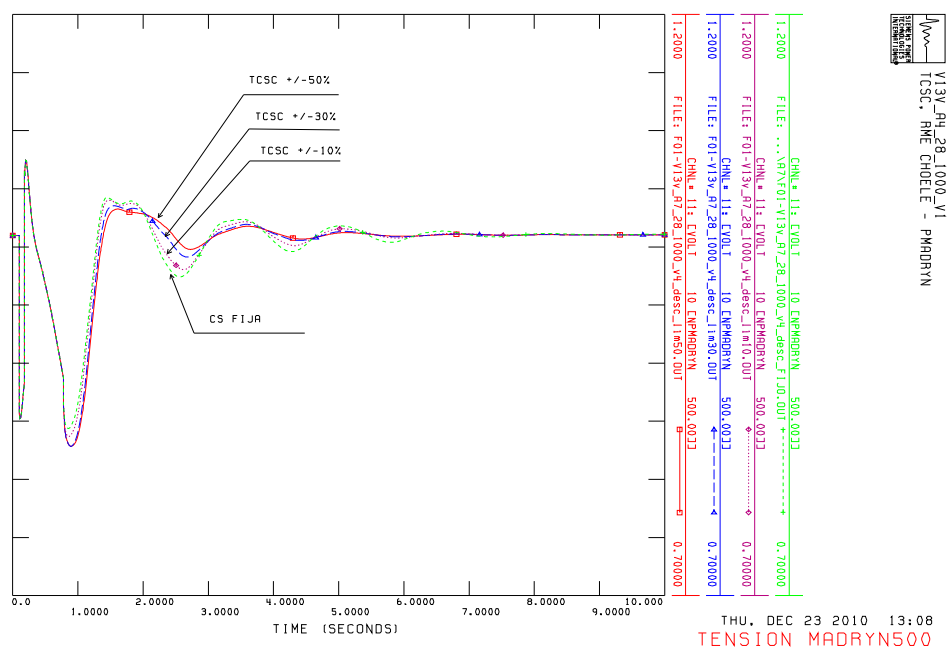


Figura N° 14. Tensión en P. Madryn 500kV. F01. Análisis de porcentaje de parte controlada en compensación CS.

6.5. ALTERNATIVAS B: A4 + SVC ESPERANZA 220KV

En esta alternativa adicionalmente a la compensación serie fija del 70% de la línea Choele Choel – Pto. Madryn se le agrega un compensador estático SVC vinculado a barras de 220 kV de la ET Esperanza.

La alternativa de colocar este dispositivo surge principalmente como recurso estabilizante para la central Río Turbio y para mejorar la estabilidad de tensión en el extremo sur de este extenso corredor Patagónico, desde donde se alimentarán las demandas de la ciudad de Río Gallegos, El Calafate y demás demandas alimentadas desde la ET Río Santa Cruz (C.L.Piedrabuena, Pto. San Julián, Gob. Gregores, etc.).

El modelo utilizado en las simulaciones, junto con el ajuste de los parámetros se explica en el Anexo I.

Se analizan 4 módulos para el SVC:

- **B1:** SVC Esperanza 220kV de 400Mvar
- **B2:** SVC Esperanza 220kV de 100Mvar
- **B3:** SVC Esperanza 220kV de 200Mvar
- **B4:** SVC Esperanza 220kV de 150Mvar

Con estas 4 opciones, se analiza la falla F05 para un escenario valle con las dos máquinas de CT Río Turbio con pleno despacho y una exportación del área Patagónica de 900MW. Luego se verifica que el módulo seleccionado resulte efectivo para estabilizar la central ante la F05 en los escenarios de resto y pico.

Las figuras Figura N° 15 a Figura N° 17 muestran los resultados de la simulación de la contingencia F05 para el escenario de valle, con las diferentes alternativas de SVC. Se observa que con un SVC de +/-100MVar la central pierde estabilidad, pero con un SVC de +/-150MVar (B4) o superior, ésta permanece estable, y se cumple el criterio de back swing en las tensiones del sistema de 220kV. Puede observarse el rápido aporte del SVC, incluso durante la falla, alcanzando su techo y manteniéndose éste por aproximadamente un segundo.

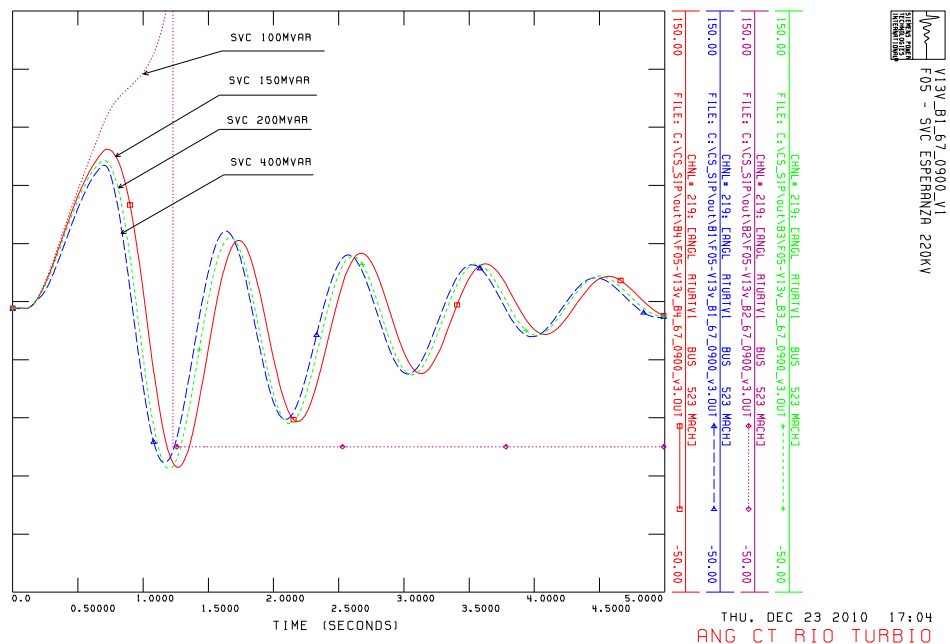


Figura N° 15. Angulo CT Río Turbio. F05

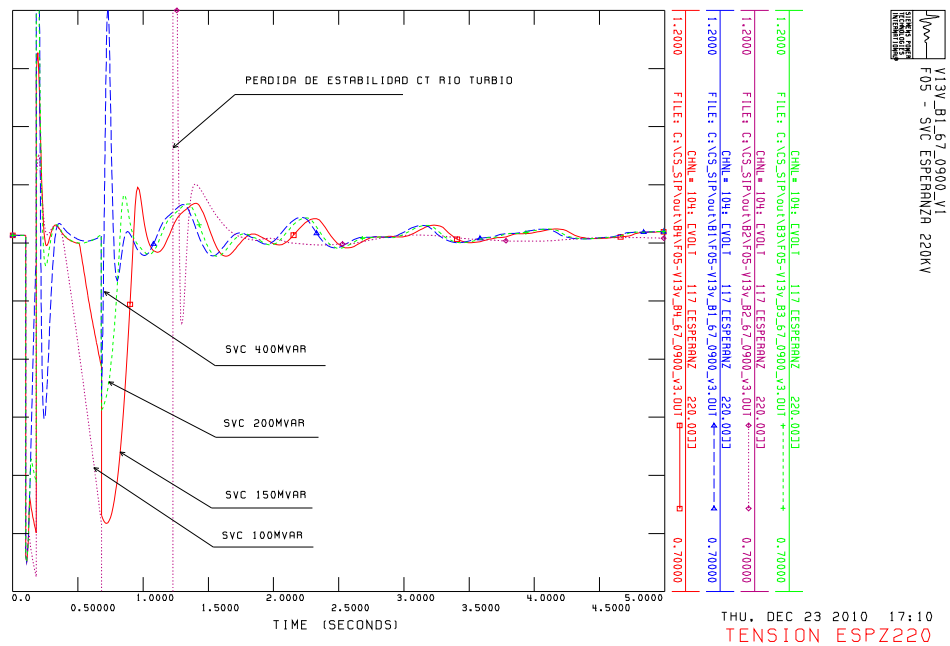


Figura Nº 16. Tensión en Esperanza 220kV. F05

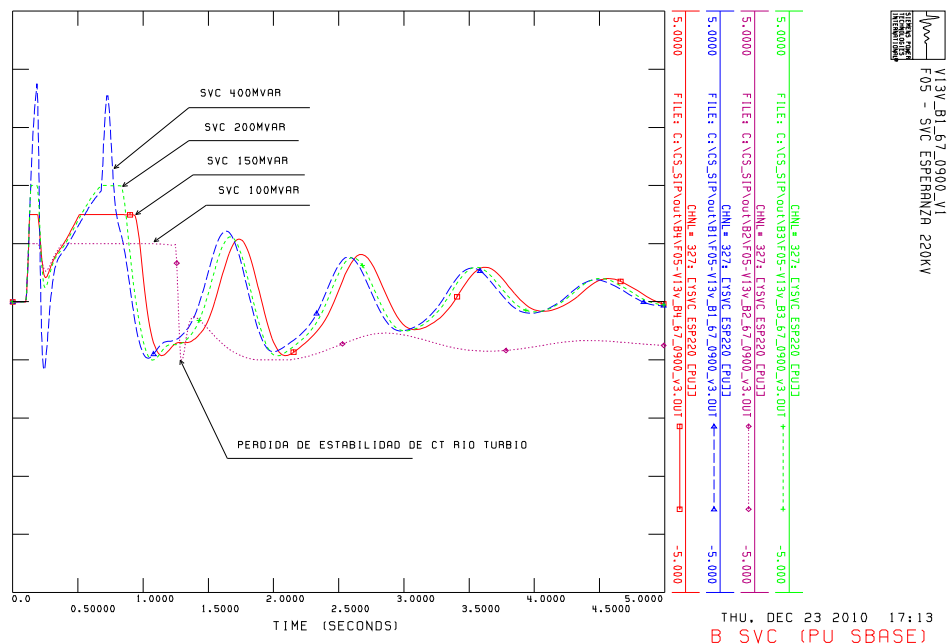


Figura Nº 17. Susceptancia del SVC en pu. F05.

A continuación se analizan todas las contingencias teniendo en cuenta un SVC de +/-150MVar (alternativa B4). Se consideran los escenarios de la Tabla 25.

Tabla 25 Escenarios Alternativa B4

CASO	Flujo 5CLPY1 [MW]	Flujo 5PYZN1 [MW]	Flujo 5RSCZN1 [MW]	EXP. COMSIP [MW]	PMA 500 [MW]	DESE [MW]	CTRT [MW]	Figura
V13R_B_60_1000_V1	1031	300	164	5533	420	0	240	FIG AII-25
V13P_B_84_1000_V1	998	294	156	5762	420	0	240	FIG AII-26
V13V_B_67_0900_V1	901	336	199	1285	220	0	240	FIG AII-27
V13R_B1_64_1000_V1	1028	396	164	5530	320	100	240	FIG AII-28
V13R_B_85_0900_V1	929	396	164	5437	220	100	240	FIG AII-29
V13P_B_86_0900_V1	896	389	156	5664	220	100	240	FIG AII-30
V13V_B_68_1000_V1	986	423	199	1365	220	100	240	FIG AII-31

Tabla 26 Resumen de simulaciones dinámicas F01 Y F02 – Alternativa B4

Caso	F01 5CLPY1				F02 5PYZN1			
	Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing	
	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]
V13R_B_60_1000_V1	493	144	ok		525	121	Ok	
V13P_B_84_1000_V1	663	136	ok		663	123	Ok	
V13V_B_67_0900_V1	525	98	461	0.76	663	105	461	0.8
V13R_B1_64_1000_V1	493	148	ok		525	136	ok	
V13R_B_85_0900_V1	493	139	ok		525	132	ok	
V13P_B_86_0900_V1	663	133	ok		525	132	ok	
V13V_B_68_1000_V1	493	116	461	0.72	525	112	461	0.73

Tabla 27 Resumen de simulaciones dinámicas F03, F04 Y F05 – Alternativa B4

Caso	F03 5RSC-ZN1				F04 5ESPRSC1				F05 2ESPRU1			
	Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing	
	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barr a	V [p.u.]
V13R_B_60_1000_V1	525	112	ok		525	114	ok		525	127	ok	
V13P_B_84_1000_V1	525	110	ok		525	112	ok		525	127	ok	
V13V_B_67_0900_V1	525	86	ok		523	84	ok		523	100	117	0.76
V13R_B1_64_1000_V1	525	114	ok		525	117	ok		525	129	ok	
V13R_B_85_0900_V1	525	113	ok		525	115	ok		525	127	ok	
V13P_B_86_0900_V1	525	111	ok		525	113	ok		525	128	ok	
V13V_B_68_1000_V1	525	89	ok		525	87	ok		525	106	117	0.78

Tabla 28 Figuras de evolución temporal de las variables – F01

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW	B SVC
V13V_B_67_0900_V1	FIG AIII-277	FIG AIII-278	FIG AIII-279	FIG AIII-280	FIG AIII-281
V13V_B_68_1000_V1	FIG AIII-282	FIG AIII-283	FIG AIII-284	FIG AIII-285	FIG AIII-286
V13R_B_64_1000_V1	FIG AIII-287	FIG AIII-288	FIG AIII-289	FIG AIII-290	FIG AIII-291
V13R_B_85_0900_V1	FIG AIII-292	FIG AIII-293	FIG AIII-294	FIG AIII-295	FIG AIII-296
V13R_B_60_1000_V1	FIG AIII-297	FIG AIII-298	FIG AIII-299	FIG AIII-300	FIG AIII-301
V13P_B_84_1000_V1	FIG AIII-302	FIG AIII-303	FIG AIII-304	FIG AIII-305	FIG AIII-306
V13P_B_86_0900_V1	FIG AIII-307	FIG AIII-308	FIG AIII-309	FIG AIII-310	FIG AIII-311

Tabla 29 Figuras de evolución temporal de las variables – F02

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW	B SVC
V13V_B_67_0900_V1	FIG AIII-312	FIG AIII-313	FIG AIII-314	FIG AIII-315	FIG AIII-316
V13V_B_68_1000_V1	FIG AIII-317	FIG AIII-318	FIG AIII-319	FIG AIII-320	FIG AIII-321
V13R_B_64_1000_V1	FIG AIII-322	FIG AIII-323	FIG AIII-324	FIG AIII-325	FIG AIII-326
V13R_B_85_0900_V1	FIG AIII-327	FIG AIII-328	FIG AIII-329	FIG AIII-330	FIG AIII-331
V13R_B_60_1000_V1	FIG AIII-332	FIG AIII-333	FIG AIII-334	FIG AIII-335	FIG AIII-336
V13P_B_84_1000_V1	FIG AIII-337	FIG AIII-338	FIG AIII-339	FIG AIII-340	FIG AIII-341
V13P_B_86_0900_V1	FIG AIII-342	FIG AIII-343	FIG AIII-344	FIG AIII-345	FIG AIII-346

Tabla 30 Figuras de evolución temporal de las variables – F03

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW	B SVC
V13V_B_67_0900_V1	FIG AIII-347	FIG AIII-348	FIG AIII-349	FIG AIII-350	FIG AIII-351
V13V_B_68_1000_V1	FIG AIII-352	FIG AIII-353	FIG AIII-354	FIG AIII-355	FIG AIII-356
V13R_B_64_1000_V1	FIG AIII-357	FIG AIII-358	FIG AIII-359	FIG AIII-360	FIG AIII-361
V13R_B_85_0900_V1	FIG AIII-362	FIG AIII-363	FIG AIII-364	FIG AIII-365	FIG AIII-366
V13R_B_60_1000_V1	FIG AIII-367	FIG AIII-368	FIG AIII-369	FIG AIII-370	FIG AIII-371
V13P_B_84_1000_V1	FIG AIII-372	FIG AIII-373	FIG AIII-374	FIG AIII-375	FIG AIII-376
V13P_B_86_0900_V1	FIG AIII-377	FIG AIII-378	FIG AIII-379	FIG AIII-380	FIG AIII-381

Tabla 31 Figuras de evolución temporal de las variables – F04

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW	B SVC
V13V_B_67_0900_V1	FIG AIII-382	FIG AIII-383	FIG AIII-384	FIG AIII-385	FIG AIII-386
V13V_B_68_1000_V1	FIG AIII-387	FIG AIII-388	FIG AIII-389	FIG AIII-390	FIG AIII-391
V13R_B_64_1000_V1	FIG AIII-392	FIG AIII-393	FIG AIII-394	FIG AIII-395	FIG AIII-396
V13R_B_85_0900_V1	FIG AIII-397	FIG AIII-398	FIG AIII-399	FIG AIII-400	FIG AIII-401
V13R_B_60_1000_V1	FIG AIII-402	FIG AIII-403	FIG AIII-404	FIG AIII-405	FIG AIII-406
V13P_B_84_1000_V1	FIG AIII-407	FIG AIII-408	FIG AIII-409	FIG AIII-410	FIG AIII-411
V13P_B_86_0900_V1	FIG AIII-412	FIG AIII-413	FIG AIII-414	FIG AIII-415	FIG AIII-416

Tabla 32 Figuras de evolución temporal de las variables – F05

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW	B SVC
V13V_B_67_0900_V1	FIG AIII-417	FIG AIII-418	FIG AIII-419	FIG AIII-420	FIG AIII-421
V13V_B_68_1000_V1	FIG AIII-422	FIG AIII-423	FIG AIII-424	FIG AIII-425	FIG AIII-426
V13R_B_64_1000_V1	FIG AIII-427	FIG AIII-428	FIG AIII-429	FIG AIII-430	FIG AIII-431
V13R_B_85_0900_V1	FIG AIII-432	FIG AIII-433	FIG AIII-434	FIG AIII-435	FIG AIII-436
V13R_B_60_1000_V1	FIG AIII-437	FIG AIII-438	FIG AIII-439	FIG AIII-440	FIG AIII-441
V13P_B_84_1000_V1	FIG AIII-442	FIG AIII-443	FIG AIII-444	FIG AIII-445	FIG AIII-446
V13P_B_86_0900_V1	FIG AIII-447	FIG AIII-448	FIG AIII-449	FIG AIII-450	FIG AIII-451

Los escenarios 60 (resto) y 84 (pico) corresponden a casos con pleno despacho de la CT Río Turbio y toda la generación eólica del GENREN en servicio, sin el parque PE La Deseada. Se aprecia en estos casos que en los escenarios de resto y pico pueden exportarse del área Patagónica 1000MW, limitados por la estabilidad angular de CT Patagonia en el escenarios de resto. En todos estos casos el flujo por Santa Cruz Norte – Puerto Madryn resulta aproximadamente 300MW.

El escenario 64 (resto) muestra el reemplazo de 100MW de PE Puerto Madryn por 100 MW de PE La Deseada, manteniendo la exportación del área Patagónica en 1000MW, con 400MW por Santa Cruz Norte – Puerto Madryn. Se observa que con estos niveles de transmisión no se cumplen los criterios de estabilidad angular en CT Patagonia por F01 y en CT Río Turbio por F02. Por lo tanto el reemplazo de generación eólica que inyecta a Puerto Madryn por generación eólica que inyecta a Santa Cruz Norte no se podría efectuar en relación uno a uno.

Los casos 85 (resto) y 86 (pico) muestran el reemplazo de 200MW de los parques eólicos que inyectan en Puerto Madryn 500kV por 100MW en la Deseada. De esta forma la exportación del área Patagónica se reduce a 900MW y se cumplen los criterios de estabilidad angular.

El escenario de valle 68 muestra la inyección de 100MW adicionales en Santa Cruz Norte 500kV, sin disminuir el aporte en Puerto Madryn. Se aprecia que si bien aumenta el flujo por la línea 5PYZN1 respecto al caso 67 (caso límite por back swing en Santa Cruz Norte 132 debido a F02) de 900MW a 1000MW, el PE La Deseada aporta un soporte de tensión adicional en el nodo Santa Cruz Norte. Por esto se verifica que ante la contingencia F01 el back swing en Santa Cruz Norte 132 resulta aceptable. Por otro lado también se verifica la limitación de 400MW por 5PYZN1 por back swing en Santa Cruz Norte 132 ante la F02.

Los límites resultan muy similares al caso A4 sin CT Río Turbio, por lo tanto, el SVC soluciona el problema local de la CT Río Turbio. Cabe destacar que con esta alternativa es posible evacuar toda la generación del GENREN (655 MW) más la CT Río Turbio despachada a pleno. Sin embargo, no se puede garantizar que el PE La Deseada pueda entregar más de 100MW cuando CT Río Turbio esté despachada a pleno, debido a la limitación de aproximadamente 400MW que se encuentra en la línea Santa Cruz Norte – Puerto Madryn.

Por lo tanto se verifica las ventajas del SVC vinculado a barras de 220 kV de la ET Esperanza en asegurar la estabilidad de la CT Río Turbio a pleno despacho, pudiendo mantener elevados niveles de exportación del área Patagónica. Resta analizar en un estudio más detallado si con esta alternativa se podría incrementar aún más la exportación del área Patagónica en aquellos casos donde la CT Río Turbio posea un despacho menor, o incluso para aquellos casos donde no esté despachada.

En resumen, las Figura N° 18 y Figura N° 19 muestran los límites de transmisión estudiados para la alternativa B4 con un despacho pleno de la CT Río Turbio, en primer lugar sin PE La Deseada y en segundo lugar con un despacho mínimo de 100 MW de PE La Deseada.

Alternativa B4

Con CT Río Turbio
Sin PE La Deseada

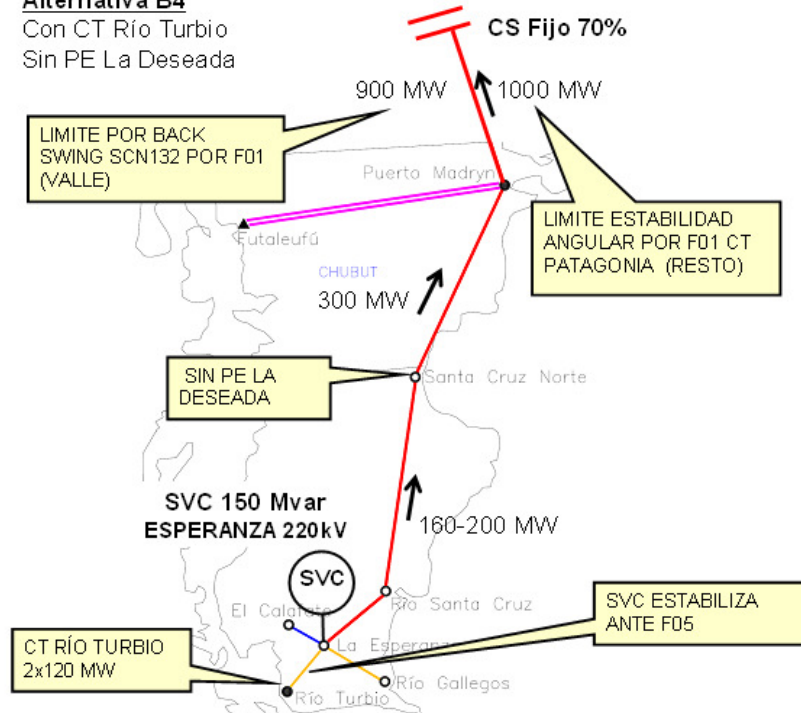


Figura Nº 18. Esquema de límites de transmisión. Alternativa B4. Sin PE La Deseada.

Alternativa B4

Con CT Río Turbio
Con PE La Deseada

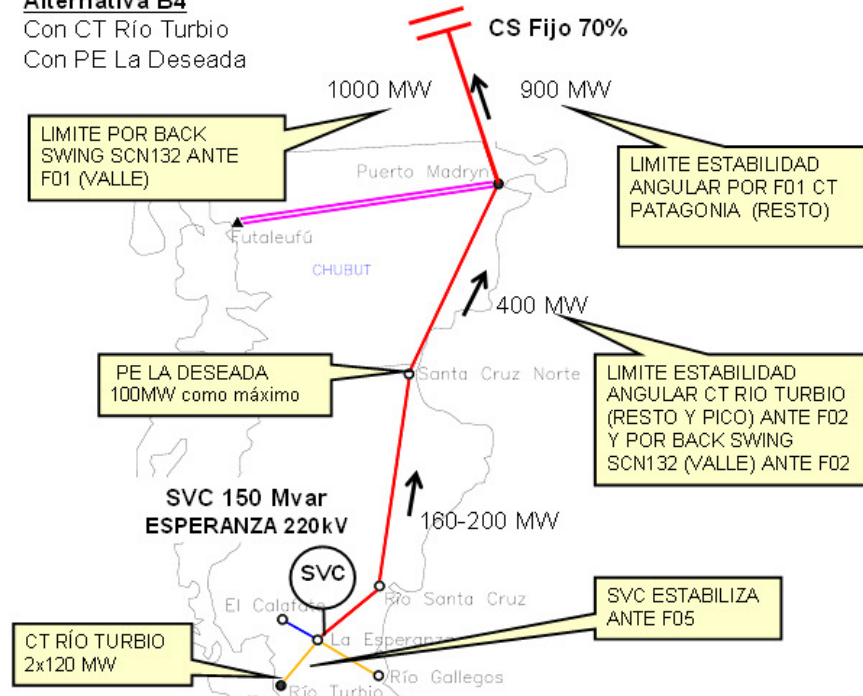


Figura Nº 19. Esquema de límites de transmisión. Alternativa B4. Con PE La Deseada.

6.6. ALTERNATIVAS C: A4 + STATCOM ESPERANZA 220KV

Se analizó previamente que un SVC de +/-150 MVar vinculado a la barra de 220kV de la ET Esperanza estabiliza la CT Río Turbio. Se plantea ahora el estudio de cual debería ser el módulo de un STATCOM, vinculado a la misma barra, para obtener el mismo resultado.

El modelo utilizado en las simulaciones, junto con el ajuste de los parámetros se explica en el Anexo I.

Se analizan 4 módulos para el STATCOM:

- **C1:** STATCOM Esperanza 220kV de 125 Mvar
- **C2:** STATCOM Esperanza 220kV de 150 Mvar
- **C3:** STATCOM Esperanza 220kV de 100 Mvar
- **C4:** STATCOM Esperanza 220kV de 75 Mvar

Con estas 4 opciones, se analiza la falla F05 para un escenario valle con las dos máquinas de CT Río Turbio despachadas a pleno y una exportación del área Patagónica de 900MW. Luego se verifica que el módulo seleccionado resulte efectivo estabilizar la central ante la F05 en los escenarios de resto y pico.

Las figuras a continuación muestran los resultados de la simulación de la contingencia F05 para el escenario de valle, con las diferentes alternativas de STATCOM. Se observa que con un STATCOM de 100 MVar (C3) la CT Río Turbio permanece estable, y se cumple el criterio de back swing en las tensiones del sistema de 220kV. Notar que el módulo del STATCOM resulta menor debido a que el aporte de corriente reactiva de éste es independiente de la tensión, funcionando como un fuente de corriente controlada, mientras que el aporte de reactivo de un SVC depende de la tensión, por ser un reactancia controlada.

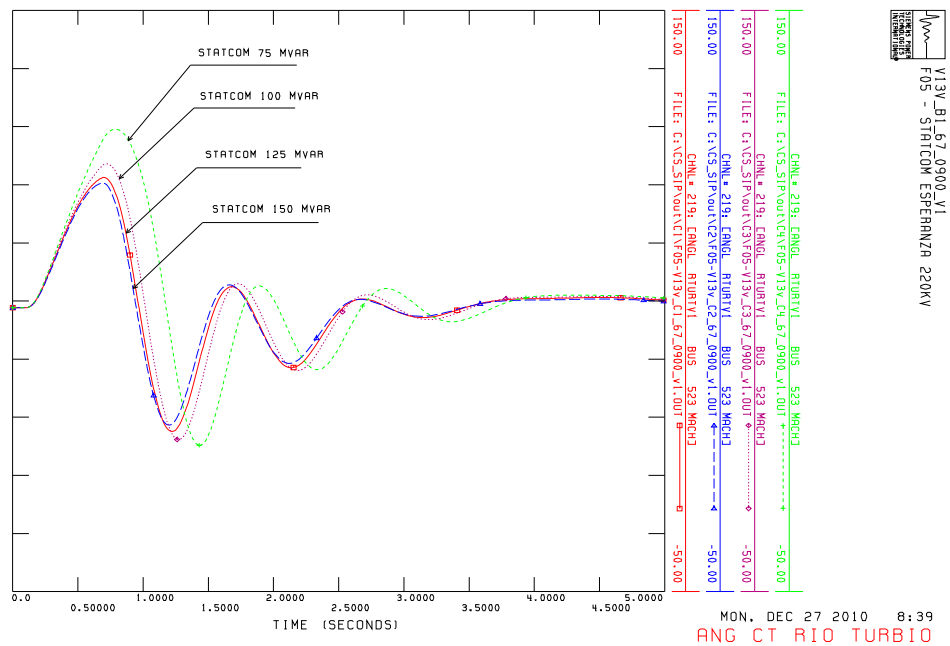


Figura Nº 20. Angulo CT Río Turbio. F05. STATCOM en Esperanza 220kV.

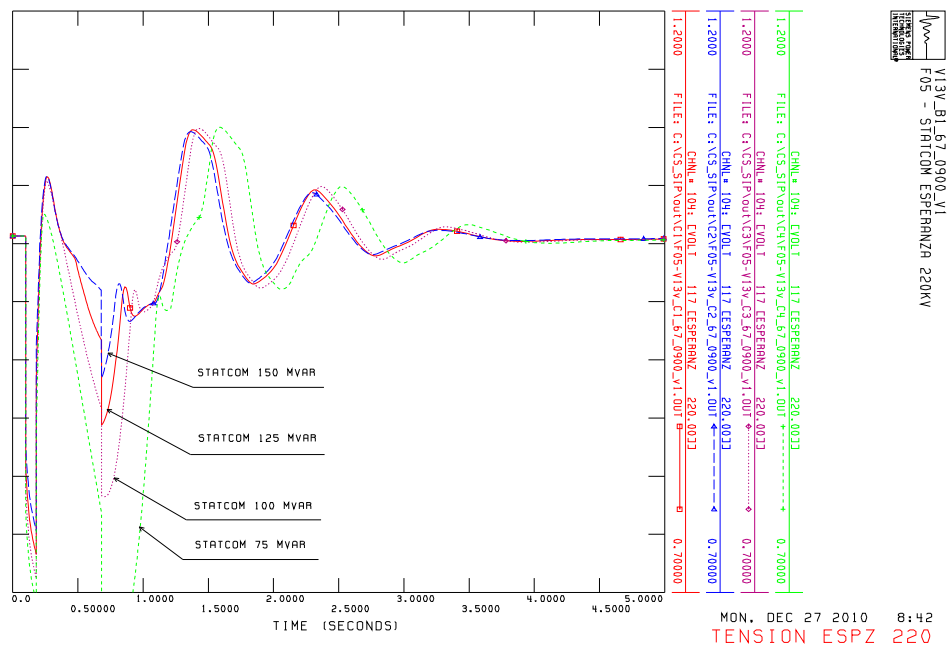


Figura Nº 21. Tensión en Esperanza 220kV. F05. STATCOM en Esperanza 220kV

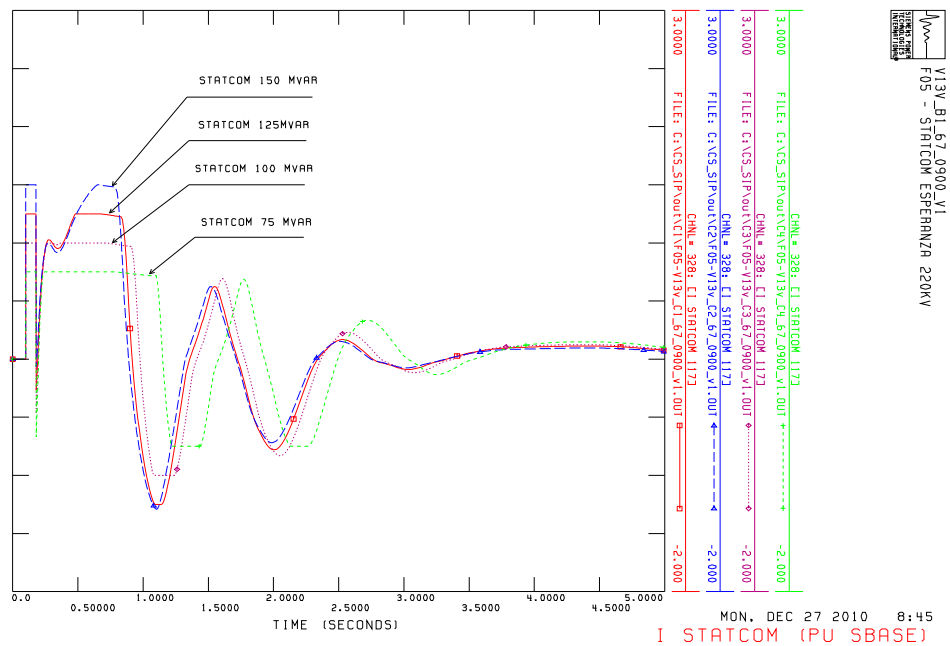


Figura N° 22. Corriente inyectada por STATCOM en pu. F05. STATCOM en Esperanza 220kV.

A continuación se analizan todas las contingencias teniendo en cuenta un STATCOM de 100 MVAR (alternativa C3). Se consideran los mismos escenarios analizados con la alternativa B4, expuestos en la Tabla 33

Tabla 33 Escenarios Alternativa C3

CASO	Flujo 5CLPY1 [MW]	Flujo 5PYZN1 [MW]	Flujo 5RSCZN1 [MW]	EXP. COMSIP [MW]	PMA 500 [MW]	DESE [MW]	CTRT [MW]	Figura
V13R_C_60_1000_V1	1031	300	164	5533	420	0	240	FIG AII-32
V13P_C_84_1000_V1	998	294	156	5762	420	0	240	FIG AII-33
V13V_C_67_0900_V1	901	336	199	1285	220	0	240	FIG AII-34
V13R_C_64_1000_V1	1028	396	164	5530	320	100	240	FIG AII-35
V13R_C_85_0900_V1	929	396	164	5437	220	100	240	FIG AII-36
V13P_C_86_0900_V1	896	389	156	5664	220	100	240	FIG AII-37
V13V_C_68_1000_V1	986	423	199	1365	220	100	240	FIG AII-38

Tabla 34 Resumen de simulaciones dinámicas F01 Y F02 – Alternativa C3

Caso	F01 5CLPY1				F02 5PYZN1			
	Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing	
	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]
V13R_C_60_1000_V1	493	144	ok		525	118	ok	
V13P_C_84_1000_V1	663	135	ok		663	120	ok	
V13V_C_67_0900_V1	525	100	461	0.74	525	88	461	0.81
V13R_C_64_1000_V1	493	147	ok		525	132	ok	
V13R_C_85_0900_V1	493	138	ok		525	131	Ok	
V13P_C_86_0900_V1	663	132	ok		525	129	ok	
V13V_C_68_1000_V1	525	115	461	0.71	525	105	461	0.77

Tabla 35 Resumen de simulaciones dinámicas F03, F04 Y F05 – Alternativa C3

Caso	F03 5RSC-ZN1				F04 5ESPRSC1				F05 2ESPRTU1			
	Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing		Max. Áng. SIP		B.Swing	
	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barra	V [p.u.]	Máq.	Áng [°]	Barr a	V [p.u.]
V13R_C_60_1000_V1	525	108	ok		525	109	ok		525	125	Ok	
V13P_C_84_1000_V1	525	107	ok		525	108	Ok		525	125	Ok	
V13V_C_67_0900_V1	525	77	ok		525	77	ok		525	97	117	0.78
V13R_C_64_1000_V1	525	110	ok		525	111	Ok		525	127	ok	
V13R_C_85_0900_V1	525	108	ok		525	109	Ok		525	125	ok	
V13P_C_86_0900_V1	525	107	ok		525	109	Ok		525	125	ok	
V13V_C_68_1000_V1	525	80	ok		525	80	Ok		525	100	117	0.79

Tabla 36 Figuras de evolución temporal de las variables – F01

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW	I STATCOM
V13V_C_67_0900_V1	FIG AIII-452	FIG AIII-453	FIG AIII-454	FIG AIII-455	FIG AIII-456
V13V_C_68_1000_V1	FIG AIII-457	FIG AIII-458	FIG AIII-459	FIG AIII-460	FIG AIII-461
V13R_C_64_1000_V1	FIG AIII-462	FIG AIII-463	FIG AIII-464	FIG AIII-465	FIG AIII-466
V13R_C_85_0900_V1	FIG AIII-467	FIG AIII-468	FIG AIII-469	FIG AIII-470	FIG AIII-471
V13R_C_60_1000_V1	FIG AIII-472	FIG AIII-473	FIG AIII-474	FIG AIII-475	FIG AIII-476
V13P_C_84_1000_V1	FIG AIII-477	FIG AIII-478	FIG AIII-479	FIG AIII-480	FIG AIII-481
V13P_C_86_0900_V1	FIG AIII-482	FIG AIII-483	FIG AIII-484	FIG AIII-485	FIG AIII-486

Tabla 37 Figuras de evolución temporal de las variables – F02

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW	I STATCOM
V13V_C_67_0900_V1	FIG AIII-487	FIG AIII-488	FIG AIII-489	FIG AIII-490	FIG AIII-491
V13V_C_68_1000_V1	FIG AIII-492	FIG AIII-493	FIG AIII-494	FIG AIII-495	FIG AIII-496
V13R_C_64_1000_V1	FIG AIII-497	FIG AIII-498	FIG AIII-499	FIG AIII-500	FIG AIII-501
V13R_C_85_0900_V1	FIG AIII-502	FIG AIII-503	FIG AIII-504	FIG AIII-505	FIG AIII-506
V13R_C_60_1000_V1	FIG AIII-507	FIG AIII-508	FIG AIII-509	FIG AIII-510	FIG AIII-511
V13P_C_84_1000_V1	FIG AIII-512	FIG AIII-513	FIG AIII-514	FIG AIII-515	FIG AIII-516
V13P_C_86_0900_V1	FIG AIII-517	FIG AIII-518	FIG AIII-519	FIG AIII-520	FIG AIII-521

Tabla 38 Figuras de evolución temporal de las variables – F03

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW	I STATCOM
V13V_C_67_0900_V1	FIG AIII-522	FIG AIII-523	FIG AIII-524	FIG AIII-525	FIG AIII-526
V13V_C_68_1000_V1	FIG AIII-527	FIG AIII-528	FIG AIII-529	FIG AIII-530	FIG AIII-531
V13R_C_64_1000_V1	FIG AIII-532	FIG AIII-533	FIG AIII-534	FIG AIII-535	FIG AIII-536
V13R_C_85_0900_V1	FIG AIII-537	FIG AIII-538	FIG AIII-539	FIG AIII-540	FIG AIII-541
V13R_C_60_1000_V1	FIG AIII-542	FIG AIII-543	FIG AIII-544	FIG AIII-545	FIG AIII-546
V13P_C_84_1000_V1	FIG AIII-547	FIG AIII-548	FIG AIII-549	FIG AIII-550	FIG AIII-551
V13P_C_86_0900_V1	FIG AIII-552	FIG AIII-553	FIG AIII-554	FIG AIII-555	FIG AIII-556

Tabla 39 Figuras de evolución temporal de las variables – F04

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW	I STATCOM
V13V_C_67_0900_V1	FIG AIII-557	FIG AIII-558	FIG AIII-559	FIG AIII-560	FIG AIII-561
V13V_C_68_1000_V1	FIG AIII-562	FIG AIII-563	FIG AIII-564	FIG AIII-565	FIG AIII-566
V13R_C_64_1000_V1	FIG AIII-567	FIG AIII-568	FIG AIII-569	FIG AIII-570	FIG AIII-571
V13R_C_85_0900_V1	FIG AIII-572	FIG AIII-573	FIG AIII-574	FIG AIII-575	FIG AIII-576
V13R_C_60_1000_V1	FIG AIII-577	FIG AIII-578	FIG AIII-579	FIG AIII-580	FIG AIII-581
V13P_C_84_1000_V1	FIG AIII-582	FIG AIII-583	FIG AIII-584	FIG AIII-585	FIG AIII-586
V13P_C_86_0900_V1	FIG AIII-587	FIG AIII-588	FIG AIII-589	FIG AIII-590	FIG AIII-591

Tabla 40 Figuras de evolución temporal de las variables – F05

Caso	Angulos maq SIP	Tensiones 500kV y 220kV	Tensiones SIP 132kV	Flujos MW	I STATCOM
V13V_C_67_0900_V1	FIG AIII-592	FIG AIII-593	FIG AIII-594	FIG AIII-595	FIG AIII-596
V13V_C_68_1000_V1	FIG AIII-597	FIG AIII-598	FIG AIII-599	FIG AIII-600	FIG AIII-601
V13R_C_64_1000_V1	FIG AIII-602	FIG AIII-603	FIG AIII-604	FIG AIII-605	FIG AIII-606
V13R_C_85_0900_V1	FIG AIII-607	FIG AIII-608	FIG AIII-609	FIG AIII-610	FIG AIII-611
V13R_C_60_1000_V1	FIG AIII-612	FIG AIII-613	FIG AIII-614	FIG AIII-615	FIG AIII-616
V13P_C_84_1000_V1	FIG AIII-617	FIG AIII-618	FIG AIII-619	FIG AIII-620	FIG AIII-621
V13P_C_86_0900_V1	FIG AIII-622	FIG AIII-623	FIG AIII-624	FIG AIII-625	FIG AIII-626

Con un STATCOM de 100 MVar (alternativa C3) se verifican los mismos límites de transmisión de la alternativa B4, expuestos en las Figura N° 18 y Figura N° 19.

6.7. ALTERNATIVA D: A4 + CAPACITOR SERIE 70% EN LÍNEA 5ZN-RSC1

Se analiza si es posible estabilizar CT Río Turbio mediante la compensación de la línea Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz. Se adopta un porcentaje de compensación del 70% de esta línea. En esta alternativa la línea Choele Choel - Puerto Madryn está compensada en un 70%. Las figuras a continuación muestran la respuesta del sistema ante la F05 en el escenario de valle 67. Se aprecia que esta alternativa no es efectiva para estabilizar CT Río Turbio ante una falla monofásica con recierre exitoso del sistema de 220kV.

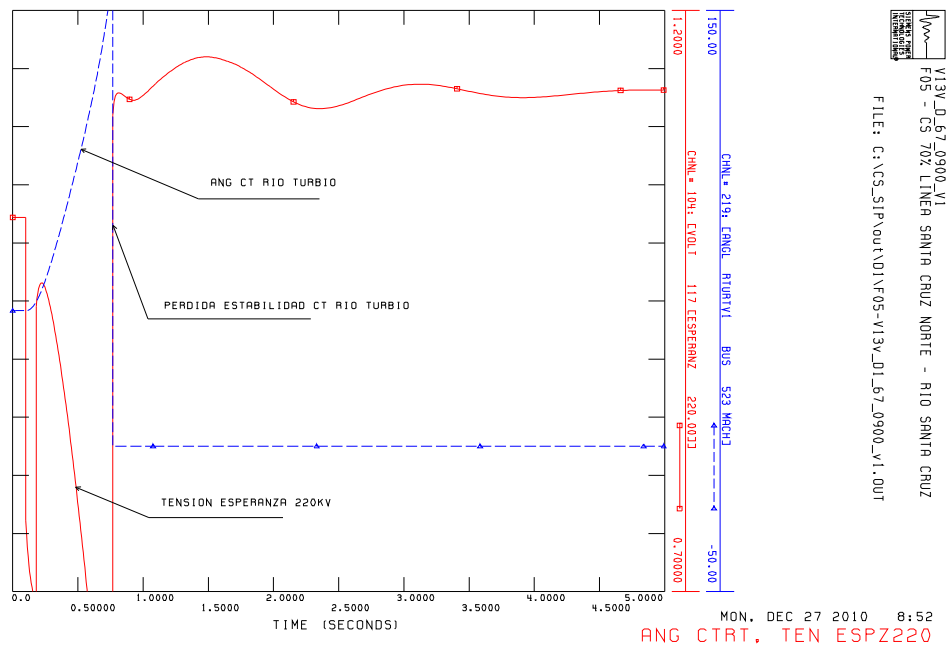


Figura Nº 23. Ángulo CT Río Turbio y Tensión Esperanza 220kV. F05. CS 70% línea Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz

6.8. ALTERNATIVA E: A4 + SVC RIO SANTA CRUZ 500kV

En esta sección se estudia la posibilidad de estabilizar CT Río Turbio mediante la instalación de un SVC vinculado a barras de 500 kV de la ET Río Santa Cruz, en vez de estar vinculado a la barra de 220 kV de la ET Esperanza.

Se analizan diferentes módulos para el SVC:

- **E1:** SVC Río Santa Cruz 500kV de 400Mvar
- **E2:** SVC Río Santa Cruz 500kV de 300Mvar
- **E3:** SVC Río Santa Cruz 500kV de 200Mvar
- **E4:** SVC Río Santa Cruz 500kV de 350Mvar

Las figuras a continuación muestran la respuesta del sistema ante la F05 en el escenario de valle 67. Se aprecia que esta alternativa no es tan efectiva para estabilizar CT Río Turbio ante una falla monofásica con recierre exitoso del sistema de 220kV. El módulo menor que permite cumplir el criterio de back swing en Esperanza 220kV resulta de el de la alternativa E4 de 350MVar. El SVC en Esperanza 220kV resultó ser de 150Mvar, por lo tanto en Río Santa Cruz es necesario un SVC de más de dos veces de capacidad.

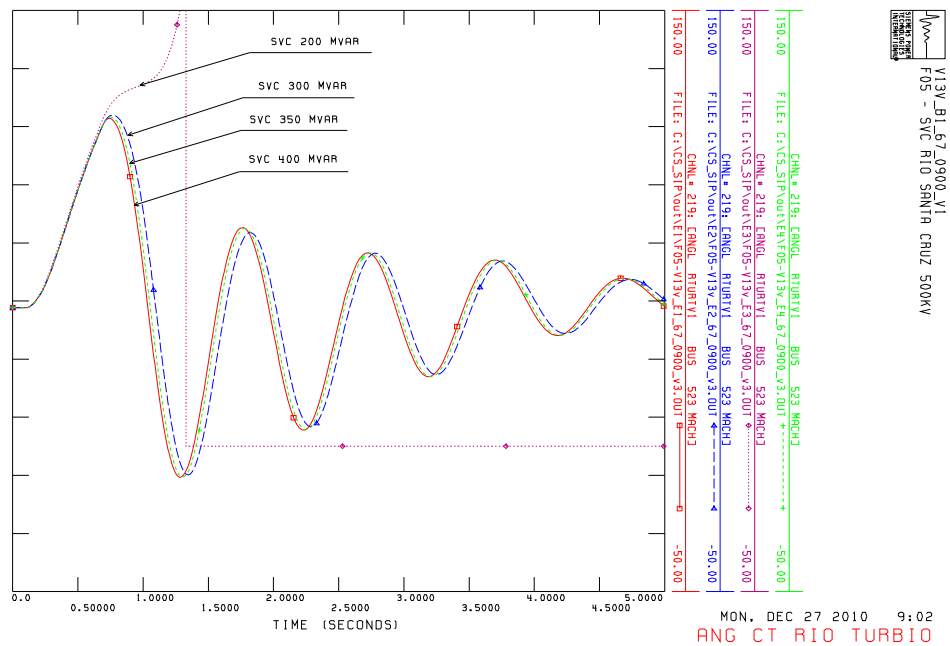


Figura Nº 24. Ángulo CT Río Turbio. F05. SVC Río Santa Cruz 500kV

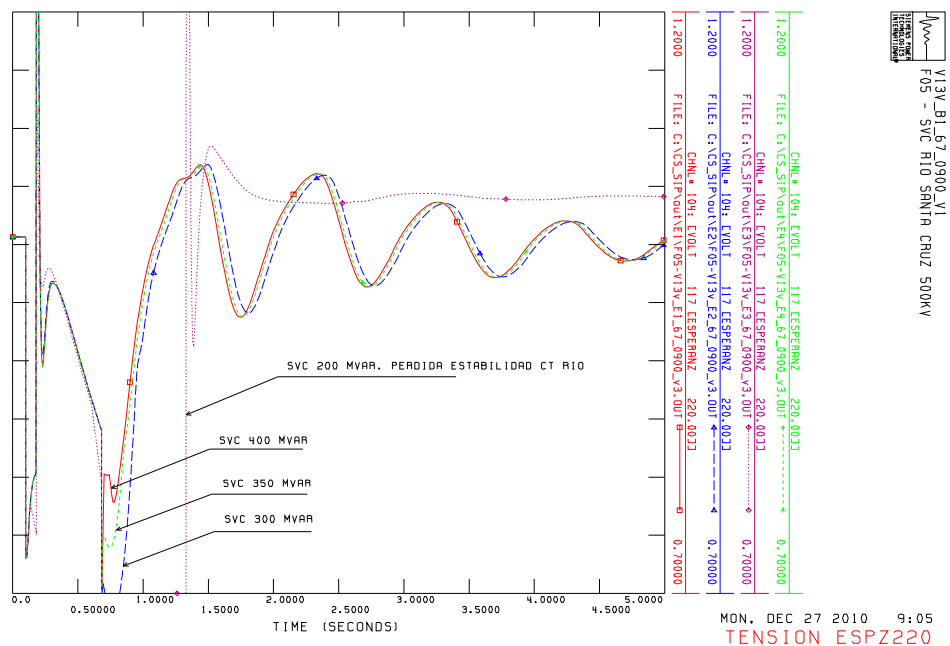


Figura Nº 25. Tensión Esperanza 220kV. F05. SVC Río Santa Cruz 500kV

Se verifican los mismos límites de transmisión de la alternativa B4, expuestos en las Figura Nº 18 y Figura Nº 19.

7. VERIFICACIÓN FRENTE A FALLAS EN EL CORREDOR COMAHUE – GBA Y FRENTE A FALLAS TRIFÁSICAS EN EL CORREDOR PATAGÓNICO

Se analizan las siguientes contingencias:

- **F06:** Falla trifásica simple Chocón – Puelches
- **F07:** Falla trifásica simple Choele Choel – Bahía Blanca
- **F08:** Falla trifásica simple Bahía Blanca – Olavarría
- **F09:** Falla trifásica simple Puerto Madryn – Choele Choel
- **F10:** Falla trifásica simple Santa Cruz Norte – Puerto Madryn
- **F11:** Falla doble tornádica Chocón – Puelches

La Tabla 41 muestra los escenarios que se analizan.

Para las fallas trifásicas simples en el corredor Patagónico, que provocan la formación de una isla en el área Patagónica, se analiza la respuesta con y sin el SVC (Alternativas A4 y B4), con el fin de mostrar la importante contribución al control de tensión de la isla.

En estos casos se considera la conexión y desconexión automática de reactores de barra de 500 kV de las EETT Esperanza, Río Santa Cruz y Santa Cruz Norte, mediante el modelo descrito en el Anexo I. Así mismo se consideró como recurso disponible al automatismo de reactores previsto con la construcción de la interconexión Pico Truncado – Río Turbio – Río Gallegos.

Para las fallas trifásicas simple del corredor Comahue – Buenos Aires no fue necesario considerar el SVC en Esperanza 220kV.

Tabla 41 Escenarios para verificación fallas COM-BSAS, y fallas trifásicas SIP

CASO	Flujo 5CLPY1 [MW]	Flujo 5PYZN1 [MW]	Flujo 5RSCZN1 [MW]	EXP. COMSIP [MW]	PMA 500 [MW]	DESE [MW]	CTRT [MW]	Figuras
V13R_60_1000_V1	1031	300	164	5533	420	0	240	AIV-1
V13V_67_0900_V1	901	336	199	1285	220	0	240	AIV-2

El escenario 60 (resto) de muy alta transferencia por el corredor Comahue - GBA, para las fallas en dicho corredor, es necesaria la desconexión automática de generación (DAG) para eliminar sobrecargas post-falla. Para el caso de las fallas trifásicas simple la DAG máxima es de 1200 MW. Para la realización de la DAG se plantean los siguientes temas a resolver:

- La distribución de los generadores a realizar DAG entre las áreas Comahue y Patagonia.
- Si es necesario aumentar el nivel de DAG máxima por falla simple.

- Posibilidad de recurrir al puenteo de capacitores serie para redistribuir los flujos post-falla convenientemente.

En el caso de la falla trifásica doble se efectúa una DAG total de 2500 MW.

En el escenario de valle 67 no se efectúa DAG para las fallas del corredor Comahue – Buenos Aires.

En la falla Puerto Madryn – Choele Choel se efectúa una DAG igual al flujo pre-falla por esta línea para balancear la isla.

Para la falla Santa Cruz Norte – Puerto Madryn, la formación de isla se realiza mediante el disparo de la línea Malaspina – Ameghino. La DAG realizada es igual a la suma de los flujos pre-falla por éstas.

Cabe destacar que se ha fijado la reserva de generación total del SADI en un 3% aproximadamente, mediante el ajuste de los techos de los reguladores de velocidad. Por otro lado, se ha utilizado el ajuste de los relés de subfrecuencia proporcionado en la base de datos 2010 de CAMMESA.

7.1. FALLAS TRIFÁSICAS SIMPLE EN EL CORREDOR COMAHUE – GBA

La secuencia adoptada en la falla simple Chocón – Puelches es:

- t=0.100s Aplica falla en extremo Chocón
- t=0.165s Apertura de línea fallada ET Chocón
- t=0.190s Desvinculación C. Costa
- t=0.225s Despeje definitivo de falla
- t=0.280s DAG Falla simple

Para las fallas simples Choele Choel – Bahía Blanca y Bahía Blanca – Olavaria, la secuencia es:

- t=0.100s Aplica falla en extremo Chocón
- t=0.180s Despeje de falla y desenganche de línea
- t=0.280s DAG Falla simple

La denominación de las simulaciones para el escenario de resto con DAG, para cada falla es:

- **FX-400SIP-800COM** : DAG total de 1200 MW, repartida en 400 MW de DAG de generación eólica del área Patagónica (en PPEE de Puerto Madryn para que sea la situación más desfavorable para la CT Río Turbio), más 800 MW de DAG en Comahue.
- **FX-800SIP-400COM**: DAG total de 1200 MW, repartida en 800 MW de DAG en la Patagonia, más 400 MW de DAG en Comahue. La DAG de la

Patagonia se efectúa mayoritariamente en la generación eólica y se completa con la CH Futaleufú.

- **FXX-800SIP-800COM:** DAG total de 1600 MW, repartida en 800 MW de DAG en la Patagonia, más 800MW de DAG en Comahue. La DAG de la Patagonia se efectúa mayoritariamente en la generación eólica y se completa con la CH Futaleufú.
- **FXX-1200-ccCS-100ms:** DAG total de 1200 MW, repartida en 400 MW de DAG de generación eólica en la Patagonia, más 800 MW de DAG en Comahue. Además se efectúa el puenteo de un capacitor serie a los 100 ms luego de despejada la falla.
- **FXX-1200-ccCS-15s:** DAG total de 1200 MW, repartida en 400 MW de DAG de generación eólica en la Patagonia, más 800 MW de DAG en Comahue. Además se efectúa el puenteo de un capacitor serie a los 15 s luego de despejada la falla.

En los casos FXX-1200-ccCS-100ms y FXX-1200-ccCS-15s, el capacitor que se puentea según cada falla es:

- F06: Capacitor serie de Puelches
- F07: Capacitor serie de la línea Choele Choel - Bahía Blanca que permanece en servicio.
- F08: Capacitor serie de la línea Olavarria - Bahía Blanca que permanece en servicio.

La Tabla 42 muestra las figuras del Anexo V correspondiente a las simulaciones con las diferentes variantes, para el escenario de resto. Se cumplen exitosamente los criterios de desempeño dinámico en todos los casos, observando que la máquina más comprometida del punto de vista angular es CT Patagonia.

Tabla 42 Figuras de evolución temporal de las variables. Escenario resto
V13R_60_1000

Caso	Frec	Ang. Maq. SIP	Ang. Maq. SADI	Tensiones SIP	Tensiones SADI	Flujos MW	Q COMP EZE
F06-400SIP-800COM	FIG V-1	FIG V-2	FIG V-3	FIG V-4	FIG V-5	FIG V-6	FIG V-7
F06-800SIP-400COM	FIG V-8	FIG V-9	FIG V-10	FIG V-11	FIG V-12	FIG V-13	FIG V-14
F06-800SIP-800COM	FIG V-15	FIG V-16	FIG V-17	FIG V-18	FIG V-19	FIG V-20	FIG V-21
F06-1200-ccCS-100ms	FIG V-22	FIG V-23	FIG V-24	FIG V-25	FIG V-26	FIG V-27	FIG V-28
F06-1200-ccCS-15s	FIG V-29	FIG V-30	FIG V-31	FIG V-32	FIG V-33	FIG V-34	FIG V-35
F07-400SIP-800COM	FIG V-36	FIG V-37	FIG V-38	FIG V-39	FIG V-40	FIG V-41	FIG V-42
F07-800SIP-400COM	FIG V-43	FIG V-44	FIG V-45	FIG V-46	FIG V-47	FIG V-48	FIG V-49
F07-800SIP-800COM	FIG V-50	FIG V-51	FIG V-52	FIG V-53	FIG V-54	FIG V-55	FIG V-56
F07-1200-ccCS-100ms	FIG V-57	FIG V-58	FIG V-59	FIG V-60	FIG V-61	FIG V-62	FIG V-63
F07-1200-ccCS-15s	FIG V-64	FIG V-65	FIG V-66	FIG V-67	FIG V-68	FIG V-69	FIG V-70
F08-400SIP-800COM	FIG V-71	FIG V-72	FIG V-73	FIG V-74	FIG V-75	FIG V-76	FIG V-77

Caso	Frec	Ang. Maq. SIP	Ang. Maq. SADI	Tensio- nes SIP	Tensio- nes SADI	Flujos MW	Q COMP EZE
F08-800SIP-400COM	FIG V-78	FIG V-79	FIG V-80	FIG V-81	FIG V-82	FIG V-83	FIG V-84
F08-800SIP-800COM	FIG V-85	FIG V-86	FIG V-87	FIG V-88	FIG V-89	FIG V-90	FIG V-91
F08-1200-ccCS-100ms	FIG V-92	FIG V-93	FIG V-94	FIG V-95	FIG V-96	FIG V-97	FIG V-98
F08-1200-ccCS-15s	FIG V-99	FIG V-100	FIG V-101	FIG V-102	FIG V-103	FIG V-104	FIG V-105

La Tabla 43 muestra los elementos sobrecargados en los flujos post falla e indica la magnitud que se produjo de corte de carga por subfrecuencia en cada caso.

Tabla 43 Sobrecarga post-falla. Escenario resto V13R_60_1000

Caso	Elemento sobrecargado	Valor de carga [%]	Corte Carga [MW]	Fig. Flujo post falla
F06-400SIP-800COM	Línea Chocón - Puelches	131%	20 (*1)	FIG AIV-3
F06-800SIP-400COM	Línea Chocón - Puelches	134%	20 (*1)	FIG AIV-4
F06-800SIP-800COM	Línea Chocón - Puelches	125%	495 (*2)	FIG AIV-5
F06-1200-ccCS-100ms	Línea Chocón - Puelches	114%	20 (*1)	FIG AIV-6
F06-1200-ccCS-15s	Línea Chocón - Puelches	114%	20 (*1)	FIG AIV-7
F07-400SIP-800COM	Cap. serie Choele – B. Blanca	130%	20 (*1)	FIG AIV-8
F07-800SIP-400COM	Cap. serie Choele – B. Blanca	130%	20 (*1)	FIG AIV-9
F07-800SIP-800COM	Cap. serie Choele – B. Blanca	117%	495 (*2)	FIG AIV-10
F07-1200-ccCS-100ms	Cap. serie Puelches	109%	20 (*1)	FIG AIV-11
	Cap. serie Henderson	110%		
F07-1200-ccCS-15s	Cap. serie Puelches	109%	20 (*1)	FIG AIV-12
	Cap. serie Henderson	110%		
F08-400SIP-800COM	Cap. serie Olavarría – B. Blanca	137%	20 (*1)	FIG AIV-13
F08-800SIP-400COM	Cap. serie Olavarría – B. Blanca	137%	20 (*1)	FIG AIV-14
F08-800SIP-800COM	Cap. serie Olavarría – B. Blanca	125%	495 (*2)	FIG AIV-15
F08-1200-ccCS-100ms	Cap. serie Puelches	107%	20 (*1)	FIG AIV-16
	Cap. serie Henderson	108%		
F08-1200-ccCS-15s	Cap. serie Puelches	107%	20 (*1)	FIG AIV-17
	Cap. serie Henderson	108%		

(*) Escalón de 49.2Hz del SIP

(*2) Escalón 49.0Hz

Admitiendo una sobrecarga postfalla del 20%, en la Tabla 43 se aprecia que podría mantenerse la DAG máxima por falla simple en 1200 MW en caso que se recurra al puenteo de capacitores serie. Esta alternativa resultaría más efectiva que aumentar el volumen de DAG.

Cabe aclarar que los casos presentados donde se utiliza el puenteo de capacitores serie en condiciones postfalla constituyen un primer análisis de

este recurso el que, para poder ser aceptado, requerirá de un estudio específico más detallados que abarque una mayor cantidad de escenarios y contingencias críticas para este corredor, así como también de la verificación de la factibilidad técnica de implementación del mismo.

Cabe destacar que en las simulaciones no se consideró el SVC en Esperanza 220kV, y la CT Río Turbio no presentó problemas de estabilidad angular.

Para el escenario de valle, se analizan las contingencias F07 y F08 sin DAG. La Tabla 44 indica las figuras del Anexo V donde se exponen los resultados de las simulaciones.

Tabla 44 Figuras de evolución temporal de las variables. Escenario resto
V13v_67_0900

Caso	Frec	Ang. Maq. SIP	Ang. Maq. SADI	Tensio- nes SIP	Tensio- nes SADI	Flujos MW	Q COMP EZE
F07-V13v_67_0900	FIG AV-106	FIG AV-107	FIG AV-108	FIG AV-109	FIG AV-110	FIG AV-111	FIG AV-112
F08-V13v_67_0900	FIG AV-113	FIG AV-114	FIG AV-115	FIG AV-116	FIG AV-117	FIG AV-118	FIG AV-119

Las contingencias simuladas para los escenarios de valle cumplen con los criterios de desempeño dinámico.

7.2. FALLA TRIFÁSICA DOBLE TORNÁDICA

La secuencia de la falla doble es:

- t=0.1s Aplicación primera falla lado Chocón
- t=0.165s Apertura de línea fallada de ET Chocón
- t=0.190s Desvinculación de C. Costa
- t=0.225s Despeje definitivo de primera falla
- t=0.280s DAG por falla simple
- t=1.1s Aplicación segunda falla lado Chocón
- t=1.165s Despeje parcial de segunda falla, apertura línea fallada de ET Chocón
- t=1.190s Apertura L. Lata – P. Banderita, apertura transformador 500/132kV P. Banderita. Desconexión de generación L. Lata y P. Banderita
- t=1.225s despeje definitivo de segunda falla, apertura C. Costa – Puelches.
- t=1.245s Maniobra de reactores 500kV: conexión de reactor Puelches y Henderson
- t=1.280s Puenteo de capacitores Puelches, desconexión de circuito B P. del Águila – Chocón Oeste. Completa la DAG de nivel 3.

- $t=1.430s$ Maniobra de reactores 500kV: conexión de Reactores Henderson2 y Puelches2
- $t=3.00s$ Se reestablecen umbrales normales de conexión y desconexión de reactores.

Se efectúa la simulación para el escenario de resto 60, con un DAG total de 2500 MW. La DAG que se realiza ante la primer falla considera la desconexión de 400 MW de generación eólica en la Patagonia (se desconecta la generación de los PPEE de Puerto Madryn) más 800 MW en Comahue. Cuando se pierde L. Lata y P. Banderita la generación asociada en este escenario es de $2 \times 120 + 2 \times 210 = 660 MW$. Por lo tanto, para llegar a los 2500MW de nivel 3 es necesario desconectar 640 MW adicionales. Se efectúa la simulación planteando dos alternativas para repartir esta DAG:

- **DAGA:** completar la DAG 3 desconectando sólo en Comahue
- **DAGB:** completar DAG 3 desconectando en la Patagonia los PPEE Malaspina, Koluel Kaike y Rawson, más 2 máquinas de la CH Futaleufú, completando la DAG3 con 1 máquina de Alicurá.

En la Tabla 45 se muestran las figuras del Anexo V donde se exponen los resultados de las simulaciones.

Tabla 45 Figuras de evolución temporal de las variables. Falla Doble F11

Caso	Frec	Ang. Maq. SIP	Ang. Maq. SADI	Tensio- nes SIP	Tensio- nes SADI	Flujos MW	Q COMP EZE	Fig. Flujo postfalla
F11-V13r_A4_60_1000_A	FIG AV-160	FIG AV-161	FIG AV-162	FIG AV-163	FIG AV-164	FIG AV-165	FIG AV-166	FIG AIV-26
F11-V13r_B4_60_1000_A	FIG AV-167	FIG AV-168	FIG AV-169	FIG AV-170	FIG AV-171	FIG AV-172	FIG AV-173	FIG AIV-27
F11-V13r_A4_60_1000_B	FIG AV-174	FIG AV-175	FIG AV-176	FIG AV-177	FIG AV-178	FIG AV-179	FIG AV-180	FIG AIV-28

La Figura N° 26 y Figura N° 27 muestran el ángulo de CT Patagonia y CT Río Turbio. Se aprecia que si se completa la DAG3 desconectando solamente en Comahue, aún con el SVC en Esperanza 220kV, no se cumplen los criterios de desempeño dinámico. Por otro lado si se efectúa según la alternativa de DAG B, las excursiones angulares permanecen dentro de valores admisibles.

En todos los escenarios, se produce un corte de carga debido a los relés de subfrecuencia de 2040MW, correspondiente a los escalones de 49.0Hz, 48.9 Hz y 48.8Hz.

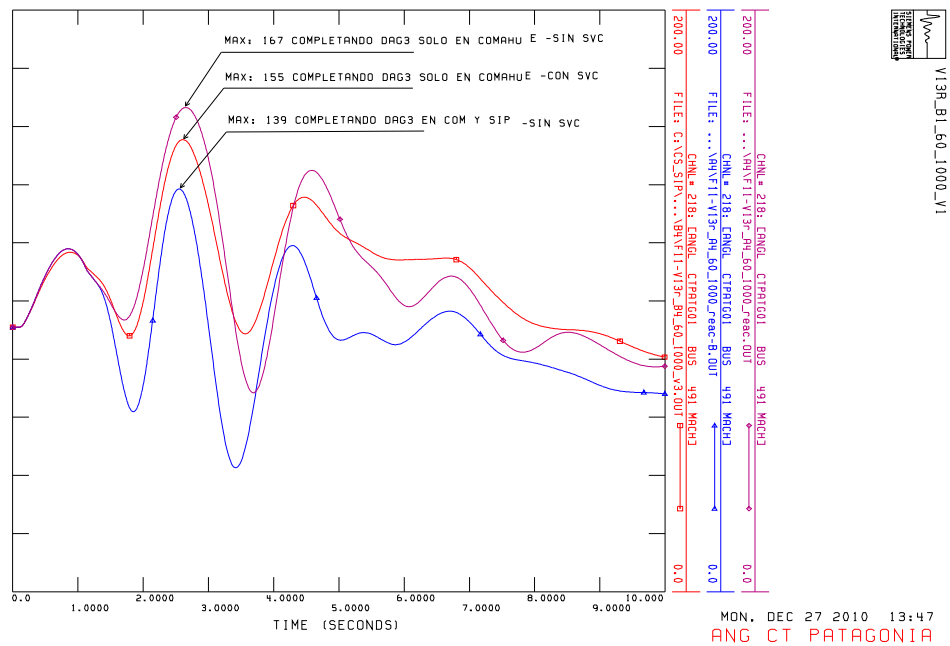


Figura Nº 26. Ángulo CT Patagonia. Falla Doble tornádica.

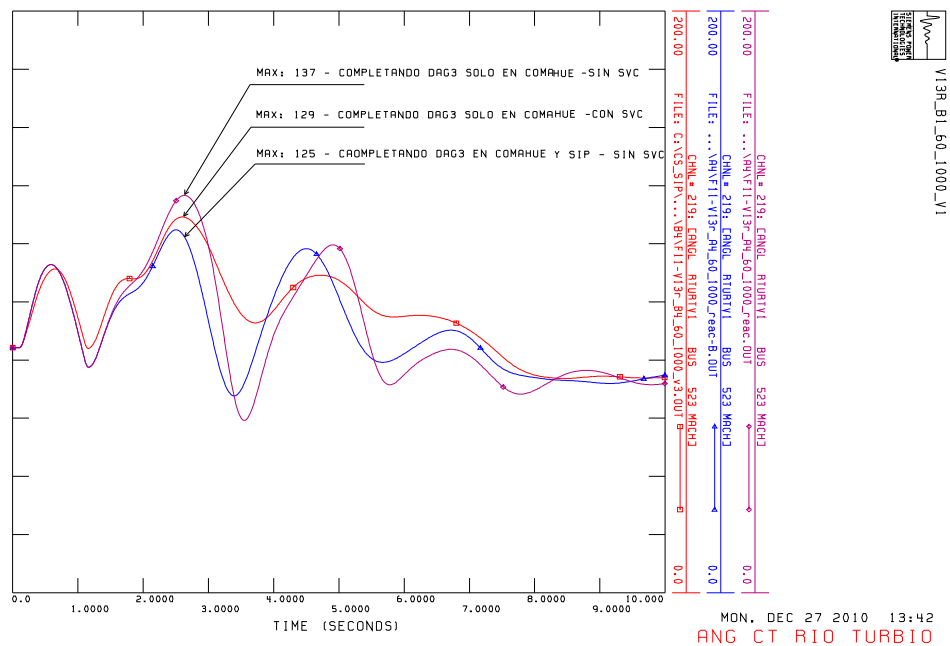


Figura Nº 27. Ángulo CT Río Turbio. Falla Doble tornádica.

7.3. FALLAS TRIFÁSICAS EN EL CORREDOR PATAGÓNICO

Estas contingencias generan el aislamiento del área Patagónica.

La secuencia simulada para las fallas trifásicas simples Puerto Madryn – Choele Choel (F09) y Santa Cruz Norte – Puerto Madryn (F10) es:

- $t=0.100s$ Aplica falla
- $t=0.180s$ Despeje de falla y desenganche de línea
- $t=0.280s$ DAG para balanceo de isla (para F10 también disparo de línea Malaspina – Ameghino 132kV)

Ante la falla F09, en el escenario de resto es necesaria una DAG de 1000 MW y en el escenario de valle un volumen de 900 MW. En ambos casos puede lograrse mediante la desconexión de toda la generación eólica de la Patagonia, más 3 máquinas de Futaleufu (con el disparo de una línea de 330kV) y una máquina de CT Río Turbio.

Para la falla F10 debe realizarse un volumen de DAG de aproximadamente 350 MW en ambos casos. Este valor puede alcanzarse desconectando los PPEE Malaspina y Koluel Kaike, más la TV de CT Los Perales, la TV de CT Patagonia y una máquina de CT Río Turbio.

Para estas contingencias se estudian los casos sin SVC (A4) y con SVC (B4), pudiendo observar el aporte del compensador estático al control de tensión de la isla.

Adicionalmente, se verifica la actuación del automatismo de reactores (previsto con la construcción de la interconexión Pico Truncado – Río Turbio – Río Gallegos) donde, ante una falla en líneas del corredor Patagónico con despeje definitivo de la línea fallada, el automatismo generará una señal que conectará todos los reactores de barra de 500 kV de las EETT Santa Cruz Norte, Río Santa Cruz y La Esperanza. En la simulación se ha considerado que la conexión de estos reactores se concreta a los 250 ms luego de aplicada la falla. Luego, a los 3 s de simulación, se reestablecen los umbrales normales conexión y desconexión automática. Estos casos se denominan con “-R”.

Tabla 46 Figuras de evolución temporal de las variables. F09 y F10.

Caso	Frec	Ang. Maq. SIP	Tensio-nes SIP	Tensio-nes SIP 132kVI	Flujos MW SIP	Fig. Flujo postfalla
F09-V13r_A4_60_1000	FIG AV-120	FIG AV-121	FIG AV-122	FIG AV-123	FIG AV-124	FIG AIV-18
F09-V13r_B4_60_1000	FIG AV-125	FIG AV-126	FIG AV-127	FIG AV-128	FIG AV-129	FIG AIV-19
F09-V13v_A4_67_0900	FIG AV-130	FIG AV-131	FIG AV-132	FIG AV-133	FIG AV-134	FIG AIV-20
F09-V13v_B4_67_0900	FIG AV-135	FIG AV-136	FIG AV-137	FIG AV-138	FIG AV-139	FIG AIV-21
F10- V13r_A4_60_1000	FIG AV-140	FIG AV-141	FIG AV-142	FIG AV-143	FIG AV-144	FIG AIV-22
F10- V13r_B4_60_1000	FIG AV-145	FIG AV-146	FIG AV-147	FIG AV-148	FIG AV-149	FIG AIV-23
F10-V13v_A4_67_0900	FIG AV-150	FIG AV-151	FIG AV-152	FIG AV-153	FIG AV-154	FIG AIV-24

F10-V13v_B4_67_0900	FIG AV-155	FIG AV-156	FIG AV-157	FIG AV-158	FIG AV-159	FIG AIV-25
F09-V13v_A4_67_0900-R	FIG AV-181	FIG AV-182	FIG AV-183	FIG AV-184	FIG AV-185	FIG AIV-29
F09-V13v_B4_67_0900-R	FIG AV-186	FIG AV-187	FIG AV-188	FIG AV-189	FIG AV-190	FIG AIV-30

Aclaración: Los ángulos en la isla por falla F09 se miden respecto a la TG CC Aluar y en la isla formada por la falla F10 se miden respecto a la TG de CC CT Patagonia.

Cabe destacar que en el escenario de valle se produce un corte de carga por subfrecuencia en el SADI total de 591MW, correspondientes a los escalones de 49.0Hz y 48.9Hz. En el escenario de resto no se produce corte de carga.

La Figura N° 28 y Figura N° 29 muestra la evolución de la tensión en P. Madryn 500 kV y Santa Cruz Norte 500 kV para el escenario de valle, con y sin el SVC en Esperanza 220kV, y con y sin el automatismo de conexión de reactores al despejar la falla.

Se observa que el caso sin el SVC y sin actuación del automatismo de reactores exhibe una excursión de tensión de 1.25 p.u., lo cual es inadmisibles.

En el caso que solamente tiene el SVC en Esperanza 220kV la excursión permanece menor a 1.15 p.u.

En el caso sin SVC, pero con la conexión de reactores por medio del automatismo, se observa un primer pico de sobretensión hasta que se concreta la conexión de los reactores, lo que produce una importante disminución de la tensión debido a la cantidad total de MVar que se conecta. Los reactores disponibles que se conectan suman una potencia reactiva total de 175 MVar (50MW en Santa Cruz Norte + 50MW en Río Santa Cruz + 75MW en La Esperanza), lo cual es mayor al módulo del SVC.

También se muestra el caso donde se consideran tanto el automatismo de reactores como el SVC. La Figura N° 30 muestra el aporte del SVC, se aprecia que en el caso donde no se utiliza el automatismo de reactores, éste queda absorbiendo 120 MVar, mientras que en el caso donde se utiliza el automatismo de reactores prácticamente queda sin consumir reactivo, dejando disponible todo el rango dinámico del SVC para el control de la tensión en la isla.

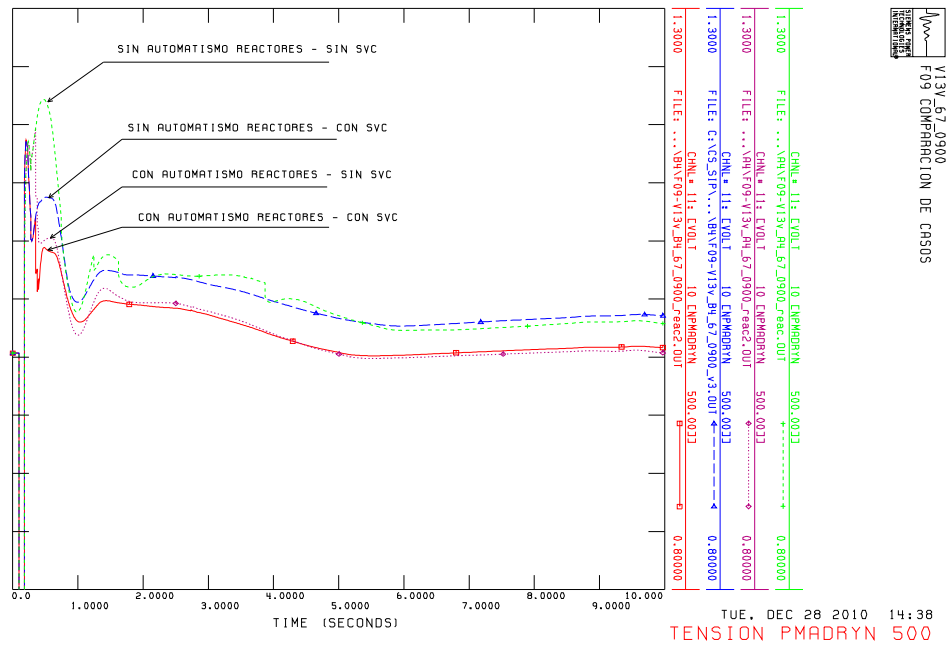


Figura Nº 28. Tensión P. Madryn 500. Falla F09. Escenario valle 67.

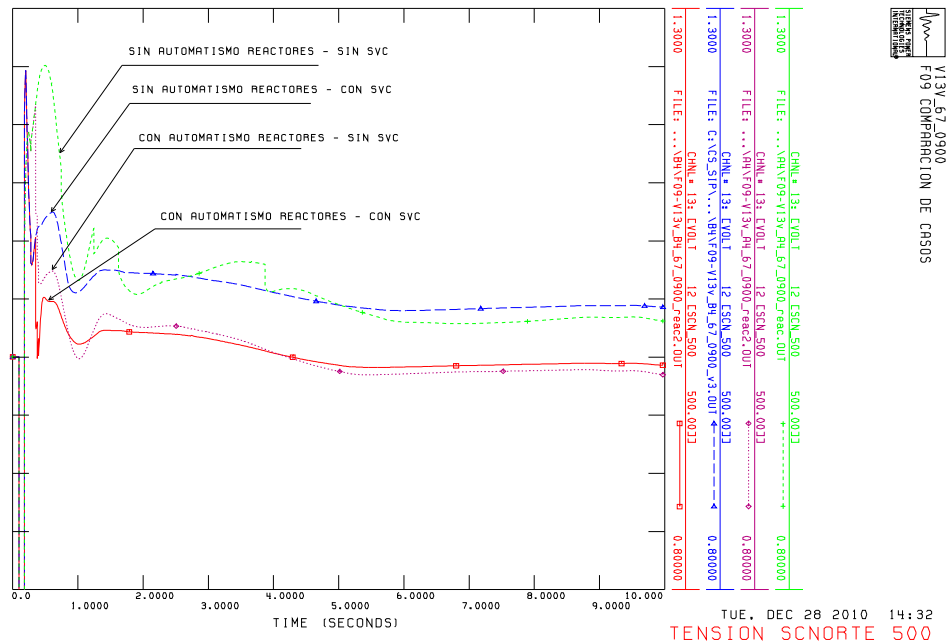


Figura Nº 29. Tensión S. C. Norte 500. Falla F09. Escenario valle 67.

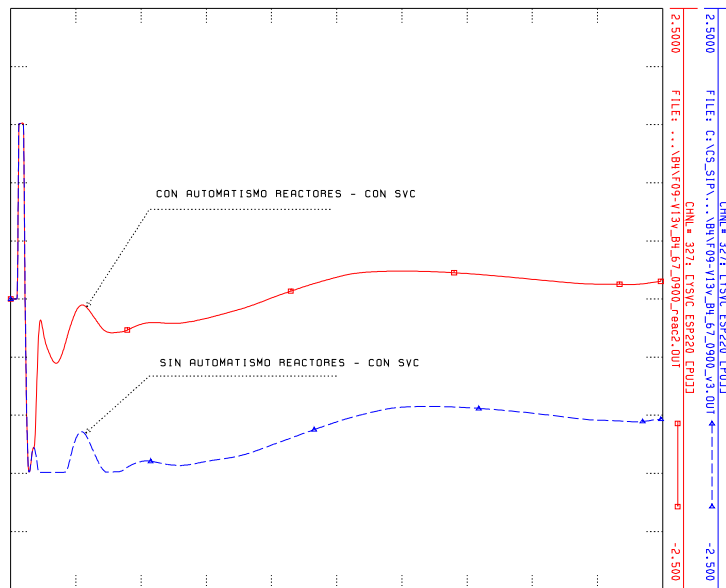


Figura Nº 30. Susceptancia en pu de SBASE. SVC Esp220. Falla F09. Escenario valle 67

8. CONCLUSIONES Y SÍNTESIS DE RESULTADOS

- Se encuentra en construcción la interconexión Pico Truncado – Río Turbio – Río Gallegos. Junto con la puesta en servicio de esta interconexión se prevé el ingreso al SADI de la CT Río Turbio (240 MW). Adicionalmente ENARSA se encuentra llevando adelante la contratación de varios proyectos de generación eólica en la Patagonia (GENREN), totalizando unos 655 MW de potencia instalada en esta área. Así mismo debe considerarse la existencia de otros proyectos de generación en el área Patagónica como el del PE La Deseada (600 MW) y la instalación de una TV en CT Los Perales (40 MW). Todos estos proyectos que se prevén concretar en el corto o mediano plazo incrementarán fuertemente la exportación del área Patagónica, siendo insuficiente la capacidad de transporte del actual corredor Patagónico de 500 kV.
- La capacidad de exportación del área Patagónica queda limitada por problemas de estabilidad transitoria, principalmente ante fallas monofásicas con recierre monofásico exitoso (RME) en las líneas del corredor Patagónico. Dependiendo del escenario y caso considerado se pueden observar problemas de estabilidad angular en algunas máquinas del área Patagónica (principalmente en CT Río Turbio, CT Patagonia y CT Los Perales) así como también problemas de estabilidad de la tensión (principalmente problema de back swing en Pto. Madryn, Santa Cruz Norte y La Esperanza).
- Corredor Patagónico sin ampliaciones (situación actual):
 - Sin considerar el despacho de la CT Río Turbio, se podría exportar del área Patagónica unos 700 MW, siempre y cuando las transferencias desde la ET Santa Cruz Norte hacia la ET Pto. Madryn no superen los 400 MW.
 - Al considerar la CT Río Turbio despachada a pleno se observan graves problemas de inestabilidad de esta central, aún para bajos niveles de exportación del área Patagónica (menores a 400 MW). Estos problemas se observan en todos los escenarios de demanda ante fallas monofásicas con RME en la línea de 220 kV La Esperanza – Río Turbio, así como también en escenarios de valle ante fallas monofásicas con RME en todas las líneas de 500 kV desde Pto. Madryn hasta La Esperanza.
- En el presente informe se estudian distintas alternativas de ampliación de la capacidad de transporte del corredor Patagónico basadas en la instalación de compensación serie en este corredor y la posible utilización de equipos de compensación shunt variable (SVC o STATCOM).

- De entre las distintas alternativas de ampliación de la capacidad de transporte del corredor Patagónico estudiadas en el presente informe hay dos alternativas que surgen como convenientes por sus prestaciones:
 - Alternativa A4: compensación serie fija del 70% en la línea de 500 kV Choele Choel – Pto. Madryn.
 - Alternativa B4: Alternativa A4 + SVC de +/- 150 MVar vinculado a barras de 220 kV de la ET Esperanza
- Con la Alternativa A4 se obtuvieron los siguientes resultados:
 - Sin considerar el despacho de la CT Río Turbio, se podría exportar del área Patagónica unos 900 MW, siempre y cuando las transferencias desde la ET Santa Cruz Norte hacia la ET Pto. Madryn no superen los 400 MW. La exportación del área Patagónica podría incrementarse a unos 1000 MW en caso que las transferencias desde la ET Santa Cruz Norte hacia la ET Pto. Madryn no superen los 200 MW.
 - Al considerar la CT Río Turbio despachada a pleno se continúan observando graves problemas de inestabilidad de esta central en todos los escenarios de demanda ante fallas monofásicas con RME en la línea de 220 kV La Esperanza – Río Turbio, así como también en escenarios de valle ante fallas monofásicas con RME en todas las líneas de 500 kV desde Pto. Madryn hasta La Esperanza. Sin embargo cabe aclarar que si no se tuviera en cuenta los problemas originados por las contingencias en la línea de 220 kV La Esperanza – Río Turbio, en los escenarios de demanda de pico y resto, se podría exportar del área Patagónica unos 900 MW (limitados por la estabilidad angular de CT Río Turbio).
 - Limitando el despacho de CT Río Turbio en los escenarios de valle, por ejemplo con 2 máquinas a 70MW, se aprecia que podrían exportarse 900 MW del área Patagónica, con una transferencia de 400 MW por la línea Santa Cruz Norte – Pto. Madryn. En este caso se observa un correcto desempeño del sistema para todas las contingencias, incluso la falla del sistema de 220kV.
 - Considerando las hipótesis de despacho y demandas adoptadas para estos estudios, los resultados obtenidos muestran que con la Alternativa A4 se podría evacuar toda la generación eólica del GENREN (655 MW), restringiendo o limitando a la CT Río Turbio y al PE La Deseada.
- Se verifica que la CT Río Turbio expone un reducido margen de estabilidad transitoria, con una elevada sensibilidad respecto a los flujos de carga por el corredor Patagónico, no pudiéndose despachar la central en su máxima potencia. Se identifica un problema local que no puede solucionarse solamente con la compensación serie de la línea Choele Choel – Pto. Madryn, y se requiere algún recurso estabilizante adicional.
- Incrementado algo el grado de compensación serie de la línea de 500 kV Choele Choel – Pto. Madryn respecto de lo previsto en la alternativa A4 se podría incrementar algo más la exportación del área Patagónica. Por

ejemplo, considerando una compensación del 80% podría aumentarse el límite en algo menos de 100 MW. Sin embargo cabe aclarar que un grado de compensación tan alto podría traer complicaciones técnicas, por lo cual para poder determinar si sería admisible se requiere de la realización de estudios detallados de transitorios electromagnéticos que permitan verificar tanto la capacidad de los equipamientos actualmente instalados en las EETT como también que se puedan lograr especificaciones aceptables para el banco de capacitores serie.

- Se analizó la posible utilización de un capacitor serie controlado (TCSC) en la línea radial de 500 kV Choele Choel – Pto. Madryn. Este equipo además de que podría contribuir para mitigar posibles problemas de resonancias subsíncronas, contribuye al amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas interárea. Cabe aclarar que el amortiguamiento de las oscilaciones reflejado en las simulaciones realizadas con capacitores serie fijos resultó satisfactorio. La condición de menor amortiguamiento del modo interárea se produjo en los escenarios de valle con máxima exportación del área Patagónica, obteniéndose un amortiguamiento del 15% aproximadamente.
- Por lo tanto considerando que el TCSC modelado en el presente estudio no contribuye significativamente a la estabilidad de la primera oscilación y que por lo tanto no incrementa los límites de transmisión, y que el amortiguamiento de los casos con capacitores fijos resultó aceptable, en principio no se observa que con la instalación de un TCSC se obtengan mayores beneficios por sobre las prestaciones de un banco de capacitores serie fijo, al menos desde el punto de vista de capacidad de transporte del corredor Patagónico.
- Con la Alternativa B4 (Alt. A4 + SVC de +/- 150 MVar en ET Esperanza 220 kV) se obtuvieron los siguientes resultados:
 - La instalación del SVC en la ET Esperanza cumple a la vez el rol de recurso estabilizante de la CT Río Turbio y de mejorar la estabilidad de tensión en el extremo sur de este extenso corredor Patagónico, desde donde se alimentarán las demandas de la ciudad de Río Gallegos, El Calafate y demás demandas alimentadas desde la ET Río Santa Cruz (C.L.Piedrabuena, Pto. San Julián, Gob. Gregores, etc.).
 - Con el pleno despacho de la CT Río Turbio, pero sin PE La Deseada, se aprecia que en los escenarios de resto y pico la exportación del área Patagónica podría ser de 1000 MW. En el caso de valle la exportación resulta de 900 MW. En todos estos casos el flujo por Santa Cruz Norte – Pto. Madryn se consideró en aproximadamente 300 MW.
 - Con el pleno despacho de la CT Río Turbio y con el despacho de 100 MW en el PE La Deseada para los escenarios de resto se observa que, con una transmisión de 400 MW desde Santa Cruz Norte hacia Pto. Madryn, la máxima exportación del área patagónica sería de 900 MW. En cambio, en el escenario de valle, el PE La Deseada contribuye al soporte de tensión en el nodo Santa Cruz Norte, pudiéndose exportar

del área patagónica 1000 MW, con una transmisión de 400 MW desde Santa Cruz Norte hacia Pto. Madryn.

- Se verifica las ventajas del SVC vinculado a barras de 220 kV de la ET Esperanza en asegurar la estabilidad de la CT Río Turbio a pleno despacho, pudiendo mantener elevados niveles de exportación del área Patagónica.
- Cabe destacar que, considerando las hipótesis de despacho y demandas adoptadas para estos estudios, con esta alternativa es posible evacuar toda la generación eólica del GENREN (655 MW) más la CT Río Turbio despachada a pleno. Sin embargo, no se puede garantizar que el PE La Deseada pueda entregar más de 100 MW cuando CT Río Turbio esté despachada a pleno, debido a la limitación de aproximadamente 400 MW que se encuentra en la línea Santa Cruz Norte – Pto. Madryn.
- Otras Alternativas estudiadas principalmente para mejorar la estabilidad de la CT Río Turbio son:
 - Instalación de un STATCOM de 100 MVar vinculado a barras de 220 kV de la ET Esperanza (Alternativa C3): la CT Río Turbio permanece estable ante todas las fallas. Notar que el módulo del STATCOM resulta menor que el del SVC (Alternativa B4) debido a que el aporte de corriente reactiva de éste es independiente de la tensión, funcionando como una fuente de corriente controlada, mientras que el aporte de reactivo de un SVC depende de la tensión, por ser una reactancia controlada. Se verifican los mismos límites de transmisión de la alternativa B4.
 - Compensación serie fija del 70% de la línea de 500 kV Santa Cruz Norte – Río Santa Cruz (Alternativa D): se observa que esta alternativa no es efectiva para estabilizar CT Río Turbio ante la falla monofásica con RME de la línea de 220 kV Esperanza – Río Turbio.
 - Instalación de un SVC de 350 MVar vinculado a barras de 500 kV de la ET Río Santa Cruz (Alternativa E): esta alternativa no es tan efectiva para estabilizar la CT Río Turbio ante la falla monofásica con RME de la línea de 220 kV Esperanza – Río Turbio. El módulo menor de SVC que permite cumplir los criterios de desempeño resulta ser de 350 MVar. Se verifican los mismos límites de transmisión de la alternativa B4.
- Con el incremento de la exportación del área Patagónica también se incrementarán las transferencias por el corredor Comahue – GBA. Esto requerirá de modificaciones en el esquema de desconexión automática de generación (DAG) del Comahue, a los efectos de evitar problemas de estabilidad o de sobrecargas en condiciones postfalla.
- Ante fallas trifásicas con despeje definitivo de la línea fallada en el corredor Comahue – GBA en el presente informe se analizó la efectividad de distintos tipos de actuaciones de la DAG Comahue. Se estudiaron casos con distinta distribución de los generadores a realizar DAG entre las áreas

Comahue y Patagonia, si es necesario aumentar el nivel de DAG máxima por falla simple y se estudio la posibilidad de recurrir al puenteo de capacitores serie para redistribuir los flujos postfalla convenientemente.

- En los casos estudiados de fallas trifásicas simples en el corredor Comahue – GBA, admitiendo una sobrecarga postfalla del 20%, se podría mantener la DAG máxima por falla simple en 1200 MW (a realizar en generadores del Comahue y de la Patagonia) en caso que se recurra al puenteo de capacitores serie. Esta alternativa resultaría más efectiva que aumentar el nivel de DAG. Cabe aclarar que los casos estudiados donde se recurre al puenteo de capacitores serie en condiciones postfalla constituyen un primer análisis de este recurso el que, para poder ser aceptado, requerirá de un estudio específico más detallado que abarque una mayor cantidad de escenarios y contingencias críticas para este corredor, así como también de la verificación de la factibilidad técnica de implementación del mismo.
- Se analiza la falla doble tornádica en las líneas de 500 kV Chocón – Puelches en un escenario de demanda de resto con máxima generación en Comahue. En este caso se efectúa la simulación con una DAG total de 2500 MW. La DAG que se realiza ante la primer falla considera la desconexión de 400 MW de generación eólica en la Patagonia (se desconecta la generación de los PPEE de Puerto Madryn) más 800 MW en Comahue. Luego con la segunda falla se pierde la CT L. Lata y la CH P. Banderita (en este escenario: $2 \times 120 + 2 \times 210 = 660 \text{ MW}$). Por lo tanto, para llegar a los 2500 MW es necesario desconectar 640 MW adicionales. Para completar la DAG total requerida es necesario desconectar más generación del área Patagónica debido a problemas de estabilidad angular de máquinas del área.
- Ante la falla trifásica con despeje definitivo de la línea de 500 kV Choele Choel – Pto. Madryn se producirá el aislamiento del área Patagónica. En casos de alta exportación del área Patagónica tendrá que recurrirse a la realización de DAG en esta área, donde la potencia total de generación a desconectar debe ser igual a la transferencia prefalla por la línea de interconexión fallada, para estabilizar la frecuencia y evitar el colapso del área Patagónica. En los casos estudiados se debió recurrir a una DAG total de 900 – 1000 MW. Para alcanzar este nivel de DAG se debió recurrir a la desconexión de toda la generación eólica de la Patagonia, más 3 máquinas de la CH Futaleufú (con el disparo de una línea de 330kV) y una máquina de la CT Río Turbio.
- Ante la falla trifásica con despeje definitivo de la línea de 500 kV Pto. Madryn – Santa Cruz Norte se producirá el aislamiento del sur del área Patagónica. En los casos estudiados se debió recurrir a una DAG total de aproximadamente 350 MW en generadores del área que queda aislada. Este valor puede alcanzarse desconectando los PPEE Malaspina y Koluel Kaike, más la TV de CT Los Perales, la TV de CT Patagonia y una máquina de CT Río Turbio.

- Las fallas trifásicas de las líneas de 500 kV Choele Choel – Pto. Madryn y Pto. Madryn – Santa Cruz Norte se estudiaron para los casos sin SVC (Alt. A4) y con SVC (Alt. B4). Aquí puede observarse el aporte positivo del compensador estático (SVC) al control de la tensión de la isla. Adicionalmente, se verifica la correcta actuación del automatismo de reactores (previsto con la construcción de la interconexión Pico Truncado – Río Turbio – Río Gallegos) donde, ante una falla en líneas del corredor Patagónico con despeje definitivo de la línea fallada, el automatismo generará una señal que conectará los reactores de barra de 500 kV disponibles en las EETT Santa Cruz Norte, Río Santa Cruz y La Esperanza. Se observa que en el caso sin el SVC y sin actuación del automatismo de reactores, la tensión en barras de 500 kV de la ET Santa Cruz Norte presenta una excursión de tensión que llega a 1.25 p.u., lo cual es inadmisibles. Se aprecia que con la actuación del automatismo de conexión de reactores la excursión puede bajarse a 1.10 p.u. aproximadamente. En estos casos las máquinas del área Patagónica no presentaron problemas de estabilidad.
- En caso de querer implementar algunas de estas obras de ampliación de la capacidad de transporte del corredor Patagónico deberán complementarse los presentes estudios con estudios específicos de diseño del equipamiento a instalar y estudios detallados de transitorios electromagnéticos que permitan verificar la capacidad de los equipamientos actualmente instalados en las EETT.

9. REFERENCIAS

[1] Mathur RM, Varma RK (2002) Thyristor Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems. IEEE Computer Society Press.

Identificación de casos

V12x_yy_ww_zzzz_kk

- **x** Escenario de demanda: Pico (p), Resto (r) y valle (v)
- **yy** Alternativa de compensación (A0, A1, etc.)
- **ww** Número que identifica escenario de despacho
- **zzzz** Exportación del sistema patagónico en MW
- **kk** identificación especial de simulación, explicada según el caso

Identificación de líneas

- **5CLPY1** Línea de 500kV Choele Choel – Puerto Madryn
- **5PYZN1** Línea de 500kV Puerto Madryn – Santa Cruz Norte
- **5RSC-ZN1** Línea de 500kV Río Santa Cruz – Santa Cruz Norte
- **5ESPRSC1** Línea de 500kV Esperanza – Río Santa Cruz
- **2ESPRTU1** Línea de 220kV Esperanza – Río Turbio

Identificación de barras

N° Barra	Denominación
523	TV01 CT Río Turio
525	TV02 CT Río Turio
491	TG01 CC CT Patagonia
493	TV CC CT Patagonia
661	TG01 CC CT Los Perales
663	TV CC CT Los Perales
10	Puerto Madryn 500kV
12	Santa Cruz Norte 500kV
15	Río Santa Cruz 500kV
19	Esperanza 500kV
117	Esperanza 220kV
115	Río Turbio 220kV
461	Santa Cruz Norte 132kV
441	San Jose 132kV