



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



ROSENA: Requerimientos para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Anillado

MEMORIA DE PROYECTO PRESENTADA A LA FACULTAD DE
INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Alejandro Álvarez, Franco Baubeta, Alexander Gadea

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

TUTOR

Ing. Nicolás Yedrzejewski Universidad de la República

TRIBUNAL

Ing. Michel Artenstein Universidad de la República

Ing. Álvaro Giusto Universidad de la República

Ing. Nicolás Yedrzejewski Universidad de la República

Montevideo
domingo 21 febrero, 2021

ROSENA: Requerimientos para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional Anillado, Alejandro Álvarez, Franco Baubeta, Alexander Gadea.

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).
Contiene un total de 331 páginas.
Compilada el domingo 21 febrero, 2021.
<http://iie.fing.edu.uy/>

Muchas cosas son improbables, solo unas pocas son imposibles.

ELON MUSK

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Agradecimientos

Agradecemos a nuestras familias, parejas, amigos y colegas que nos han acompañado durante todos estos años.

Al tutor, Nicolás Yedrzejewski, por acompañarnos en el desarrollo del proyecto, brindando orientación y los datos necesarios para su desarrollo. Al sector de Ingeniería de Operación del DNC (UTE) por facilitarnos una licencia del software PSSE.

Agradecer especialmente a Pablo Pena y Gonzalo Ermida por facilitarnos datos de la red futura.

Una mención especial para el Michel Artenstein, Alvaro Giusto y Mario Vignolo por su predisposición para contestar dudas.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Dedicatoria

*A la tía Tere, donde estés, este objetivo está cumplido gracias a vos.
Alejandro Alvarez*

*Este camino está repleto de aportes y esfuerzo más allá del personal, invaluable para alcanzar una meta como esta. A mi madrina y abuelas, que hoy viven en mis recuerdos, una dedicatoria especial. Para mis padres, Mario y Elsa; tíos, en especial Faty; Paula y hermanos de la vida, agradecerles por estar siempre. Esto no hubiera sido posible sin ninguno de ustedes. Simplemente, ¡gracias!
Franco Baubeta*

*El camino que se recorre en la vida, por suerte, no se hace solo. Los agradecimientos tienden al infinito y son particularmente para mis padres, Anibal y Yurema, mi hermana Leti, mi compañera de vida Vivi, mis amigos y hermanos de la vida y la FING. No hubiera llegado hasta aquí sin ustedes. ¡Mil gracias!
Alexander Gadea*

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

El sistema eléctrico de Uruguay cuenta actualmente con una red de 500 kV con una configuración predominantemente radial. La operación del sistema ha sido ampliamente estudiada y existen automatismos de disparo de carga que resuelven las contingencias más severas de la red.

En el correr del año 2019 entró en servicio el sistema de protección sistémica nuevo, denominado RAS (*Remedial Action Scheme*), que procesa las acciones necesarias para actuar frente a todas las contingencias de líneas del sistema de 500 kV .

Para el año 2023, se prevé la entrada en servicio de dos líneas nuevas y una estación de 500 kV que conectará las estaciones existentes ME5 (estación de 500 kV en Melo) con SU5 (estación de 500 kV en Salto) conformando un anillo en 500 kV . El sistema perderá su característica radial y se volverá más robusto. Sin embargo, los estudios de planificación a largo plazo, que definen este tipo de obras, no entran en los detalles y requerimientos operativos del sistema. Por lo tanto, es necesario realizar estudios más detallados al respecto.

El objetivo de este proyecto está centrado en el estudio de las contingencias más importantes que afectarán el nuevo sistema eléctrico considerando, consecuentemente, los requerimientos operativos para cada una de ellas. El análisis de dichas contingencias es en régimen operativo y el período transitorio comprendido entre la falla y los primeros segundos que le siguen.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	III
Resumen	VII
1. Introducción	1
2. Fundamento Teórico	3
2.1. Introducción	3
2.2. Introducción y Resolución del Problema de Flujos de Carga	3
2.2.1. Relación Entre los Parámetros de una Red	4
2.2.2. Problema del Flujo de Carga	5
2.2.3. Resolución al Problema del Flujo de Cargas - Método de Newton Rapshon	7
2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia	9
2.3.1. Estabilidad Angular	10
2.3.2. Estabilidad en Frecuencia	16
2.3.3. Estabilidad en Tensión	16
2.3.4. Estructura del Sistema Eléctrico de Potencia - Modelado Estabilidad Transitoria.	22
3. Sistema Eléctrico de Potencia del Uruguay	35
3.1. Introducción Histórica	35
3.2. Matriz Energética Actual	38
3.2.1. Generación Hidráulica	40
3.2.2. Generación Eólica, Solar y Biomasa	41
3.2.3. Generación Térmica	42
3.3. Red Eléctrica de AT y EAT	43
3.4. Compensación de Energía Reactiva	44
3.4.1. Recursos Estáticos	44
3.4.2. Recursos Dinámicos	45
3.5. Esquemas de Protección Sistémica Actuales	45
3.5.1. RAS (Remedial Action Scheme)	45
3.5.2. DAF (Disparo Automático por Sub-Frecuencia)	48
3.5.3. DAGLin y DAGNor	49
3.6. Criterios de Correcto Funcionamiento	49
3.7. Contingencias Principales en EAT	53

Tabla de contenidos

4. Modelado del SEP Uruguayo y Automatización del Software	55
4.1. Introducción	55
4.2. Automatización del Software y Tratamiento de Datos	56
4.2.1. Automatización del PSS [®] E	56
4.2.2. Análisis Primario de Datos con Excel	57
4.3. Modelado de Escenarios Representativos	57
4.3.1. Elaboración de Escenarios de Generación	57
4.3.2. Estimación de la Demanda en 2023	58
4.4. Modelado del SEP para 2023	60
4.5. Resumen de Escenarios para Realización del Estudio	62
4.5.1. 1-VM-E	62
4.5.2. 2-VN-E-EXB (Exportación a Brasil y Argentina)	63
4.5.3. 3-VN-H	64
4.5.4. 4-VN-T	65
4.5.5. 5-VX-H-EXB	66
4.5.6. 6-IX-E	68
4.5.7. 7-IX-T	69
4.5.8. 8-IX-H	70
4.5.9. 9-IM-E-EXB	70
5. Estudio del SEP 2023 en Régimen	73
5.1. Identificación de Contingencias	73
5.2. Procedimientos y Métodos Adquiridos de Análisis	75
5.2.1. Identificación de la Red de Transmisión	75
5.2.2. Procedimiento Ante No Convergencia del Estudio de Flujo de Potencia	78
5.2.3. Aplicación de los Factores de Reparto y Tablas Comparativas	78
5.2.4. Análisis de Escenarios, Agrupamiento y Descripción por Efecto Causado	80
5.3. Contingencias en la Red Actual para Comparación Posterior	82
5.3.1. Contingencia Doble PA5-BR5/PA5-MA5	82
5.3.2. Contingencia Doble SJ5-PA5x2	84
5.3.3. Contingencia Doble CE5-SJ5 / SU5-SJ5	86
5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023	88
5.4.1. Contingencia Doble PA5-BR5 / PA5-CR5	88
5.4.2. Contingencia Doble BR5-MB5 / CR5-MA5	111
5.4.3. Contingencia Doble SJ5-PA5 x 2	128
5.4.4. Contingencia Doble CE5-SJ5 / SU5-SJ5	153
5.4.5. Contingencia Doble SU5-CH5 / CH5-ME5	164
6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.	173
6.1. Modelado del Sistema para Estudio Dinámico.	173
6.2. Metodología de Estudio	175
6.2.1. Modelado de Falla	175
6.2.2. Criterios Específicos para Estudio Dinámico	175

6.2.3. Criterios Para Mitigación	176
6.3. Resultados y Análisis de Contingencias	180
6.3.1. Contingencia Doble PA5-BR5 / PA5-CR5	180
6.3.2. Contingencia Doble BR5-MB5 / CR5-MA5	195
6.3.3. Contingencia Doble SJ5-PA5 x 2	208
6.3.4. Contingencia Doble CE5-SJ5 / SU5-SJ5	232
6.3.5. Contingencia Doble CH5-ME5 / CH5-SU5	244
7. Resumen de Resultados y Análisis - Conclusiones Varias.	251
7.1. Contingencia Doble PA5-BR5/PA5-CR5	251
7.1.1. Régimen	251
7.1.2. Dinámico	252
7.1.3. Conclusiones	252
7.2. Contingencia Doble BR5-MB5/CR5-MA5	255
7.2.1. Régimen	255
7.2.2. Dinámico	255
7.2.3. Conclusiones	256
7.3. Contingencia Doble SJ5-PA5x2	258
7.3.1. Régimen	258
7.3.2. Dinámico	259
7.3.3. Conclusiones	259
7.4. Contingencia Doble CE5-SJ5/SU5-SJ5	261
7.4.1. Régimen	261
7.4.2. Dinámico	261
7.4.3. Conclusiones	262
7.5. Contingencia Doble CH5-ME5/CH5-SU5	263
7.5.1. Régimen	263
7.5.2. Dinámico	263
7.5.3. Conclusiones	263
7.6. Características Globales de las Contingencias Relativas al Colapso de Tensión y los Recursos de Reactiva	265
8. Conclusiones	267
8.1. Generales	267
8.2. Líneas de Trabajo para el Futuro	269
Apéndices	271
A. Modelado de Máquina Sincrónica	271
A.1. Nomenclatura para Desarrollo del Modelo	271
B. Datos Energéticos de Nuestro País	273
B.1. Datos MIEM	273
C. Datos de Protecciones Sistémicas	275
C.1. Tablas DAC de DAF	275

Tabla de contenidos

D. Factores de Distribución y su Cálculo en Doble Contingencias	277
D.1. Factores de Distribución	277
D.2. Factores de Distribución en Contingencias Dobles	278
E. Automatización de Software	281
E.1. Referencia a scripts utilizados	281
F. Estudios Complementarios de Interés	283
F.1. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5 en Red Anillada	283
F.2. Disparo DAF (líneas) Indebido en Anillo	286
F.3. Simulación con Apertura en 300 ms	286
G. Abreviatura de Nombres Estaciones de Transmisión	289
H. Sistema Por Unidad (<i>pu</i>)	291
H.1. Motivación del Sistema Por Unidad [15]	291
H.2. Uso en Sistemas Eléctricos de Potencia [19]	291
H.3. Uso en el Modelado de Máquina Síncrona [15]	292
Referencias	293
Siglas y abreviaturas	297
Glosario	296
Índice de tablas	299
Índice de figuras	302

Capítulo 1

Introducción

Desde su creación, la red de transmisión uruguaya en Extra Alta Tensión (EAT), tiene una estructura radial. Su origen es la transmisión de potencia hacia el principal epicentro de demanda en el sur y sureste del país, desde los generadores hidráulicos ubicados en el centro y litoral oeste de nuestro país. Esta característica radial, hace a la red de EAT frágil ante fallas: Cortocircuitos, fenómenos meteorológicos o cualquier salida intempestiva de alguna de las líneas que la componen.

En las últimas dos décadas, el cambio en la matriz energética del Uruguay dio origen a decenas de parques eólicos, solares e instalaciones de generación de biomasa, sumando además la interconexión en EAT con Brasil a través de la convertora ubicada en Melo, Uruguay. En paralelo, estos cambios se vieron acompañados por proyectos para continuar desarrollando la red de transmisión.

La instalación de parques eólicos, predominante frente a los solares y generación de biomasa, tuvo lugar principalmente en el centro y este del país debido a las características de nuestro territorio y a la red ya instalada. Los parques de gran porte tienen su conexión en el nivel de 150 *kV*, lo que se traduce en flujos de potencia que ingresan a la red de transmisión de Alta Tensión (AT). Actualmente, los días en que los parques eólicos están generando “a pleno” bajo grandes niveles de demanda en el sur y sur-este, las líneas de AT en el centro del país se encuentran cercanas a superar su máxima capacidad, e incluso en algunos momentos la superan.

Por otro lado, la nueva interconexión con Brasil dio espacio a una posible demanda de potencia que era inexistente hasta ese momento en el norte de nuestro país. En consecuencia, la ampliación de la red de EAT dada por la línea San Carlos – Melo generó un nuevo margen para transmitir potencia a dicha zona, evitando hacerlo por la red de 150 *kV* [29].

En 2019, se confirmó la construcción de una nueva planta de celulosa de la empresa finlandesa UPM, ubicada en el margen del Río Negro en Durazno, Uruguay. Esta planta da sitio a una nueva ampliación de la matriz energética en nuestro país, dado que finalizada su construcción podrá vender excedentes de energía a UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - Uruguay).

A finales del 2019, UTE dio a conocer un proyecto para anillar la red de EAT, conectando las estaciones de 500 *kV* ubicadas en Melo y Salto Grande. Dicha

Capítulo 1. Introducción

conexión no sería directa, sino que implica una nueva estación en la localidad de Chamberlain (Tacuarembó), cercana a la instalación de la nueva planta de UPM. Los objetivos de este anillado son dar mayor confiabilidad al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) uruguayo, quitando las vulnerabilidades de un sistema radial, y poder dar lugar a la expansión de la matriz energética en otras partes del país [13].

La instalación de las nuevas líneas proyectadas para el año 2023, trae consigo nuevas interrogantes y desafíos. El anillado cambiará por completo la topología de la red. Desde el punto de vista operacional, se podría dar solución a la saturación de las líneas de AT en el centro del país y hacer más robusta la interconexión con Brasil. Por otro lado, es posible que existan nuevas contingencias en EAT con consecuencias desconocidas, cambiando también, para mejor o peor, el impacto de las que existen en la red actual.

Este proyecto propone la identificación de nuevas contingencias en la red de EAT anillada, evaluando en paralelo el impacto de las contingencias actuales en la nueva topología. Para esto se formula un estudio en régimen e, identificados los peores casos, estudiar la dinámica de los mismos. Seguido a lo anterior, el objetivo es plantear ideas para la mitigación de los posibles problemas que surjan, complementando el estudio con el análisis del impacto que puede existir en la generación eólica y compensación de reactiva.

Capítulo 2

Fundamento Teórico

2.1. Introducción

Para el desarrollo y entendimiento por parte del lector, del estudio que implica el presente proyecto fin de carrera, es recomendable tener presente algunos conceptos de forma básica, en algunas temáticas específicas.

El alcance del estudio abarca el modelado eléctrico de una red eléctrica de alta tensión, comprender el problema que representa resolver circuitos de potencias con cientos de generadores, líneas de transmisión, transformadores, compensación y cargas y las herramientas matemáticas para la resolución del problema mencionado. Por otro lado, qué se entiende por estabilidad de un sistema eléctrico de potencia, conceptos básicos y herramientas matemáticas que permiten el estudio de fenómenos transitorios, entre otros.

Sumado a lo anterior, el proyecto en cuestión se basa en el software de pago PSS[®]E (Power System Simulator for Engineering) de Siemens para realizar el estudio. Dicho software basa gran parte de sus herramientas para resolución de problemas dinámicos y en régimen en la teoría mencionada anteriormente. Además, introduce algunos conceptos específicos que dan variantes a los métodos de resolución y al modelado de componentes del sistema. Entender de forma básica esto es crucial para comprender los resultados que obtienen en su utilización.

2.2. Introducción y Resolución del Problema de Flujos de Carga

El estudio de flujos de potencia permite conocer, ante una situación de demanda dada, la magnitud y el ángulo de tensión en cada nodo de la red, las potencias activas y reactivas que se circulan en todo el sistema y las pérdidas totales y en cada elemento de la red. Una premisa principal del estudio es que se toma una red en régimen permanente, equilibrada, sinusoidal y sin anomalías.

Dada la importancia que tiene esta herramienta, se han desarrollado varios métodos matemáticos para resolver con mayor velocidad y eficacia el estudio de

Capítulo 2. Fundamento Teórico

flujos de potencia. El software PSS[®]E cuenta con varios de ellos, dando la posibilidad de resolver el problema con uno u otro según convenga. Uno de los más utilizados es la resolución por el método iterativo Newton-Raphson que permite encontrar una solución aproximada a ecuaciones algebraicas no lineales.

2.2.1. Relación Entre los Parámetros de una Red

El modelado de una red eléctrica reúne ciertos parámetros que están relacionados entre sí. Esto permite comprender la importancia del estudio de flujos de carga y porque es más sencillo observar los flujos de potencia en una red dado que, en muchos casos, lo que importa es la generación y consumo de potencia de generadores y cargas respectivamente.

De forma básica, el modelo incluye barras, líneas, reactores y transformadores. Cada una de estas partes de la red tiene su propio modelo pero, en una forma resumida, las barras representan los nodos de la red y, el resto de los componentes, se pueden representar trabajando el sistema en *pu* (por unidad, ver apéndice H) por medio de resistencias, inductancias y capacitancias en serie o paralelo.

Una representación muy sencilla que suele ser utilizada para explicar la relación entre los diferentes parámetros es una red radial con dos barras, unidas por una línea representada por una inductancia¹. La sencillez del modelo, no hace perder generalidad del análisis, ya que en muchos casos este modelo se puede obtener de una red más compleja, mediante el uso de equivalentes [15].

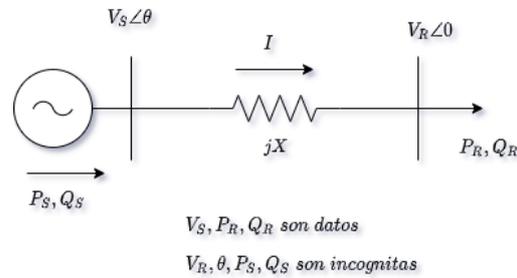


Figura 2.1: Representación básica de red radial con diferentes parámetros y flujo de potencia.

Como se puede observar en la figura 2.1 la barra que es nodo de conexión para la carga es tomada como el ángulo de referencia. A partir de la definición de potencia aparente se tienen las siguientes igualdades:

$$S_{SR} = V_{SR} \cdot I^* = V_S \times \left(\frac{V_S^* - V_R^*}{-jX} \right) = -\frac{|V_S|^2 - V_S V_R^*}{jX}, \quad (2.1)$$

¹Existen otros modelos de línea como el modelo π . Sin embargo, Este modelo simplifica notablemente los cálculos dado que no hay consumo de potencia reactiva en paralelo ni existen pérdidas de potencia activa en la línea. Además, permite observar la relación entre los parámetros de la red, de forma general, basándose en el hecho que las redes eléctricas de transmisión son predominantemente inductivas [15].

2.2. Introducción y Resolución del Problema de Flujos de Carga

$$S_{SR} = j \left[\frac{|V_S|^2 - |V_S||V_R| e^{j\theta}}{X} \right], \quad (2.2)$$

$$S_{SR} = \frac{|V_S||V_R|}{X} \text{sen}(\theta) + j \left[\frac{|V_S|^2 - |V_S||V_R| \cos(\theta)}{X} \right]. \quad (2.3)$$

De la ecuación anterior, a partir de las partes reales e imaginarias de la potencia aparente S_{SR} , se obtienen las potencias activa (P) y reactiva (Q):

$$P = \frac{|V_S||V_R|}{X} \text{sen}(\theta), \quad (2.4)$$

$$Q = \left[\frac{|V_S|^2 - |V_S||V_R| \cos(\theta)}{X} \right]. \quad (2.5)$$

Es común considerar que el ángulo θ será bajo. Si bien es un caso particular, la aproximación es válida cuando se consideran limitantes en el flujo de potencia en las que no se entrará en detalle. Teniendo en cuenta esto, es posible utilizar las aproximaciones $\cos(\theta) \approx 1$ y $\text{sen}(\theta) \approx \theta$, en las ecuaciones (2.4) y (2.5):

$$P \approx \frac{|V_S||V_R|}{X} \theta, \quad (2.6)$$

$$Q \approx \left[\frac{|V_S|^2 - |V_S||V_R|}{X} \right]. \quad (2.7)$$

La potencia activa depende directamente del ángulo entre barras. En cambio, en la potencia reactiva, es posible observar la relación directa con las tensiones entre barras. Es así que se suele relacionar la potencia reactiva con la diferencia de tensión entre barras y la potencia activa con los ángulos entre ellas.

Esto no solo muestra el interés por conocer dichos parámetros sino que, además, muestra la relación entre ellos y permite sacar conclusiones primarias al estudiar el comportamiento de una red, facilitando en muchos casos su estudio.

2.2.2. Problema del Flujo de Carga

Algo importante a considerar en los flujos de cargas son las hipótesis de trabajo: sistema operando en régimen equilibrado, balanceado y utilizando equivalentes monofásicos para los diferentes componentes de toda la red.

Como se vio en la sección anterior, los parámetros más relevantes son: tensión en barras V , ángulo entre barras δ , potencia activa P y potencia reactiva Q . Las barras se suelen dividir en tres tipos:

- Barra slack (o swing): es la barra de referencia donde la tensión y el ángulo son dados. Esta barra compensa la diferencia entre la carga del sistema y las pérdidas generadas en la red, en otras palabras sirve para realizar el balance de potencia en el sistema.

Capítulo 2. Fundamento Teórico

- Barra de carga: la potencia activa y reactiva son dadas. Tanto la tensión como el ángulo de barra son variables. Se les suele llamar barras PQ.
- Barra de generación: son las barras a las que se conectan los generadores del sistema. Tanto la potencia activa como la tensión de barra están dadas, quedando el ángulo y la potencia reactiva como variables. Se suele especificar los límites de reactiva de acuerdo a las capacidades del generador. Se les suele llamar barras PV.

En la figura 2.2 se puede observar una configuración típica de barra en un sistema de potencia. Las líneas de transmisión se representan a través de su modelo π , donde las impedancias de línea se convierten en por unidad a admitancias en una base común de potencia.

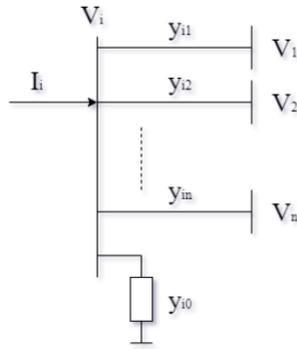


Figura 2.2: Configuración de una barra genérica en un sistema de potencia.

Si aplicamos la ley de nudos sobre la barra i de la figura 2.2 se tiene:

$$I_i = y_{i0}V_i + y_{i1}(V_i - V_1) + \dots + y_{in}(V_i - V_n), \quad (2.8)$$

$$I_i = (y_{i0} + y_{i1} + \dots + y_{in})V_i - y_{i1}V_1 - y_{i2}V_2 - \dots - y_{in}V_n, \quad (2.9)$$

$$I_i = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij}V_j \quad j \neq i. \quad (2.10)$$

Es de interés llevar esta expresión a potencias y tensiones, dado que es común utilizar estos parámetros y no corrientes. Por lo tanto para la barra i :

$$P_i + jQ_i = V_i I_i^* ; \quad I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*}. \quad (2.11)$$

Sustituyendo la corriente en la ecuación anterior se tiene:

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = V_i \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij}V_j \quad j \neq i. \quad (2.12)$$

2.2. Introducción y Resolución del Problema de Flujos de Carga

Si se concentra la atención en las sumatorias, es posible ver lo siguiente:

$$\sum_{j=0}^n y_{ij} = Y_{ii} ; \sum_{j=1}^n -y_{ij} = -Y_{ij}, \quad (2.13)$$

donde:

- Y_{ii} : Suma de todas las admitancias que concurren a la barra i .
- $-Y_{ij}$ Suma de los opuestos de las admitancias de entre las barras i y j .

Las admitancias definidas en la ecuaciones de 2.13 representan la matriz de admitancias. En consecuencia se puede reescribir la ecuación en función de dicha matriz y en su forma polar:

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \Rightarrow P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle (\theta_{ij} + \delta_j), \quad (2.14)$$

donde el ángulo θ corresponde a la admitancia ij y los ángulos δ a los ángulos de barra i y j respectivamente.

Por último, se puede separar la ecuación en parte real y parte imaginaria obteniendo dos expresiones: una para la potencia activa y otra para la reactiva inyectada en la barra i :

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), \\ Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sen(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j). \end{cases} \quad (2.15)$$

Ambas ecuaciones representan un sistema de ecuaciones no lineal, en función de variables independientes: tensión y ángulos en barras. Si se toma las n barras de la red, se llega a que la misma se puede representar, en régimen, mediante un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales, el cual necesita de un método numérico adecuado para resolverlo.

2.2.3. Resolución al Problema del Flujo de Cargas - Método de Newton Rapshon

Utilizando el método de Newton Rapshon [19] es posible aproximarse a una solución de las ecuaciones no lineales presentadas anteriormente. Por cada barra PQ (o de carga) del sistema se tienen dos ecuaciones y, por cada barra PV (de generación) una. Se utiliza la expansión en series de Taylor de primer orden, despreciando todos los términos de orden superior y obteniendo el siguiente sistema de ecuaciones lineales:

Capítulo 2. Fundamento Teórico

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \hline \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \hline \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix}$$

Figura 2.3: Sistema de ecuaciones lineales utilizando aproximación por Taylor de primer orden.

Se asume que la barra 1 es la barra slack. La matriz conformada por las derivadas parciales es el Jacobiano, el cual muestra la relación lineal entre las variaciones pequeñas de ángulos y tensiones con potencia activa y reactiva respectivamente. Los elementos del Jacobiano son las derivadas parciales de las ecuaciones 2.15 evaluadas en $\Delta \delta_i^k$ y ΔV_i^k .

Los terminos $\Delta P_i^{(k)}$ y $\Delta Q_i^{(k)}$ son la diferencia entre el valor buscado y el calculado. Este valor suele llamarse residuo y se puede escribir de la siguiente forma:

$$\begin{cases} \Delta P_i^{(k)} = P_i^0 - P_i^k, \\ \Delta Q_i^{(k)} = Q_i^0 - Q_i^k. \end{cases} \quad (2.16)$$

Las nuevas estimaciones para las tensiones en las barras serán:

$$\begin{cases} \delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)}, \\ |V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}|. \end{cases} \quad (2.17)$$

El procedimiento a seguir para obtener la solución del flujo de cargas con el método es el siguiente:

1. Para las barras PQ, donde P_i^0 y Q_i^0 están dadas, la tensión y el ángulo de barra se setean igual a la barra slack, 1.0 pu o 0.0 pu. Para las barras PV, donde $|V_i|$ y P_i^0 están dados, el ángulo de barra es seteado igual al de la barra slack o 0° .
2. Para las barras PQ, $P_i^{(k)}$ y $Q_i^{(k)}$ son calculadas con las ecuaciones 2.15 y $\Delta P_i^{(k)}$ y $\Delta Q_i^{(k)}$ con las ecuaciones 2.16.
3. Para las barras PV, $P_i^{(k)}$ y $\Delta P_i^{(k)}$ son calculadas con las primeras ecuaciones de 2.15 y 2.16 respectivamente.
4. Los elementos del Jacobiano son calculados con las derivadas parciales vistas en la figura 2.3.

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

5. El sistema lineal compuesto por la matriz 2.3 puede ser resuelto por eliminación directa y escalonado.
6. La nueva tensión y ángulo de barras se utilizan para la siguiente iteración a partir de las ecuaciones 2.17
7. El proceso continúa hasta que los residuos sean menores a un error predefinido con anterioridad.

El método de Newton Rapshon es muy utilizado para resolver flujos de carga dada su velocidad computacional. Sin embargo, no es el único método que existe. Por ejemplo, el software PSS[®]E tiene otros métodos dependiendo los resultados y las hipótesis de trabajo. Para redes pequeñas suele ser utilizado el método de Gauss-Seidel. Además, el software permite utilizar variantes del método de Newton Rapshon como es el método de resolución desacoplado que es razonable ante determinadas condiciones de trabajo.

El PSS[®]E permite utilizar algunas características como lo son: considerar un cambiador de taps en los transformadores, factores de aceleración para la convergencia o acotación de variables en intervalos razonables.

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

La definición para la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia, ha estado en discusión durante gran parte del siglo XX y la actualidad. Dentro de los esfuerzos para lograr una clasificación y orden para comprender los fenómenos que rodean la dinámica de un sistema eléctrico, se propone una definición como la siguiente:

“La estabilidad de un sistema de potencia, es la habilidad del sistema eléctrico de potencia, dada una condición inicial de operación, de recuperar un estado de equilibrio operativo, luego de ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema acotadas, de forma tal que prácticamente la totalidad de sistema permanece intacto” [26].

La definición anterior implica que el sistema debe recuperar un estado operativo en régimen en un tiempo aceptable, con las variables eléctricas (tensión, corriente, etc.) limitadas en un rango aceptable [5]. Los valores aceptables quedan a elección de los operadores del sistema según criterios que pueden estar basados en: factores económicos, valores nominales de equipos, experiencias según el propio sistema, conocimiento global de fenómenos, etc.. Es normal utilizar valores en el entorno de $(1 \pm 0,5 \% f_n)$, $(1 \pm 5 \% U_n)$ o $\pm 10 \%$ [5]. Estos márgenes pueden variar según las condiciones de operación en las que está el sistema. Por ejemplo, no es lo mismo estar trabajando con un sistema en régimen N o N-1 ².

²Se dice que un sistema está en régimen N cuando cuenta con todos los equipos existen-

Capítulo 2. Fundamento Teórico

Esta definición se basa en un sistema eléctrico de potencia interconectado. Sin embargo, la estabilidad de un sistema no se puede ver comprometida solamente por un fenómeno masivo que involucra a todas sus partes. Los generadores y las cargas individuales puede llevar a fenómenos en cascada que termine en un colapso del sistema. Las protecciones y los controles de las máquinas, juegan un papel crucial a la hora de mantener el sistema estable en torno a un punto de equilibrio: cambios en la demanda, cortocircuitos, pérdidas de generación o salida intempestiva de líneas, son algunos de los problemas que muestran la capacidad del sistema en su conjunto para enfrentar un desequilibrio.

Una forma de comprender de forma más sencilla y ordenada el problema es clasificar la estabilidad del sistema. Para esto, es necesario comprender la procedencia de las perturbaciones, que resultan en diferentes tipos de respuesta dinámica; la escala de la perturbación, dado que no es lo mismo un pequeñas perturbaciones que un fenómeno sistémico como la salida de líneas de transmisión; el tiempo que es necesario evaluar para qué sistema retorne a la estabilidad luego de la perturbación.

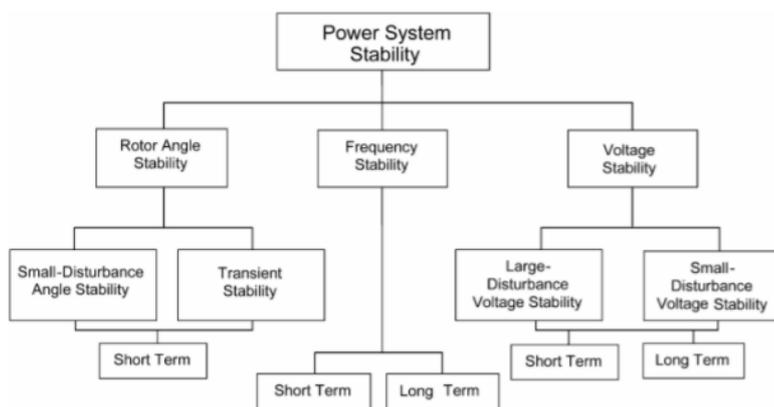


Figura 2.4: Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia. [26]

De forma global, en base a la figura 2.4, se tiene una clasificación en tres grandes grupos para analizar la estabilidad del sistema eléctrico: estabilidad angular, frecuencia y tensión. Para este proyecto es necesario analizar de forma básica los tres grupos para grandes perturbaciones y la respuesta del sistema en un tiempo inmediato, de no más de 30 segundos.

2.3.1. Estabilidad Angular

También llamada estabilidad angular de rotor, se refiere a la habilidad de las máquinas síncronas interconectadas por el sistema eléctrico para mantener el

tes a disposición y está operando en dicho estado. Se dice que un sistema está en régimen N-n cuando está operando a falta de n equipos. El operador suele establecer diferentes modos de operación del sistema según el régimen en el que se encuentre trabajando.

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

sincronismo bajo una perturbación. Esto depende directamente de la capacidad de las máquinas para mantener o restablecer el equilibrio cuando existe una diferencia entre el torque mecánico y el torque electromecánico. Esta diferencia se ve reflejada directamente en una variación del ángulo rotórico de la máquina que pueden hacer perder el sincronismo entre ellas.

La variación de ángulo debida a la perturbación, deriva en un aumento o disminución de velocidad mecánica de las máquinas. Entre dos máquinas del sistema, la que posee un aumento de velocidad mecánica, aumenta su ángulo rotórico relativo al de la máquina más lenta. Esto, dada la relación que se vio anteriormente entre los ángulos del sistema y la transferencia de potencia, deriva en un pasaje de potencia de la máquina más lenta hacia la que se aceleró. Este comportamiento tiende a igualar las velocidades relativas y, bajo determinadas perturbaciones, mantener la estabilidad del sistema.

La inestabilidad surge cuando la perturbación tiene como consecuencia que el sistema no logra absorber la variación de energía cinética de las máquinas.

Este tipo de estabilidad puede ser dividida en dos: estabilidad en pequeña señal o estabilidad transitoria. La primera de ellas está orientada a pequeñas perturbaciones que permiten linealizar el sistema de ecuaciones y estudiar la estabilidad angular. En cambio, el segundo caso, está orientado a grandes perturbaciones como son, por ejemplo, cortocircuitos en las líneas de transmisión del sistema eléctrico de potencia, donde interesan los primeros segundos luego de la perturbación.

Este proyecto se centrará en el estudio de la estabilidad transitoria del sistema.

2.3.1.1. Máquina Conectada a una Red de Potencia Infinita.

Una forma sencilla de entender el problema de la estabilidad angular es estudiar el caso más general de una red: un generador conectado a una red muy grande que podemos representar como una barra infinita ³:

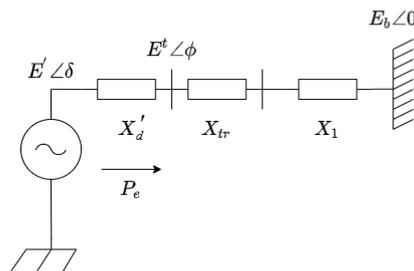


Figura 2.5: Representación monofásica de generador con conexión a través de transformador y línea, a una barra que representa una red grande (barra infinita).

³Se la puede llamar también barra de Potencia Infinita. Se representa de esta forma dado que la red en el punto de conexión del generador, es capaz de mantener la tensión y entregar potencia sin restricciones, en dicha barra. Las redes que satisfacen lo anterior son aproximaciones bastante fieles de la realidad en sistemas muy grandes como la red Argentina-Uruguay en su conjunto.

Capítulo 2. Fundamento Teórico

Donde el generador sincrónico está representado por la tensión constante E' detrás de su impedancia transitoria X'_d y δ representa el ángulo entre la tensión en la barra infinita y la tensión E' . La impedancia X'_d , la impedancia del transformador X_{tr} y la impedancia de la línea de transmisión X_1 , sumadas forman X . El circuito equivalente de lo anterior es:

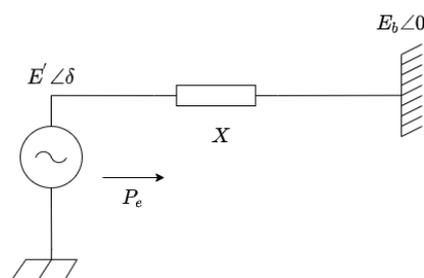


Figura 2.6: Representación monofásica equivalente de generador con conexión a barra que representa una red grande (barra infinita).

Observando esto, es posible escribir la transferencia entregada por el generador a la red de la siguiente forma:

$$P_e = \frac{E' E_b}{X} \text{sen}(\delta) = P_{max} \text{sen}(\delta). \quad (2.18)$$

Se le llama a la constante de multiplicación P_{max} dado que, en caso de $\delta = 90^\circ$, será la potencia máxima que se puede entregar a la red. La ecuación anterior muestra la dependencia de la potencia entregada según el ángulo δ . Cuando existe una perturbación en el sistema, la tensión en bornes del generador tiende a permanecer constante mientras que el ángulo δ cambia para seguir entregando la misma potencia y, en consecuencia, la velocidad del rotor se desvía de la frecuencia de sincronismo⁴.

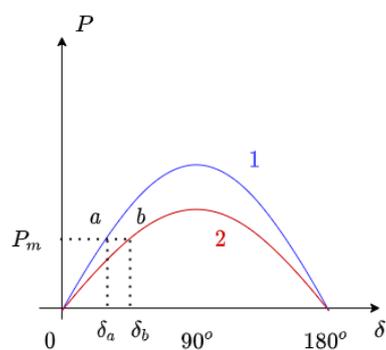


Figura 2.7: Relación entre la potencia y el ángulo según ecuación 2.18

⁴Frecuencia impuesta por la barra infinita.

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

En la figura 2.7 se observa un ejemplo en el que se pierde una línea de transmisión entre el generador y la barra infinita, considerando a X_1 como dos líneas en paralelo. La impedancia vista por el generador y la función $P(\delta)$ dada por la ecuación 2.18 cambian. La máquina, para mantener la potencia entregada a la red, deberá cambiar su ángulo a δ_b (nueva condición de funcionamiento). En el instante que sucede la perturbación, se asume que la variación del ángulo delta es mucho más importante que la variación en velocidad de la máquina⁵, es decir durante la perturbación la máquina se considera con una velocidad constante que permite desprenderse del torque y así utilizar la ecuación de Swing en su formato de potencias [15]:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = P_m - P_{max} \text{sen}(\delta). \quad (2.19)$$

En la ecuación anterior, se tiene que:

- P_m representa la potencia mecánica en el eje de la máquina sincrónica en *pu*.
- P_{max} representa la máxima potencia eléctrica que entrega la máquina a la red *pu*.
- H es la constante de inercia por unidad ⁶.
- ω_0 es la velocidad de sincronismo en rad/s.
- δ el ángulo en bornes de la máquina respecto a la barra infinita o, también en este caso, ángulo del rotor de la máquina.
- t es el tiempo en segundos.

¿Qué sucede con la respuesta del sistema propuesto ante un escalón de potencia mecánica? Partiendo de una condición inicial de potencia mecánica la máquina tendrá un nuevo punto de trabajo en la curva vista en 2.8:

⁵La cual incluso se puede suponer constante en comparación a la velocidad de sincronismo.

⁶ $H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_0 m^2}{V A_{base}}$ es llamada constante de inercia, definida como la energía cinética en Watt-segundos a la velocidad nominal dividido por la potencia base (H está segundos).

Capítulo 2. Fundamento Teórico

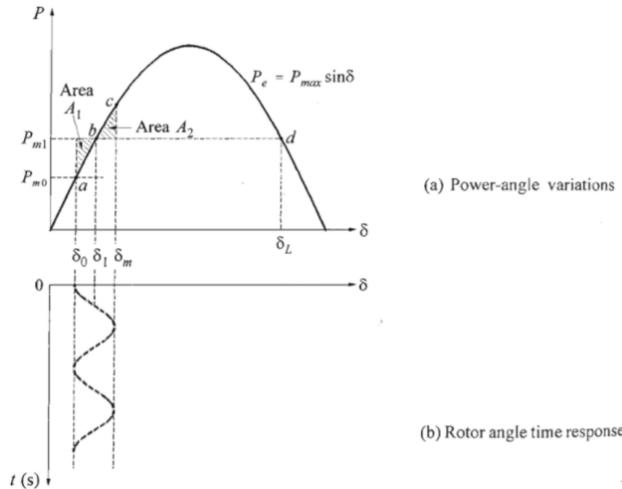


Figura 2.8: Cambio en δ luego de perturbación y su oscilación en el tiempo [15].

Inicialmente la potencia mecánica excede a la eléctrica, lo que impide a la máquina llegar al nuevo delta de equilibrio de forma instantánea. El torque acelera la máquina y cambia a otro punto de funcionamiento siguiendo la curva de la figura 2.8 hasta un valor dado por la ecuación 2.19. La diferencia entre la nueva potencia mecánica y la eléctrica representan en cada instante la aceleración del sistema.

En el punto b, la aceleración es cero, sin embargo la velocidad del rotor es mayor a la de sincronismo impuesta por la red, por lo que el ángulo del rotor continúa aumentando. Para valores de potencia eléctrica mayores a P_m en b, el rotor desacelera, creciendo el delta hasta un valor δ_m donde se recuperó la velocidad de sincronismo pero la potencia eléctrica es mayor que la mecánica en el eje de la máquina. El ángulo del rotor oscila entre a y c dado que la ecuación 2.19 no tiene ninguna constante de amortiguación. Esto no es así en la realidad dado que existen fuerzas de disipación de energía cinética que la llevan a trabajar en el punto b en caso de estabilidad.

Criterio de Igualdad de Áreas

Este ejemplo y el método que será presentado no son aplicables en resultado para sistemas interconectados con muchos generadores, pero permite fijar ideas de cómo funciona la estabilidad angular del sistema. Es posible no resolver la ecuación 2.19 del sistema para conocer si el sistema es estable. El método del criterio de igualdad de áreas propone resolver de forma gráfica si el sistema será estable utilizando lo visto anteriormente. Recordando la ecuación $P_e = P_{max} \sin(\delta)$, se puede reescribir la siguiente relación:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e), \quad (2.20)$$

ecuación que es no lineal en δ y no puede ser resuelta directamente. Multiplicando por $2\frac{d\delta}{dt}$ a ambos lados de la ecuación e integrando:

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

$$\left[\frac{d\delta}{dt}\right]^2 = \int \frac{\omega_0(P_m - P_e)}{H} d\delta. \quad (2.21)$$

El cambio de velocidad angular del rotor inicialmente es cero, es decir su derivada es nula debido a que se encontraba en un estado de equilibrio. Para que se dé una condición estable, la desviación en el ángulo delta debe ser acotada en un valor máximo (punto c en la figura 2.8) y luego cambiar de dirección. Esto requiere que en algún punto de la curva el $\frac{d\delta}{dt}$ se vuelva cero nuevamente:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = 0. \quad (2.22)$$

Según esta expresión, el área debajo de la función $P_m - P_e$ en función de δ debe ser cero para que el sistema sea estable, siendo satisfecho lo anterior cuando el área A_1 y A_2 son iguales. Por lo tanto podemos ver la variación de energía cinética, E_1 y E_2 , entre los puntos de interés de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} E_1 &= \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = A_1, \\ E_2 &= \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = A_2. \end{aligned} \quad (2.23)$$

Es importante notar que este criterio se basa en la hipótesis de que el sistema no tiene pérdidas, por lo que ambas áreas serán iguales. Esto nos permite ver entonces la máxima excursión de delta sin necesidad de saber la respuesta exacta que daría la ecuación de swing. Tomando como referencia la figura 2.8, el criterio permite ubicar el δ_L y saber que la estabilidad estará dada solamente si el área A_2 , al menos igual al área A_1 , puede ser ubicada por encima de P_{m1} . Si el área A_1 es mayor a A_2 , el δ_m será mayor al δ_L y el sistema no será estable.

2.3.1.2. Generalización a Sistemas Eléctricos de Potencia

La estabilidad transitoria es mucho más compleja que el ejemplo presentado. Existen varios métodos para estudiarla en un SEP. Es posible clasificar, de forma general, dos grupos: método directo e integración numérica [15]. El primero de ellos se basa en la energía, siendo un caso especial del segundo método general de Lyapunov [15], donde se estudia la función de energía del sistema. Este análisis para sistemas multi-máquina se basa en lo que se observó de la Ley de Áreas para un solo generador, generalizando para muchas máquinas. Por otro lado, la integración numérica permite la resolución de las ecuaciones diferenciales que describen al SEP. Dichos métodos se basan en la resolución de ecuaciones diferenciales de la forma $\frac{dx}{dt} = f(x, t)$ donde x representa un vector de n variables dependientes y t es la variable independiente, en este caso el tiempo. Los métodos de Euler o Runge-Kutta [15] son de integración explícita, mientras que existen otros métodos que son de integración implícita aproximando $f(x, t)$ por interpolación. La integración numérica permite modelar el SEP con mayor complejidad: modelos de excitación y *governor* de generadores sincrónicos, modelos de protecciones sistémicas, convertoras, entre otros.

Capítulo 2. Fundamento Teórico

Es de interés la integración numérica dado su uso por el software PSS[®]E. En particular, para simulaciones dinámicas, dicho programa resuelve un sistema de ecuaciones algebraico-diferenciales, donde utiliza dos métodos de resolución, uno a la vez. Para obtener las condiciones iniciales (ci) y mediante una estimación de x , utiliza por ejemplo Newton-Raphson, para la resolución de las ecuaciones algebraicas de la red (resuelve un flujo de carga y obtiene x_0). A continuación, utiliza las ci calculadas y mediante el método de Euler [15], estima el siguiente valor de x para nuevamente resolver las ecuaciones algebraicas, y así sucesivamente. En este proceso iterativo, de pasos discretos y pequeños en tiempo, construye la evolución dinámica del sistema, para analizar la estabilidad transitoria del SEP, ante distintas perturbaciones.

2.3.2. Estabilidad en Frecuencia

Se define como la habilidad de un SEP para restablecer la frecuencia luego de una perturbación severa de desbalance entre la generación y la carga [26]. Un aspecto muy importante es hacerlo con la menor pérdida de carga desde el punto de vista económico y de consumidores, pero en muchos casos, es necesaria la pérdida para preservar el funcionamiento del sistema.

En gran parte de la bibliografía no se suele diferenciar este tipo de estabilidad como una categoría propia, dado que las causas pueden estar fuertemente conectadas con la estabilidad angular transitoria. Por ejemplo, un cortocircuito, según su magnitud, puede verse como una disminución brusca de demanda y un desbalance entre generación-demanda, lo que demuestra la conexión directa entre estabilidad angular y de frecuencia. Sin embargo, esta clasificación permite estudiar fenómenos específicos como es el la separación del sistema en islas, inadecuada respuesta de equipos, coordinación insuficiente de los controles y protecciones o insuficiente reserva de generación. Se la suele asociar a fenómenos de corto plazo: tiempos de segundos o fracciones de segundo, como es el disparo de sub-frecuencia y los controles de generadores y protecciones; fenómenos a largo plazo: tiempos de decenas de segundos y varios minutos, como es la respuesta de turbinas, calderas y reguladores de tensión.

2.3.3. Estabilidad en Tensión

La estabilidad de tensión es una clasificación que se empezó a manejar en mayor medida a finales del siglo *XX*, luego de varios sucesos importantes en los que sistemas eléctricos de potencia colapsaron debido a una pérdida de estabilidad en tensión. Anteriormente, se pensaba que los problemas de estabilidad tenían sus causas y consecuencias, asociadas directamente con la estabilidad angular de las máquinas [15].

Se la define como la habilidad del SEP de mantener estables las tensiones en todas sus barras en un rango aceptable y, bajo una perturbación, el sistema sea capaz de retornar en un tiempo aceptable a un estado de equilibrio donde las tensiones en las barras permanezcan en dicho rango.

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

La definición no solo exige la estabilidad dinámica del sistema, sino que agrega un punto más: impone un rango aceptable de soluciones para las tensiones del sistema.

El análisis de la estabilidad de tensión puede ser diferenciado según la duración de la perturbación. En el caso de que el tiempo sea corto, el análisis se hace en conjunto con la estabilidad transitoria del sistema. Este análisis, como se mencionó anteriormente se da para cortocircuitos, salidas grandes de generación, etc. Para los casos en que las perturbaciones son lentas, por ejemplo variación en la carga, el estudio puede dividirse en dos: métodos estáticos y métodos dinámicos. En el caso estático, la estabilidad se estudia con el sistema considerado en régimen resolviendo las ecuaciones algebraicas del mismo, mientras que en el segundo caso, se estudian las perturbaciones con tiempos más largos que los de la estabilidad transitoria, donde se consideran por ejemplo: cambiadores de tomas bajo carga, controles termostáticos y controles de calentamiento de generadores.

Una diferencia importante con la estabilidad angular es que, incluso para perturbaciones lentas, se vuelven necesarios métodos no lineales de resolución para tener datos concluyentes. La causa de esto es que los resultados son lejanos a los del punto de equilibrio inicial [8].

2.3.3.1. Conceptos Básicos, Características del Sistema de Transmisión.

Es común que los problemas de estabilidad de tensión se den en sistemas que están muy sobrecargados o al borde de sus límites operacionales en cuanto al control de energía reactiva. Es interesante entonces entender la relación de los parámetros que se pueden observar en una línea de transmisión, analizando un ejemplo básico como es una red radial con una línea de transmisión **sin pérdidas**, observando como se ve influenciada la red según la variación de estos parámetros.

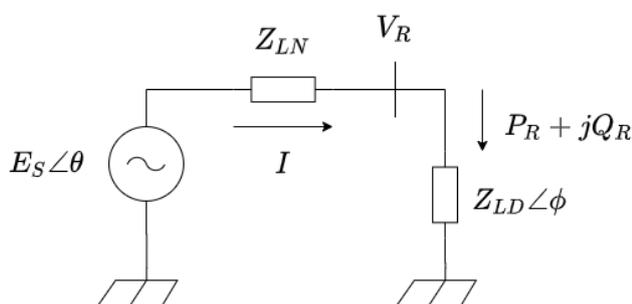


Figura 2.9: Diagrama esquemático de red radial sin pérdidas.

En la figura 2.9 P_R representa la potencia transmitida a la carga y V_R la tensión en la misma.

Si consideramos las ecuaciones de potencia activa y reactiva para el circuito de la figura 2.9 se tiene:

Capítulo 2. Fundamento Teórico

$$\begin{aligned} P_R &= \frac{E_S V_R \text{sen}(\theta)}{Z_{LN}}, \\ Q_R &= \frac{E_S V_R \text{cos}(\theta) - V_R^2}{Z_{LN}}. \end{aligned} \quad (2.24)$$

Utilizando $Q_R = P_R \text{tg}(\phi)$ y dejando en ambas ecuaciones el término dependiente del desfase angular del mismo lado, elevando al cuadrado y sumando se llega a la siguiente expresión:

$$P_R^2 + \left(P_R \text{tg}(\phi) + \frac{V_R^2}{Z_{LN}} \right)^2 = \left(\frac{E_S V_R}{Z_{LN}} \right)^2. \quad (2.25)$$

Dado el valor de E_S , se pueden dar tres situaciones:

- Existen dos soluciones para V_R .
- Existe un valor máximo de P_R para el cuál hay una sola solución para V_R .
- Luego del valor máximo mencionado anteriormente (valor dependiente del factor de potencia de la carga), no hay solución para V_R y el sistema pierde su punto de equilibrio, es decir existe colapso de tensión.

Otro aspecto importante de lo anterior es el factor de potencia. Cuando la carga es inductiva la potencia máxima que es capaz de transmitir el sistema disminuye, cayendo también la tensión. En cambio, para cargas capacitivas, la potencia que se puede transmitir aumenta, sucediendo lo mismo con la tensión.

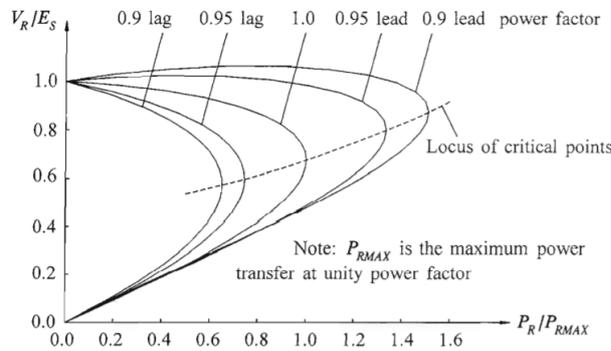


Figura 2.10: Ejemplo de curvas PV para sistemas como el de la figura 2.9 [15].

Toda la información mencionada anteriormente suele ser analizada a través de las curvas PV. Su forma varía también con la potencia reactiva entregada a la carga (ver figura 2.10). Esto cambia, además, el valor máximo de potencia activa teórico que se puede entregar a la carga.

Es importante aclarar que si P_R supera el valor máximo, ya no sirve estudiar el sistema con la ecuación algebraica 2.25, sino que se vuelve necesario resolver el sistema algebraico y diferencial que modela al SEP.

Observar, para el ejemplo de la figura 2.9, como se comportan los parámetros de tensión y potencia entregada en función de la variación de la carga:

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

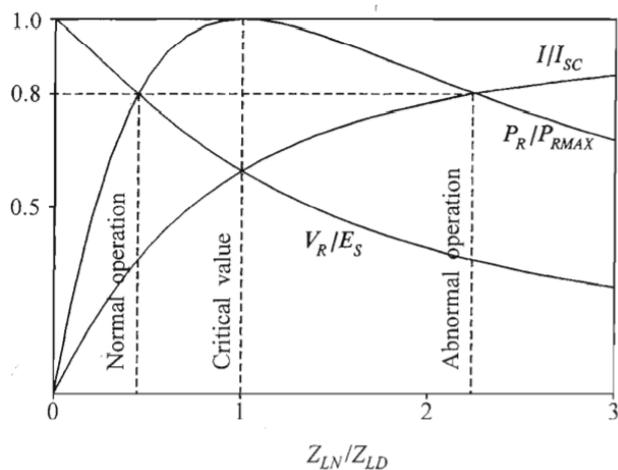


Figura 2.11: Tensión potencia y corriente sobre la carga según variación de la misma. Caso particular normalizado. [15].

Luego del punto de funcionamiento de potencia máxima (ver figura 2.11), la potencia disminuye con el aumento de carga. Por esta razón, se menciona que estos puntos de trabajo no son normales en la operación del sistema dado que generan inestabilidad en el mismo.

Si ahora se considera la potencia activa como parámetro, se puede aplicar el mismo razonamiento de las curvas PV para la potencia reactiva. Tomando nuevamente la ecuación 2.25 y cambiando $P_R \text{tg}(\phi) = Q_R$ se puede obtener la siguiente expresión:

$$Q_R = \sqrt{\left(\frac{E_S V_R}{Z_{LN}}\right)^2 - P_R^2} - \frac{V_R^2}{Z_{LN}}. \quad (2.26)$$

Suponiendo una potencia activa constante, esta ecuación representa la potencia reactiva que el sistema es capaz de entregar a la carga. Al igual que para la potencia activa, cuanto mayor sea la impedancia de la red menos potencia reactiva se podrá transferir.

Capítulo 2. Fundamento Teórico

Además, ante mayor transferencia de potencia activa, menor es el máximo de potencia reactiva. Las curvas QV ⁷(ver figura 2.12) suelen utilizarse para estudiar de forma local zonas del SEP, donde se busca ver el margen reactiva para la estabilidad de tensión que tiene el sistema en la barra en cuestión.

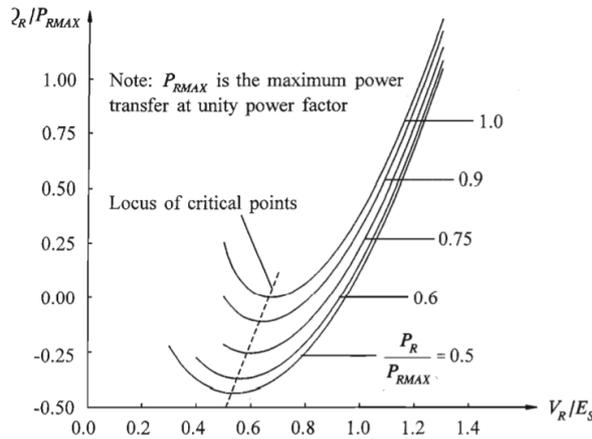


Figura 2.12: Ejemplo de curvas QV para sistemas como el de la figura 2.9 variando la P entregada a la carga [15].

2.3.3.2. Uso de las Curvas PV y QV como Método Estático de Análisis.

Una forma de estudiar la estabilidad de tensión para el caso de **perturbaciones lentas** es la resolución de las ecuaciones algebraicas que modelan el sistema en régimen, buscando la inestabilidad o, en otras palabras, el punto en el que el sistema deja de tener solución⁸. Para que esto pueda ser considerado, se tienen las mismas hipótesis que en el problema de resolución de flujo de cargas.

Este método no es preciso para encontrar de forma puntual la inestabilidad del sistema, debido a que el software suele dejar de converger antes del verdadero colapso del mismo: para utilizar los métodos de resolución el Jacobiano debe ser invertible, dejando de converger cuando esto está a punto de suceder [8].

Lo anterior se puede utilizar en conjunto con un análisis de margen de estabilidad de tensión. En la planificación de la operación de un SEP, no solo nos interesa el punto cercano a la inestabilidad sino, también, que tan lejos estamos de la misma.

⁷También suelen llamarse curvas VQ, dado el procedimiento que aplican los software de cálculo para obtenerlas: mediante un generador ficticio, variar la consigna de tensión en la barra de interés, y calcular el aporte de reactiva para mantener dicha consigna. En este caso la variable independiente es la V más que la Q [21]. En el texto se usarán la dos terminologías indistintamente.

⁸Matemáticamente lo que se busca son las singularidades del Jacobiano visto en la figura 2.3.

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

Las curvas PV y QV permiten analizar en régimen los márgenes de estabilidad de tensión ante una operativa dada ⁹.

Uso de Curvas PV

El margen de estabilidad se estudia observando que tan lejos se está del punto más hacia la derecha de la curva (llamado de forma informal nariz de la curva), punto en que el sistema deja de ser estable. La diferencia principal con lo visto anteriormente es que en un SEP, donde hay una gran cantidad de generadores, la transferencia de potencia se suele analizar entre zonas del sistema. Si bien existen métodos para analizar los peores casos de aumento de carga en el sistema, es común y práctico estudiar los datos estadísticos de aumento de carga en el sistema y analizar la transferencia de potencia en dicha dirección [24]. Lo expresado anteriormente, considera que no siempre es directo entender en que dirección de potencia y zonas del sistema conviene estudiar el margen de potencia con las curvas PV.

Uso de Curvas QV

Previamente se mencionó que las curvas QV tenían un uso principalmente local. Esto es consecuencia de que se suele asociar comúnmente la baja tensión con falta de energía reactiva. Se estudia como un fenómeno local en cada barra, utilizando las curvas QV como las de la figura 2.12. Un método común es tomar la barra de interés, correr flujos de carga y variar progresivamente la reactiva que se inyecta en la barra. Lo anterior se realiza sin variar la potencia activa. Si lo hacemos obtendremos otra curva diferente para el nuevo valor.

El mínimo en las curvas QV corresponde al punto de colapso, siendo la diferencia entre el punto de corte (si existe) con $Q = 0$ y el mínimo, el margen de reactiva dado por esa barra. En caso de que no exista el punto de corte entre la curva QV y el eje dado por $Q = 0$, significa que el sistema ya se encuentra experimentando un colapso de tensión y requiere aporte de reactiva para volver a considerarse un punto de operación estable ¹⁰. El menor margen de reactiva en todas las barras del sistema puede considerarse como el menor margen a la inestabilidad del sistema [8].

⁹Una pregunta que puede plantearse el lector es por qué simplemente no se utilizan las tensiones en barras para analizar que tan lejos estamos de la inestabilidad en tensión. La no linealidad del problema, hace que la tensión en barras no sea para nada un buen indicador de la estabilidad, dado que los valores pueden mantenerse entre los rangos aceptables, incluso estando muy cerca de la inestabilidad [8].

¹⁰Observar que el corte con $Q = 0$ es el punto donde la barra tiene cero aporte de reactiva.

2.3.4. Estructura del Sistema Eléctrico de Potencia - Modelado Estabilidad Transitoria.

Para el estudio en régimen del sistema basta con el modelado algebraico de las diferentes partes que lo conforman. Sin embargo, para estudiar la estabilidad transitoria es necesario profundizar en los modelos y utilizar también ecuaciones diferenciales. La estructura del SEP puede dividirse según lo siguiente:

- Generadores sincrónicos con su excitación y *governor* asociados.
- Red de transmisión que incluye cargas estáticas.
- Motores inductivos y sincrónicos como cargas.
- Otros componentes como por ejemplo convertidoras HVDC ¹¹ o compensadores (SVCs ¹²).

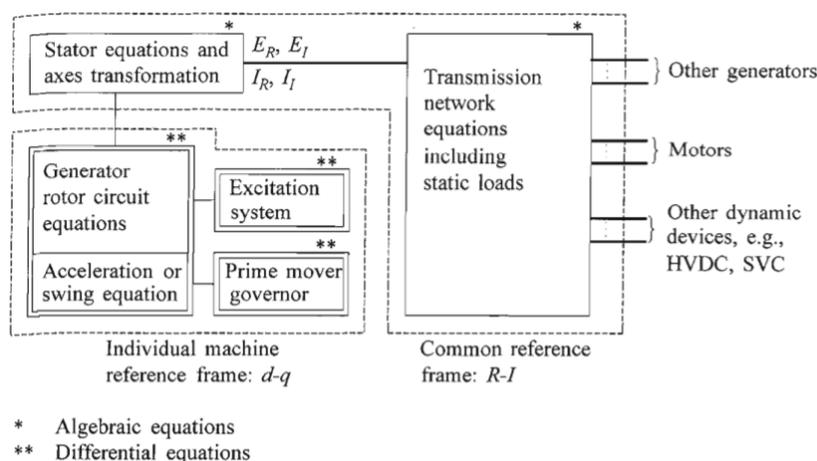


Figura 2.13: Estructura completa del SEP para análisis de estabilidad transitoria [15].

En la figura 2.13 se muestra que partes a modelar requieren del uso de ecuaciones diferenciales y cuales simplemente se modelan con ecuaciones algebraicas.

Los modelos que se utilizan para flujo de cargas en líneas y transformadores siguen siendo útiles para el estudio de estabilidad, dado que los transitorios son muy rápidos y se puede asumir que la red describe una sucesión de estados de equilibrio que pueden ser calculados a través de flujo de cargas a medida que va ocurriendo la perturbación [9]. Para los generadores sincrónicos, por ejemplo, lo anterior deja de ser válido, consecuencia de que los diversos controladores tienen transitorios del orden de varios segundos. Los generadores deben tener en cuenta el comportamiento mecánico del generador, su excitación y los diferentes controles (ver figura 2.13). Qué tan complejo sea el modelo depende mucho de la aplicación.

¹¹High Voltage Direct Current

¹²Static VAR Compensation

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

2.3.4.1. Modelado de Generadores Síncronos.

No se entrará en detalle en todos los aspectos que son necesarios para modelar una máquina síncrona. No obstante, algunos conceptos son necesarios para entender particularmente el modelo aplicado para el estudio de estabilidad. El análisis se hace para un generador de polos salientes (ver figura 2.14). Esto lo hace más general que en el caso de polos lisos, dado que este último caso simplifica notoriamente las ecuaciones del modelo.

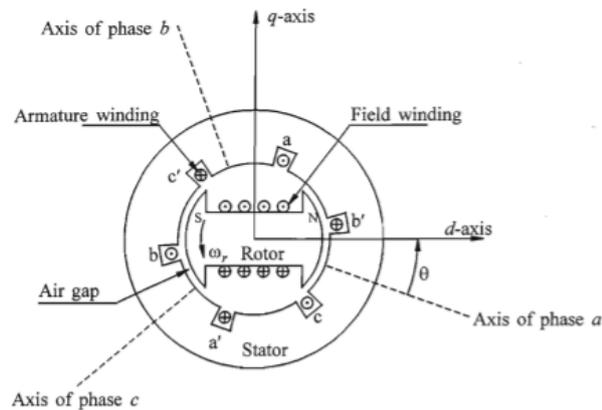


Figura 2.14: Máquina síncrona de polos salientes [15].

Empezando desde el inicio, el modelado parte desde el concepto básico de un circuito magnético simple y las ecuaciones que lo modelan (ver figura 2.15).

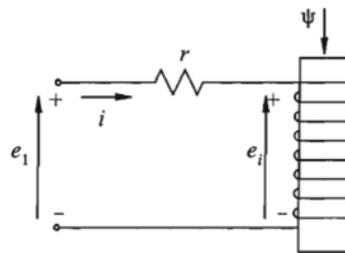


Figura 2.15: Circuito magnético elemental [15].

La tensión e_i en la figura 2.15 es la fem inducida en bornes de la bobina de acuerdo a la Ley de Faraday:

$$e_i = \frac{d\psi}{dt}, \quad (2.27)$$

siendo la tensión $e_1 = ri + \frac{d\psi}{dt}$. Este razonamiento sienta las bases del modelo.

La máquina síncrona está compuesta básicamente por un circuito magnético que está formado por un rotor y un estator, cada uno con sus respectivos bobinados. La complejidad en el modelado proviene del giro del rotor respecto al estator lo

Capítulo 2. Fundamento Teórico

que da inducciones magnéticas mutuas que dependen de esta rotación. En la figura 2.16 se representan los circuitos del estator y el rotor de forma genérica.

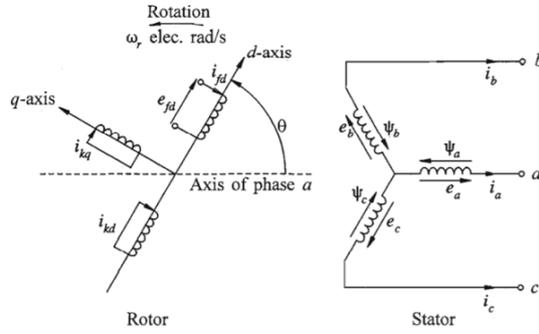


Figura 2.16: Circuito del rotor y estator [15].

Siendo en 2.16:

- a, b y c son los bobinados por fase del estator.
- fd es el bobinado de campo, ubicado en el rotor.
- kd es el circuito de amortiguación ubicado en el eje d .
- kq es el circuito de amortiguación ubicado en el eje q .
- $k = 1, 2, \dots, n$ donde n es el número de circuitos amortiguadores en cada eje ¹³.
- θ es el ángulo del eje d respecto a la fase del bobinado a (ángulo eléctrico).
- ω_r es la velocidad angular del rotor en ángulo eléctrico sobre segundo (rad/s).

Lo anterior se basa en los ejes d y q . Estos ejes, también llamados eje directo y en cuadratura son utilizados para las máquinas de polos salientes. Son solidarios con el rotor de la máquina, como se puede ver en la figura 2.14.

Utilizando la nomenclatura del apéndice A.1, se modela el circuito del estator y rotor a través de las siguientes ecuaciones:

Estator:

$$\begin{aligned} e_a &= p\psi_a - i_a R_a, \\ e_b &= p\psi_b - i_b R_a, \\ e_c &= p\psi_c - i_c R_a, \end{aligned} \quad (2.28)$$

$$\psi_a = -L_{aa}i_a - L_{ab}i_b - L_{ac}i_c + L_{afd}i_{fd} + L_{akd}i_{kd} + L_{akq}i_{kq} \text{ (fase } a\text{)}.$$

¹³Muchos de los generadores síncronos cuentan con estos circuitos que ayudan en el encendido de la máquina y evitan oscilaciones mecánicas. Para más detalles se puede consultar la bibliografía [15].

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

Rotor:

$$\begin{aligned} e_{fd} &= p\psi_{fd} - i_{fd}R_{fd}, \\ 0 &= p\psi_{kd} - i_{kd}R_{kd}, \\ 0 &= p\psi_{kq} - i_{kq}R_{kq}. \end{aligned} \quad (2.29)$$

Notar en el rotor, que con los ejes $d - q$, la autoinductancia de los circuitos y la mutua no varían con la posición del mismo. El flujo en este caso queda de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \psi_{fd} &= L_{ffd}i_{fd} + L_{fkd}i_{kd} - L_{afd} \left[i_a \cos(\theta) + i_b \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) + i_c \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \right], \\ \psi_{kd} &= L_{fkd}i_{fd} + L_{kkd}i_{kd} - L_{akd} \left[i_a \cos(\theta) + i_b \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) + i_c \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \right], \\ \psi_{kq} &= L_{fkq}i_{kq} + L_{akq} \left[i_a \sin(\theta) + i_b \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) + i_c \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \right]. \end{aligned} \quad (2.30)$$

El desarrollo anterior plantea varios inconvenientes en su resolución: demasiados coeficientes dependen del tiempo y el sistema está fuertemente acoplado. Por esta razón, se utiliza la transformada de Park¹⁴ [15].

La transformada tiene una interpretación física “sustituyendo” los devanados del estator por tres devanados ficticios ($d, q, 0$). El “devanado d ” es solidario al rotor y está montado sobre el eje directo. Análogamente, el “devanado q ” es solidario al eje en cuadratura del rotor. Por último, el “devanado 0 ” puede verse como un devanado que es ortogonal al plano $d - q$ dado que no interactúa matemáticamente con ninguno de los anteriores [9].

Aplicar la transformada permite escribir las ecuaciones hasta aquí mostradas en coordenadas de Park. Además, es posible elegir bases convenientemente para pasar todos los parámetros a por unidad [15], llegando a las siguientes ecuaciones¹⁵:

Estator:

$$\begin{aligned} e_d &= p\psi_d - \psi_d\omega_r - R_a i_d, \\ e_q &= p\psi_q - \psi_d\omega_r - R_a i_q, \\ e_0 &= p\psi_0 - R_a i_0, \end{aligned} \quad (2.31)$$

$$\begin{aligned} \psi_d &= -(L_{ad} + L_l)i_d + L_{ad}i_{fd} + L_{ad}i_{1d}, \\ \psi_q &= -(L_{aq} + L_l)i_q + L_{ad}i_{1q} + L_{aq}i_{2q}, \\ \psi_0 &= -L_0 i_0. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Rotor:

$$\begin{aligned} e_{fd} &= p\psi + R_{fd}i_{fd}, \\ 0 &= p\psi_{1d} + R_{1d}i_{1d}, \\ 0 &= p\psi_{1q} - R_{1q}i_{1q}, \\ 0 &= p\psi_{2q} - R_{2q}i_{2q}. \end{aligned} \quad (2.33)$$

¹⁴También llamada $dq0$ en la bibliografía [15]

¹⁵Las ecuaciones consideran solo dos circuitos de amortiguación $1q$ y $2q$ respectivamente, sustituyendo la notación de kq .

Capítulo 2. Fundamento Teórico

$$\begin{aligned}
 \psi_{fd} &= L_{ffd}i_{fd} + L_{fld}i_{1d} - L_{ad}i_d, \\
 \psi_{1d} &= L_{fld}i_{fd} + L_{11d}i_{1d} - L_{ad}i_d, \\
 \psi_{1q} &= L_{11q}i_{1q} + L_{aq}i_{2q} - L_{aq}i_q, \\
 \psi_{2q} &= L_{aq}i_{1q} + L_{22q}i_{2q} - L_{aq}i_q.
 \end{aligned}
 \tag{2.34}$$

Las inductancias de las ecuaciones anteriores, provienen del desarrollo de la transformada de Park¹⁶. Lo anterior se puede representar en circuitos equivalentes de la siguiente forma:

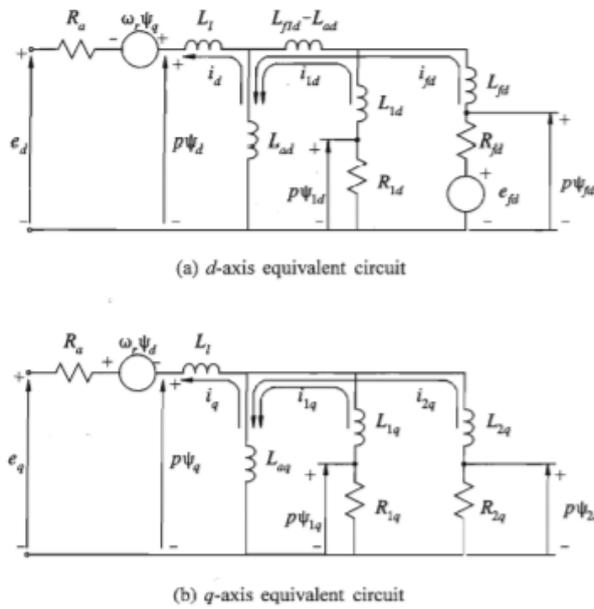


Figura 2.17: Circuitos equivalentes para los ejes *d* y *q* [15].

El modelo que se ha presentado, es uno de los modelos más generales para modelar la máquina síncrona de polos salientes (en lo presentado no se tiene en cuenta el efecto de la saturación). Sin embargo, el modelo en términos prácticos tiene una desventaja: los parámetros no pueden ser medidos directamente. Por lo tanto, se plantea una forma de expresarlos que permite su medida directa en bornes de la máquina y son fáciles de generalizar para máquinas con más devanados en el rotor.

Para lo anterior, si se hace un análisis en el dominio de Laplace de las ecuaciones obtenidas, se llega a los **Parámetros Operacionales de la Máquina Síncrona**. En la figura 2.18, se puede ver como se relacionan las magnitudes en terminales de la máquina, con los flujos inducidos y expresados en ejes *d* y *q*.

¹⁶ Siguen respetando el tipo de nomenclatura de A.1 pero aparece la inductancia L_l que representa la inductancia de fugas, el resto son inductancias mutuas.

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

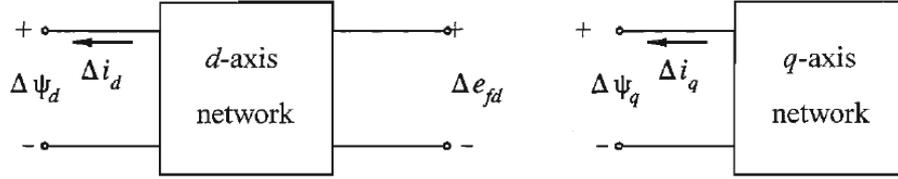


Figura 2.18: Redes en ejes directo d y cuadratura q , identificando magnitudes en terminales de la máquina y su relación con el flujo [15].

La relación entre valores incrementales de las magnitudes en terminales de la máquinas y los flujos se presentan a continuación (ver figura 2.18):

$$\Delta\psi_d(s) = G(s)\Delta e_{fd}(s) - L_d(s)\Delta i_d(s), \quad (2.35)$$

$$\Delta\psi_q(s) = -L_q(s)\Delta i_q(s). \quad (2.36)$$

En este caso, Δ indica pequeños incrementos o perturbaciones del estado en régimen (análisis en pequeña señal), condición necesaria para aplicar análisis de Transformada de Laplace a un sistema lineal.

En las ecuaciones (2.35) y (2.36), se tienen las siguientes funciones de transferencia:

- $G(s)$: Función de transferencia de estator a rotor (campo).
- $L_d(s)$: Inductancia operacional en eje directo.
- $L_q(s)$: Inductancia operacional en eje de cuadratura.

Eje directo d :

Utilizando las ecuaciones (2.31), (2.32), (2.33) y (2.34) en el dominio de Laplace, se puede obtener la inductancia operacional de eje directo, la cual cumple la siguiente ecuación:

$$L_d(s) = L_d \frac{(1 + sT'_d)}{(1 + sT''_d)} \frac{(1 + sT''_{d0})}{(1 + sT'_{d0})}. \quad (2.37)$$

De la ecuación anterior, destacan los siguientes parámetros ¹⁷:

- T'_{d0}, T''_{d0} : Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria, respectivamente, de eje directo a circuito abierto.
- T'_d, T''_d : Constantes de tiempo, transitoria y subtransitoria, respectivamente, de eje directo en cortocircuito.

¹⁷Los nombre de las constantes de tiempo provienen de la definición que se les da al estudiar el comportamiento de la corriente de cortocircuito ante una falta trifásica en bornes de la máquina y del comportamiento en circuito abierto. [15] [9]

Capítulo 2. Fundamento Teórico

- $L_d = L_l + L_{ad}$: Autoinductancia del estator en eje directo.
- L_l : Inductancia de flujo de fugas.
- L_{ad} : Inductancia mutua del estator al rotor en eje directo.

De lo anterior se desprende el análisis en frecuencia:

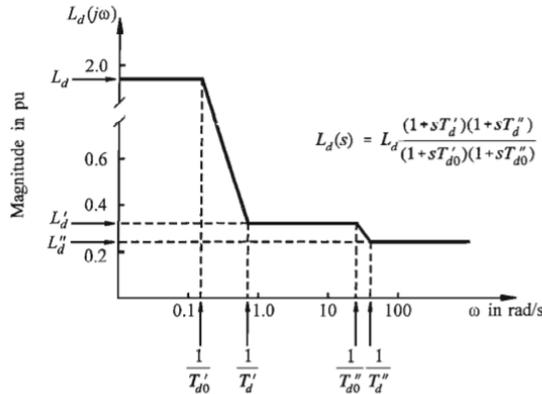


Figura 2.19: Respuesta en frecuencia de la inductancia operacional en eje directo [15].

Eje en cuadratura q :

Partiendo también de las ecuaciones (2.31), (2.32), (2.33) y (2.34), se pasa al dominio de Laplace y se estudia lo que sucede con $L_q(s)$ llamada inductancia operacional de eje en cuadratura:

$$L_q(s) = L_q \frac{(1 + sT''_q)}{(1 + sT''_{q0})}. \quad (2.38)$$

De la ecuación anterior, destacan los siguientes parámetros:

- T''_{q0} : Constante de tiempo subtransitoria de eje en cuadratura a circuito abierto.
- T''_q : Constante de tiempo subtransitoria de eje en cuadratura en cortocircuito.
- $L_d = L_l + L_{ad}$: Autoinductancia del estator en eje directo.
- L_l : Inductancia de flujo de fugas.
- L_{ad} : Inductancia mutua del estator al rotor en eje directo.

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

En este caso se observa que para frecuencias muy bajas la inductancia es constante, mientras que para frecuencias muy grandes toma el valor de $Lq \frac{T''}{T_{q0}''}$. Notar que si no se consideran devanados amortiguadores la inductancia es constante [9].

Las reactancias asociadas a estas inductancias en régimen, régimen transitorio y subtransitorio son las utilizadas para modelar la máquina sincrónica. Los fabricantes dan los valores de estas reactancias y constantes de tiempo (ver figura 2.20).

Parameter		Hydraulic Units	Thermal Units
Synchronous Reactance	X_d	0.6 - 1.5	1.0 - 2.3
	X_q	0.4 - 1.0	1.0 - 2.3
Transient Reactance	X'_d	0.2 - 0.5	0.15 - 0.4
	X'_q	-	0.3 - 1.0
Subtransient Reactance	X''_d	0.15 - 0.35	0.12 - 0.25
	X''_q	0.2 - 0.45	0.12 - 0.25
Transient OC Time Constant	T'_{d0}	1.5 - 9.0 s	3.0 - 10.0 s
	T'_{q0}	-	0.5 - 2.0 s
Subtransient OC Time Constant	T''_{d0}	0.01 - 0.05 s	0.02 - 0.05 s
	T''_{q0}	0.01 - 0.09 s	0.02 - 0.05 s
Sator Leakage Inductance	X_l	0.1 - 0.2	0.1 - 0.2
Sator Resistance	R_a	0.002 - 0.02	0.0015 - 0.005

Figura 2.20: Tabla con valores típicos de los parámetros para modelar una máquina sincrónica [15].

El software PSS[®]E maneja estos parámetros y trae precargados modelos ampliamente usados para el modelado de generadores, como son los modelos GEN-SAL, GENROU y GENROU [20]. También permite utilizar modelos creados por el usuario. Esto es muy común con los parques eólicos y fotovoltaicos, dado que son energías en auge y en cambio constante, tanto en la realidad como en su modelado.

2.3.4.2. Modelado del Control de Generadores: *Governor* y Excitación

El control de los generadores pasa a tener un papel fundamental en el estudio de la estabilidad (ver figura 2.13). Este modelado puede tener menor o mayor complejidad dependiendo lo que se desee observar y los fenómenos que se quieran representar.

Dicho control puede dividirse en dos [19]: control de frecuencia y regulación de tensión. El primer caso se encuentra asociado directamente con la potencia activa. El segundo, como se analizó en la sección 2.2.1, tiene una relación directa con la potencia reactiva. En la figura 2.21 se presenta un esquema básico del control asociado a un generador sincrónico.

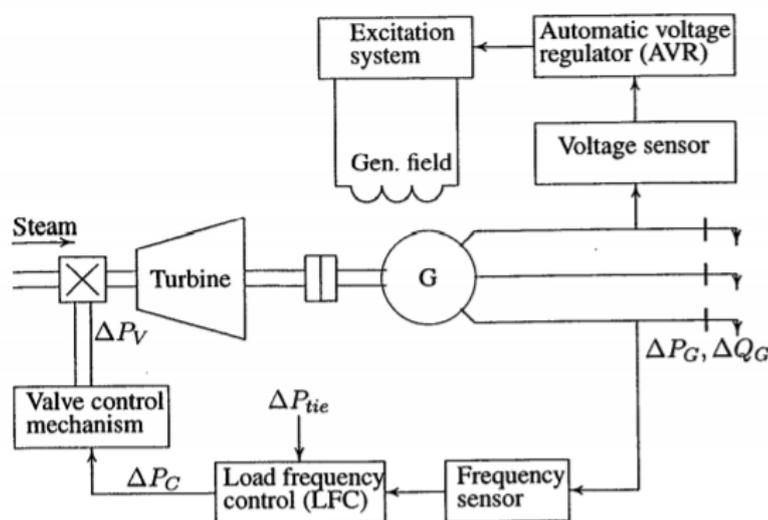


Figura 2.21: Control básico de generador sincrónico [19]

En lo que sigue, se presenta de forma básica el control de generadores sincrónicos, utilizados principalmente en la generación hidráulica y térmica, que aplica a un generador considerado en forma individual¹⁸. Más adelante se detendrá el análisis en otro tipo de generación como lo es la eólica, dado que su control tiene diferencias.

¹⁸Para generalizar los controles en grupos de generadores, puede consultarse algunos modelos básicos en la bibliografía de referencia [15] [19].

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

Control de Frecuencia: *Governor*.

En el tipo de generadores mencionados, el *governor* se encarga de regular la velocidad del motor primario¹⁹. Cuando la potencia eléctrica excede a la mecánica, lo que genera una caída en la velocidad de la máquina, el *governor* sensa esta diferencia y ajusta la potencia mecánica para llevar la velocidad de la misma a un estado deseado y estable.

El *governor* se diseña de tal forma que permite la caída de velocidad debido a un aumento en la carga²⁰. Su funcionamiento se puede ver representado en la figura 2.22.

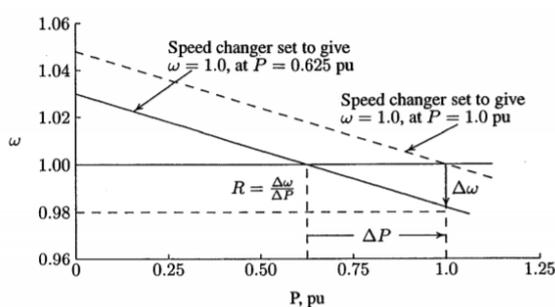


Figura 2.22: Característica básica de funcionamiento del *governor* [19]

En la figura 2.22 la R , pendiente de la curva, representa el estatismo y su valor se da en porcentaje (valor típico 5%). El mismo establece cuanto cambia la potencia de salida de la unidad generadora ante un cambio en la velocidad, o equivalentemente la frecuencia. Esto es lo que se conoce como la **Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)**. A su vez, ante una bajada de la velocidad (frecuencia), el generador puede volver a la velocidad de referencia trasladando la curva de estatismo, mediante la **Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)** o *speed changer* de la figura 2.22²¹.

Control de Tensión: Excitador.

El mismo se encarga de mantener la tensión del generador y, en consecuencia, regular la potencia reactiva. De forma sencilla, el sistema suministra corriente continua al circuito de campo del generador para controlar su campo magnético.

Históricamente los generadores sincrónicos tenían acoplados a su eje un motor de continua que funcionaba como excitación DC para el generador principal. Sin embargo, con el paso del tiempo, apareció la excitación AC que por medio de

¹⁹El motor primario, también conocido como *prime mover* en inglés, representa a la fuente de potencia mecánica [19]. A modo de ejemplo: turbinas hidráulicas, gas o vapor.

²⁰En este caso, al igual que el motor primario, la representación más sencilla del *governor* es una transferencia de primer orden [19].

²¹En el estudio comprendido del presente proyecto, el modelado y análisis de la RSF no está contemplado.

Capítulo 2. Fundamento Teórico

rectificadores logran el mismo cometido. De todas formas, existen modelos que manejan ambos conceptos.

Un modelo típico de control para el sistema de excitación es el de la figura 2.23.

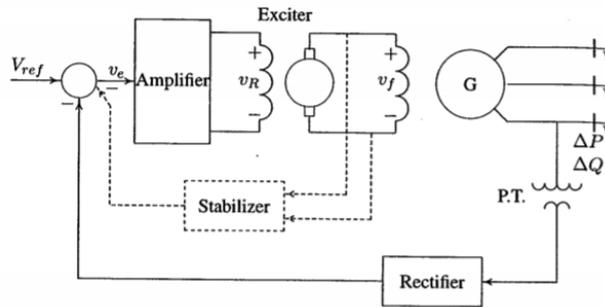


Figura 2.23: Diagrama de control típico para regulador de tensión en generador síncrono [19]

Puede tener varios niveles de complejidad debido a la no linealidad²² de la relación entre la tensión de excitación y la de campo de la máquina. De todas formas, si se considera que el generador está trabajando siempre en zona lineal, es posible utilizar un modelo que relaciona ambos voltajes a través de una transferencia de primer orden.

Todos los componentes de la figura 2.23 pueden modelarse en su forma básica con transferencias de primer orden que facilitan mucho el estudio del sistema [19]. Sin embargo, existen otros modelos más complejos donde se puede considerar la no linealidad de los modelos, como por ejemplo la saturación.

Tanto para el *governor* como el excitador, el PSS[®]E tiene modelos generalizados que son de utilidad a la hora de modelar ambos controles. Además, también para esto, permite la utilización de modelos de usuario.

2.3.4.3. Modelado Generadores Eólicos

Tienen un tratamiento bastante apartado al de generadores hidráulicos o térmicos. Si bien no es una tecnología nueva ha vivido un crecimiento notorio en los últimos años.

Los primeros generadores de este tipo eran de velocidad fija, lo que los hacía poco confiables: solo generaban si la velocidad de rotación superaba la velocidad de sincronismo. Esto cambió con la tecnología de generadores de velocidad variable.

Pueden estar compuestos por una máquina de inducción (*Double Field Induction Generator: DFIG*), donde se varía el parámetro de deslizamiento controlando la frecuencia del rotor; ó una máquina síncrona (*Full Converter*) donde se varía la frecuencia en bornes de la máquina (ver figura 2.24).

Es importante contemplar que en ambos casos aparecen rectificadores/inversores para poder controlar las diferentes velocidades sin afectar la red.

²²Dada por la saturación de la máquina síncronica.

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

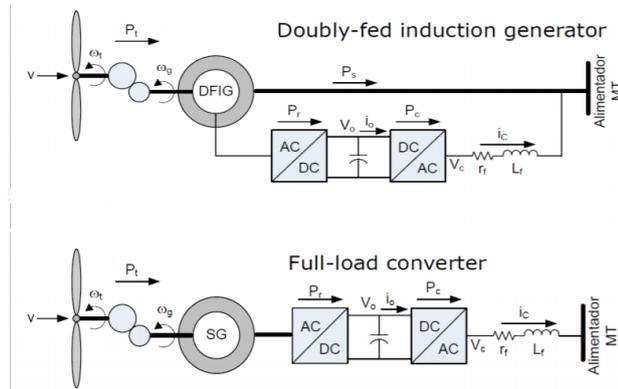


Figura 2.24: Diagramas representativos de generación eólica con velocidad variable. Arriba con máquina de inducción (DFIG) y abajo con generador síncrono (Full Converter). [10]

Para el caso de la máquina de inducción, también es posible realizar un análisis como el de la sección 2.3.4.1 con las diferentes partes de la máquina, su modelado y aplicación de la transformada de Park. Si bien la idea aquí no es detallar este desarrollo, es importante entender las diferencias con otros tipos de generadores y los resultados básicos sobre el comportamiento de la generación eólica. Para la máquina de inducción, el desarrollo de las ecuaciones lleva a una descomposición de eje directo y cuadratura de corrientes por el rotor I_{dr} e I_{qr} , como se aprecia en la figura 2.25. Notar, además, que imponer la corriente en el rotor hace que se deba mantener una tensión constante en la parte DC del circuito, lo que está representado como V_o . Por lo tanto existe una pérdida de energía representada por P_r .

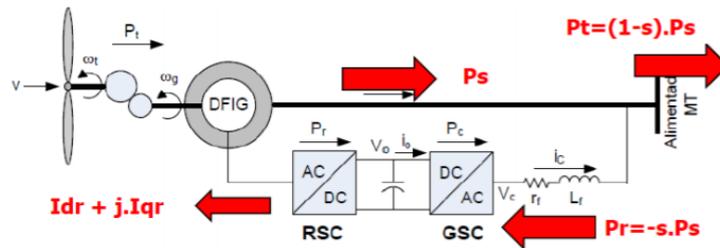


Figura 2.25: Modelado de generador eólico para máquina de inducción (DFIG) [10].

La corriente directa por el rotor está asociada con el control del par y la potencia activa mientras que, la corriente cuadratura, está asociada con el control de la reactiva.

El software PSS[®]E tiene varios modelos de generadores eólicos. Sin embargo, es muy común el uso de modelos de usuario debido a los cambios que se dan en esta tecnología y los diferentes componentes que se deben modelar.

Existen dos aspectos muy importantes a tener en cuenta del comportamiento de los parques eólicos. Ambos marcan la distancia con la generación tradicional de energía.

Huecos de Tensión²³:

Cuando existe una caída en la tensión que cumple las características de un hueco, el generador puede sufrir sobretensiones muy grandes en el rotor, lo que puede derivar en la saturación del convertidor y dañando el generador [10]. Existen varios tipos de control para intentar minimizar los efectos del hueco de tensión:

- Corriente desmagnetizante: controlar corriente del rotor para desmagnetizar la máquina y controlar la potencia activa que se intercambia por el estator.
- Crowbar: controlar tensión aplicada sobre el convertidor del rotor en el comienzo del hueco de tensión. Se cortocircuita el rotor los primeros milisegundos para regular la tensión y acelerar transitorios. No permite control de potencia reactiva en este tiempo²⁴.
- Braking Chopper: controlar tensión en la parte DC del circuito del rotor.

En el generador con máquina sincrónica, el hueco de tensión tiene consecuencias un poco diferentes debido a que la misma está desacoplada de la red, lo que genera que no se vea afectada por corrientes inversas. Cuando sucede el hueco, el generador reduce su capacidad de entregar potencia activa pero su potencia mecánica se mantiene. Esto genera que la diferencia se acumule en forma de energía cinética en el rotor o en el capacitor del convertidor.

Inercia de los Generadores Eólicos:

Otra de las diferencias fundamentales es el mínimo aporte de inercia al sistema que tiene este tipo de generación. Cuando sucede una contingencia en el sistema, los generadores eólicos no aportan inercia, es decir, no colaboran en que el sistema mantenga el estado que tenía antes de la falla. Esto es consecuencia directa de su configuración y uso de convertidores. Tanto en el caso del *DFIG* como en el del *Full Converter*, el aporte de inercia es nulo. En el caso del *DFIG*, si bien no está totalmente desacoplado de la red, la forma de operar siempre en su potencia nominal de acuerdo a la potencia disponible dada por el viento, lleva a que no exista margen de regulación al existir una contingencia.

Existen diferentes métodos que intentan simular inercia para este tipo de generación: extraer energía cinética almacenada en el rotor y el generador sin aumentar la potencia extraída del viento; extraer energía de condensadores en el convertidor; entre otras. Emular una respuesta inercial exige un decrecimiento de la potencia inyectada luego de unos segundos [10].

²³Disminución brusca de tensión seguida de su restablecimiento después de un lapso de tiempo. Es común considerar que su duración está entre 10 *ms* y 1 *minuto*. Son consecuencia, a nivel de red, de cortocircuitos. [10]

²⁴En la operación del sistema se suele pedir a los parques un control de reactiva luego de determinado tiempo de dado el hueco de tensión, consecuencia de las características del Crowbar [10]

Capítulo 3

Sistema Eléctrico de Potencia del Uruguay

3.1. Introducción Histórica

Hasta la primera década del siglo XX, la generación de electricidad en Uruguay era posible a través del uso de leña y carbón, para luego pasar a ser utilizado el petróleo. La generación de energía eléctrica podía estar cerca de los centros poblados, tanto en la capital como en el resto del país.

En el año 1945, se inaugura la central hidroeléctrica Rincón del Bonete, ubicada en el Río Negro entre los departamentos de Durazno y Tacuarembó. Este hecho, amplió la matriz energética y abrió la puerta a la inversión en líneas de transmisión. La energía hidroeléctrica tiene como desventaja la necesidad de ser instalada en un lugar apropiado, sin importar que tan lejos este de los centros de demanda. Ya para esta década, el epicentro de demanda se encontraba en la parte sur del país, impulsado por la industria y el crecimiento del consumo residencial y comercial [3]. Por ende, llegar a los consumidores era vital, siendo la única forma la utilización de líneas de transmisión que transportara la energía.

Si bien en las décadas posteriores la generación principal provino del petróleo, se instalaron otras centrales hidroeléctricas con el pasar de los años: Baygorria (1960), Salto Grande (1980) y Palmar (1982). Salto Grande tiene como particularidad una capacidad de generación de 1800 *MW* y es compartida con Argentina, repartiéndose las máquinas generadoras de igual forma entre ambos países.

Esta configuración geográfica de la matriz energética, conformó la topología de la red de transmisión de nuestro país en AT y EAT. Las primeras líneas de transmisión en AT fueron usadas en 150 *kV*. Sin embargo, a medida que la demanda fue creciendo y, en consecuencia, la necesidad de transmitir más potencia, se instalaron líneas en EAT, 500 *kV*. Para finales del siglo XX, la red de AT tenía una configuración mallada y bastante robusta. Sin embargo, las líneas de EAT eran pocas y de configuración radial. Esta última estaba conformada por una línea entre SU5-SJ5 (Salto Uruguay y San Javier en 500 *kV*), dos líneas en paralelo entre SJ5-PA5 (San Javier y Palmar en 500 *kV*), dos líneas en paralelo PA5-MA5/MB5

Capítulo 3. Sistema Eléctrico de Potencia del Uruguay

(Palmar y Montevideo A y B en 500 kV), conexión entre estaciones de transmisión de 500 kV en Montevideo y una línea entre MI5-SC5 (Montevideo I y San Carlos en 500 kV) según figura 3.1. Una topología que caracteriza a la demanda y la necesidad de transportar grandes cantidades de potencia hacia el sur y sur-este del país.

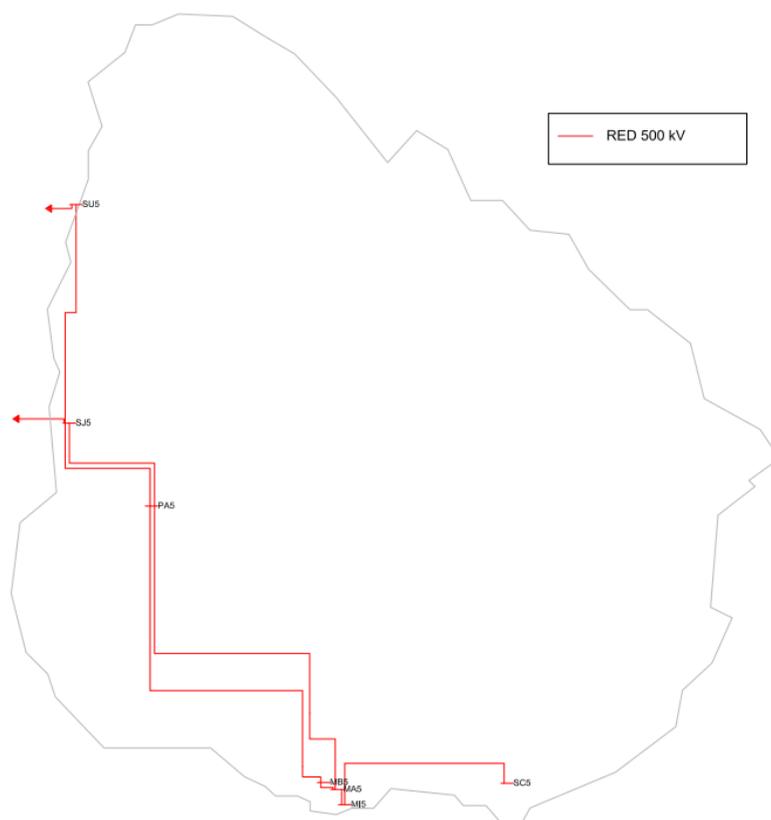


Figura 3.1: Red eléctrica de 500 kV final del siglo *XX* e inicios del *XXI*.

En el último quinquenio de los años '90s, se declara la Ley N°16.832 del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico¹, donde se menciona que la generación de energía eléctrica deja de ser monopolio de la empresa estatal UTE. Esto dio lugar a la inversión privada y un cambio que, hasta la fecha, a modificado sustancialmente la matriz energética de nuestro país. La mejora en tecnología y el descenso de precios llevó a Uruguay a realizar una inversión público-privada en energías no convencionales: eólica, solar y de biomasa. La primera de ellas ha sido la de mayor crecimiento, concentrándose en el centro y sur-este del país. Además, se construyó una interconexión con Brasil en EAT, a través de la convertora ubicada en Melo. Necesariamente, esto se vio acompañado por proyectos que modificaron el sistema de transmisión de AT y EAT. La actual línea en EAT que une San Carlos con Melo (SC5-ME5), fue consecuencia del proyecto de la convertora y la nueva demanda

¹<https://legislativo.parlamento.gub.uy/temporales/leytemp5192979.htm>

3.1. Introducción Histórica

de hasta 500 MW que puede requerir la interconexión para exportación.

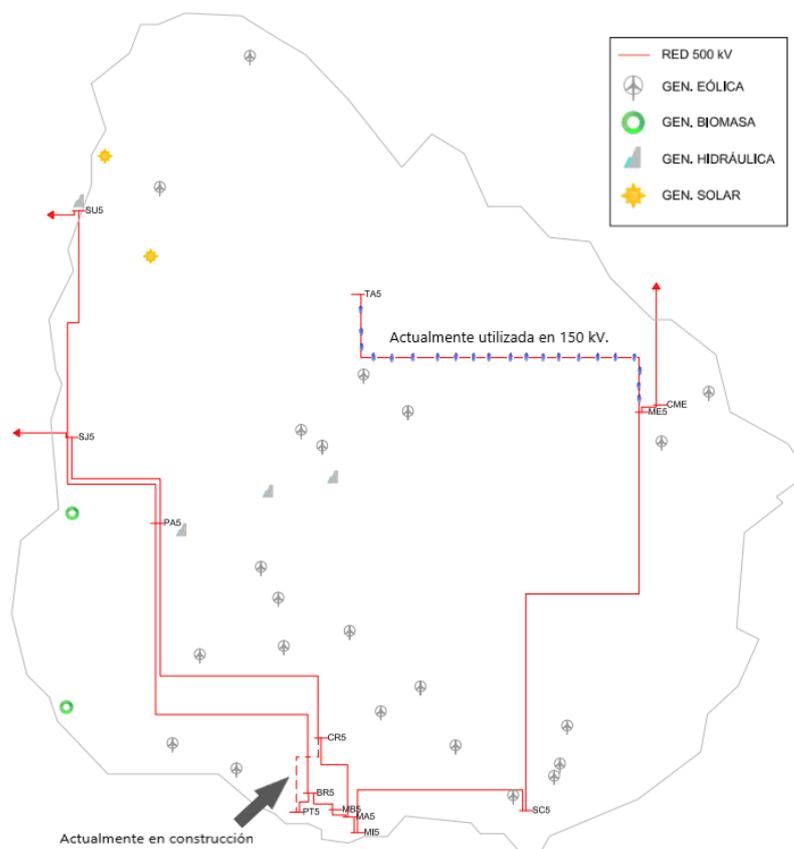


Figura 3.2: Topología red EAT y ubicación de principales centros de generación. Año 2020.

Actualmente, la configuración de la red de transmisión en EAT sigue teniendo una característica radial (ver figura 3.2). Esto deja al SEP vulnerable ante los problemas propios de una red con esta característica.

Por esta razón, existen proyectos, como el Cierre del Anillo en 500 kV², que buscan llevar la configuración actual, a un sistema mallado que de mayor robustez, posibilidad de seguir cambiando la matriz energética y distribución más uniforme del sistema, en la geografía de nuestro territorio (ver figura 3.3).

Por último, mencionar que la red eléctrica uruguaya se considera interconectada, la cuál se conoce también como el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante las redes en AT y EAT, y a través de las respectivas interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y Brasil. Las interconexiones con Argentina, se realizan a través de las redes de AT y EAT, en Paysandú, SU5 y SJ5 (ver figura 3.3), dado que ambos sistemas comparten la misma frecuencia. Por el contrario con Brasil, a través de las Conversoras de Frecuencia de Rivera³ en

²Motivo del presente estudio.

³A los efectos del estudio, dada su relativa “pequeña” capacidad de transferencia, no se la considera.

Capítulo 3. Sistema Eléctrico de Potencia del Uruguay

AT y Melo en EAT. Dichas convertoras de frecuencias permiten la interconexión de sistemas, mediante equipamiento adecuado⁴, con distintos valores nominales de frecuencia, siendo el caso del SIN de 50 Hz y el de Brasil de 60 Hz .

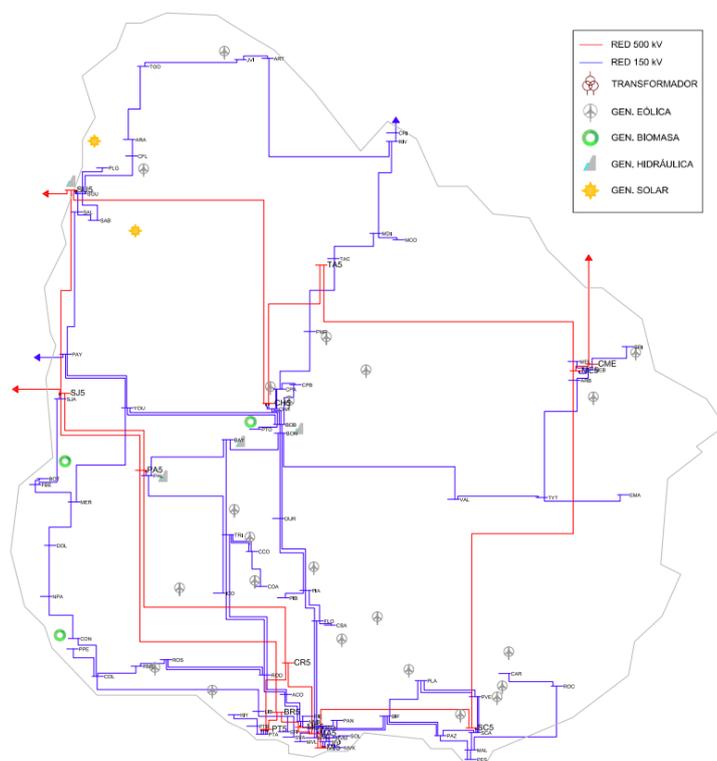


Figura 3.3: Red de transmisión EAT y AT proyectada para el año 2023 [22].

3.2. Matriz Energética Actual

El SEP cuenta con una matriz energética variada en comparación a su pasado reciente. La generación eólica pasó a jugar un rol muy importante, siendo nuestro país pionero en la región. Además, la fotovoltaica y biomasa también aumentaron en gran cantidad, pasando a conformar más del 10% de la capacidad de generación actual [17].

La generación hidráulica no ha sufrido cambios. Sin embargo, la térmica cambió su capacidad instalada gracias a la instalación de la central de ciclo combinado en Punta del Tigre [23].

Nuestro país cuenta con una capacidad de generación instalada de 4920 MW , divididas según gráfico 3.4.

Cada generación tiene características que la definen, como lo es su funcionamiento y la respuesta ante diferentes fenómenos eléctricos. Un aspecto no menos

⁴Para la conversión de frecuencia se utilizan en general convertidores de electrónica de potencia, capaces de convertir frecuencia y a su vez transmitir potencia entre sistemas.

3.2. Matriz Energética Actual

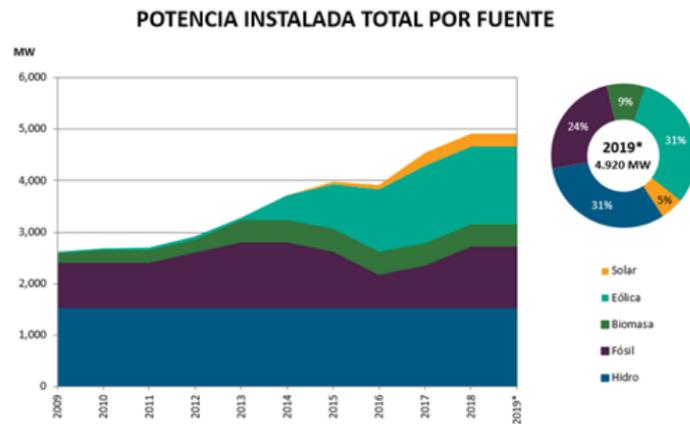


Figura 3.4: Potencia instalada por fuente [17].

importante es la ubicación geográfica. Esto tiene consecuencia directa sobre la red de transmisión, dado que el cambio de la matriz se da sobre una red ya establecida, cambiando su topología y, en algunos casos, exigiendo un nuevo pienso para proyectos que logren que la red acompañe los cambios en generación. Si bien este proceso puede darse a la inversa, en el cambio de matriz energética de los últimos 10 años no ha sido así: la red ha evolucionado en paralelo al cambio en generación.

En el apéndice B.1 se presenta la figura B.1 donde se aprecia que en los últimos años nuestro país llegó a una meseta en la potencia instalada. Es importante notar el fin de un período de transformación energética.

En la figura 3.5, es posible ver como ha variado el uso de los diferentes tipos de generación con el transcurso de los años.

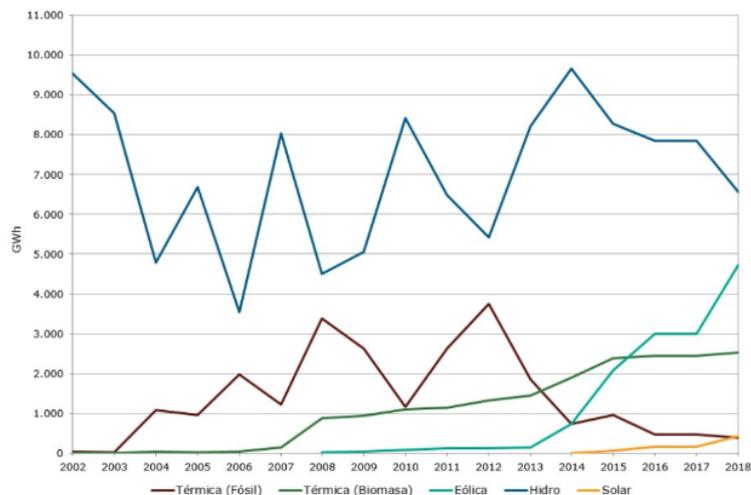


Figura 3.5: Energía anual en GWh consumida en Uruguay según tipo de generación [17].

Capítulo 3. Sistema Eléctrico de Potencia del Uruguay

3.2.1. Generación Hidráulica

Nuestro país cuenta con cuatro centrales de generación hidráulica: Rincón del Bonete, Baygorria, Palmar y Salto Grande (ver figura 3.6). Si bien la última tiene una gestión binacional, a través de la Comisión Técnico Mixta (CTM) de Salto Grande, con la república Argentina, se puede considerar parte de nuestra matriz energética.

Central hidráulica	Capacidad (MW)
Palmar	330
Baygorria	108
Bonete	144
CTM (Uru.)	945
CTM (Arg.)	945

Tabla 3.1: Capacidad de generación hidráulica en nuestro país.

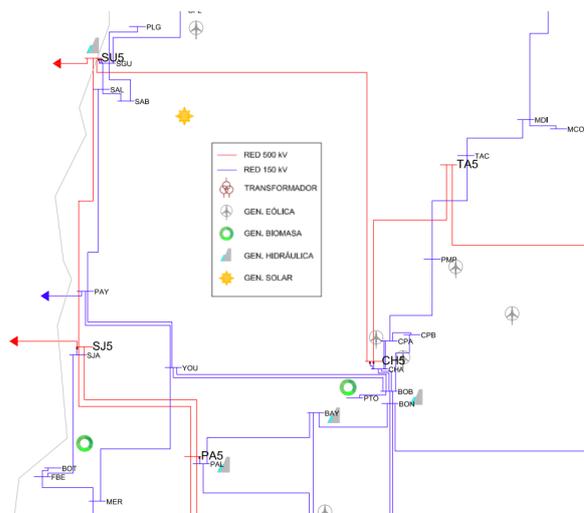


Figura 3.6: Generación hidráulica del Uruguay. Barras asociadas a la generación: Bonete (BON), Baygorria (BAY), Palmar (PA5) y Salto Grande (SU5)

La capacidad instalada es de aproximadamente 1500 MW (ver tabla 3.1), representando un 31 % del total (ver figura 3.4).

Este tipo de generación depende directamente de la capacidad hidráulica de los cursos de agua, siendo vulnerable ante sequías extremas. Cuando los niveles de agua han respetado las cotas prudentes para su uso, nuestro país hizo máximo uso de la generación hidráulica. Esto se vio afectado por los cambios en la matriz y la apertura del mercado eléctrico, siendo utilizada en la actualidad cuando es más conveniente económicamente respecto a los otros tipos de generación [23].

3.2. Matriz Energética Actual

Parques eólicos	Potencia (MW)
Parque Eólico Kiyu	48.6
Gen Eólica Minas S.A.	42
Ladaner EO	50
Estrellada EO	50
Palmatir EO	50
Vientos Pastorage EO	49.2
Astidey EO	50
Cadonal EO	50
Astilleros EO	65.1
R del Sur 1	50
R del Sur 2	50
Fingano	50
Vegano	40
Peralta I y II	100
Polesine	100
Luz de Río	50
18 de Julio	510
Palomas	71
Juan Pablo Terra	67.2
Arias	70
Valentines	70
Caracoles	20
Pampa	140

Tabla 3.2: Parques eólicos más importantes.

3.2.2. Generación Eólica, Solar y Biomasa

La generación eólica alcanzó valores de potencia instalada (31 %) que se equiparan con los de generación hidráulica. Sumando los tres tipos de generación, llegan a ocupar más del 40 % de la capacidad instalada, lo que corresponde aproximadamente a 2100 MW.

Dadas las características geográficas de nuestro país, la mayoría de los parques eólicos instalados se encuentran en el centro y sureste (ver figura 3.3). Esto responde a las velocidades de viento registradas en estas zonas [16] [28]. Los parques eólicos de gran porte (ver tabla 3.2), se conectan a la red de 150 kV en AT, modificando por completo la topología de este nivel de tensión y el comportamiento de la red. Para fines del año 2019, se contabilizaban más de treinta y cinco parques de gran porte.

La generación fotovoltaica se concentró en el litoral oeste, al norte del Río Negro. En este caso, respondiendo a los niveles de radiación más altos en nuestro territorio [25]. Si bien el aporte comparado con los otros tipos de generación es pequeño, es un tipo de generación en pleno crecimiento a nivel mundial [14]. En nuestro país alcanzó un nivel de potencia instalada importante para la demanda, con una capacidad instalada de 250 MW (ver tabla 3.3). En un ejemplo práctico, un día de baja demanda esta potencia puede representar más del 30 % de la misma.

Los parques de biomasa han crecido de forma esporádica y en varias zonas del país. Entre los principales emprendimientos se encuentran los generadores de UPM y Montes del Plata, ambas plantas de celulosa instaladas en la primera década de

Capítulo 3. Sistema Eléctrico de Potencia del Uruguay

Subestación	Potencia (MW)
Salto Grande Uruguay	50.5
Salto	66
Minas	0.15
Young	29.5
Paysandú	43
Tomás Gomensoro	20
Mercedes	9.5
Arapey	10

Tabla 3.3: Parques fotovoltaicos más importantes.

los años 2000 (ver tabla 3.4). En la actualidad, se encuentra en construcción otra planta de celulosa que significará un aumento importante en la generación biomasa instalada.

Generador	Potencia (MW)
UPM Bio	40
Montes del Plata	80
Liderdat	4.85
Alur	5
Bioener	11.5
Ponlar	7
Fenirol	10
Weyerhouser	5
Galofer	12.5
Aborgama	1

Tabla 3.4: Generadores de biomasa más importantes.

3.2.3. Generación Térmica

En la actualidad, el intento por volver la matriz energética independiente de los combustibles fósiles y los problemas mundiales por el calentamiento global, llevó a un desuso de este tipo de energía. Sin embargo, se instalaron generadores que funcionan a gas y gasoil en los últimos años. La central de generación térmica ubicada en Punta del Tigre es un claro ejemplo de ello.

No eliminar la generación térmica, responde a la vulnerabilidad de los tipos de generación mencionados anteriormente (hidráulica, eólico, solar, biomasa) ante la escasez de recursos energéticos renovables. Para nuestro país, utilizar combustibles fósiles es extremadamente caro dada la falta de estos recursos naturales según el conocimiento actual. Su uso actual, por lo tanto, busca ser de respaldo. Hoy en día se cuenta con 1200 MW (ver tabla 3.5), potencia que no es menor teniendo en cuenta una demanda que varía entre 800 y 2000 MW en los últimos años.

3.3. Red Eléctrica de AT y EAT

Generadores térmicos	Generación (MW)
Central Battle (Motores)	70
Punta del Tigre A	300
Punta del Tigre B	531
Punta del Tigre C	50
CTR	228

Tabla 3.5: Principales generadores térmicos.

3.3. Red Eléctrica de AT y EAT

La red de AT es crucial dada su robustez e interconexión (ver figura 3.7), principalmente permite alimentar ciudades del oeste y norte del territorio, donde no se cuenta con la red de EAT. La conexión de parques eólicos, llevó a que su presencia sea extremadamente importante para poder explotar dicha generación. Sin embargo, estos cambios la han llevado a trabajar en límites operativos bajo algunos escenarios de demanda y generación. Sumado a esto, muchas líneas son antiguas y deben ser cuidadas para mantener su durabilidad y no sobrecargarlas.

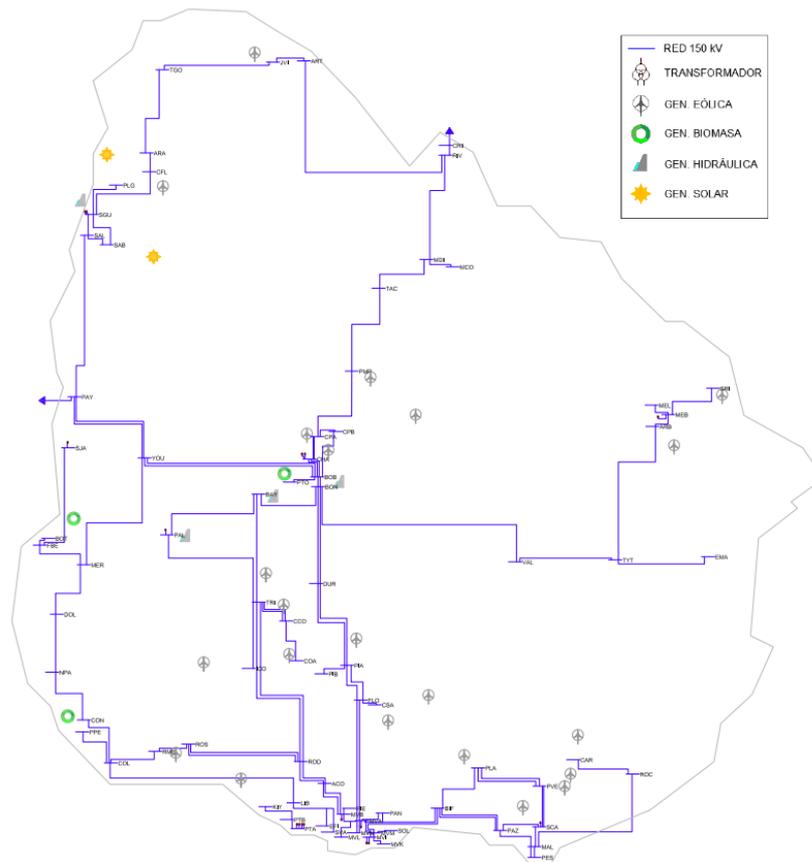


Figura 3.7: Red de transmisión en 150 kV incluyendo barras y generación proyectada para 2023.

Por otro lado, en los últimos años, la red de EAT, se ha visto ampliada hacia

Capítulo 3. Sistema Eléctrico de Potencia del Uruguay

el este y noreste, dado el crecimiento de demanda en la zona este y la necesidad de transferir potencia hacía la convertidora de frecuencia ubicada en Melo (CME). Además, se ha ampliado su robustez en el sur, con la construcción de líneas que unen Punta del Tigre (PT5) con el corredor que proviene desde Palmar (observar figura 3.3) a través de las estaciones Cardal (CR5) y Brujas (BR5) en 500 kV. La presencia de varias líneas en paralelo ayuda a transmitir mayor potencia bajando la impedancia vista por la red y, además, baja la vulnerabilidad del sistema.

Los proyectos actuales de público conocimiento para anillar la red, responden a la búsqueda de dar mayor robustez y margen de operación al sistema actual.

3.4. Compensación de Energía Reactiva

Para mantener la tensión dentro de rangos aceptables durante las distintas condiciones de operación, se cuenta con diferentes recursos de energía reactiva. La compensación de reactiva juega un papel fundamental en nuestra red, siendo en algunas zonas del sistema un control extremadamente puntual.

Actualmente, se presentan diferencias grandes entre el pico y el valle de demanda [22]. En los momentos de muy baja demanda es necesario utilizar reactores que consuman una gran cantidad de reactiva para bajar las tensiones en el sistema⁵. En caso contrario, para demandas muy elevadas, las tensiones tienden a caer y es necesario inyectar reactiva.

Dados estos inconvenientes, existen en el SEP recursos estáticos y dinámicos para compensar la falta y consumir el exceso de reactiva.

3.4.1. Recursos Estáticos

Dentro de los estáticos existen automáticos y fijos operables. Ambos inyectan o absorben energía reactiva según sea el caso. En la tabla 3.6 destacan los Compensadores Estáticos de Reactiva (CER) de las estaciones Montevideo A e I, dado a su carácter automático e importancia en los montos de aporte o absorción de reactiva.

Recurso	Q_L (MVar)	Q_C (MVar)
MI1 (automático)	-60	81
MI2 (automático)	-30	81
CER A (automático)	-71	141
Reactor PA5 (fijo)	-60	-
Reactor MB5 (fijo)	-60	-
Reactor Melo (automático)	-140	-
Condensador San Carlos (automático)	-	81

Tabla 3.6: Recursos de reactiva estáticos más importantes con valores a tensión nominal. Se consideran valores negativos al aporte inductiva (Q_L) y positivo al capacitivo (Q_C).

⁵Problema debido al Efecto Ferranti ocasionado por la baja transferencia de potencia de las líneas, principalmente en 500 kV.

3.4.2. Recursos Dinámicos

Como recursos dinámicos, la extensa matriz de generadores suelen ayudar en el aporte o absorción de energía reactiva, y son de gran utilidad, debido a la gran distribución geográfica en la red.

Entre estos recursos se encuentra uno muy importante, por su ubicación y capacidad, como lo es la CTR (Central Térmica de Respaldo) ubicada en la estación Montevideo L. La misma cuenta con dos máquinas que generalmente funcionan como compensadores sincrónicos⁶ y las cuales pueden variar su reactiva entre -40 y 40 MVA_r cada una.

3.5. Esquemas de Protección Sistémica Actuales

Los sistemas de protecciones en el SEP monitorean de forma global el sistema y buscan la estabilidad del mismo. En la actualidad se cuenta con varias protecciones sistémicas que actúan para proteger a la red ante diferentes contingencias conocidas, basándose en la experiencia y estudios por software.

3.5.1. RAS (Remedial Action Scheme)

Está destinado a proteger la estabilidad total del sistema y actúa ante contingencias en la red de 500 kV . Cuenta con equipos de detección, medición y acción en diferentes estaciones de transmisión, centralizando la información (ver figura 3.8) en dos concentradores. Ambos se encargan de tomar decisiones instantáneas y forman un sistema $1 + 1$ logrando redundancia.

El objetivo es llevar adelante acciones globales de mitigación en un tiempo máximo de 200 ms , buscando dejar al sistema en la mejor situación posible para que no pierda estabilidad luego de una contingencia.

Para la **detección** de una contingencia, el sistema utiliza una serie de relés que determinan de forma rápida la apertura de las líneas mediante mediciones y la aplicación de algoritmos⁷. El sistema está diseñado de esta forma para no utilizar los estados de apertura de interruptores como base para la toma de decisiones, buscando seguridad e independencia operativa. Para la **acción** y **medida** también se utilizan una serie de relés que, según la estación, cumplen diversas funciones. En las estaciones de 500 kV cumplen ambas: acción y medida. Para la acción, el sistema utiliza los canales de fibra óptica SDH⁸(ver figura 3.8). El sistema procesa la información y provoca la apertura de los interruptores objetivos. En el caso de las medidas se envía al RAS central, a través de sincrofasores⁹ por fibra óptica,

⁶Ingresando con generación de potencia activa cuando existen recursos escasos de energías renovables o hidráulicas.

⁷Algoritmos de detección de línea abierta (OLDA).

⁸*Synchronous Digital Hierarchy*. Es un protocolo de transmisión de datos.

⁹Sistema centralizado de mediciones fasoriales de corriente y tensión sincronizadas por GPS.

Capítulo 3. Sistema Eléctrico de Potencia del Uruguay

centralizando toda la información proveniente de los equipos de medida de tensión y corriente.

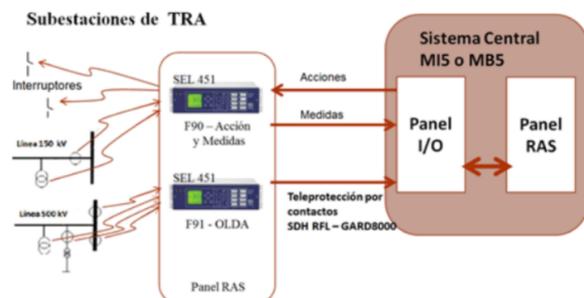


Figura 3.8: Diagrama de lógica - RAS.

La lógica central del RAS cuenta con una tabla (ver tabla 3.7) de eventos en los cuales el sistema está configurado para actuar, dividiendo las acciones en **disparo automático de carga (DAC)**, **disparo automático de líneas (DAL)**, **acciones sobre Convertora de Melo (DAD)** y **disparo automático de recursos de reactiva (DAR)** (ver tabla 3.7 y figura 3.9).

Contingencia	Evento 1	Evento 2	Evento 3	Evento 4	Equipo 1	Equipo 2	Equipo 3	Equipo 4
1	E1	-	-	-	PA5-BR5	-	-	-
2	E2	-	-	-	BR5-MB5	-	-	-
3	E3	-	-	-	PA5-MA5	-	-	-
4	E9	-	-	-	MB5-MA5	-	-	-
5	E10	-	-	-	MA5-MI5	-	-	-
6	E11	-	-	-	MI5-SC5	-	-	-
7	E12	-	-	-	SC5-ME5	-	-	-
8	E13	-	-	-	CME	-	-	-
9	E14	-	-	-	TRSC5	-	-	-
10	E1	E3	-	-	PA5-BR5	PA5-MA5	-	-
11	E2	E3	-	-	BR5-MB5	PA5-MA5	-	-
12	E3	E9	-	-	PA5-MA5	MB5-MA5	-	-
13	E3	E10	-	-	PA5-MA5	MA5-MI5	-	-
14	E4	E5	-	-	SJ5-PA5.1	SJ5-PA5.2	-	-
15	E6	E7	-	-	CE5-SJ5	SU5-SJ5	-	-
16	E6	E8	-	-	CE5-SJ5	SA5-SU5	-	-
17	E3	E1	E2	-	PA5-MA5	PA5-BR5	BR5-MB5	-
18	E3	E1	E9	-	PA5-MA5	PA5-BR5	MB5-MA5	-
19	E3	E1	E10	-	PA5-MA5	PA5-BR5	MA5-MI5	-
20	E3	E2	E9	-	PA5-MA5	BR5-MB5	MB5-MA5	-
21	E3	E2	E10	-	PA5-MA5	BR5-MB5	MA5-MI5	-
22	E3	E9	E10	-	PA5-MA5	MB5-MA5	MA5-MI5	-
23	E6	E7	E8	-	CE5-SJ5	SU5-SJ5	SA5-SU5	-
24	E3	E1	E4	E5	PA5-MA5	PA5-BR5	SJ5-PA5.1	SJ5-PA5.2

Tabla 3.7: Contingencias que puede supervisar el RAS.

- **DAC:** el sistema cuenta con una tabla dinámica de estaciones que agrupan carga y, en caso de contingencia, son desconectadas del sistema de ser necesario. El RAS ordena en tiempo real la demanda de cada zona de forma decreciente, para establecer el orden de disparo ¹⁰.
- **DAL:** el RAS está configurado para tener la capacidad de disparar líneas ante algunas contingencias específicas. Actualmente su configuración contempla,

¹⁰Las estaciones se dividen por zonas geográficas del país (ver figura 3.10).

3.5.2. DAF (Disparo Automático por Sub-Frecuencia)

El objetivo de este sistema de protección es asegurar la estabilidad del SEP ante situaciones que provoquen caídas en el valor de la frecuencia. Se realiza la medición de la misma en distintas estaciones de transmisión mediante relés de protección que toman acciones locales. Las acciones configuradas son:

3.5.2.1. DAF de Líneas (Desvinculación de los Sistemas Uruguayo y Argentino)

En situaciones donde existan grandes contingencias locales (ejemplo CE5-SJ5/SU5-SJ5), la frecuencia puede caer bruscamente dentro del SEP y ser un indicador del problema. Se busca entonces desvincularse de la red argentina, al quedar conectados por vínculos en 150 *kV*, de menor capacidad de transmisión, que pueden producir fenómenos oscilatorios que agravan la situación. Para esto, existen relés de protección en estaciones críticas y, al actuar, producen aperturas de líneas separando ambos sistemas. Las líneas que salen de servicio son NPA-COL (Nueva Palmira-Colonia), YOU-BOB (Young-Bonete B) 1 y 2, y ART-RIV (Artigas-Rivera), en 150 *kV*. Se busca que la protección funcione ante grandes problemas dentro de la red uruguaya (otro ejemplo puede ser SJ5-PA5 1 y 2), y no ante contingencias producidas en el sistema argentino.

Debido a esta búsqueda se proyecta cambiar las configuraciones de los relés existentes, para lograr inmunizarlos ante problemas ocasionados en la red argentina. Para ello se configurará la medición en la tasa de variación de la frecuencia con el tiempo, imponiendo condiciones conjuntas, que se debe cumplir durante cierto tiempo.

Actualmente los relés de subfrecuencias están configurados para que la apertura se produzca al descender la frecuencia por debajo de 49,5 *Hz*, durante un tiempo de 100 *ms*.

A futuro el ajuste de dichos relés, exigirá dos condiciones que deben cumplirse en forma simultánea por al menos 100 *ms*:

- Condición de valor de frecuencia:

$$f < 49,9 \text{ Hz.} \quad (3.1)$$

- Condición de derivada de frecuencia:

$$df/dt < -0,25 \text{ Hz/s.} \quad (3.2)$$

3.5.2.2. DAC. Valores de Subfrecuencia, Tiempo y Derivada.

Relés ubicados en diferentes estaciones están configurados en etapas para lograr que según la perturbación y el nivel de subfrecuencia alcanzado, se tomen acciones escalonadas. La desconexión de carga se realiza en radiales de media tensión.

3.5.3. DAGLin y DAGNor

Debido al crecimiento de la generación distribuida, algunas partes del SEP se ven exigidas ante las nuevas condiciones, principalmente en el nivel de 150 *kV*. DAGLin es un sistema incorporado en SCADA¹¹, supervisa la línea que podría salir por contingencia, y calcula la posible sobrecarga de las restantes en caso de darse la falla. En caso de que se de el suceso el sistema dispara generadores eólicos de forma estratégica para disminuir la sobrecarga de las líneas restantes. Actualmente este sistema está destinado para supervisar las líneas de 150 *kV* asociadas al centro del país. El DAGNor funciona de igual forma que el DAGLin, con la diferencia de monitorear la zona norte.

3.6. Criterios de Correcto Funcionamiento

La normativa vigente que regula criterios mínimos de desempeño de la red de transmisión, proviene del Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica [18] y establece valores en la búsqueda de la calidad del servicio y de seguridad, tanto para clientes como el sistema en general¹².

La operación real del sistema, llevada adelante por UTE, hace que esta normativa sea una base práctica y legal para dicho fin. Dado que el operador es quien más conoce la red, en algunos casos por diferentes motivos¹³ los criterios pueden ser más conservadores (algo que está contemplado en la normativa).

3.6.0.1. Valores de Tensión Aceptables

La normativa designa al Despacho Nacional de Cargas (DNC) como responsable de determinar los niveles de tensión en cada subestación que forma parte del sistema de transmisión.

Para la operación en estado permanente se establece que la tensión debe estar entre¹⁴:

- 0,95 *pu* (475 *kV*) y 1,05 *pu* (525 *kV*) para 500*kV*
- 0,93 *pu* (139,5 *kV*) y 1,07 *pu* (160,5 *kV*) para 150*kV*

En el caso de estar operando luego de **contingencias simples**, los valores deben estar entre:

- 0,93 *pu* (465 *kV*) y 1,07 *pu* (535 *kV*) para 500*kV*¹⁵

¹¹Supervisory Control And Data Acquisition.

¹²Equipos, líneas de transmisión, protecciones, etc.

¹³Conocimiento del estado y cuidado de equipos, características de estaciones de transmisión, zona de la red, entre otros.

¹⁴Límites considerando una potencia menor a la máxima que pueden transportar las líneas del sistema.

¹⁵La operación del sistema suele estar dada para un límite de 1,05 *pu* (525 *kV*) debido a que las estaciones más antiguas fueron diseñadas con clase de aislación de 525 *kV*.

Capítulo 3. Sistema Eléctrico de Potencia del Uruguay

- 0,90 pu (135 kV) y 1,10 pu (165 kV) para 150kV

Para una operación luego de cualquier contingencia los valores de tensión deben cumplir:

- 0,85 pu (425 kV / 127,5 kV) y 1,20 pu (600 kV / 180 kV) en un tiempo no mayor a 60 segundos luego de ocurrida la contingencia.

Es importante destacar que desde el punto de vista dinámico la normativa exige que, para contingencias simples, el sistema deba quedar en un estado estable para cualquier carga posible dentro de las proyecciones.

3.6.0.2. Valores de Frecuencia Aceptables

En base a la frecuencia nominal del sistema, 50 Hz, se exige que bajo condiciones normales de trabajo esté dentro de una banda de $\pm 0,2 Hz$ y, en caso de transitorios soportar una variación en el rango de $[+3, -2,5] Hz$ por al menos tres segundos.

Además, se hacen exigencias sobre la capacidad de regulación de frecuencia de los generadores conectados a la red. Se establece que su estatismo debe estar entre 0% y 10% (ver parámetro R en figura 2.22).

3.6.0.3. Control de Tensión y Potencia Reactiva

Se establece que el despacho de reactiva debe ser tal que logre mantener los valores de tensión mencionados anteriormente.

En condiciones normales, un generador conectado a la red debe poder aportar hasta el 90% de su capacidad de inyectar o consumir reactiva y, en caso de emergencia, el 100%.

3.6.0.4. Criterios Específicos para Generación Eólica

Respecto al estatismo, los generadores deben respetar lo visto en 3.6.0.2 y, además, no perder la conexión de la red en un rango de frecuencias y tiempos que se muestran en la figura 3.11.

También se dan rangos de trabajo mínimos para la inyección y consumo de potencia reactiva, en función de la potencia activa generada (ver figura 3.12). En caso de que la potencia activa sea menor a 10% no se exige ningún valor respecto a la reactiva.

En la regulación de protecciones es de particular interés las condiciones en la que debe permanecer conectado el generador a la red. En esta línea, la central de generación debe soportar huecos de tensión en el punto de conexión por encima de un comportamiento¹⁶ (ver figura 3.13).

¹⁶Tensiones fase-tierra en fases con falta.

3.6. Criterios de Correcto Funcionamiento

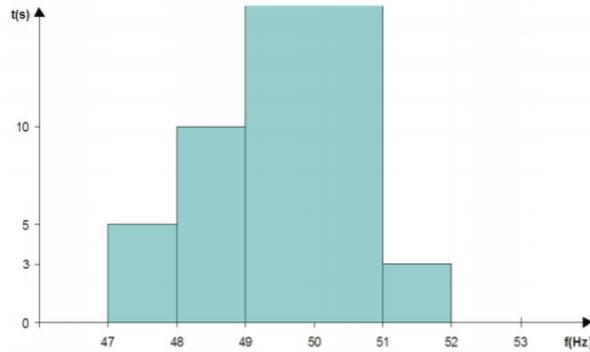


Figura 3.11: Tiempo que debe permanecer la conexión a la red. Entre 49 Hz y 51 Hz la conexión debe ser permanente.

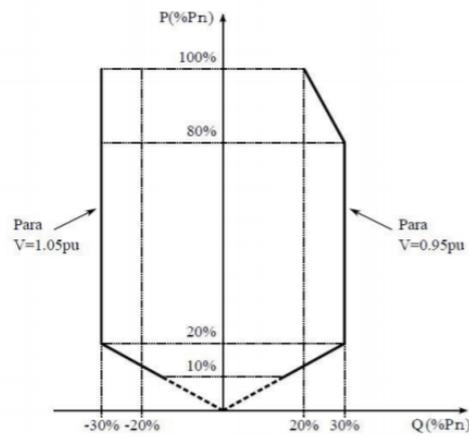


Figura 3.12: Curva PQ que deben respetar los generadores conectados a la red de AT.

En caso de que la falta sea entre dos fases, el hueco de tensión de 0,2 pu de la figura 3.13 pasa a ser de 0,6 pu. Para generación que esté conectada a un circuito radial, la curva cambia como se aprecia en la figura 3.14. En este caso la exigencia es mayor: la central generadora debe permanecer conectada en caso de un cortocircuito fase tierra.

3.6.0.5. Criterios de Sobrecargas de Equipos

Otro criterio importante que involucra aceptación de los resultados obtenidos en un estudio, es el concepto de sobrecarga de equipos o cargabilidad de líneas, cables y transformadores (equipos pasivos). Dichos equipos están diseñados para cierto nivel de transferencia de potencia o potencia aparente nominal¹⁷.

La cargabilidad de equipos es el límite máximo de carga que pueden soportar los mismo ante ciertas condiciones de funcionamiento y durante cierto período de

¹⁷De forma de tener independencia de los niveles de tensión, la cargabilidad de los equipos se definen a través de las corrientes admisibles.

Capítulo 3. Sistema Eléctrico de Potencia del Uruguay

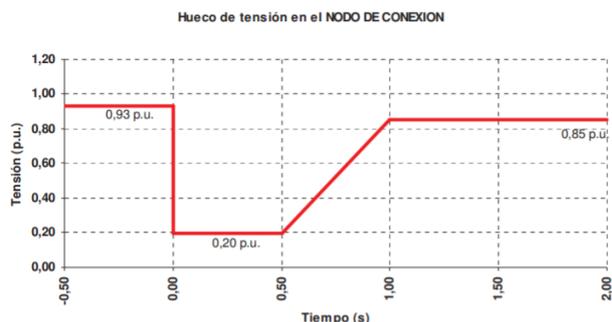


Figura 3.13: Curva mínima de valores de tensión en función del tiempo que debe soportar la central generadora en el nodo de conexión.

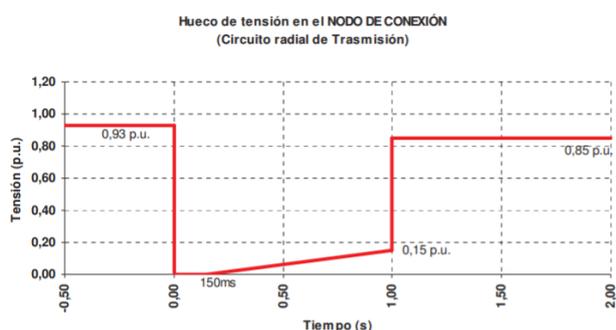


Figura 3.14: Curva mínima de valores de tensión en función del tiempo que debe soportar la central generadora en el nodo de conexión en caso radial.

tiempo. En la práctica, estos límites son variables en tiempo real, ya que dependen de las condiciones ambientales o meteorológicas (temperatura). Esta dependencia con la temperatura implica, por ejemplo, variaciones importantes entre las estaciones anuales (por ejemplo entre invierno y verano).

Se definen entonces los siguientes criterios de cargabilidad que se consideran fijos¹⁸:

- RATE A: Es el máximo límite para el funcionamiento normal de la red en régimen.
- RATE B: Es el máximo límite para el funcionamiento en contingencia o estado de emergencia durante 1 hora.

Los RATE A y RATE B de equipos, están cargados en el software PSS[®]E y son establecidos por la unidad Planificación de la Explotación y Estudios (PEE) del DNC. Se contemplan variaciones entre invierno y verano, lo que se ve reflejado en los escenarios (ver capítulo 4).

Dado lo anterior, es importante comprobar en los estudios, que los límites de cargabilidad en equipos en la red uruguaya son respetados. En el presente estudio

¹⁸Fijos en cuanto a condiciones ambientales o temperatura.

3.7. Contingencias Principales en EAT

(como se verá en los capítulos siguientes), esto se tiene en cuenta, ya que como se mencionó anteriormente, se tienen los valores de cargabilidad de equipos de la red, ingresados en el software de simulación.

3.7. Contingencias Principales en EAT

Las contingencias en las que actúa el sistema de protecciones no son elegidas al azar, provienen de años de estudios y experiencia en la operación de la red. Es de suponer, entonces, que para el presente estudio se elijan contingencias siguiendo la misma línea.

Dados los tiempos limitados para la realización del estudio, es necesario acotar los casos a analizar:

- El estudio se acota a la red de 500 *kV*: no se analizarán contingencias en niveles de tensión menores.
- Se centrará la atención en la salida de servicio de las líneas de EAT.

Observando la red de 500 *kV* (ver figura 3.3 sin considerar el cierre de anillo) y la figura 3.9, las contingencias más destacables son: salidas dobles de servicio de las líneas que están en paralelo del lado oeste del territorio mientras que, del lado este, salidas simples de las líneas de EAT. Esto tiene sustento si se piensa en la distribución de la mayor parte de demanda en el sur y este del país, y una generación distribuida.

A modo de resumen, en la tabla 3.8 actualmente las contingencias que tendrán consecuencias más importantes desde el punto de vista del presente estudio, son las del tipo doble (ver figura 3.15).

Contingencias	tipo	Nº
PA5-BR5/PA5-MA5	doble	1
BR5-MB5/PA5-MA5	doble	2
SJ5-PA5x2	doble	3
CE5-SJ5/SU5-SJ5	doble	4

Tabla 3.8: Contingencias en EAT del sistema actual consideradas para este estudio.

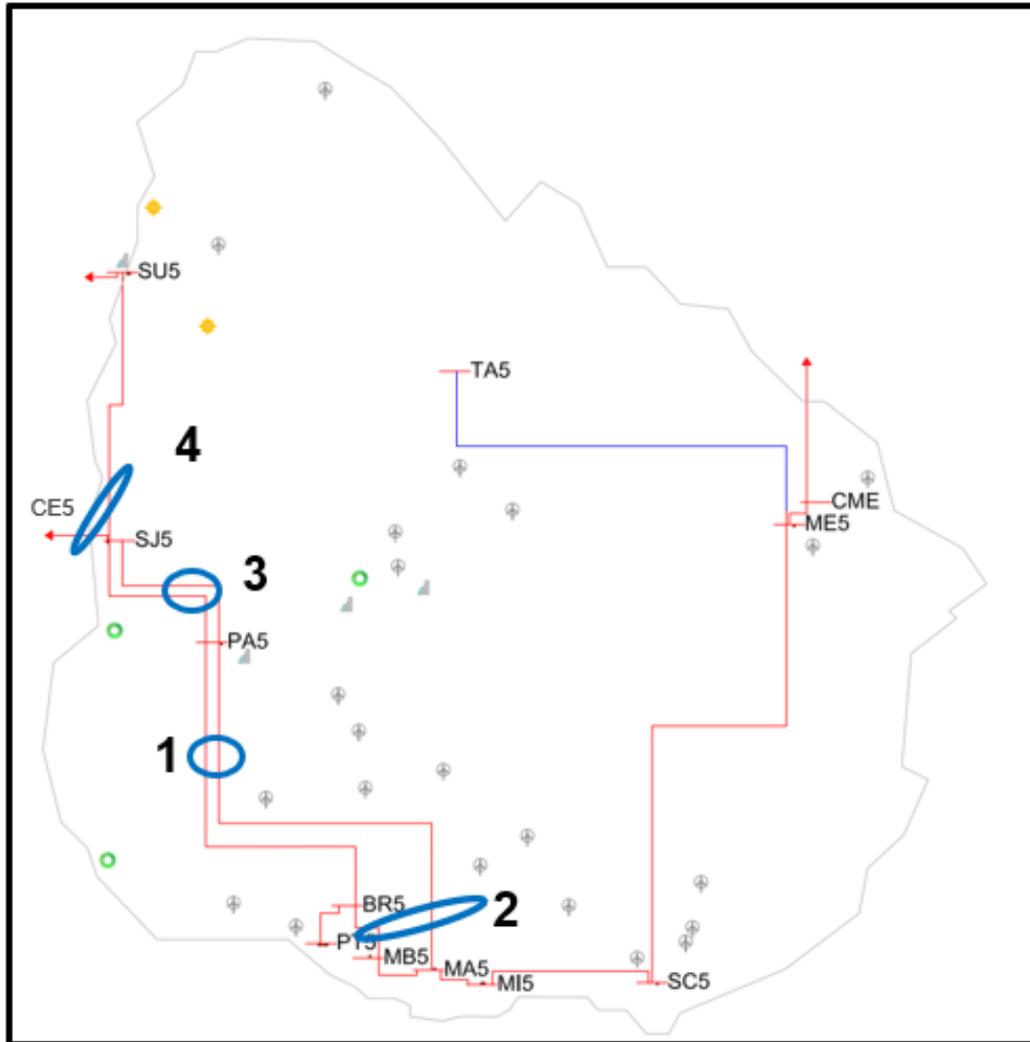


Figura 3.15: Identificación de contingencias actuales seleccionadas para el estudio.

Capítulo 4

Modelado del SEP Uruguayo y Automatización del Software

4.1. Introducción

Para el modelado del SEP y el uso de herramientas de cálculo se eligió el software de pago PSS[®]E, de la empresa Siemens. Cuenta con una gran variedad de herramientas, a modo de ejemplo: flujos de carga, cálculos de cortocircuitos (CC) y estudios dinámicos.

El modelo del SEP es de acceso público y se puede encontrar en el sitio web de UTE con el nombre “Guía de Operación (GOP)” [22] (ver figura 4.1)¹. Cada año se actualizan los modelos y escenarios que representan los picos y valles de la demanda en el año transcurrido. Abarca en detalle la red de transmisión de nuestro país y parte de la argentina, debido a la interconexión que existe entre ambos sistemas.

El software utiliza Python v2.5, dando la posibilidad trabajar en su entorno gráfico o línea de comando. Cuenta con documentación que explica el uso de sus propias librerías y tiene la opción de desarrollar macros a ser ejecutadas en su entorno gráfico. Esto permite utilizar el PSS[®]E como parte de un programa más grande, pasando a ser solo una herramienta dentro de lo que deseamos hacer. Es posible automatizar muchos aspectos del software sin necesidad de ejecutar una misma acción repetitiva.

Por último, las planillas de cálculo, dan la posibilidad de automatizar acciones a través de la creación de macros. Este aspecto es crucial para analizar un gran volumen de datos y permite hacer un análisis inteligente de los mismos. La combinación de esta herramienta y scripts para utilizar el PSS[®]E juegan un papel fundamental en el estudio.

¹Los archivos que se publican en las GOP, son de extensión *.sav* y *.sld*. El primero contiene toda la información del modelado de la red, incluyendo los modelos en secuencia directa, inversa y cero de los equipos y líneas de transmisión. El segundo, contiene el *slider*, el cual contiene la representación unifilar de la red de forma conveniente y abarcando zonas específicas.

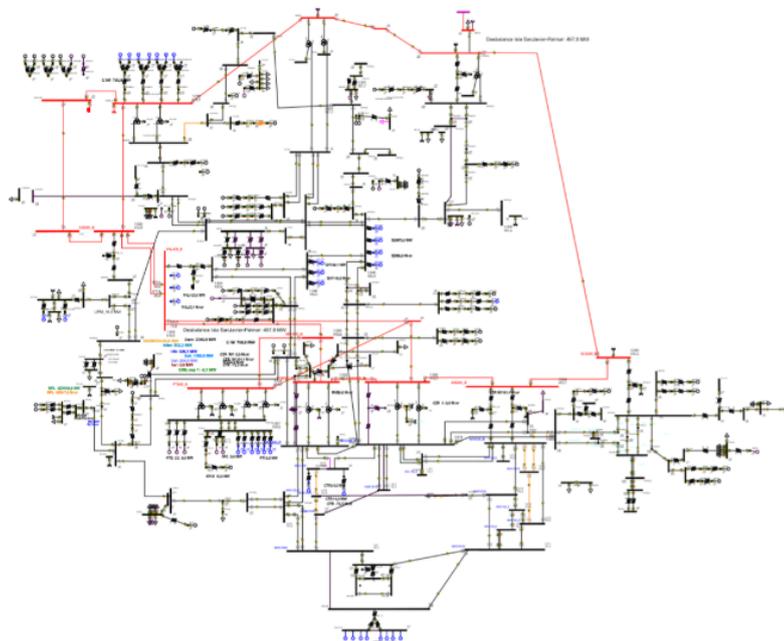


Figura 4.1: *Slider* de la GOP modificado para 2023. En color negro, líneas y barras 150 kV . En rojo, líneas y barras 500 kV . Otros colores indican sobrecargas.

4.2. Automatización del Software y Tratamiento de Datos

Una red eléctrica como la propuesta en el modelado tiene un tamaño suficientemente grande como para pensar en métodos que permitan acortar los tiempos en clasificación de datos, análisis primarios y ejecutar varias veces la misma acción.

4.2.1. Automatización del PSS[®]E

Tanto para el estudio en régimen como dinámico se propone la utilización de scripts en Python v2.5. Se establecieron los siguientes criterios de optimización:

- Scripts de repetición de acción: se crean scripts que el PSS[®]E permite ejecutar directamente desde su entorno gráfico para repetir una acción².
- Scripts con acciones fuera de PSS[®]E pero que lo utilicen como herramienta: scripts que permiten utilizar otras herramientas en conjunto, como Excel.
- Scripts interactivos: en casos que sea necesario variar una acción de forma repetida.

En E.1 se comparte un listado de scripts que fueron de gran utilidad en el estudio.

²Comparable al uso de macros en Excel.

4.2.2. Análisis Primario de Datos con Excel

Para el estudio en régimen del SEP, las planillas fueron utilizadas como reportes primarios de los casos, agrupando valores de tensión en las barras, ángulos de interés, estado de las líneas de transmisión y el estado de la compensación reactiva. Teniendo esta información asociada a una planilla, es posible manejar los datos de una forma mucho más gráfica y reconocible.

Las macros de Excel permitieron el análisis primario de datos entregados por el PSS[®]E: formato más amigable, gráficos comparativos³, nombres y valores coincidentes con los utilizados por UTE (ejemplo: nombres de las barras de estaciones de transmisión. Por detalles de nomenclatura de estaciones ver apéndice G).

Por otro lado, el PSS[®]E permite también cambiar valores de los archivos *.sav* a través de planillas, levantando la información de las mismas y, a través de scripts, emplear funciones del PSS[®]E que dejan cambiar valores deseados.

En este segundo caso se elaboraron planillas con un formato predeterminado con la generación precargada para cada caso a estudiar. De esta forma, es posible cambiar en PSS[®]E la generación deseada. A su vez, para facilitar aún más la preparación de los casos, se empleó una hoja para disparo de carga y otra para disparo de líneas. Sumado a la variación de generación, con estas planillas se configura el escenario a utilizar de forma muy rápida.

4.3. Modelado de Escenarios Representativos

Lograr un estudio que sea fiel a la realidad es básico para cualquier proyecto de investigación. El nivel de detalle, depende de lo que se quiera y desee modelar. Para este caso, se requiere entender cómo funciona la generación y la demanda de nuestro país en el correr del año. Por otro lado, existe una limitante de tiempo para hacer el estudio, la cual solo permite modelar una cantidad máxima de escenarios donde se logre tener en cuenta diferentes momentos de generación y demanda. Los datos públicos de UTE [23] [22], balances energéticos anuales del Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM) [17] y los datos de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) [2], son cruciales para una correcta elaboración.

4.3.1. Elaboración de Escenarios de Generación

La generación correspondiente a cada tipo (ver sección 3.2) varía día a día según disponibilidad de recursos y con diferente prioridad a la hora de considerar su utilización. Además, es necesario tener en cuenta la posibilidad de importación y exportación.

Desde la Ley del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico [1] se impone un mercado eléctrico de generación, donde UTE debe decidir la compra de la energía de forma continua a diferentes actores para satisfacer la demanda. Esto agrega una variable económica en la ecuación, en la cual **no se hará hincapié en este proyecto**. Sin embargo, es importante tener en cuenta el fuerte vínculo en este

³Ejemplos: Sobrecargas en RATE A y RATE B, sobretensiones y subtensiones.

Capítulo 4. Modelado del SEP Uruguayo y Automatización del Software

aspecto. Por dar un ejemplo práctico, es posible que en algunos momentos la importación de energía eléctrica desde Argentina sea más barata que la compra de energía hidráulica en nuestro territorio, satisfaciendo nuestra demanda a través de importación. En el pasado, esto era señal clara de la falta de recursos en nuestro país. Sin embargo, en la actualidad, este razonamiento deja de ser directo.

Desde el punto de vista del proyecto, existen al menos dos posibilidades:

- Estudio probabilístico con los datos anuales de generación.
- Tomar la energía anual consumida por nuestro país según fuentes instaladas y dar prioridad a cada tipo de generación en un orden decreciente según su uso, sin perder de vista otros escenarios posibles pero menos probables.

Desde el punto de vista del proyecto, la parte negativa de la primera opción es no contemplar escenarios que en los últimos años no se han dado y son menos frecuentes, en cambio son extremadamente importantes porque cambian la topología de la red fuertemente. Desde este aspecto, la segunda opción da la libertad de salir de la probabilidad, algo que es importante para entender el comportamiento de la red de transmisión para 2023.

Siguiendo los datos de la figura 3.5 y lo mencionado en la sección 3.2, prima el uso de energía eólica e hidráulica. La participación de la fotovoltaica y biomasa también a sido prioridad pero, dada la capacidad instalada, son un porcentaje menor en comparación a las anteriores. De todas formas, según la figura 3.4, la capacidad instalada de generación térmica no es menor y es de interés tener en cuenta la posibilidad de abastecer la demanda con una generación predominantemente térmica.

Como segundo aspecto se tuvo en cuenta la localización de la generación. El sistema puede tener problemas en diferentes partes de la red de transmisión en función de donde se está generando el mayor flujo de potencia. Esto es un aspecto muy interesante para el estudio, particularmente para ver las distintas distribuciones de los flujos de potencia.

Siguiendo esta línea, se dividió la generación por tipo (ver sección 3.2) y se realizaron nueve escenarios diferentes indicados en la tabla 4.1.

Nombre escenario	Interconexión	Hidráulica	Biomasa	Eólico	Solar	Térmica
	Total (MW)	Total (MW)	Total (MW)	Total (MW)	Total (MW)	Total (MW)
1.VM.E	532	326.1	88	1188,078	204,96	0
2.VN.E.EXB (Exportación a Brasil y Argentina)	-453	489	88	1268,278	0	0
3.VN.H	155	559,2	88	20,35	0	0
4.VN.T	132	265,8	88	14	0	320
5.VX.H.EXB (Con 500MW exportación eólico medio)	759	559,2	88	652,2	0	510
6.IX.E	639	326,1	88	1280	0	0
7.IX.T	982	334,8	88	73	0	820
8.IX.H	1056	559,2	88	91	0	510
9.IM.E.EXB (Con 500 MW de exportación)	566	489	88	1268,278	215	0

Tabla 4.1: Escenarios base de generación para estudio.

4.3.2. Estimación de la Demanda en 2023

En el modelado del sistema, las cargas están consideradas a nivel de estaciones de transmisión y de transformación. Es decir, se coloca una carga en representación

4.3. Modelado de Escenarios Representativos

del consumo de potencia aguas debajo, sin dar detalle específico de cargas a nivel de distribución. Este modelado es correcto para el estudio en cuestión, dado que es de interés el comportamiento de la red de transmisión.

Hace varios años que el consumo de energía en nuestro país a tenido un crecimiento continuo (ver figura 3.5). Cada año la demanda crece en función de diversos factores que podrían ser un proyecto de estudio en si mismo. Sin detenerse específicamente en esto, es necesario tener en cuenta de alguna forma dicho crecimiento. Teniendo en cuenta esto, y que las GOP contemplan demandas actuales o a corto plazo, es necesario pensar en un ajuste de la demanda con una proyección hacia el año 2023.

Considerar un crecimiento de demanda permite evaluar la red ante mayores exigencias, siendo más provechoso desde el punto de vista del estudio. En cambio, el aumento, no puede ser un valor demasiado elevado dado que pasaría a representar una situación irreal.

Anualmente, los picos de demanda son publicados en conjunto con la GOP, los cuales pueden dar una noción del crecimiento que tiene la demanda año a año. Si bien no conocemos la evolución, es posible aproximar los datos por alguna función conocida que permita extrapolar y encontrar un valor para 2023. Gracias al área de estudios de UTE, fue posible contar con los datos previstos de demanda para el año 2028. Este dato es importante para lograr una extrapolación que tenga en cuenta un dato a futuro, calculado por un área de UTE donde entender la evolución de la demanda es parte de sus labores principales.

Se consideraron los picos de verano e invierno, sumando como datos los de 2028. Los resultados son los representados en las figuras 4.2 y 4.3.

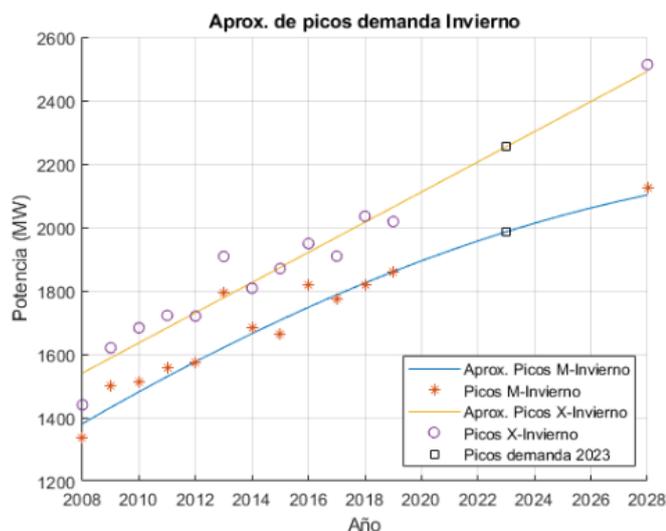


Figura 4.2: Picos de demanda de Invierno junto a aproximación de los datos.

Los datos fueron aproximados por funciones que no son lineales, menos en uno de los casos. Se consideró que una aproximación lineal en dichos casos sería un

Capítulo 4. Modelado del SEP Uruguayo y Automatización del Software

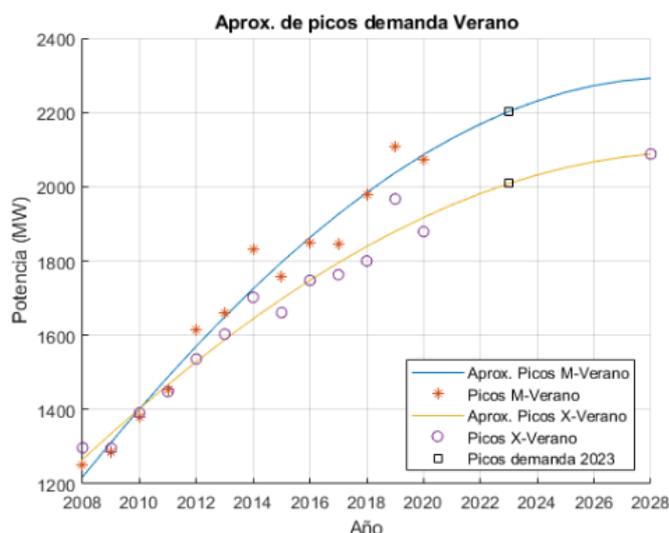


Figura 4.3: Picos de demanda de Verano junto a aproximación de los datos.

crecimiento desmedido. Por lo tanto, viendo que otras funciones aproximaban de buena forma todos los datos y consideraban un crecimiento, se decidió que eran una aproximación más realista para el 2023.

En resumen, se modificó el escenario dado por la GOP a los siguientes valores de demanda:

Nombre escenario	Tipo demanda	Año	Demanda
1.VM.E	Pico del día	2023	2203
2.VN.E.EXB (Exportación a Brasil y Argentina)	Valle con exp.	2023	834
3.VN.H	Valle	2023	834
4.VN.T	Valle	2023	834
5.VX.H.EXB (Con 500MW exportación eólico medio)	Pico	2023	2025
6.IX.E	Pico de la noche	2023	2268
7.IX.T	Pico	2023	2268
8.IX.H	Pico	2023	2268
9.IM.E.EXB (Con 500 MW de exportación)	Pico del día	2023	1970

Tabla 4.2: Escenarios base de demanda para estudio.

4.4. Modelado del SEP para 2023

El departamento de estudios y proyectos de UTE, a través del tutor, facilitaron un script que genera los cambios principales previstos para el SEP hacia el año 2023. Dicho script es cargado desde el PSS[®]E y modifica los modelos de las GOPs.

Actualmente, la línea que está entre Melo y Tacuarembó está operada en el nivel de tensión de 150 kV. Esto cambiará y pasará a operar en EAT. Se crea entonces la estación proyectada en Chamberlain (CH5) que contará con dos transformadores

4.5. Resumen de Escenarios para Realización del Estudio

En esta sección se propone realizar un resumen de las características principales que modelan cada escenario construidos para el presente estudio. Sus diferencias, en generación y demanda, intentan modelar en base a las GOPs los momentos donde la red se ve más exigida en varios aspectos: picos de demanda, valles de demanda⁵, tipos de generación y su localización. **Es muy importante remarcar que los escenarios son una base para los diferentes estudios, dejando margen de movilidad tanto en generación y demanda en el caso que fuera conveniente.**

Los nombres de los escenarios creados respetan un código (ver figura 4.6), el cual puede ayudar al lector a guiarse cuando son mencionados y entender rápidamente las características generales del mismo. Se comparte a continuación la codificación de los escenarios base:



Figura 4.6: Codificación de escenarios base, sin contingencias, para la red futura a 2023.

4.5.1. 1-VM-E

Presenta un pico de demanda del verano en el medio día, escalado para 2023. La demanda es de aproximadamente 2200 MW. La generación está conformada principalmente por generación eólica distribuida por todo el territorio, principalmente en las zonas centro, este y norte del país. Además, cuenta con casi toda la potencia instalada de generación fotovoltaica. Entre ambas suman más de 1300 MW. La demanda se cierra con generación hidráulica (incluyendo CTM).

Este escenario base no presenta ninguna sobrecarga importante, sin embargo se encuentra exigido por la alta demanda. Se presenta una sobrecarga en el norte del país y en Montevideo, todas en 150 kV y un poco por encima del RATE A.

⁵La red en estos casos tiene una demanda tan baja que puede presentar desafíos para la operación del sistema.

4.5. Resumen de Escenarios para Realización del Estudio

Ambas son una muestra de las exigencias sobre el caso respecto a flujos por las líneas del sistema de AT⁶ (ver figura 4.7).

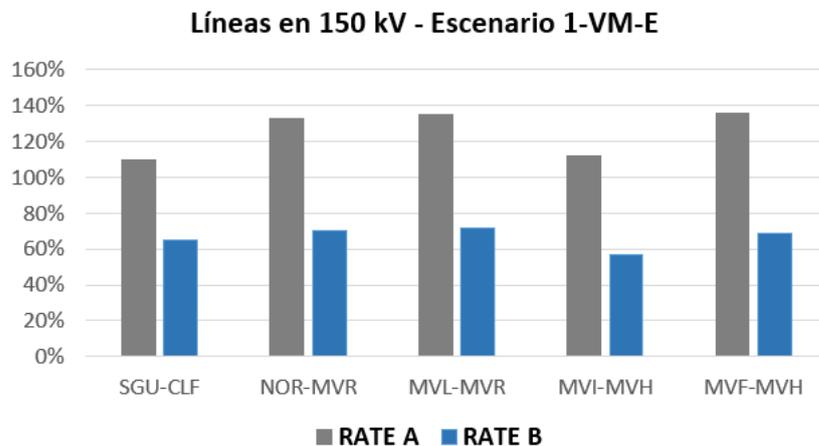


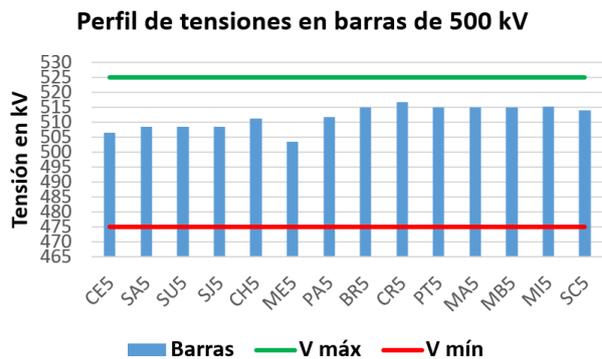
Figura 4.7: Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 1-VM-E.

4.5.2. 2-VN-E-EXB (Exportación a Brasil y Argentina)

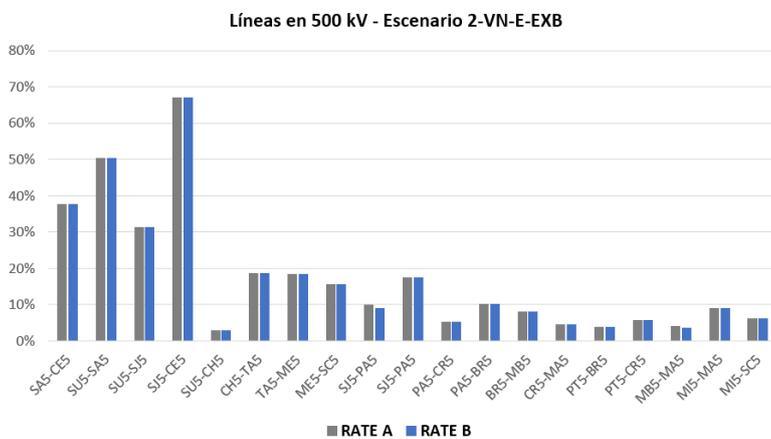
La demanda es un valle de consumo en verano. Este escenario es particular dado que presenta mucha generación eólica (1300 MW aproximadamente) siendo en gran parte exportada. La exportación se da tanto para Brasil como para Argentina.

En este caso, aún más importante que en el escenario 1-VM-E, la generación eólica ayuda mucho en el control de reactiva de forma distribuida. Además, el escenario tiene todos los recursos de reactiva trabajando a tope para controlar las tensiones en la red debido a la baja demanda. De todas formas, las tensiones son elevadas, principalmente en las barras donde los flujos por las líneas es mínimo. (ver figura 4.8). Esto último es lógico, dado que la exportación hacia Brasil y Argentina hace que las líneas del norte estén transfiriendo potencia activa, logrando disminuir el efecto de la reactiva en dicha zona del sistema.

⁶Las sobrecargas en Montevideo pueden deberse a límites de sobrecarga en los equipos, no siendo realmente el límite de transferencia de la línea.



(a) Tensiones en barras de 500 kV. Escenario 2-VN-E-EXB



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 2-VN-E-EXB.

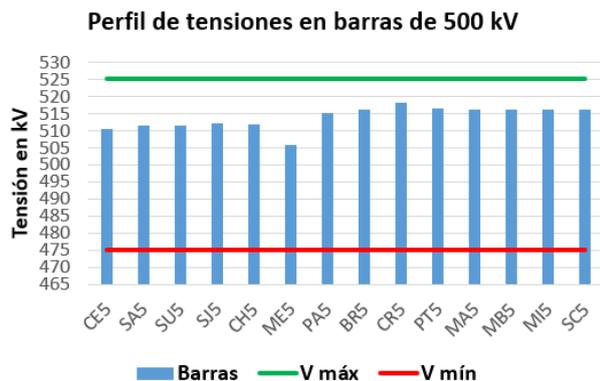
Figura 4.8: Tensiones y Porcentajes de Carga en 500 kV. Escenario 2-VN-E-EXB.

4.5.3. 3-VN-H

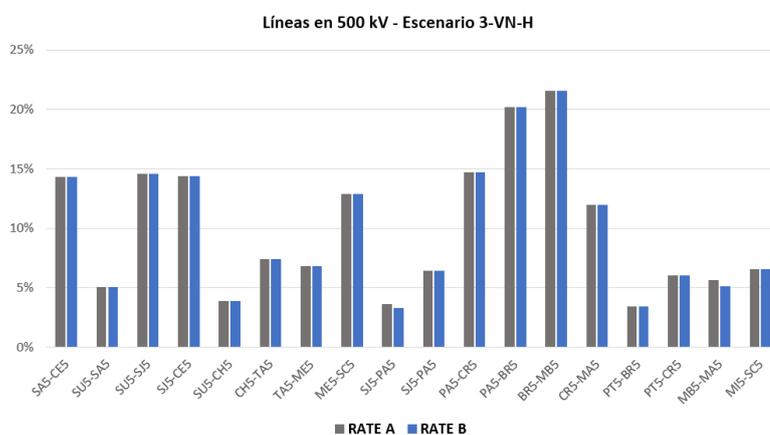
Generación predominantemente hidráulica. Se tiene a todas las centrales del Río Negro generando el máximo de potencia activa. Es un escenario de valle de demanda en la noche, no hay generación eólica ni térmica.

Al igual que el escenario anterior se tienen tensiones elevadas (ver figura 4.9). Los recursos de reactiva están todos en uso para mantener las tensiones en los márgenes de operación, consumiendo la potencia reactiva que entregan las líneas con bajo flujo de potencia activa (ver figura 4.9). En este caso, como aspecto negativo, no se cuenta con el aporte de los parques eólicos.

4.5. Resumen de Escenarios para Realización del Estudio



(a) Tensiones en las barras de 500 kV. Escenario 3-VN-H.

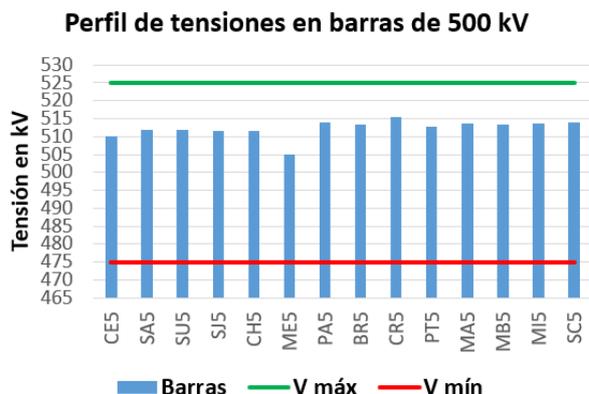


(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 3-VN-H.

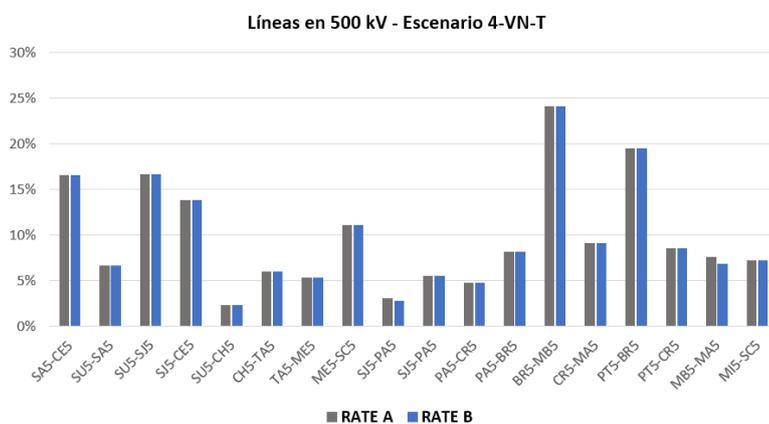
Figura 4.9: Tensiones y Porcentajes de Carga en 500 kV. Escenario 3-VN-H.

4.5.4. 4-VN-T

Valle de demanda, en este caso representando un escenario de verano. Se repite el análisis anterior respecto a los recursos de reactiva y las tensiones elevadas (ver figura 4.10). La diferencia principal con los anteriores es que, en este caso, la generación es predominantemente térmica por lo que está concentrada en el sur. Esto es relevante debido a que cambia completamente la ubicación de la generación en el territorio.



(a) Tensiones en las barras de 500 kV. Escenario 4-VN-T.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 4-VN-T.

Figura 4.10: Tensiones y Porcentajes de Carga en 500 kV. Escenario 4-VN-T.

4.5.5. 5-VX-H-EXB

Generación hidráulica predominante (incluyendo CTM). Es un escenario de pico de demanda pero, de todos ellos, es el más bajo: 2025 MW. Representa un escenario de noche de verano.

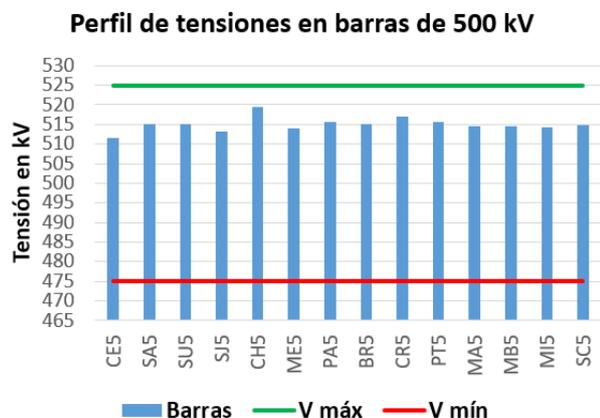
En este caso se están exportando 500 MW por la CME hacia Brasil. La generación se ve completada con eólica y térmica. Esta última, es aproximadamente 500 MW, por lo que se puede asociar con lo exportado a Brasil⁷. Si bien esto no suele ser común es un escenario posible y que ha sucedido [2].

Las tensiones son en EAT promedian los 515 kV (ver figura 4.11). Sin embargo no se están utilizando recursos de reactiva en CH5 y ME5, lo que da un margen

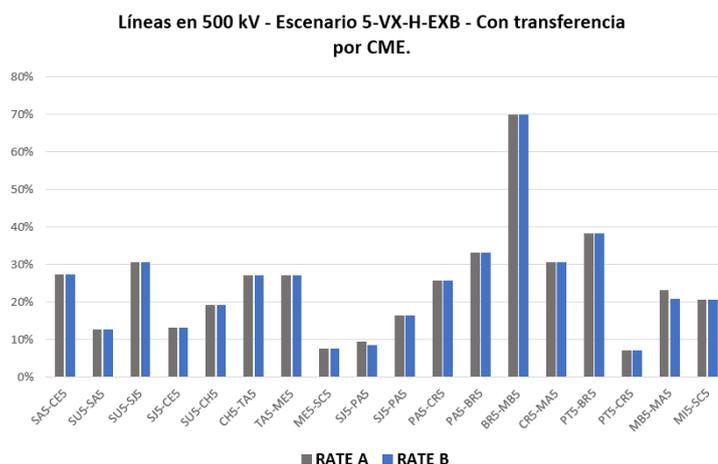
⁷Si bien no es correcto, el planteo refiere a que sin dicha exportación no sería necesario generar energía térmica y se podrían usar solo recursos renovables.

4.5. Resumen de Escenarios para Realización del Estudio

para regular tensión.



(a) Tensiones en las barras de 500 kV. Escenario 5-VX-H-EXB.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 5-VX-H-EXB.

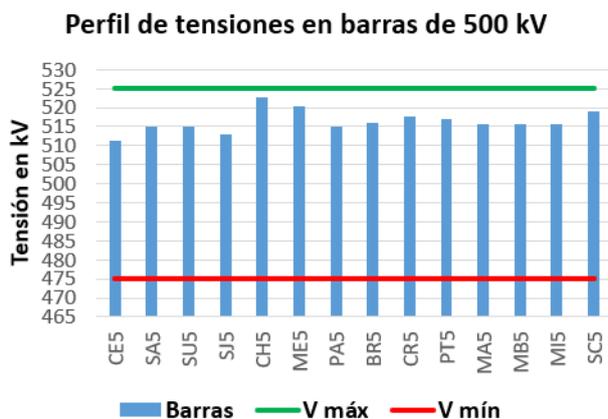
Figura 4.11: Tensiones y Porcentajes de Carga en 500 kV. Escenario 5-VX-H-EXB.

En la figura 4.11 se puede observar que las líneas del norte asociadas a CH5 son las encargadas de transferir la potencia hacia la convertora. En la línea BR5-MB5 es claro que la generación térmica está alimentando gran parte de la demanda del sur.

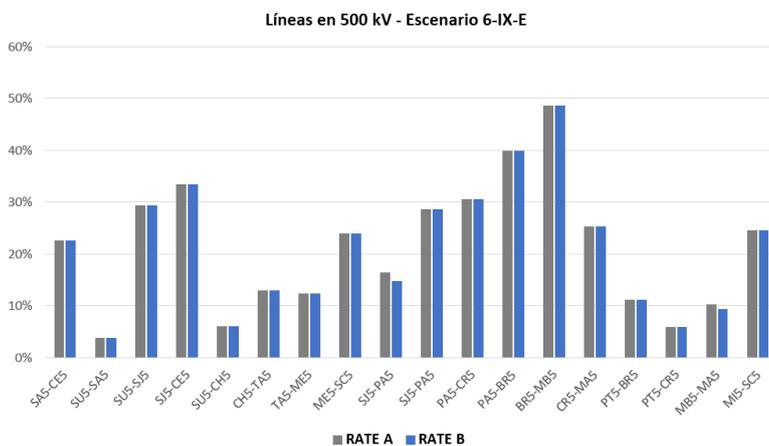
4.5.6. 6-IX-E

Cuenta con una de las mayores demandas de invierno en la noche. La generación está conformada principalmente por eólica, siendo similar su distribución al escenario 1-VM-E (ver sección 4.5.1). La demanda se completa con generación hidráulica (incluyendo CTM).

Al igual que el escenario anterior las tensiones en EAT promedian los 515 kV (ver figura 4.12) y en algún caso están cercanas al valor máximo admisible en régimen, pero con capacidad para utilizar recursos de reactiva y regular tensión.



(a) Tensiones en las barras de 500 kV. Escenario 6-IX-E.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 6-IX-E.

Figura 4.12: Tensiones y Porcentaje de Carga en 500 kV. Escenario 6-IX-E.

Como se aprecia en la figura 4.13, hay líneas de 150 kV que están cercanas a superar sus RATE A, demostrando la gran demanda del escenario en la zona sur.

4.5. Resumen de Escenarios para Realización del Estudio

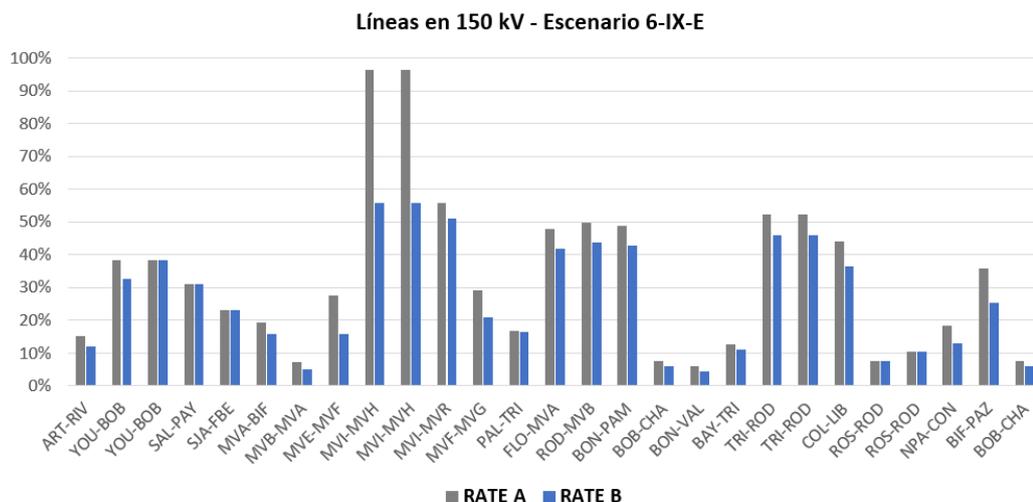
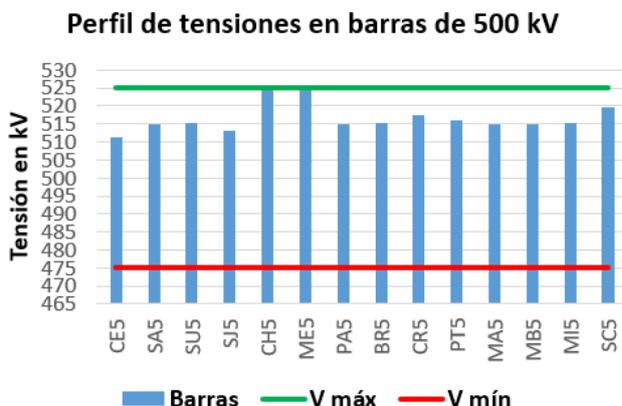


Figura 4.13: Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 6-IX-E.

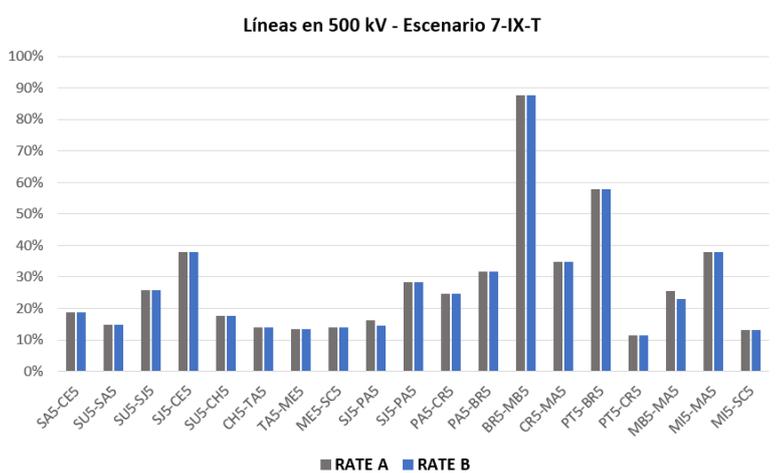
4.5.7. 7-IX-T

El mayor pico de demanda, invierno en la noche. A diferencia del escenario 6-IX-E, la generación cuenta con mucha térmica, casi en el máximo de su potencia instalada. La generación se completa con CTM.

Si bien hay margen de recursos de reactiva, es interesante (ver figura 4.14) que, al no estar transfiriendo generación a Brasil y usando muy poco las líneas del norte del país, las tensiones en EAT, están muy cerca de los máximos para una operación normal en dicha zona. Además, la carga de la línea BR5-MB5 es una señal clara de la generación de este escenario.



(a) Tensiones en las barras de 500 kV. Escenario 7-IX-T.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 7-IX-T.

Figura 4.14: Tensiones y Porcentaje de Carga en 500 kV. Escenario 7-IX-T.

4.5.8. 8-IX-H

Demanda exactamente igual al escenario 7-IX-T (ver sección 4.5.7). Su generación, con menos térmico, es predominantemente hidráulica teniendo toda la generación del Río Negro disponible.

Las características de este escenario son similares a las que se pueden observar en las figuras 4.14.

4.5.9. 9-IM-E-EXB

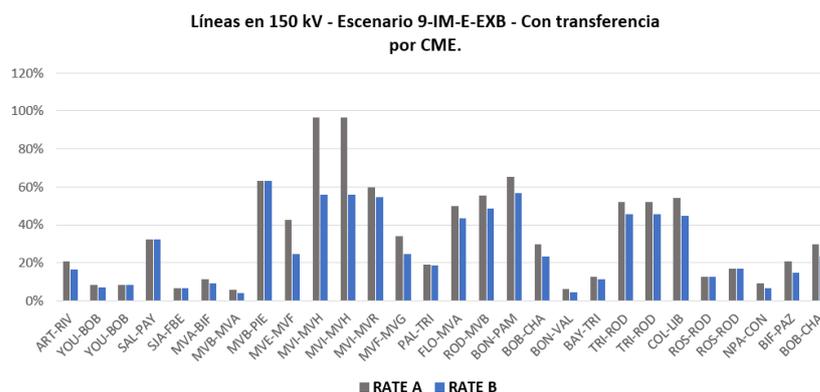
Representa un pico de invierno al medio día, tiene una generación conformada por mucha eólica, 1200 MW aproximadamente y 163 MW de generación fotovoltaica.

4.5. Resumen de Escenarios para Realización del Estudio

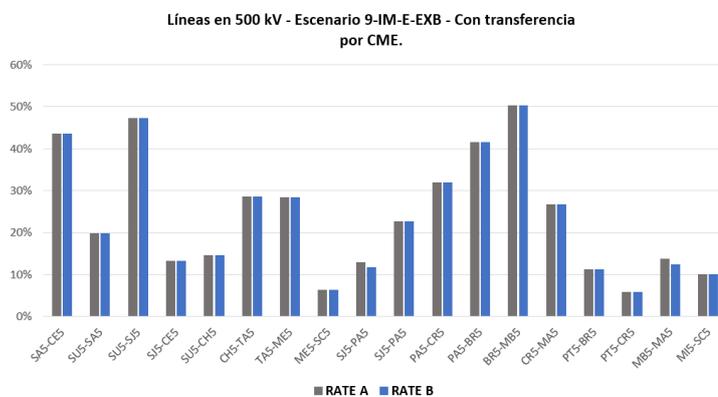
taica. Se está exportando por la CME y la demanda interna es un poco menor: 1970 MW.

En este caso se ve que la transferencia está un poco más distribuida por todas las líneas del sistema y, en el caso de AT, el corredor del centro del país, da muestras del flujo proveniente de la eólica dado que se encuentra cargado (ver figura 4.15).

Otro aspecto no menor (ver figura 4.15) es como el anillo y las nuevas líneas asociadas permiten transferir la potencia a Brasil de forma directa, transfiriendo el flujo de 150 kV hacia CH5 y luego a la CME.



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 9-IM-E-EXB.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 9-IM-E-EXB.

Figura 4.15: Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV y 150 kV. Escenario 9-IM-E-EXB.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 5

Estudio del SEP 2023 en Régimen

5.1. Identificación de Contingencias

Dada la nueva topología, es ineludible repensar posibles contingencias y analizar las actuales en el sistema futuro, siendo esto último el punto de partida.

Uno de los primeros aspectos a tener en cuenta es el desarrollo futuro de la generación. Como se analizó en el capítulo 3, la generación ha llegado a una meseta de potencia instalada y la instalación de generación más grande prevista es la inauguración de la nueva planta de UPM. La misma inyectará al sistema en el entorno de 200 MW en generación de biomasa.

Otro aspecto importante es la posibilidad de mejorar el intercambio de potencia por la convertora de Melo. Hoy en día, esta transferencia es dependiente de la presencia de contingencias en la red de 500 kV. En la red de 2023, es posible que esto ya no sea así y la transferencia quede asegurada a pesar de la presencia de alguna contingencia en la red.

Ambos puntos anteriores, invitan a proponer la salida de las nuevas líneas del anillo de 500 kV (SU5 - CH5 y CH5 - ME5) como posible contingencia importante. Los escenarios más exigentes, probablemente, sean con transferencia por la convertora de Melo y con generación muy alta en el centro del país, incluyendo la nueva generación de UPM.

Por otro lado, actualmente, la apertura de las líneas SJ5-CE5/SJ5-SU5 tiene una estructura similar a la salida de las líneas SJ5 - PA5. Esta contingencia, ante la actuación de las protecciones sistémicas (DAF), deja en isla a nuestro país respecto a la red de transmisión argentina, lo que a simple vista es un problema para nuestra red dada la desconexión intempestiva de un sistema tan grande. Con el sistema anillado, ante la salida de servicio de estas dos líneas, nuestro sistema de transmisión quedará conectado a través de las líneas SU5-CH5 y CH5-ME5. Esta situación, completamente nueva, da lugar a que la contingencia mencionada cambie, tal vez, las consecuencias que hoy en día tiene. Por lo tanto, es interesante un análisis que involucre este escenario. Por último, destacar las contingencias seleccionadas son del tipo doble, implicando la salida de dos líneas. En forma de resumen las contingencias a estudiar en régimen con el sistema de EAT anillado

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

se indican en la tabla 5.1 y figura 5.1.

Contingencias	tipo	Nº
PA5-BR5/PA5-CR5	doble	1
BR5-MB5/CR5-MA5	doble	2
SJ5-PA5x2	doble	3
SJ5-CE5/SJ5-SU5	doble	4
SU5-CH5/CH5-ME5	doble	5

Tabla 5.1: Contingencias sistema anillado.

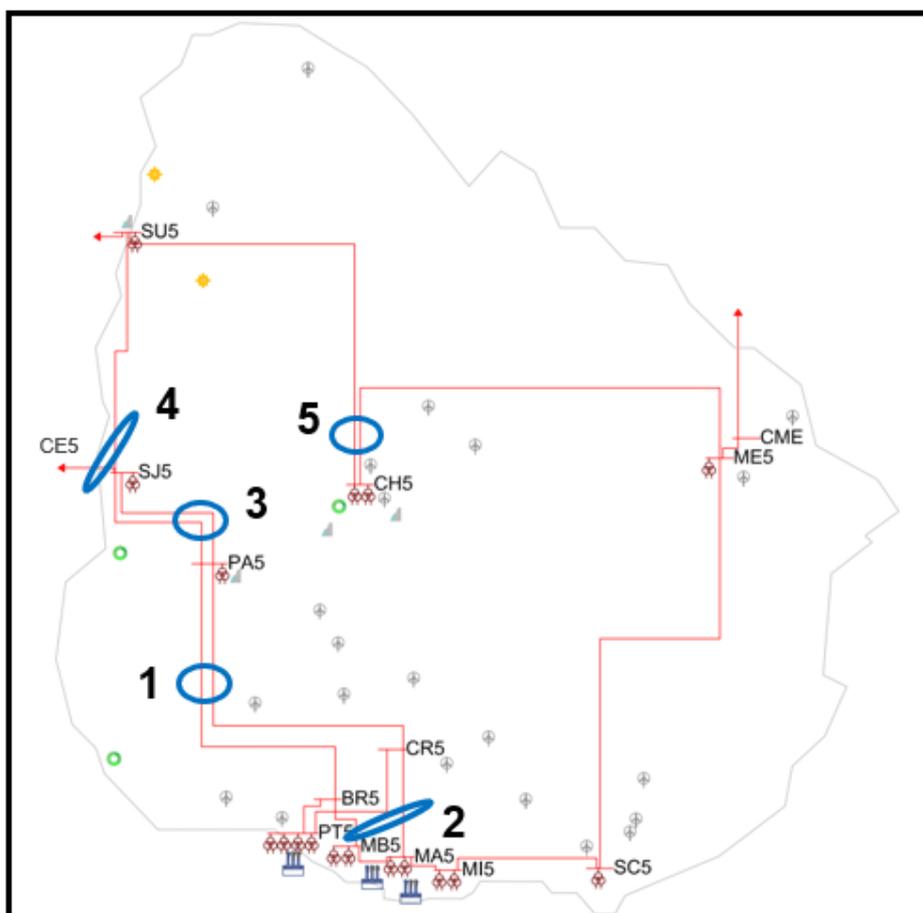


Figura 5.1: Identificación de contingencias seleccionadas para el estudio.

5.2. Procedimientos y Métodos Adquiridos de Análisis

5.2.1. Identificación de la Red de Transmisión

La red de transmisión eléctrica permite subdividir el estudio del sistema en partes en caso de ser necesario, dando la posibilidad de concentrarse en determinadas zonas del territorio y facilitar la comprensión de lo que está sucediendo.

Zona Sur: La capital se puede englobar en una zona delimitada por las líneas de 500 *kV* que provienen desde Brujas (BR5-MB5) y Cardal (CR5-MA5) y, en el nivel de 150 *kV*, por las líneas que vienen desde el este y oeste de la ciudad desde Bifurcación (MVA-BIF) y Libertad (LIB-COL). Con dichas líneas es posible observar los diversos flujos que tienen como origen o destino Montevideo.

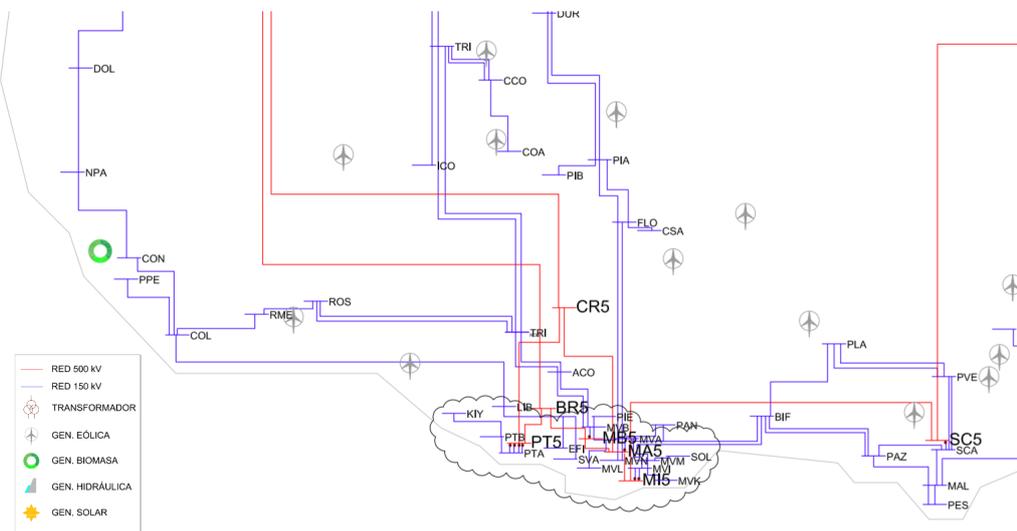


Figura 5.2: Definición aproximada de la zona sur de la red de transmisión.

5.2.2. Procedimiento Ante No Convergencia del Estudio de Flujo de Potencia

Uno de los inconvenientes principales en este tipo de estudios es la no convergencia del flujo de carga ¹. No encontrar una solución matemática que permita estudiar el sistema es la diferencia entre resultados admisibles o descartados de forma inmediata.

En aquellos escenarios con contingencia donde el flujo de carga no converge, se optó en primer lugar por flexibilizar los métodos. Esto incluye, liberar la reactiva de los generadores o de algunos de ellos, y/o cambiar parámetros de los métodos numéricos que aplica el PSS[®]E: factores de aceleración y número máximo de iteraciones.

Si lo anterior no es efectivo, se realiza reducción en la demanda (escalado), en particular en Montevideo (subsistema), manteniendo el factor de potencia constante hasta lograr la convergencia del escenario ². Esta lógica sigue la de las protecciones sistémicas actuales (ver sección 3.5.1).

Encontrada la convergencia, identificar el punto más exigente incrementando la demanda de a pasos pequeños, hasta que el flujo nuevamente deja de ser convergente. Este incremento realiza ajustes en la generación suministrada por los generadores en servicio (se define el subsistema resto del Uruguay, el cual no incluye el subsistema Montevideo). Se tiene una transferencia de potencia entre subsistemas, que se hace en forma gradual para aproximarse al punto de no convergencia y de la forma lo más similar posible, a los escenarios bases.

A su vez, dependiendo de la topología de la contingencia, se identificaron otros subsistemas como, por ejemplo, el argentino y el uruguayo en su totalidad. Esto permitió probar distintas formas de evaluar los márgenes de carga.

Una herramienta útil que brinda el PSS[®]E y que automatiza el procedimiento de incremento de transferencia de potencia, es la construcción de curvas PV y QV. Las mismas son específicas para cada escenario y permiten, además, obtener márgenes de activa y reactiva (ver sección 2.3.3.2).

De las curvas QV realizadas al escenario base con contingencia, se puede obtener la respuesta al problema de no convergencia del escenario, verificando si el sistema ya está en colapso (ver sección 2.3.3.2).

5.2.3. Aplicación de los Factores de Reparto y Tablas Comparativas

Se idearon tablas representativas de los resultados del flujo de carga en las que se consideran las líneas relevantes del sistema y los transformadores de EAT/AT

¹Recordar de la sección 2.3.3.2, que los problemas de convergencia en flujos de carga, están relacionados a la proximidad al punto de colapso de tensión.

²La reducción en la demanda de Montevideo, al no cambiar la generación, se traduce en una reducción en el intercambio con CTM del escenario escalado, sin contingencia, respecto al escenario base.

5.2. Procedimientos y Métodos Adquiridos de Análisis

Contingencia	Escenario	Demanda MW	CME>BRA MW	Generación en MW			Flujo en MW					
				Eól+Sol	RN	Térmico	SJA>SJ5	SU5>SU5	PAL>PA5	CHA>CH5	MEB>ME5	SCA>SC5
No	1.VM.E	2203	0	1169	326	0	-17.9	108.0	74.6	159.0	37.7	-61.1
Si	1.VM.E	2203	0	1169	326	0	-76.7	54.4	173.7	-1.6	46.4	-80.3
No	2.VN.E	834	500	1294	573	0	17.7	75.1	119.2	279.0	98.4	101.4
Si	2.VN.E	834	500	1294	573	0	50.0	105.2	54.3	367.8	93.0	114.7
...

Tabla 5.2: Tabla con flujos con y sin contingencia, de transformadores de EAT.

Contingencia	Escenario	Demanda MW	CME>BRA MW	Generación en MW			Flujo en MW					
				Eól+Sol	RN	Térmico	SJ5-PA5x2	PA5 >BR5+CR5	SG5>CH5	CH5>ME5	ME5>SC5	SC5>MI5
No	1.VM.E	2203	0	1169	326	0	538.3	773.8	36.6	195.5	231.4	168.9
Si	1.VM.E	2203	0	1169	326	0	0	336.0	521.3	513.2	550.5	462.2
No	2.VN.E	834	500	1294	573	0	-354.1	91.9	-6.2	272.7	-131.9	-31.1
Si	2.VN.E	834	500	1294	573	0	0	382.3	-289.3	76.0	-331.7	-220.0
...

Tabla 5.3: Tabla con flujos con y sin contingencia, en líneas representativas.

más importantes, según cada caso. La idea es ver la comparativa de cada escenario con y sin contingencia, observando los flujos en zonas de interés, si existe exportación, la demanda y la generación distribuida. A continuación se muestra un ejemplo de dos tablas, una de ellas para los transformadores y la otra para líneas relevantes:

De las tablas anteriores se pueden extraer Factores de Reparto (FR) de los flujos de potencia que recorrieran las líneas que conforman la contingencia, una vez aplicado el suceso y se resuelve el flujo de carga. Dichos factores se calculan con la siguiente fórmula:

$$FR(\%) = \frac{P_{pre}(MW) - P_{post}(MW)}{P_{cont}(MW)}, \quad (5.1)$$

donde P_{pre} y P_{post} son las potencias activas previas y posteriores a la contingencia en el equipo que se quiere visualizar el reparto del flujo. A su vez, P_{cont} es la potencia activa a través de las líneas de la contingencia, en el escenario previo a la misma.

Estos factores intentan dar una idea intuitiva proveniente de las observaciones, del reparto de flujos de potencia activa post contingencia, ocurrido en los puntos más representativos de la red ³. Estos factores se extraen para líneas y transformadores de EAT, y son el resultado de promediar entre todos los escenarios la distribución individual de cada punto con respecto al flujo total pre contingencia en las líneas de la falta. Es importante mencionar que los signos entre estaciones de transmisión y transformación indican el sentido positivo del flujo de potencia.

El signo del FR está relacionado a la convención tomada como flujo positivo para el equipo que se observa y para las líneas de la contingencia. A partir de esto, el efecto que produce la contingencia es fuertemente dependiente del escenario base y el sentido del flujo en las líneas que salen de servicio. Se pueden dar distintas situaciones de incrementos o reducción en los flujos de los equipos presentados en las tablas. Se pueden identificar las siguientes situaciones y comportamientos:

³Los FR pueden coincidir con los clásicos factores de distribución en aquellos casos donde las doble contingencias debido a su topología tenga un impacto similar a una contingencia simple. Ver anexo D: Factores de Distribución y su Cálculo en Doble Contingencias.

▪ **Flujo positivo en las líneas de la contingencia:**

Si el flujo del equipo en el escenario base es positivo:

- FR positivo: el flujo aumentará y en el sentido definido en las tablas.
- FR negativo: el flujo se reducirá y podrá ser tal que cambie de signo. En este caso se podría dar la situación que en valor absoluto el equipo haya incrementado su flujo, como efecto neto.

Si el flujo del equipo es negativo:

- FR positivo: el flujo se reducirá y podrá ser tal que cambie de signo. En este caso se podría dar la situación que en valor absoluto el equipo haya incrementado su flujo, como efecto neto.
- FR negativo: el flujo aumentará y en el sentido opuesto al definido en las tablas.

▪ **Flujo negativo en las líneas de la contingencia:**

Si el flujo del equipo en el escenario base es positivo:

- FR positivo: el flujo se reducirá y podrá ser tal que cambie de signo. En este caso se podría dar la situación que en valor absoluto el equipo haya incrementado su flujo, como efecto neto.
- FR negativo: efectivamente, el flujo aumentará y en el sentido definido en las tablas.

Si el flujo del equipo es negativo:

- FR positivo: efectivamente, el flujo aumentará y en el sentido opuesto al definido en las tablas.
- FR negativo: el flujo se reducirá y podrá ser tal que cambie de signo. En este caso se podría dar la situación que en valor absoluto el equipo haya incrementado su flujo, como efecto neto.

En todos los casos, cuando ocurre una reducción (cambio de signo) depende, además, del FR del flujo (magnitud) que recorrió las líneas de la contingencia y el equipo observado en el escenario base.

5.2.4. Análisis de Escenarios, Agrupamiento y Descripción por Efecto Causado

Al aplicar las contingencias el comportamiento del sistema tiene dependencia directa con las características de demanda y generación de los escenarios. Los efectos producidos pueden ser similares entre distintos escenarios. Por lo tanto, el

5.2. Procedimientos y Métodos Adquiridos de Análisis

abordaje y descripción de los problemas puede realizarse agrupando escenarios que presentan un comportamiento o efectos similares.

El primer paso es identificar cuales son los escenarios que ante una contingencia no tienen solución matemática convergente al problema de flujos de carga. En aquellos casos donde no hay convergencia, se aplica lo expresado en la sección 5.2.2.

Obtenido un escenario convergente, el más cercano posible en demanda al escenario base, es posible comparar el flujo obtenido con y sin contingencia, para dicho nivel de demanda. Al correr los flujos de carga e identificar para cada contingencia puntos de la red donde se visualizan cambios generales importantes, se puede proponer una clasificación de escenarios, según las consecuencias vistas. Para esto se utilizan las tablas vistas en 5.2.3.

El aporte de curvas PV y QV ⁴ permite, además ser un complemento que brinda otro punto de vista en el estudio en régimen, comprobar la clasificación.

Otro insumo importante es la realización de reportes detallados (ver sección 4.2.2), con los valores de flujos de potencia activa y reactiva en todas las líneas y cables de 500 y 150 *kV*, módulos y ángulos de tensiones, en todas las barras de transmisión del SEP (inclusive CTM).

⁴Las cuales no se realizaron en escenarios del valle de la demanda, para la red anillada, dado sus niveles relativamente bajos de demanda (834 *MW* contra 2268 *MW* en los picos).

5.3. Contingencias en la Red Actual para Comparación Posterior

No es de interés realizar un análisis exhaustivo, dado que no es objetivo de este estudio las contingencias en la red actual. Sin embargo, al no contar con información ni bibliografía de estudios previos para estas contingencias, se busca contar con datos que permitan corroborar las posibles diferencias en los resultados con la red de 2023.

La única contingencia que no es posible analizar es, lógicamente, la SU5-CH5/CH5-ME5 dado que la estación CH5 y las líneas no existen en la red actual. El resto se pueden analizar, sin embargo, se debe agrupar la contingencia PA5-BR5/PA5-CR5 y BR5-MB5/CR5-MA5 en una única contingencia, debido a que en la actualidad no existe la estación CR5. En consecuencia se analizó la contingencia PA5-BR5/PA5-MA5 ⁵.

Para el estudio en régimen se utilizaron directamente los escenarios establecidos por la GOP 2020 y los escenarios presentados en 4.5.

5.3.1. Contingencia Doble PA5-BR5/PA5-MA5

Se analizó el escenario 1-VM-E⁶ con la demanda del año 2020. El flujo previo por las líneas de la contingencia es de 740 *MW* hacia la zona sur del país. Bajo este contexto, **el escenario no converge luego de la contingencia**.

Siguiendo el procedimiento establecido, se escaló la demanda disminuyendo así la transferencia de potencia hacia Montevideo. Para lograr la convergencia y analizar el escenario por el método de las curvas PV, se escaló la carga de Montevideo de un valor de 1086 *MW* a 506 *MW*.

En la figura 5.7, utilizando Montevideo como un subsistema y el resto del país como otro (donde se varía la generación), existe un margen para aumentar la demanda de Montevideo en 270 *MW* aproximadamente, es decir un límite de convergencia de 1690 *MW* de demanda en total. La contingencia en este escenario soporta, como límite, 310 *MW* menos que el caso sin convergencia. Es una reducción considerable en capacidad de transferencia.

⁵Existe otra variación que es BR5-MB5/PA5-MA5 pero, observando la red, ambas contingencias son similares, pudiendo tener variaciones en resultados en caso de tener generación térmica y/o eólica entrando a PT5.

⁶Pico de verano con una demanda de 2000 *MW* y generación eólica distribuida en 1169 *MW*.

5.3. Contingencias en la Red Actual para Comparación Posterior

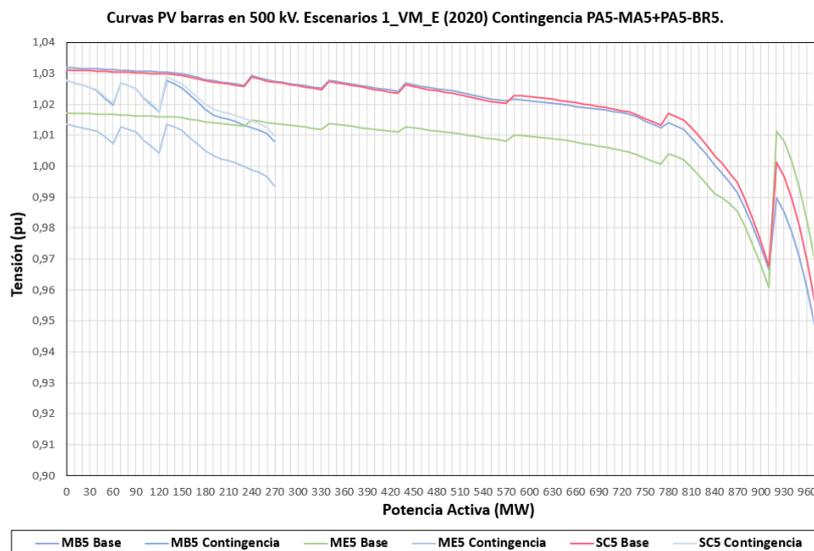


Figura 5.7: Curvas PV para el escenario 1-VM-E. Barras en 500 kV contingencia PA5-MA5/PA5-BR5. Red actual. Punto de partida de 506 MW en Montevideo.

Para no trabajar en el límite exacto de convergencia, se aumenta la demanda de Montevideo 240 MW , quedando en 745 MW aproximadamente y una demanda total de 1660 MW . En estas circunstancias se observan grandes problemas de sobrecarga en la zona centro:

- El autotransformador de Palmar supera su RATE A.
- Las líneas TRI-ROD, ROD-MVB superan su RATE B.
- La línea FLO-MVA supera su RATE A.

Además de esta situación, también se puede notar que las tensiones en la zona sur y este están en valores de operación normal pero descendieron.

Los resultados siguen la línea del RAS donde, para esta contingencia, dispara carga en Montevideo.

Para lograr un flujo mayor por las líneas antes de la contingencia, y mostrar la dependencia entre demanda límite y dicho flujo, se modificó el escenario disminuyendo la generación eólica (400 MW aproximadamente) y cerrando el balance de potencia con CTM. Al hacer esto, para lograr la convergencia del caso es necesario disminuir la carga de Montevideo a 240 MW , aproximadamente la mitad que en el escenario original, correspondiendo a 1180 MW de demanda total. Esto da indicios de que la demanda límite, dependiendo de la generación, puede ser mucho menor que sin contingencia. En estas circunstancias, **el autotransformador de Palmar supera su RATE B**, lo que es una situación inadmisibles.

Se puede concluir que en escenarios donde la contingencia genere directamente una sobrecarga en el autotransformador de Palmar, la demanda que la red puede

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

soportar es baja. Aproximadamente el 70 % del flujo previo por las líneas pasa a ser transferido por dicho transformador en estos dos escenarios.

Para comprobar que la distribución de la generación hace que incluso un flujo bajo por las líneas sea problemático se utilizó el escenario de valle de demanda 3-VN-H, con 834 *MW* de demanda en total. Se modifica el escenario para que la generación provenga desde CTM, quedando un flujo de potencia de 550 *MW* por las líneas previo a la contingencia ⁷. Ante esta situación, no se encuentra solución al flujo de carga luego de la contingencia, mostrando entonces que el problema puede darse con las demandas más bajas posibles.

5.3.2. Contingencia Doble SJ5-PA5x2

En base a el RAS y el DAF, se puede notar que ambas están configuradas de tal forma que da carácter de grave a esta contingencia. Es necesario tener en cuenta que una protección como el DAF (disparo automático por frecuencia) tiene una configuración en base a estudios dinámicos.

Para esta contingencia el RAS hará apertura de líneas y formará dos subsistemas separados con disparo de carga en caso de ser necesario.

A pesar de lo anterior, es interesante realizar un análisis en régimen evaluando sobrecargas, tensiones y transferencia de potencia.

Para esta contingencia también se utilizar el escenario 1-VM-E con 1169 *MW* de generación eólica y demanda de 2000 *MW*. El flujo previo por las líneas de la contingencia es 461 *MW* y bajo estas circunstancias el escenario no converge luego de la contingencia.

Se reduce entonces la carga de Montevideo en 500 *MW* y se reduce la potencia que proviene desde la interconexión con CTM para lograr el balance energético. Esta situación deja un flujo previo de 24 *MW* entre ambas líneas y con sentido opuesto a la zona sur. Para este caso, las curvas PV se realizan con el SEP como demanda y el sistema argentino como la variación en generación. El resultado es un margen de 440 *MW*, lo que corresponde a una demanda límite de 1940 *MW* en total en el SEP. Demanda similar a la del escenario original. Sin embargo, solo aumentando la carga en 300 *MW* se logran observar varios problemas de sobrecargas, con varias líneas superando el RATE A y RATE B:

- Zona norte: SGU-SAL (RATE B), SAL-PAY (RATE A) y el autotransformador SJ5 (RATE A).
- Zona oeste-sur: FBE-MER (RATE B), MER-DOL (RATE B), DOL-NPA (RATE B), NPA-COL (RATE A), COL-LIB (RATE A)
- Zona centro: BON-BAY (RATE A), autotransformador PA5 (RATE A) y PAL-BAY (RATE A).

Si se aumenta la demanda en 370 *MW*, el escenario converge pero se vuelve inadmisibles debido a las sobrecargas. Todo esto muestra que si bien el escenario

⁷En el primer escenario analizado el flujo era aproximadamente 700 *MW*, es decir se tiene una circulación menor y es un escenario de poca demanda.

5.3. Contingencias en la Red Actual para Comparación Posterior

tiene solución y se podría seguir aumentando un poco más la demanda, la solución no es admisible desde el punto de vista operativo. **Con una demanda total de 1500 MW el escenario converge y deja de tener problemas de sobrecargas.**

Para analizar otra situación se observó el escenario 3-VN-H. Con una demanda de 834 MW y una transferencia hacia la zona sur de 105 MW por las líneas de la contingencia, el flujo de carga es convergente. Si al igual que la contingencia anterior, se varía el escenario quitando generación hidráulica en el Río Negro (180 MW) y se sustituye por potencia proveniente desde CTM (se aumenta el flujo previo por las líneas). El escenario vuelve a tener problemas de sobrecargas inadmisibles ante la doble falta de líneas, con un flujo previo de 287 MW por ellas. Observar la figura 5.8 donde se muestra el escenario anterior con dicha modificación, teniendo apenas un margen de 80 MW hasta llegar al límite de convergencia. La diferencia entre el escenario sin y con contingencia son extremadamente grandes respecto al margen de potencia que se es capaz de transferir hacia Montevideo en cada caso.

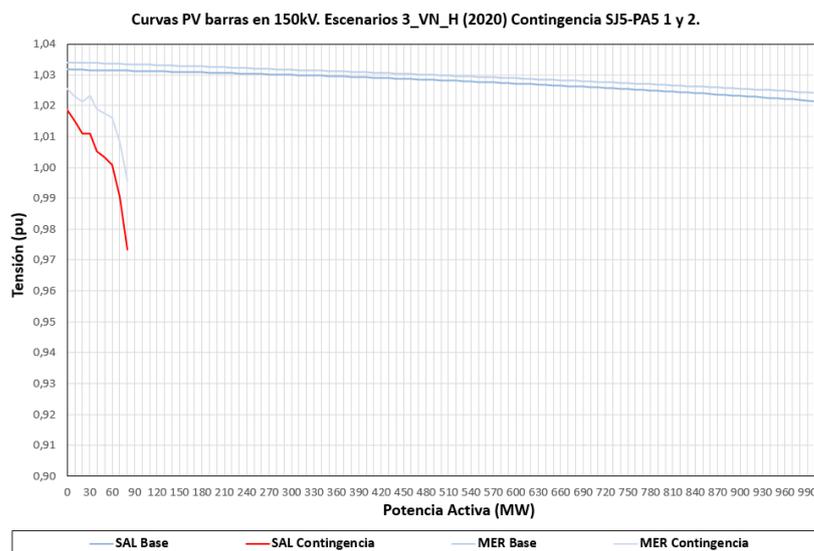


Figura 5.8: Curvas PV para el escenario 3-VN-H. Barras en 150 kV contingencia SJ5-PA5x2. Red actual. Punto de partida de 834 MW en Uruguay.

Lo anterior indica que las consecuencias de la contingencia no están ligadas a la demanda que hay en la zona sur, sino al flujo previo en las líneas que debe pasar a ser transferido completamente por el sistema de 150 kV, siendo muchas de las líneas de muy poca capacidad. El RAS lo tiene en cuenta y, ante esta contingencia, forma dos subsistemas e intenta lograr dos circuitos balanceados. Para esto abre las líneas NPA-COL, BON-PMP y BOB-YOU 1 y 2.

5.3.3. Contingencia Doble CE5-SJ5 / SU5-SJ5

Topológicamente es muy similar a la anterior, el SEP queda prácticamente con la misma configuración con la salvedad de que el autotransformador de SJ5 queda conectado al subsistema sur que se conforma luego de la contingencia. Esto último, genera que el flujo hacia el sur, que era transferido desde el cuadrilátero de CTM hacia SJ5, se ve obligado a ingresar al SEP por los transformadores de SU5-SGU. En consecuencia se obtienen sobrecargas mayores en la zona norte y oeste.

El RAS ante esta contingencia no dispara líneas. La protección DAF es, para este caso, la protección que actuará a través de los diversos relés que la conforman. No se disparará carga automáticamente, solo se hará en base a la medición de frecuencia en diferentes puntos del país. Esto implica la necesidad de un estudio dinámico para ver sus verdaderos efectos sobre la red. Sin embargo, siguiendo la línea de las contingencias anteriores, se analizan posibles sobrecargas, tensiones y márgenes.

Se tomó el escenario 3-VN-H con 834 MW de demanda y un flujo de 112 MW previo por las líneas. Sin modificaciones, el escenario tiene solución al flujo de carga (converge), aunque como se ve en la figura 5.9, ocurren sobrecargas de RATE A en las líneas SGU-SAL y SAL-PAY.

Para exigir a la red, se reduce 50 MW en la generación hidráulica del Río Negro (sustituyendo por CTM), cambiando el valor de flujo previo por las líneas. Este pequeño cambio logra sobrecargas de RATE B en las líneas mencionadas anteriormente (ver figura 5.9).

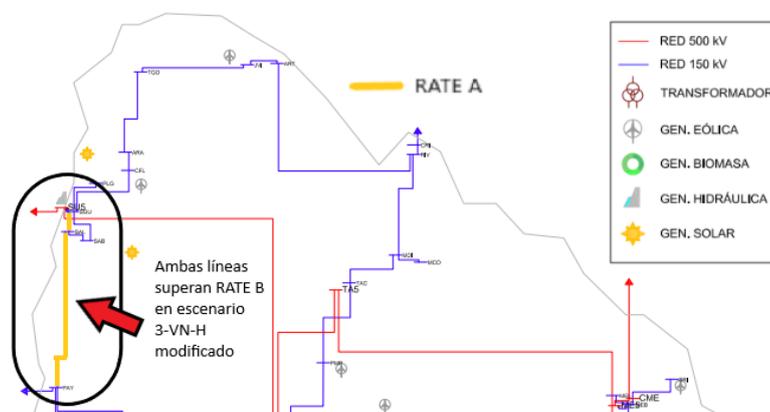


Figura 5.9: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las sobrecargas para el escenario 3-VN-H luego de aplicada la contingencia. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

5.3. Contingencias en la Red Actual para Comparación Posterior

Otra forma de observar la contingencia bajo este escenario es analizar el mismo mediante las curvas PV, utilizando los subsistemas Argentina (generación) y Uruguay como destino de la transferencia de potencia. En el escenario base, solo se tiene posibilidad de aumento de 90 MW hasta llegar al limite de convergencia (ver figura 5.10). Es decir, se constata un problema, desde el punto de vista de la estabilidad de tensión, ante el incremento en la transferencia de potencia. En la figura 5.10 se observa esto para las barras SAL y PAY, donde los sistemas quedan conectado por líneas de baja capacidad de transferencia logrando demandas límites apenas superiores a las demandas del tipo valle.

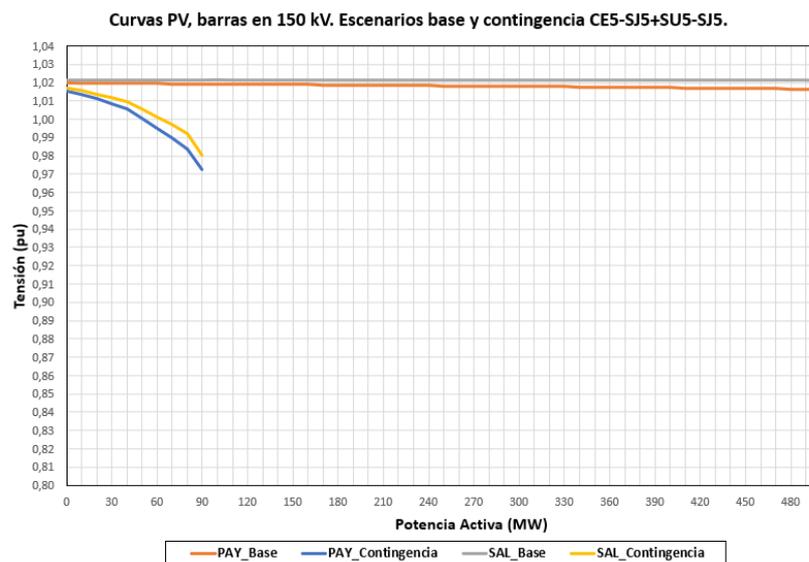


Figura 5.10: Curvas PV para el escenario 3-VN-H. Barras en 150 kV contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5. Red actual. Punto de partida de 834 MW en Uruguay.

Se generan problemas en los vínculos que ahora deben transferir la potencia que era transportada por las líneas que salen de servicio. La configuración del sistema de protecciones, hace pensar en problemas de frecuencia que podrían hacer que ni siquiera tenga sentido analizar un escenario de régimen sin ambas líneas. De todas formas, en caso de llegar al régimen, podría ser un gran problema, dependiente de desbalances entre regiones al actuar el sistema de protecciones, más que de la demanda en la zona sur.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

5.4.1. Contingencia Doble PA5-BR5 / PA5-CR5

La convergencia de los flujos de carga al aplicar la contingencia se muestra en la tabla 5.4.

Escenario	Convergente
1-VM-E	No
2-VN-E-EXB	Si
3-VN-H	Si
4-VN-T	Si
5-VX-H-EXB	No
6-IX-E	No
7-IX-T	No
8-IX-H	No
9-IM-E-EXB	No

Tabla 5.4: Convergencia primaria escenarios bajo contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.

La doble contingencia converge únicamente para los escenarios del valle de demanda: 2-VN-E-EXB, 3-VN-H y 4-VN-T. Se entiende, entonces, que esta contingencia es menos agresiva para la red ante dichos escenarios.

Se concentra el análisis en los escenarios que no convergieron. Para esto se hace uso de la tabla establecida en la sección 5.2.3, con comparación de escenarios y escalado de demanda hasta llegar a la convergencia.

Contingencia	Escenario	Demanda MW	CME>BRA MW	Generación en MW			Flujo en MW									
				Eól+Sol	RN	Térmico	PA5>MON	SC5>MI5	CH5>ME5	ME5>SC5	ROD>MVD	FLO>MVD	COL>LIB	MVA>BIF	PA5>PAL	CHA>CH5
No	1.VM.E	2033	0	1169	326	0	652	652	176	211	125	133	9	25	-80	164
Si	1.VM.E	2033	0	1169	326	0	0	510	558	602	280	238	38	3	99	92
No	5.VX.H	2025	350	651	326	510	615	125	325	76	97	119	13	86	-50	118
Si	5.VX.H	2025	350	651	326	510	0	210	680	370	240	220	40	66	120	53
No	5.VX.H	2025	0	651	326	510	445	191	398	175	92	118	12	74	-64	124
Si	5.VX.H	2025	0	651	326	510	0	274	404	436	196	191	32	60	53	57
No	6.IX.E	2067	0	1280	326	0	669	219	151	218	134	138	34	-10	-79	156
Si	6.IX.E	2067	0	1280	326	0	0	588	544	619	291	244	63	-32	103	80
No	7.IX.T	2268	0	73	334	820	655	-8	178	137	16	27	-4	62	23	-49
Si	7.IX.T	2268	0	73	334	820	0	349	556	522	166	124	25	42	202	-118
No	8.IX.T	2136	0	90	559	510	798	13	200	159	23	31	0	62	19	-54
Si	8.IX.T	2136	0	90	559	510	0	442	653	620	213	154	35	40	249	-149
No	9.IM.E	2012	0	1474	489	0	648	261	178	258	155	160	31	-26	-99	191
Si	9.IM.E	2012	0	1474	489	0	0	621	563	650	310	264	59	-50	79	114
No	9.IM.E	1804	500	1474	489	0	725	16	398	-12	151	147	30	-5	-86	224
Si	9.IM.E	1804	500	1474	489	0	0	413	823	414	325	264	60	-28	117	136

Tabla 5.5: Tabla con flujos con y sin contingencia, en líneas representativas. Sin escenarios del valle de demanda. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.

A partir de la tabla 5.5 se construye la tabla de FR (ver tabla 5.6).

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Factores de reparto								
SC5>MI5	CH5>ME5	ME5>SC5	ROD>MVD	FLO>MVD	COL>LIB	MVA>BIF	PA5>PAL	CHA>CH5
54,6%	57,9%	58,9%	23,5%	15,7%	4,3%	3,4%	27,5%	11,2%

Tabla 5.6: Factores de reparto en líneas representativas. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.

El análisis puede ser dividido en cuatro grupos de escenarios, según los datos obtenidos en las tablas anteriores, incluyendo convergencia y resultados del flujo de carga con escalado de demanda. Además, se agrupan según tipos de generación, dado que para esta contingencia se tienen resultados similares en cada caso. Por último, la última agrupación es para los escenarios del valle que dieron convergencia en primera instancia.

5.4.1.1. 1-VM-E, 6-IX-E y 9-IM-E-EXB: Generación de Energías Renovables Predominante.

En los escenarios sin contingencia los flujos de potencia en general se dirigen desde la red de AT a la de EAT a través de los puntos de transformación, siguiendo luego la dirección hacia las barras de la zona sur.

Dada la contingencia, el corredor central ⁸ aumentan según lo anticipado por el FR (ver tabla 5.6). Un aspecto interesante del flujo de reactiva es su sentido opuesto al de activa, desde las barras cercanas a Montevideo hacia la zona centro. Se supera el RATE A en algunas de las líneas del corredor (ver figura 5.12). En caso de existir transferencia por la CME, el flujo previo por las líneas que salen de servicio es mayor, provocando una sobrecarga más grande en el corredor y, la línea ROD-MVB supera su RATE B (101%), como se aprecia en la figuras 5.11 y 5.13.

El flujo en el autotransformador de PA5 cambia de sentido, dirigiéndose desde EAT a AT y luego hacia el sur. En CH5 el flujo de potencia activa no cambia de sentido pero se reduce considerablemente. En el caso de ME5 no hay modificaciones importantes. Se aprecia un aumento de potencia activa en la transferencia entre EAT y AT en el autotransformador de SC5.

El flujo de potencia, luego de la contingencia, aumenta de forma notoria por el anillo de EAT (ver figura 5.13), llegando en el escenario 6-IX-E a un valor superior a 600 MW.

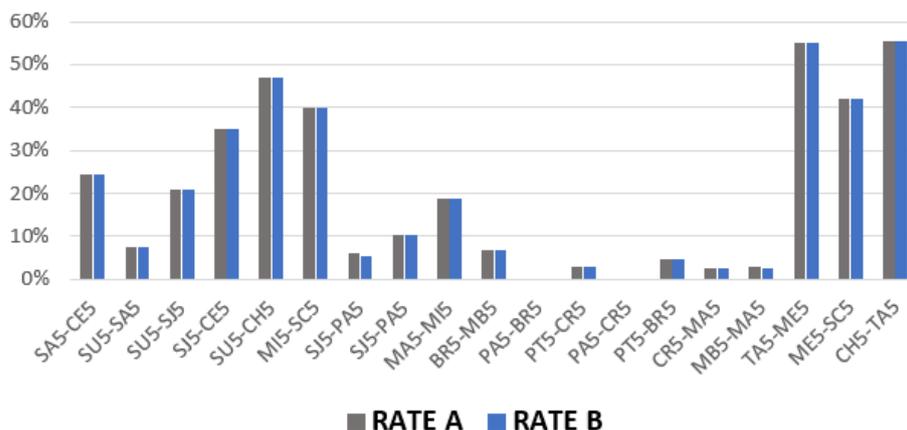
Estos escenarios dejan de converger para un nivel de demanda cercana a los 2000 MW⁹. El escenario 9-IM-E-EXB con transferencia presenta el límite más restrictivo en 1800 MW¹⁰.

⁸Nombre que se le da a las líneas que van entre las estaciones FLO-MVA y ROD-MVB.

⁹Sin transferencia por CME.

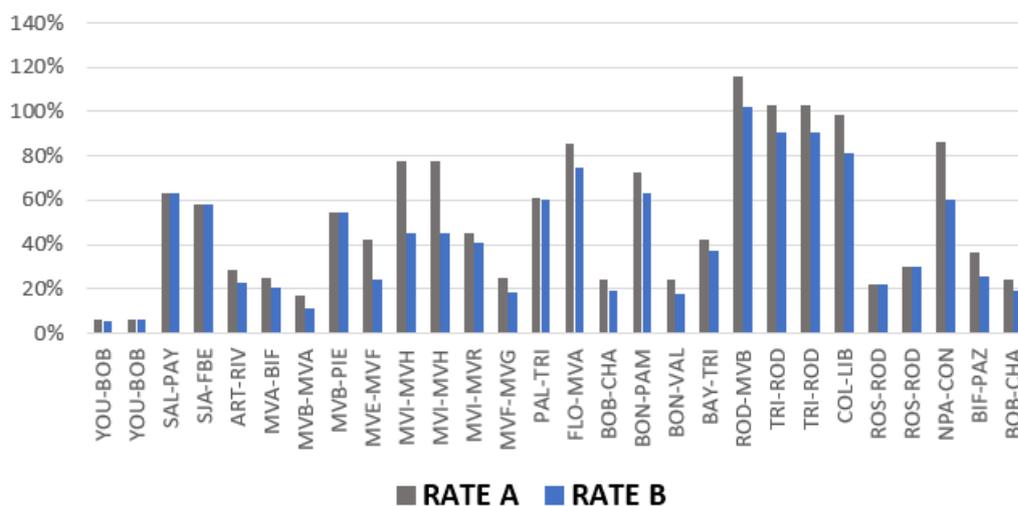
¹⁰Para disminuir la demanda de los escenarios base se consideró la carga de Montevideo.

Líneas en 500 kV - Escenario 9-IM-E-EXB. Con transferencia CME.



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 9-IM-E-EXB, con transferencia por la CME.

Líneas en 150 kV - Escenario 9-IM-E-EXB. Con transferencia CME.

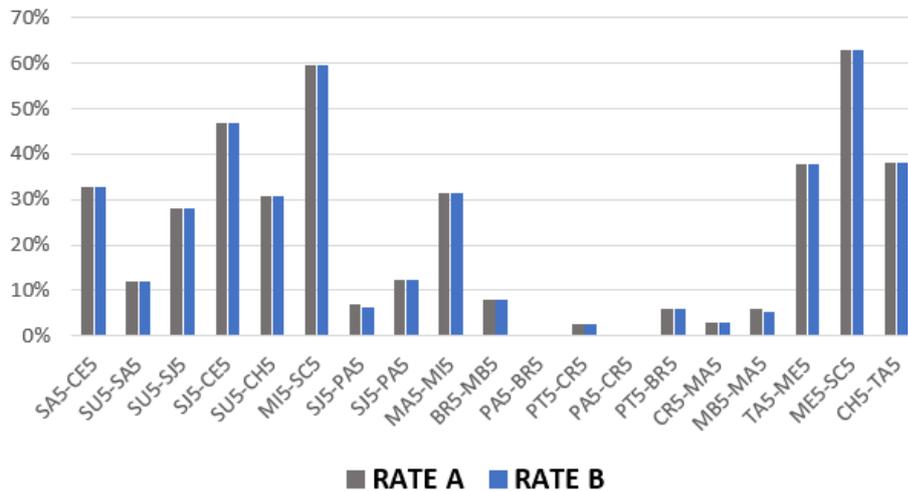


(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 9-IM-E-EXB, con transferencia por la CME.

Figura 5.11: Nivel de carga en líneas AT y EAT. Escenario 9-IM-E-EXB con transferencia por la CME, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

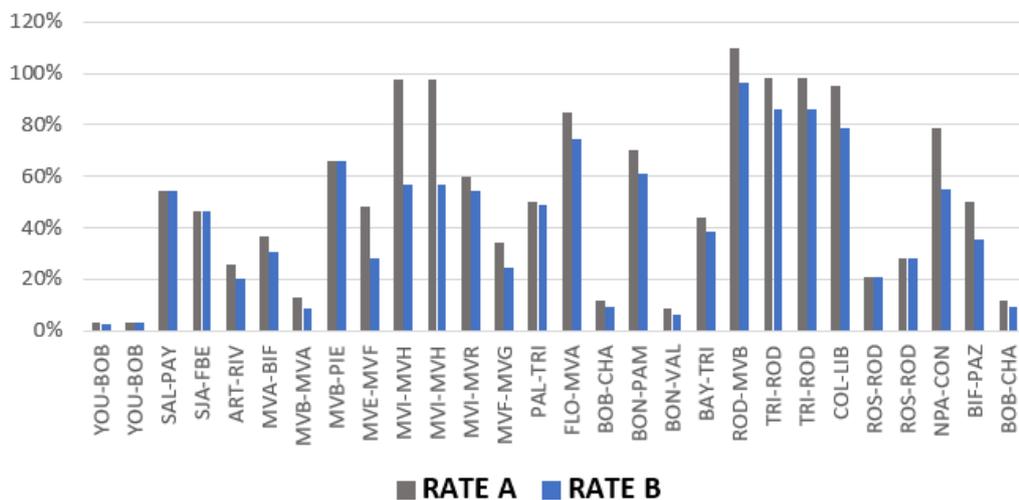
5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Líneas en 500 kV - Escenario 9-IM-E - Sin transferencia CME.



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 9-IM-E, sin transferencia por la CME.

Líneas en 150 kV - Escenario 9-IM-E - Sin transferencia CME.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de las líneas de 150 kV. Escenario 9-IM-E, sin transferencia por la CME.

Figura 5.12: Nivel de carga en líneas AT y EAT. Escenario 9-IM-E, sin transferencia por la CME, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

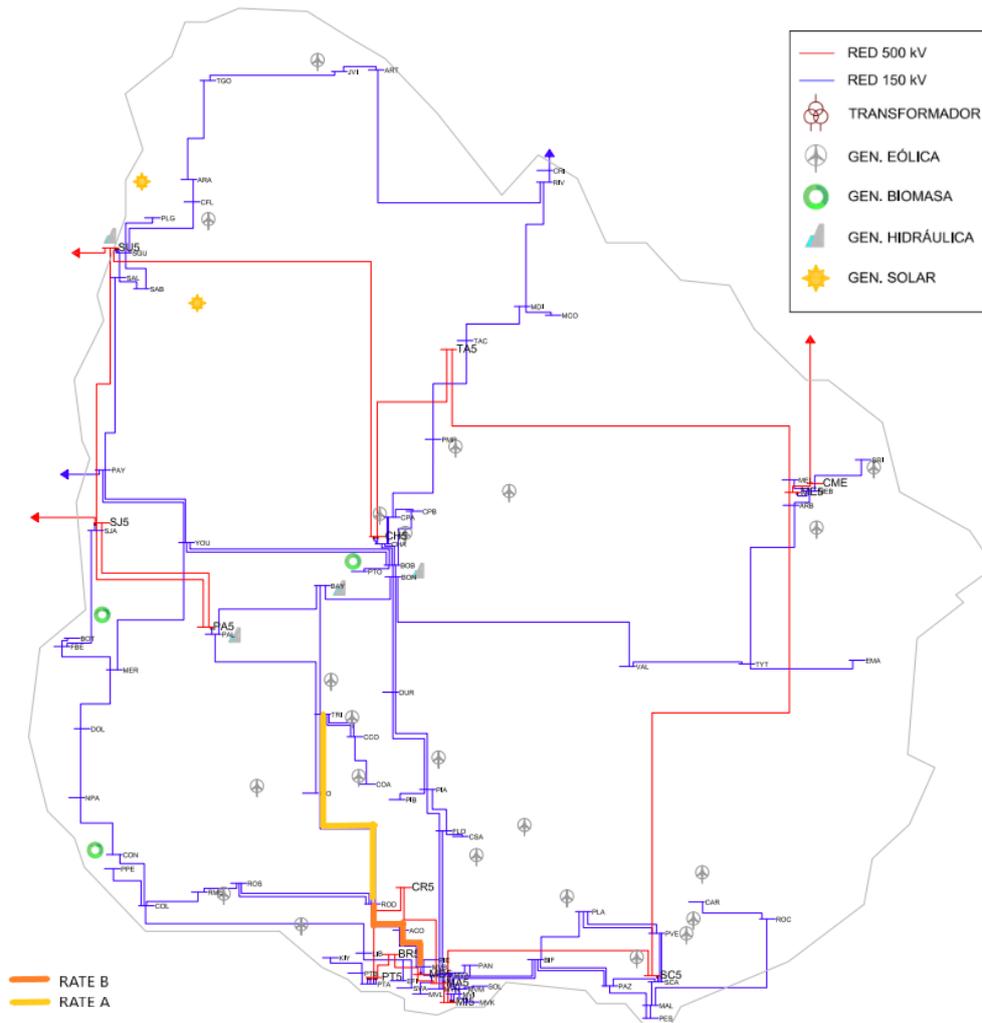


Figura 5.13: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para los escenarios 1-VM-E, 6-IX-E y 9-IM-E-EXB luego de aplicada la contingencia. Sobrecarga en RATE B solo para 9-IM-E-EXB. Contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Tensiones y ángulos.

Las tensiones bajan en casi todo el sistema, teniendo una disminución más pronunciada para la zona sur y este, como se puede ver en la figura 5.14 para las barras de 500 kV del escenario 9-IM-E-EXB.

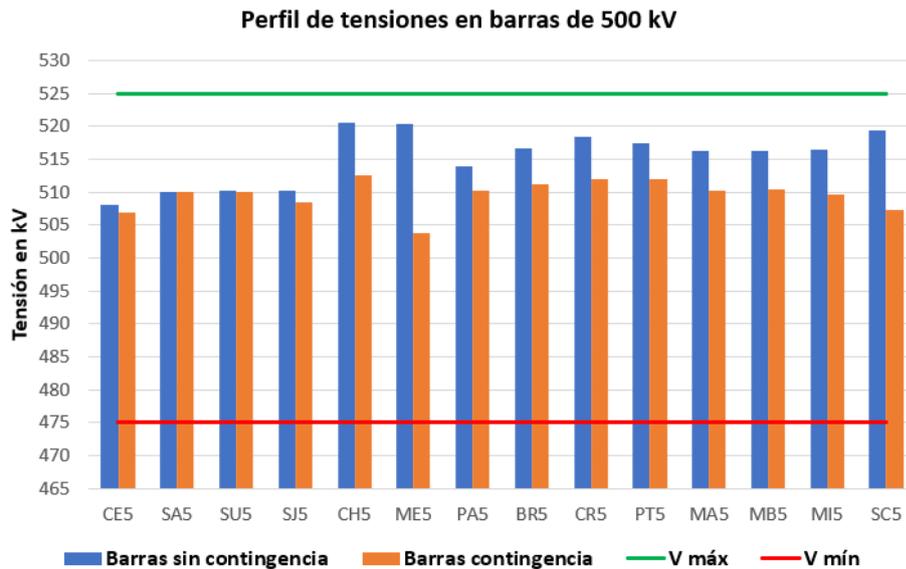
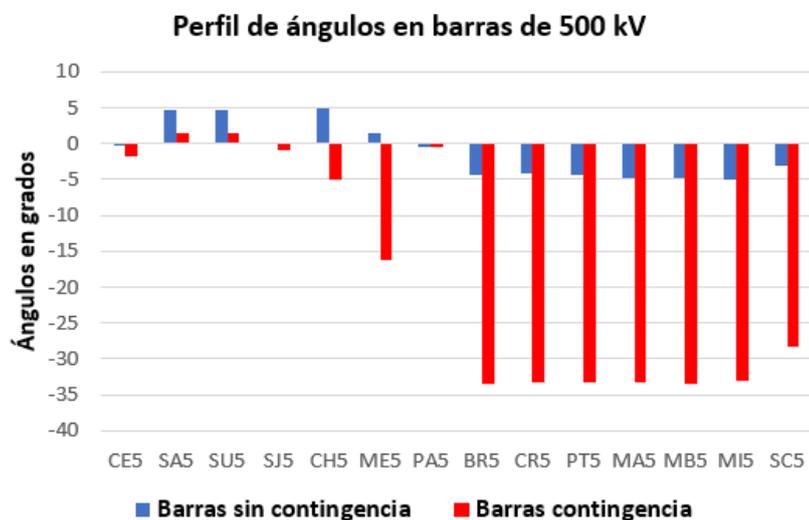


Figura 5.14: Tensiones en 500 kV para el 9-IM-E, sin transferencia por la CME. Antes y después de la contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

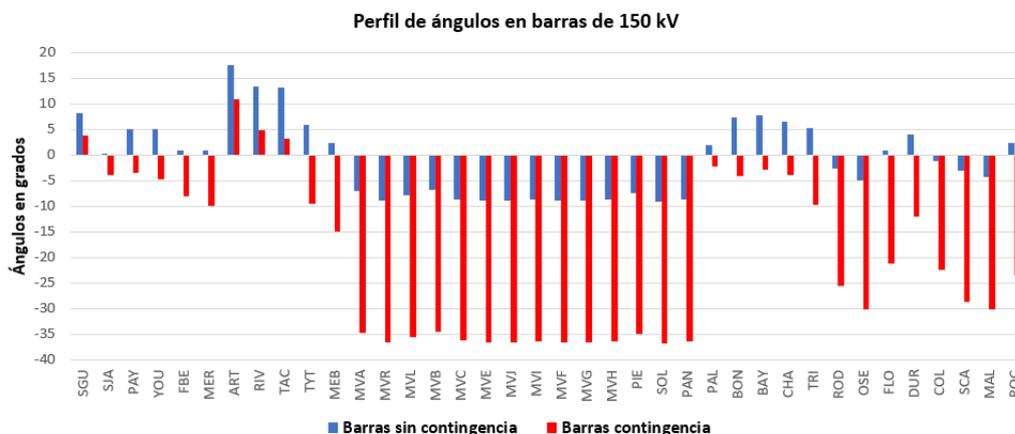
Es apreciable la disminución de la tensión en las barras de la zona centro como CH5 y ME5. En el caso de que exista transferencia por la CME, la tensión en ME5 llega a un valor de 485 kV, valor cercano a los límites de operación normal del sistema. Se debe tener en cuenta que los recursos de reactiva están en sus niveles más altos de inyección hacia la red en las diferentes barras, es decir, no hay más recursos para controlar las tensiones en las barras en caso de ser necesario mantener los niveles.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

Los ángulos muestran el cambio en la carga del sistema, teniendo una fuerte relación con la transferencia de potencia activa (ver figura 5.15).



(a) Comparativa ángulos de barra en 500 kV. Escenario 9-IM-E, sin transferencia por CME.



(b) Comparativa ángulos de barra en 150 kV. Escenario 9-IM-E, sin transferencia por CME.

Figura 5.15: Comparativa ángulos. Escenario 9-IM-E, sin transferencia por CME, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

En la figura 5.15 se observa la gran diferencia entre los ángulos en las barras del sur (SC5, MA5, MB5, MI5) con respecto a las barras ubicadas en la zona del centro y noroeste del país (PA5, SJ5, SU5). Cuando existe transferencia por la CME estas diferencias se acentúan aún más. Esto puede ser un problema a la hora de restablecer el sistema a su configuración original.

Curvas PV y QV.

Utilizando el procedimiento visto en 5.2.2 se realizaron las curvas de la figura 5.16 con el correspondiente escalado de demanda.

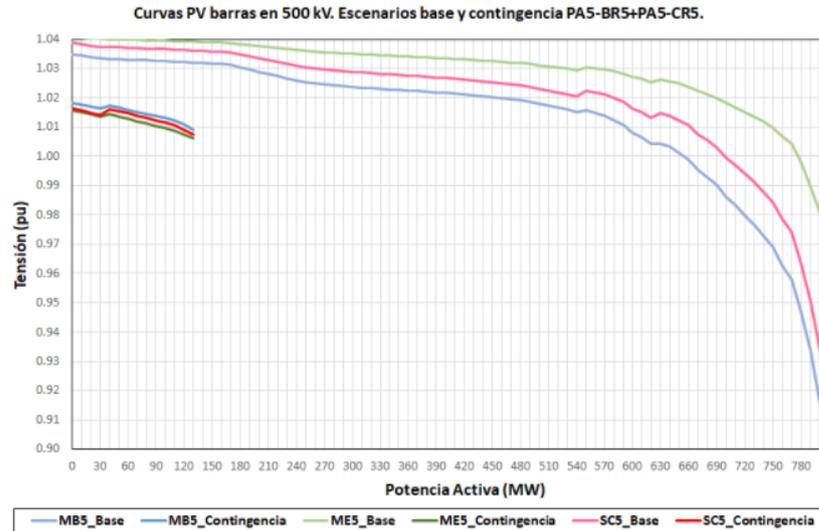


Figura 5.16: Curvas PV para el escenario 1-VM-E contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Punto de partida de 902 MW en Montevideo.

Con una demanda de 1903 MW en el punto inicial, se muestran los resultados de incrementar la transferencia entre la red y Montevideo. Los incrementos son de 10 MW por paso en la carga de Montevideo, siendo el último punto de incremento 130 MW, lo que corresponde a una demanda total de 2033 MW.

Se hace notar en la figura 5.16 la diferencia entre el escenario sin contingencia y con contingencia, teniendo márgenes de transferencia mucho mayores para el primer caso. Además, es visible el descenso de la tensión cerca del límite de convergencia al aumentar la demanda. Los demás escenarios presentan curvas similares.

Observando el escenario 9-IM-E es posible identificar como cambia el límite de convergencia si se está exportando a Brasil por la CME o no.

En el caso que no existe transferencia, la demanda límite es de 2012 MW al partir de una demanda de 1862 MW (ver figura 5.17).

Con transferencia máxima por la CME (ver figura 5.18), el límite pasa a ser 1804 MW con una demanda inicial de 1564 MW. Ambas transferencias de potencia se dan hacia Montevideo teniendo un aumento final de 240 MW como máximo hacia el epicentro de la carga.

En la figura 5.18 se puede notar que las tensiones al transferir hacia Brasil, son en la zona sur aproximadamente del mismo nivel que en el caso en el que no hay transferencia, cerca de los límites de convergencia. El nivel de las tensiones es bastante inferior con respecto a Montevideo en barras cercanas a la CME cuando hay transferencia, algo que ya se había notado en el reporte de tensiones 5.14 y se reafirma en el escalado de demanda en Montevideo. Los picos que se observan en la

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

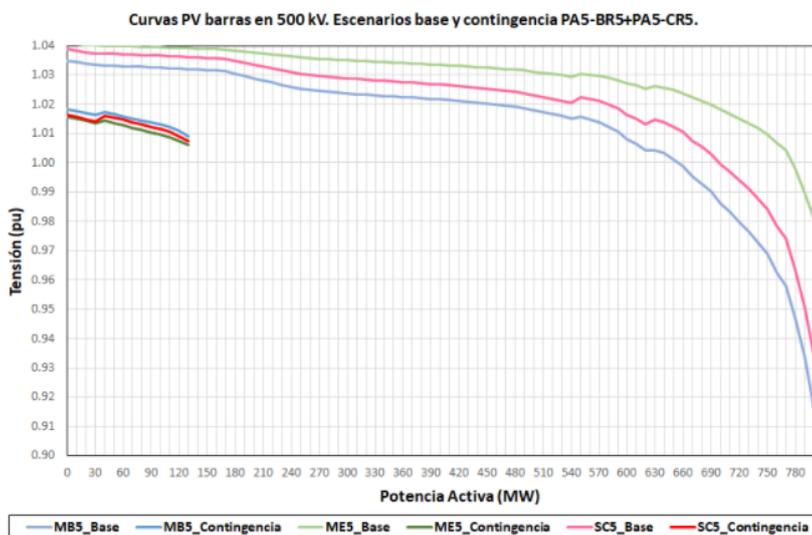


Figura 5.17: Curvas PV para el escenario 9-IM-E, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Punto de partida de 1102 MW en Montevideo. Sin transferencia a Brasil.

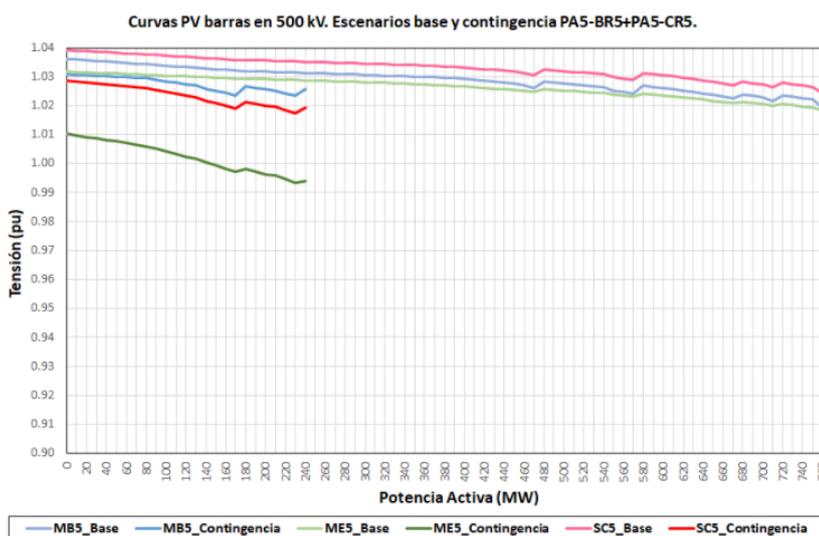


Figura 5.18: Curvas PV para el escenario 9-IM-E-EXB, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Punto de partida de 805 MW en Montevideo. Con transferencia a Brasil.

figura 5.18 ocurren en general en todas las curvas PV, ocasionados por el software al activar (o desactivar) recursos de reactiva, para intentar mantener las consigna de tensiones en las diferentes barras. De esta forma, varía la curva PV dado que intenta corregir la tensión en los diferentes pasos de incrementos de potencia.

Como se explica en 2.3.3.2, el estudio de las curvas QV se hace de forma local, es decir para una barra del sistema. Se eligieron barras estratégicas para observar los márgenes de reactiva y entender lo que está sucediendo con las tensiones en la red. Se tomó de referencia las barras SC5, ME5 y MB5 y se aplicaron dichas

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

curvas para el escenario base 9-IM-E-EXB con la contingencia aplicada.

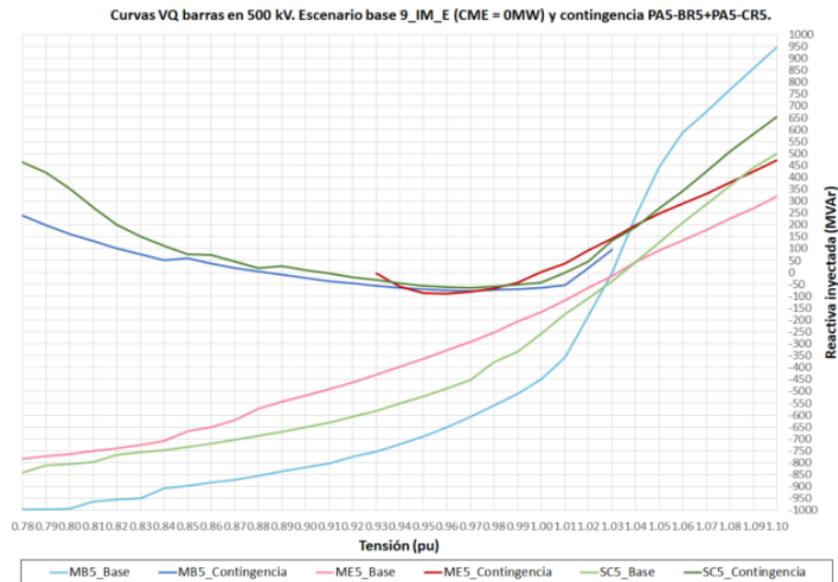


Figura 5.19: Curvas QV para el escenario base 9-IM-E, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Sin transferencia a Brasil.

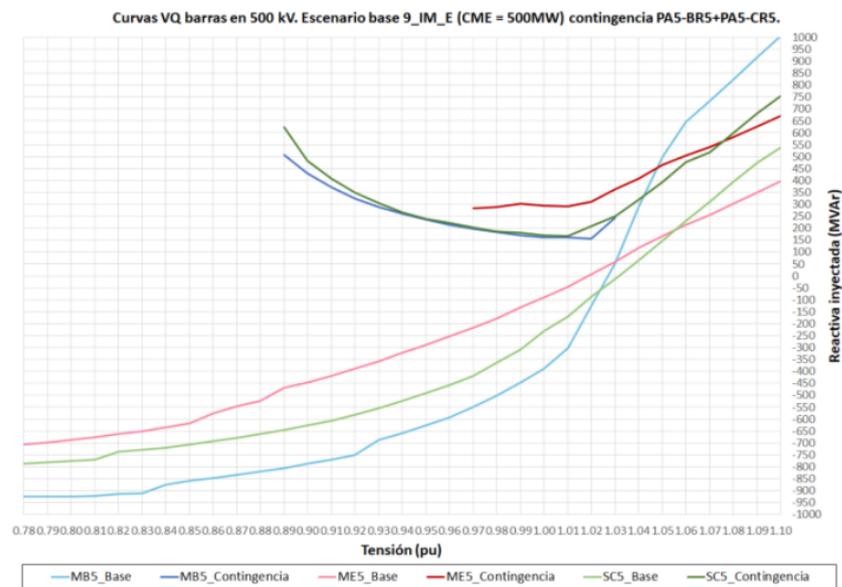


Figura 5.20: Curvas QV para el escenario base 9-IM-E-EXB, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Con transferencia a Brasil.

Para poder transferir por la CME se debe inyectar una gran cantidad de potencia reactiva en la barra ME5. Esto da a entender el déficit de reactiva que existe en la zona y el porque de las tensiones deprimidas en las barras asociadas. Al inyectar

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

reactiva en ME5, el caso converge hasta $0,93 pu$ (ver figura 5.19) sin transferir y hasta $0,97 pu$ con transferencia (ver figura 5.20). En el caso sin transferencia se tiene margen de convergencia y no es necesario inyectar más reactiva en las barras (ver figura 5.19). Las curvas tienen un pequeño margen en su mínimos con respecto a $0 MVar$ (están por debajo). Sin embargo, cuando se transfiere a Brasil (ver figura 5.20), es necesario inyectar reactiva dado que el mínimo de las curvas está por encima de $0 MVar$, es decir no existe margen y el sistema presenta indicios de problemas de estabilidad de tensión debido a esto.

5.4.1.2. 5-VX-H-EXB: Predominio de la Generación Hidráulica. Con y sin exportación por CME.

El caso base presenta $2025 MW$ de demanda y exportación por la CME. La demanda límite encontrada es $1935 MW$. Sin embargo, sin transferencia el caso si converge. La demanda límite encontrada para el caso sin transferencia es $2115 MW$ ¹¹.

Al ocurrir la contingencia, el flujo en el autotransformador de PA5 se invierte a AT (ver tabla 5.6) y, en CH5, el flujo hacia EAT se mantiene pero disminuye. A diferencia del grupo anterior, las líneas FLO-MVA y ROD-MVB, no llegan a presentar sobrecarga (ver figura 5.21).

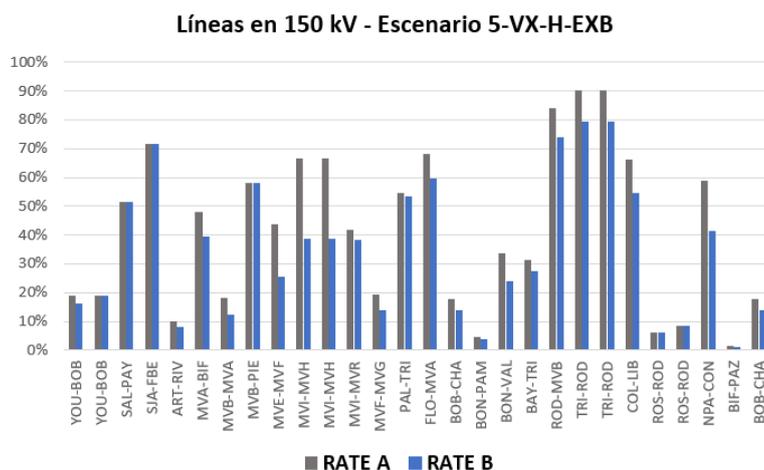


Figura 5.21: Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en $150 kV$. Escenario 5-VX-H-EXB con transferencia por CME, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

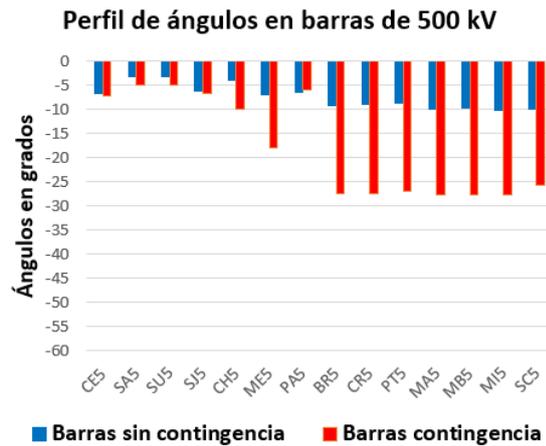
Siguiendo la tabla 5.6 y observando el flujo previo por las líneas de la contingencia, los flujos en la **zona sur y este** cambian en comparación a los escenarios del primer grupo. Existe un mayor flujo por el transformador ubicado en SC5. Dado que la zona en este escenario cuenta con menor generación eólica, es necesaria una transferencia de potencia mayor.

¹¹Se comprobó que si se usa la demanda del caso base y la CME transfiriendo hasta $350 MW$ el escenario también converge.

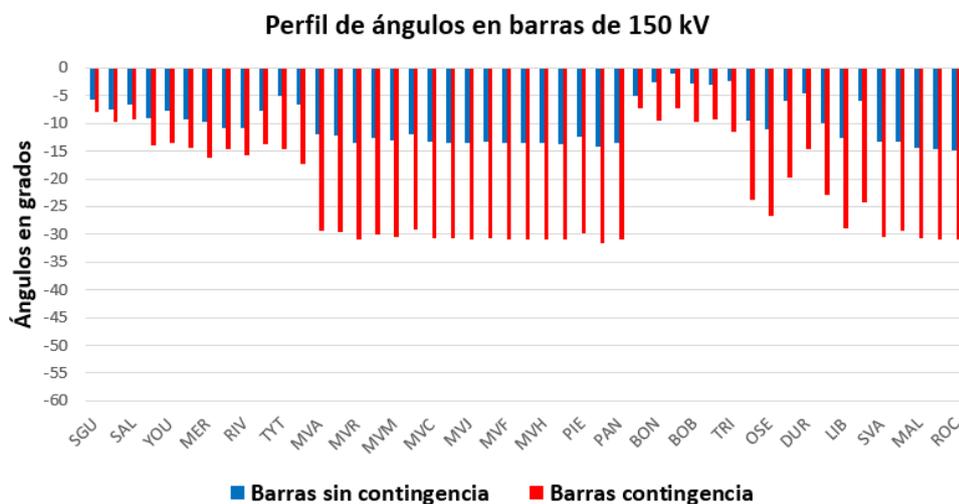
5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Tensiones y ángulos

Se presenta un crecimiento considerable de ángulos. Entre las barras cercanas a Montevideo y SU5 aumenta en un promedio de 20° . Esto indica, precisamente, un marcado aumento en la transferencia del sistema entre las barras de 500 kV . En 150 kV sucede lo mismo y es incluso más apreciable la diferencia entre el norte y el sur del territorio.



(a) Comparativa ángulos de barra en 500 kV . Escenario 5-VX-H, sin transferencia por CME.



(b) Comparativa ángulos de barra en 150 kV . Escenario 5-VX-H, sin transferencia por CME.

Figura 5.22: Comparativa ángulos barras en AT y EAT. Escenario 5-VX-H, sin transferencia por CME, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

Por otro lado, se tiene una caída de tensión en barras de la zona sur, este y centro, pronunciada en ME5 por transferir en CME (ver figura 5.23). Todo esto, asociado al aumento de transferencia en zonas donde no existen más recursos de reactiva, para mantener sus niveles de tensión en barras.

En la zona oeste no hay caída de tensión importantes, la transferencia en dicha zona es baja, teniendo aún un vínculo fuerte en 500 kV como es la estación transformadora de San Javier y el autotransformador de PA5, cercanos a la generación hidráulica y teniendo buena transferencia por la red de 150 kV a dicha zona.

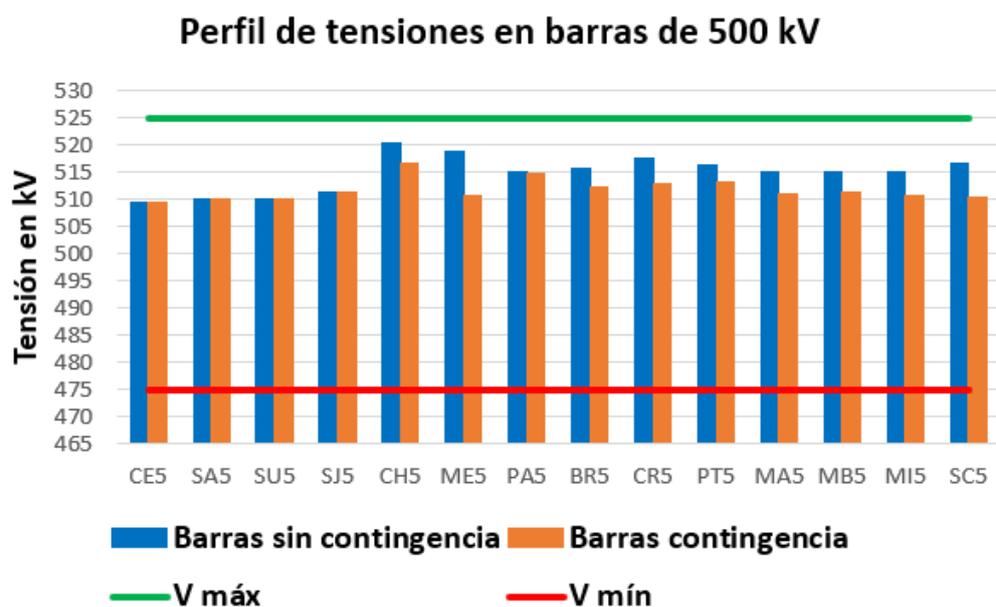


Figura 5.23: Tensiones en barras de EAT. Escenario 5-VX-H sin transferencia a Brasil, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Curvas PV y QV.

Realizando una variación de carga en Montevideo a partir de una demanda total de 1915 MW se obtuvieron las curvas PV mostradas en la figura 5.24.

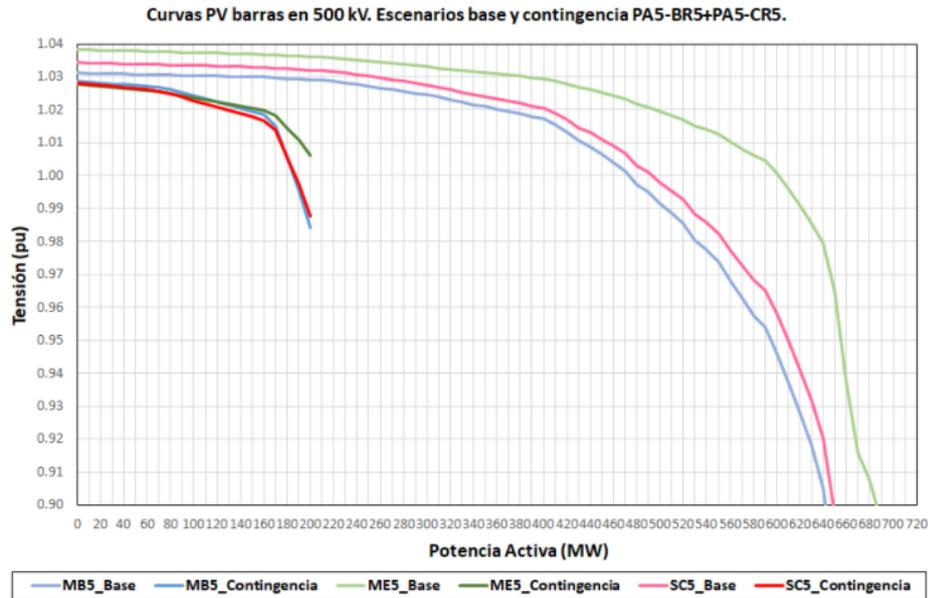


Figura 5.24: Curvas PV para el escenario 5-VX-H sin transferencia a Brasil, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Punto de partida de 982 MW en Montevideo.

El incremento máximo de transferencia hacía Montevideo fue de 200 MW, teniendo una demanda límite de 2115 MW. Transfiriendo a Brasil 500 MW y una demanda total de 1535 MW se alcanzaron las curvas de la figura 5.25, llegando a un aumento de 400 MW en Montevideo, lo que equivale a una demanda total límite de 1935 MW.

Luego de la contingencia el margen de transferencia hacía el sur disminuye considerablemente. En ambos casos se muestra la caída de tensión vista en los reportes para demandas cercanas al límite de convergencia pero, en este caso, se puede observar que las tensiones bajan aproximadamente un 4% (ver figura 5.24), lo que da indicios de un problema de estabilidad de tensión.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

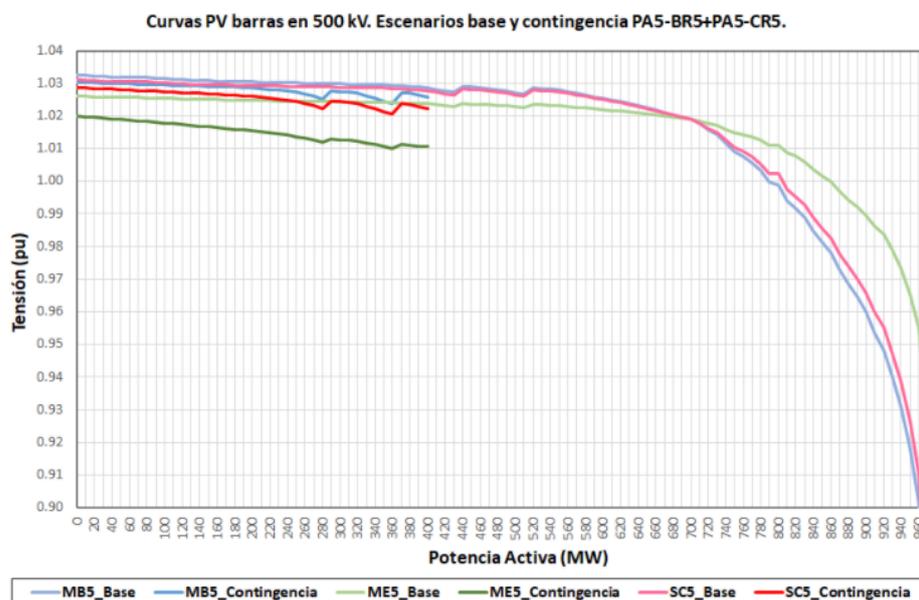


Figura 5.25: Curvas PV para el escenario 5-VX-H-EXB con transferencia a Brasil, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Punto de partida de 602 MW en Montevideo.

Para las curvas QV se eligieron las barras SC5, ME5 y MB5 de forma estratégica en el escenario base. Al igual que para las curvas PV fueron realizados dos escenarios: con y sin la CME exportando. Al **transferir potencia hacia Brasil** (ver figura 5.26), las curvas no llegan a interceptar el origen de 0 MVar, lo que indica que es necesario inyectar potencia reactiva para corregir el problema de estabilidad de tensión en dicho punto. Esto coincide con la no convergencia del caso al existir transferencia, dado que se muestran problemas claros en márgenes de reactiva.

En el caso **sin transferencia** (ver figura 5.27) no se encuentra el mismo problema. Esto es una señal de que, a priori, se cuenta con margen en las diferentes zonas .

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

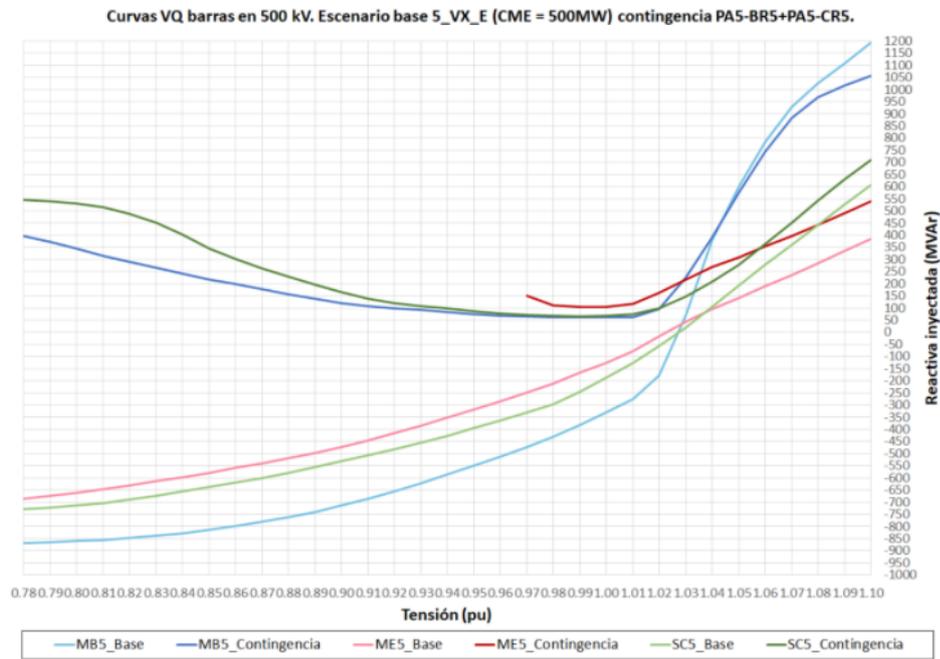


Figura 5.26: Curvas QV para el escenario base 5-VX-H-EXB con transferencia a Brasil, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV.

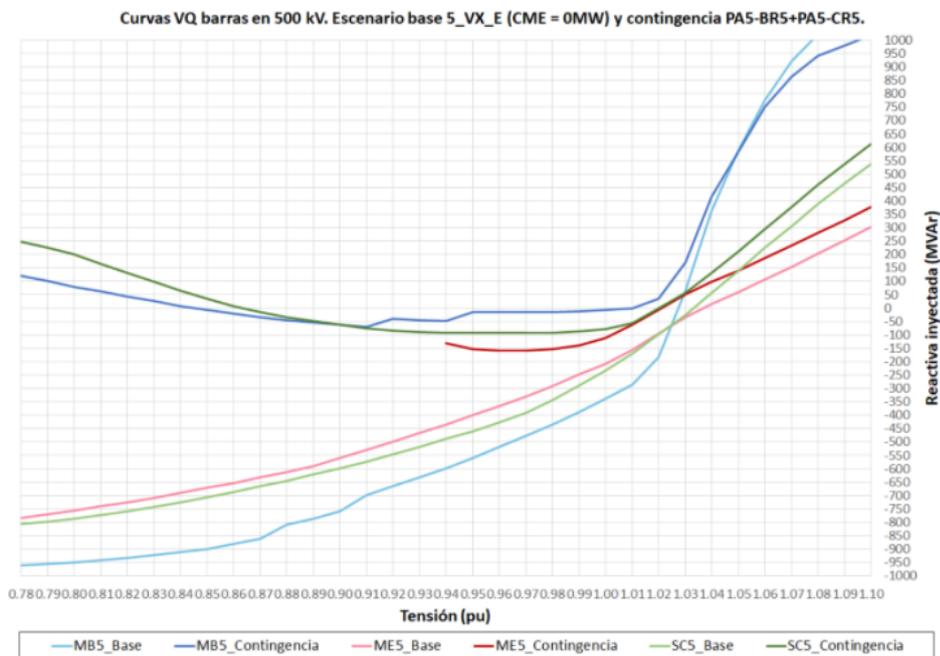


Figura 5.27: Curvas QV para el escenario base 5-VX-H sin transferencia a Brasil, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

5.4.1.3. 7-IX-T y 8-IX-H: Generación Térmica Considerable en el Sur del Territorio

Si bien en el 8-IX-H la generación predominante es la hidráulica, la generación térmica en el sur es muy relevante. Entre ambos escenarios la diferencia principal es el nivel de generación térmica. Cada uno de los escenarios cuenta con un flujo de potencia activa considerable por las líneas que salen de servicio.

La falta de generación eólica y solar distribuida en el territorio, genera que la zona centro presente cargas mucho menores previo a la contingencia, respecto a los casos anteriores.

En la **zona centro** el autotransformador de Palmar queda transfiriendo 250 MW, superando su potencia nominal. Los niveles de carga generales de líneas en AT y EAT se pueden ver en la figura 5.29. La línea PAL-TRI está transfiriendo una potencia superior a su RATE B, algo no admisible para operar el sistema (ver figura 5.28 y 5.29 (b)). La **zona norte y oeste** en ambos escenarios cuenta con varias líneas sobrecargadas (ver figura 5.28), superando el RATE A: SGU-SAL, SJA-FBE y MER-DOL. La línea NPA-DOL, está superando su RATE B.

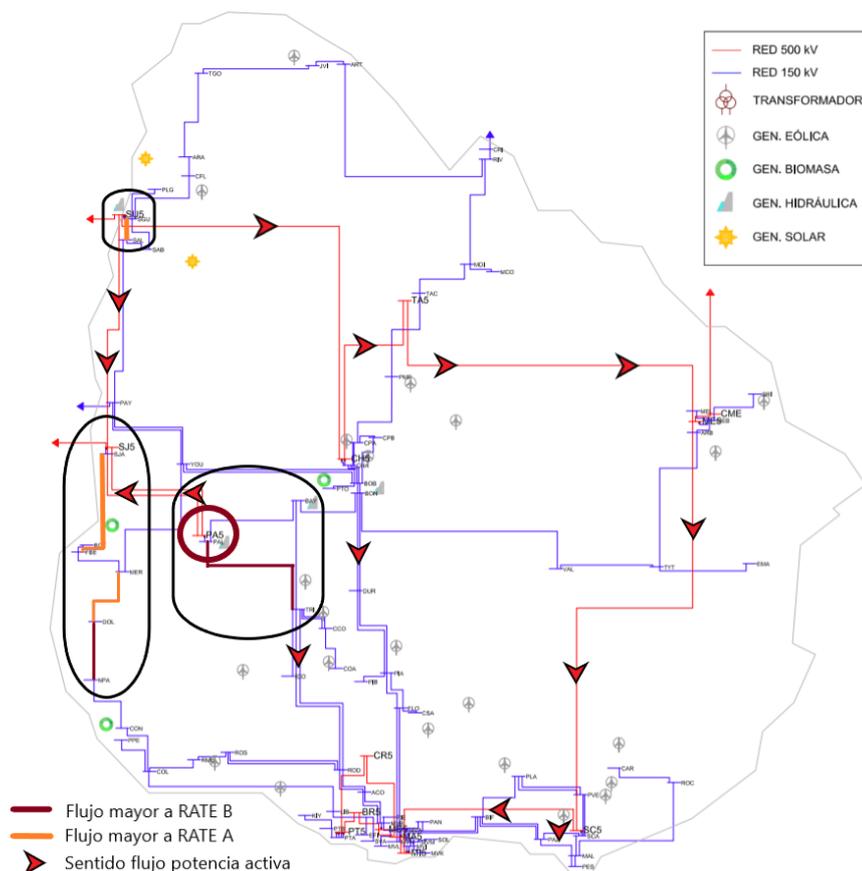
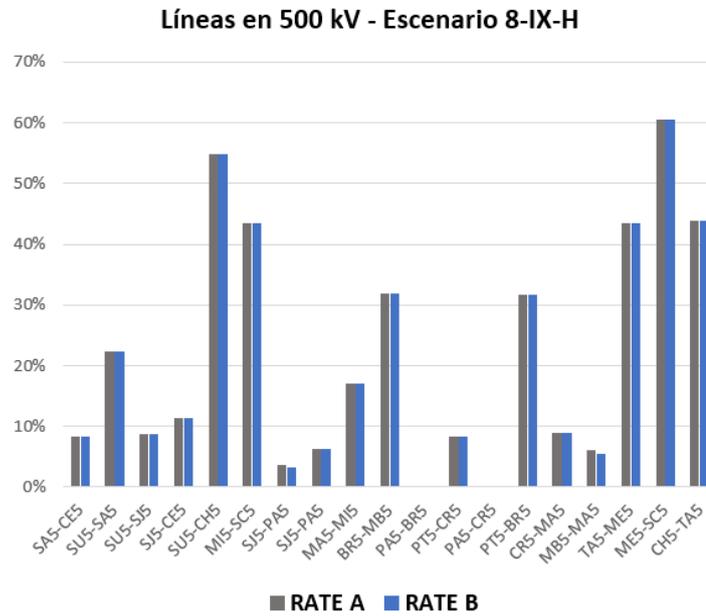
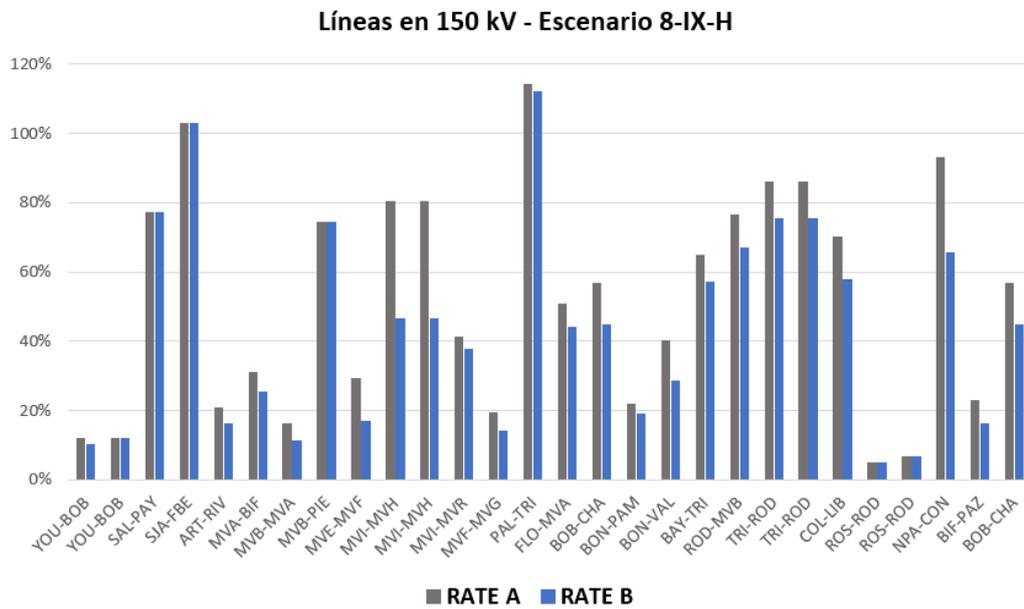


Figura 5.28: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 8-IX-H luego de aplicada la contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 8-IX-H.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 8-IX-H.

Figura 5.29: Niveles de carga en líneas AT y EAT. Escenario 8-IX-H contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

La demanda ubicada en el sur se alimenta por la generación térmica y recursos hidráulicos ubicados en 150 kV. El nuevo anillo de EAT transfiere potencia desde CTM para alimentar la demanda de la zona este y sur. En este contexto se producen sobrecargas, por ejemplo, de la línea PAL-TRI, dado que transfiere importante potencia activa hacia el sur (ver figura 5.28).

La zona oeste está siendo alimentada desde el transformador de San Javier, desde CTM hacia todo el litoral, sumándose a la potencia proveniente desde Palmar. Las sobrecargas aquí son debido a que la demanda en la zona es abastecida casi en su totalidad desde este punto (San Javier), las líneas deben transferir potencia activa hasta la barra LIB, ingresando a Montevideo.

El escenario 7-IX-T cuenta con 820 MW de térmica y se llega a una demanda límite para su convergencia de 2268 MW. El escenario 8-IX-H tiene una generación térmica de 510 MW y se llega a una demanda límite de convergencia de 2136 MW.

Tener mayor generación térmica en el sur coopera a lograr una demanda límite más alta en el escenario 7-IX-T, debido a que aporta para bajar la carga por las líneas PA5-BR5 y PA-CR5 previo a la contingencia.

Tensiones y ángulos

La diferencia angular entre SU5 y la zona sur es elevada, casi 40° para el escenario 8-IX-H (ver figura 5.31). A su vez, existe una caída de las tensiones, siendo considerable en la barra ME5 (ver figura 5.30). Esto responde al aumento de transferencia en el anillo y la utilización previa de recursos de reactiva para regular la tensión (reactores). Esto último es positivo, dado que se cuenta con margen para elevar la tensión que quedó depreciada luego de la contingencia¹².

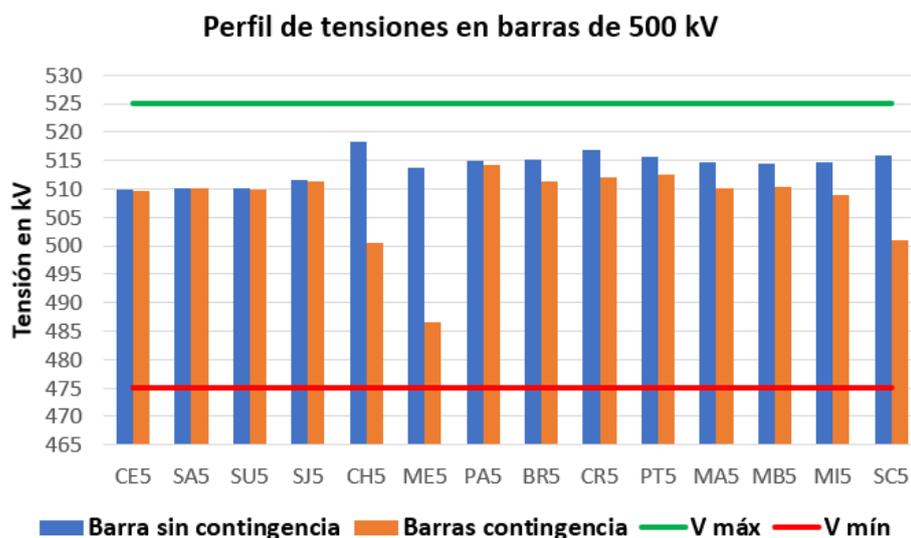
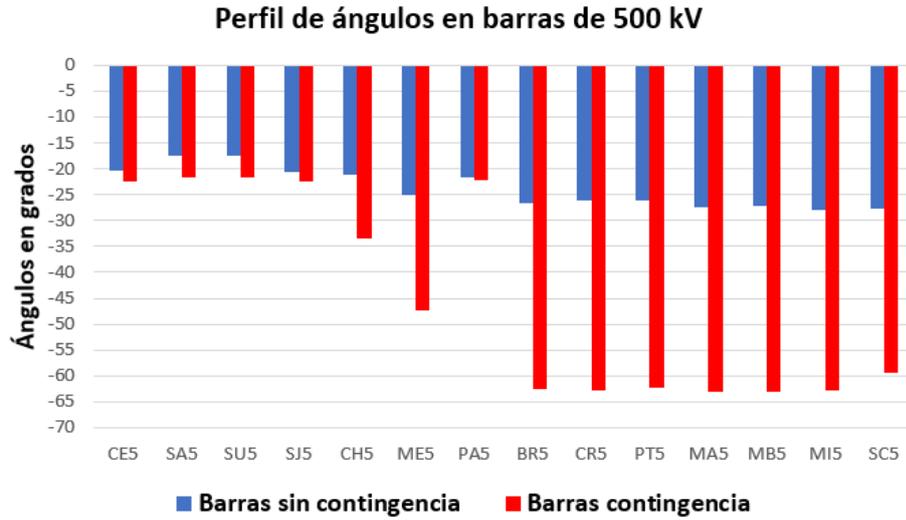


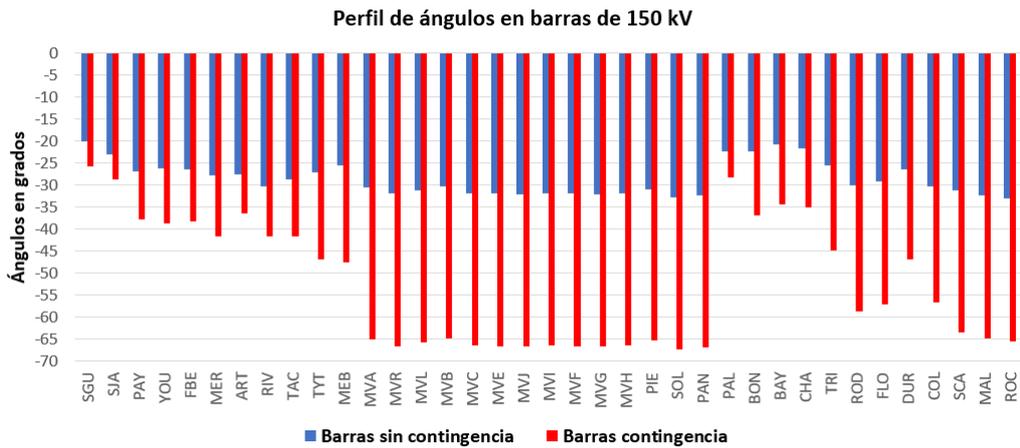
Figura 5.30: Tensiones en barras de EAT. Escenario 8-IX-H contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

¹²Se cuenta con la posibilidad de quitar los reactores de CH5 y ME5.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023



(a) Comparativa ángulos de barra en 500 kV. Escenario8-IX-H.



(b) Comparativa ángulos de barra en 150 kV. Escenario 8-IX-H.

Figura 5.31: Comparativa ángulos. Escenario 8-IX-H contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.

Curvas PV y QV.

En la figura 5.32 se puede ver las curvas PV para el escenario 8-IX-H partiendo desde una demanda total de 1996 MW.

El margen de transferencia hacia Montevideo se ve muy disminuido post-contingencia. Se llega a una demanda límite de 2136 MW, lo que implica un aumento de transferencia de 140 MW hacia Montevideo. Desde el punto de partida las tensiones están cayendo conforme se aumenta la transferencia, teniendo una caída considerable del 1% a mitad de la transferencia, mostrando que se está cerca del límite de la curva para un aumento muy pequeño.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

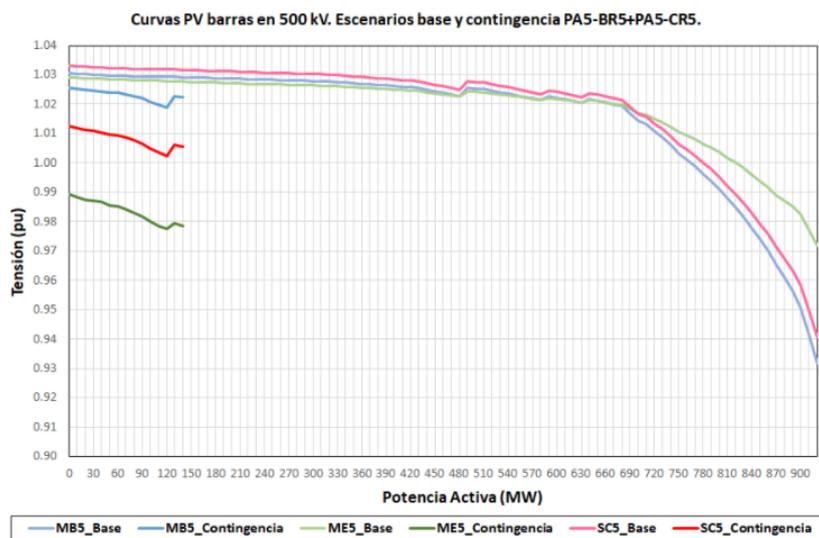


Figura 5.32: Curvas PV para el escenario 8-IX-H contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Punto de partida de 1099 MW en Montevideo.

Las curvas QV, por su parte muestran (ver figura 5.33) directamente que, en el escenario base y ante la contingencia, existe colapso de tensión. Las curvas en las barras MB5, SC5 y ME5 están todas por encima de 0 MVar lo que trae consigo la explicación de la no convergencia del escenario. En particular la barra MB5 muestra que es necesario inyectar aproximadamente 70 MVar de potencia reactiva para tener margen de estabilidad de forma local.

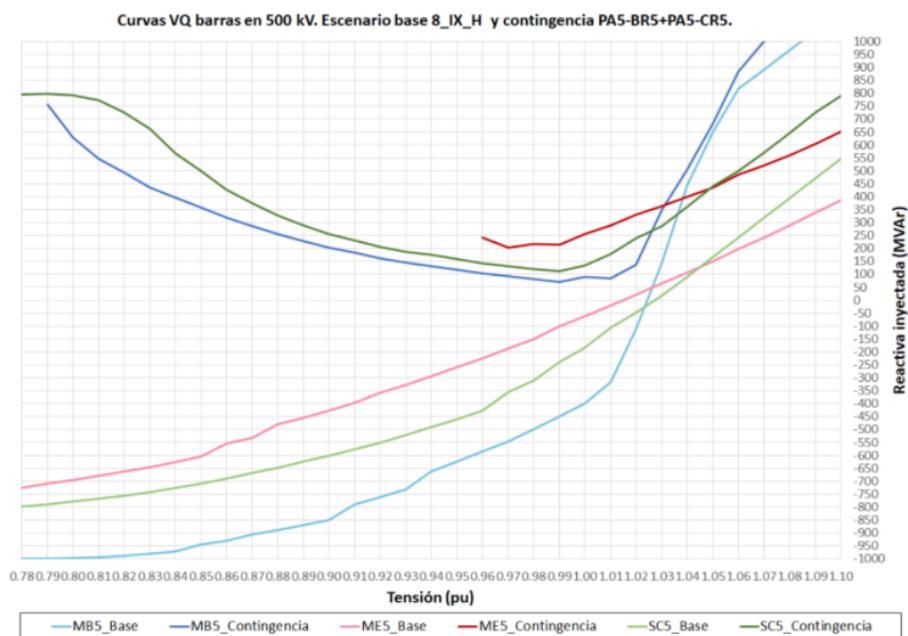


Figura 5.33: Curvas QV escenario 8-IX-H contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

5.4.1.4. 2-VN-E-EXB, 3-VN-H y 4-VN-T: Escenarios con Valle de Demanda. Convergencia y Generación Diversa

Antes de producirse la salida intempestiva de las líneas el flujo por las mismas es muy pequeño. Algo que también se cumple para el resto de las líneas del sistema. Los recursos de reactiva se enfocan en bajar las tensiones debido al gran aporte de reactiva que tienen las líneas bajo este tipo de escenarios ¹³.

La doble contingencia no produce problemas significativos. Previo a la contingencia, se tienen tensiones altas debido a la baja transferencia de potencia y el aporte de reactiva de las líneas. La doble contingencia mejora el perfil de las tensiones. Lo que indica que la falta de recursos de reactiva se ve compensada por la salida de dos líneas altamente capacitivas del sistema.

¹³También se conoce como Efecto Ferranti, donde las líneas son altamente capacitivas cuando están poco cargadas. Con niveles de tensión más elevados el efecto es mayor.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

5.4.1.5. Ingreso de UPM2 a la Matriz Energética. Análisis de Posible Impacto.

Se toma UPM2 en 200 MW y se sustituye por la generación proveniente de CTM. En la tabla 5.7 se muestran los resultados de flujo de cargas ante diferentes escenarios.

Cont.	Escenario	Demanda MW	CME>BRA MW	Generación en MW			Flujo en MW									
				Eól+Sol	RN	Térmico	PA5>MON	SC5>MI5	CH5>ME5	ME5>SC5	ROD>MVD	FLO>MVD	COL>LIB	MVA>BIF	PA5>PAL	CHA>CH5
No	1.VME	2033	0	1169	326	0	597	176	194	237	132	158	10	25	-103	282
Si	1.VME	2033	0	1169	326	0	0	505	546	596	273	250	37	4	59	214
No	5.VX.H	2025	0	651	326	510	390	56	169	202	100	144	12	74	-88	218
Si	5.VX.H	2025	0	651	326	510	0	270	392	431	192	204	30	61	13	180
No	7.IX.T	2268	0	73	334	820	596	17	199	164	23	50	-2.5	60	-2	68
Si	7.IX.T	2268	0	73	334	820	0	345	544	518	162	138	23	40	160	6

Tabla 5.7: Tabla con flujos con y sin contingencia en líneas representativas.

En todos los escenarios analizados en la tabla 5.7 se obtienen resultados muy similares de demandas límite vistas en la tabla 5.5. Esto implica que desde el punto de vista sistémico la generación de UPM2 para esta contingencia no tiene efectos negativos o positivos destacables. Al no contar con UPM2 en los escenarios con gran generación térmica en el sur, el autotransformador de Palmar se encuentra sobrecargado. Con la presencia de la generación de la planta, el problema se ve disminuido. Esto responde a que en la situación previa, el aporte de UPM2 en la generación del centro del país disminuye la transferencia de potencia por las líneas que salen de servicio. Se redujo el flujo proveniente de CTM y en consecuencia, se disminuye el flujo transferido por el transformador hacia AT.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

5.4.2. Contingencia Doble BR5-MB5 / CR5-MA5

Obviando las diferentes estaciones de partida y de llegada, ambas líneas pertenecen a lo que podría verse como el corredor de 500 kV que continúa luego de las dos PA5-BR5 y PA5-CR5, siendo de interés analizar, también, si tienen efectos similares.

Se puede ver en la tabla 5.8 una situación exactamente igual, desde el punto de vista de convergencia, al análisis anterior.

Los escenarios que representan un valle en la demanda no presentan problema de convergencia. Para los escenarios restantes, se llega a las demandas límites, como se puede ver en la tabla 5.9. A partir de la misma se obtienen los factores de reparto para esta contingencia en las líneas y los transformadores de interés (ver tabla 5.10)

Respecto a la carga de las líneas en el sistema, en la tabla 5.10, queda claro que la contingencia tiene efectos similares a la salida de las líneas PA5-BR5 y PA5-CR5. De todas formas, en la tabla 5.9 se aprecian algunas diferencias, principalmente en los escenarios con generación térmica en la zona sur, resultado que es debido a la pérdida del vínculo directo por EAT con Montevideo. El anillo de EAT toma una gran parte de la distribución del flujo por la red.

Los valores obtenidos para las demandas límites de convergencia son menores a los de la contingencia PA5-BR5/PA5-CR5 (ver tabla 5.9). Esta contingencia, por lo tanto, es más restrictiva que la anterior. A diferencia de la contingencia anterior, los escenarios con demandas límite mayores son aquellos con gran generación eólica y fotovoltaica.

Para este caso, se analiza la contingencia en tres grupos con consecuencias similares: dos de ellos con los escenarios de la tabla 5.9 y el restante con los escenarios del valle de demanda.

Escenario	Convergente
1-VM-E	No
2-VN-E-EXB	Si
3-VN-H	Si
4-VN-T	Si
5-VX-H-EXB	No
6-IX-E	No
7-IX-T	No
8-IX-H	No
9-IM-E-EXB	No

Tabla 5.8: Convergencia primaria escenarios bajo contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

Cont.	Escenario	Demanda MW	CME>BRA MW	Generación en MW			Flujo en MW										
				Eól+Sol	RN	Térmico	CR5>BR5>MVD	PA5>CR5+BR5	SC5>MI5	CH5>ME5	ME5>SC5	ROD>MVD	FLO>MVD	COL>LIB	MVA>BIF	PA5>PAL	CHA>CH5
No	1.VM.E	1853	0	1169	326	0	545	515	132	152	187	117	90	6	30	-84	174
Si	1.VM.E	1853	0	1169	326	0	0	-41	431	489	512	246	214	31	11	63	115
No	5.VX.H	1554	500	651	559	510	795	329	239	341	124	75	98	6	104	-59	146
Si	5.VX.H	1554	500	651	559	510	0	-463	194	797	336	264	226	41	80	162	60
No	5.VX.H	1722	0	651	559	510	685	220	2	113	138	78	109	7	82	-74	116
Si	5.VX.H	1722	0	651	559	510	0	-463	375	506	540	241	219	39	62	113	40
No	6.IX.E	1960	0	1280	326	0	626	588	206	136	202	129	132	32	-8	-82	161
Si	6.IX.E	1960	0	1280	326	0	0	-41	552	502	577	279	236	60	-28	89	88
No	7.IX.T	1608	0	73	334	820	880	138	-76	99	54	18	1	-14	76	0	-16
Si	7.IX.T	1608	0	73	334	820	0	-737	408	606	573	187	134	25	51	243	-112
No	8.IX.H	1688	0	90	559	510	876	437	-33	145	101	10	12	-8	72	6	-30
Si	8.IX.H	1688	0	90	559	510	0	-439	443	645	612	210	148	32	48	257	-130
No	9.IM.E	1864	0	1474	489	0	570	531	247	160	238	148	152	29	-23	-104	198
Si	9.IM.E	1864	0	1474	489	0	0	-41	560	494	581	286	244	55	-44	51	132
No	9.IM.E	1639	500	1474	489	0	631	593	-2	377	35	143	139	27	-1	-92	232
Si	9.IM.E	1639	500	1474	489	0	0	-41	346	746	337	295	242	55	-22	83	159

Tabla 5.9: Tabla con flujos con y sin contingencia, en líneas representativas. Sin escenarios del valle de demanda. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.

Factores de reparto								
SC5>MI5	CH5>ME5	ME5>SC5	ROD>MVD	FLO>MVD	COL>LIB	MVA>BIF	PA5>PAL	CHA>CH5
54,7%	58,3%	59,0%	23,4%	16,8%	4,5%	3,1%	27,5%	11,2%

Tabla 5.10: Factores de reparto en líneas representativas. Contingencia BR5-MA5/CR5-MB5.

5.4.2.1. 1-VM-E, 6-IX-E y 9-IM-E-EXB: Gran cantidad de Generación de Energías Renovables

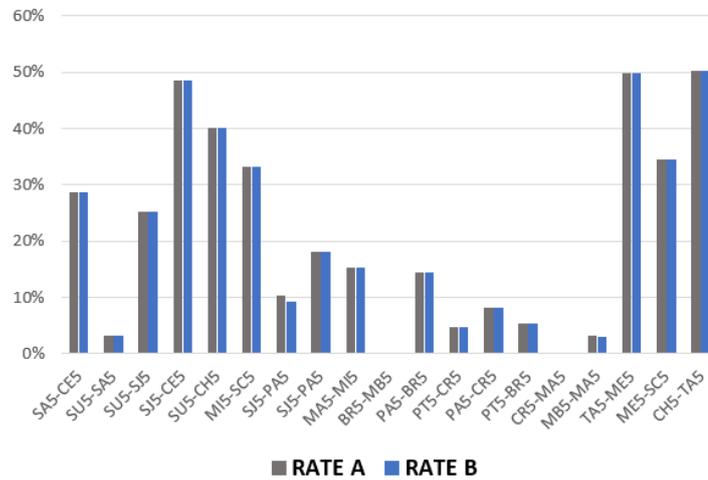
Siendo escenarios predominantemente eólicos, los flujos antes de la contingencia están yendo desde la red de AT hacia EAT, lo que es apreciable en los transformadores de PA5, ME5 y CH5. Luego de ocurrida la contingencia, en PA5, el flujo se invierte (ver tabla 5.10). En el último caso, en CH5, el flujo hacia EAT no llega a invertir su sentido, pero disminuye considerablemente. En cambio, el transformador en ME5 no invierte su flujo y mantiene su transferencia a EAT, transfiriendo generación eólica ubicada en la zona centro-este.

Los cambios anteriores se pueden explicar cualitativamente. Al quitar el vínculo de 500 kV entre la zona sur y centro del país, gran parte de la generación eólica ubicada en el centro se transfiere por la red de EAT. La demanda suele ser alimentada también por generación solar ubicada en la zona norte y CTM, lo que aumenta el flujo en las líneas del anillo y las líneas del este de EAT como se puede observar en la figura 5.34(a) para SU5-CH5, CH5-ME5 (CH5-TA5 y TA5-ME5), ME5-SC5 y MI5-SC5).

Pasa a ser importante la carga del corredor central hacia Montevideo, llegando a estar cercano o superar el RATE A (ver figuras 5.34 y 5.35).

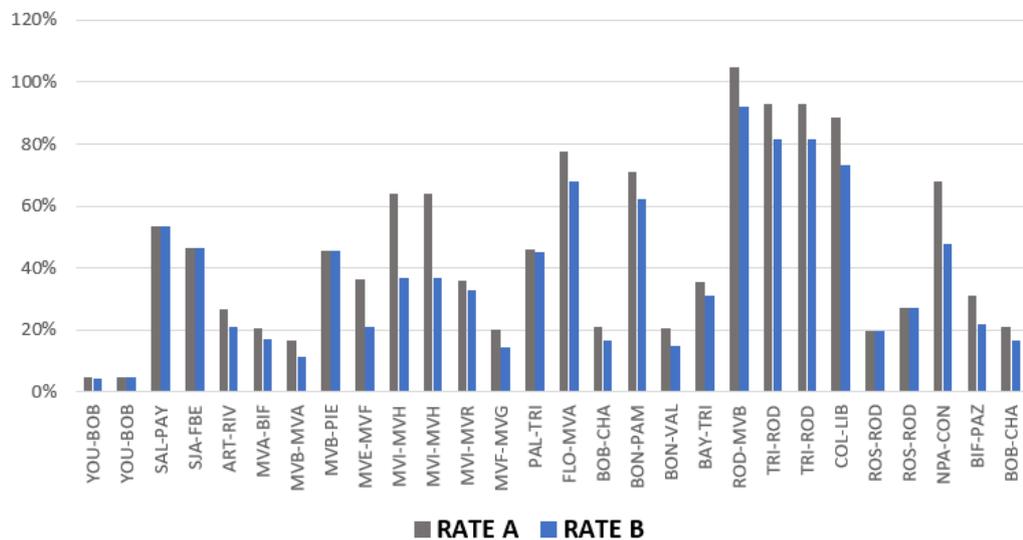
5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Líneas en 500 kV - Escenario 9-IM-E-EXB - Con transferencia por CME



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de las líneas de 500 kV. Escenario 9-IM-E-EXB con transferencia por la CME.

Líneas en 150 kV - Escenario 9-IM-E-EXB - Con transferencia por CME



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 9-IM-E-EXB con transferencia por la CME.

Figura 5.34: Niveles de carga según RATE A y RATE B de líneas de AT y EAT. Escenario 9-IM-E-EXB con transferencia por CME, contingencia BR5-MA5/CR5-MB5.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

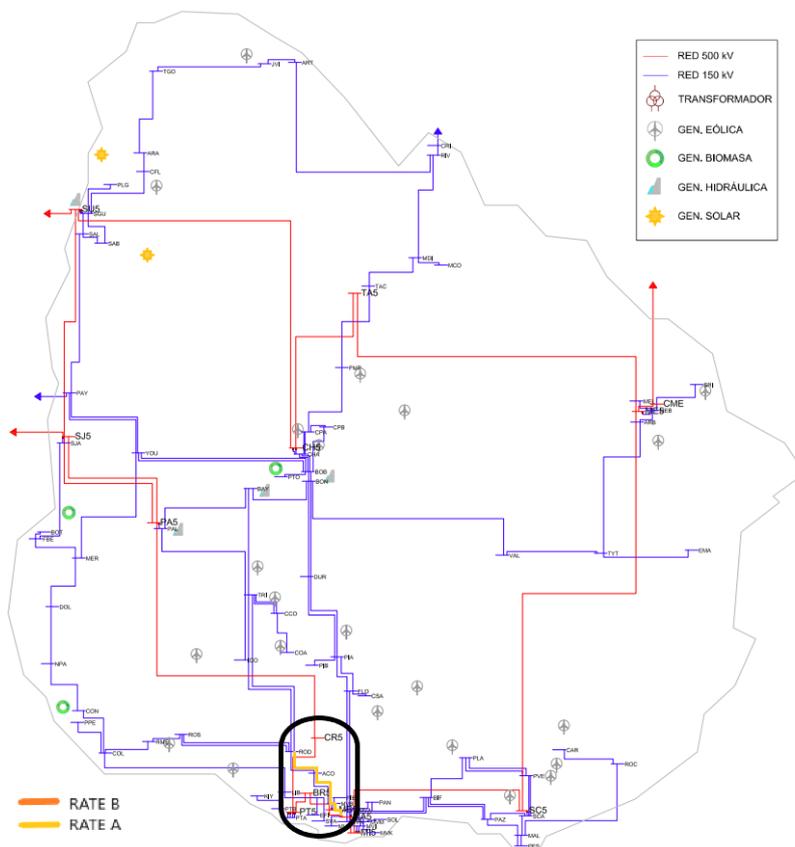


Figura 5.35: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para los escenarios 1-VM-E, 6-IX-E y 9-IM-E-EXB luego de aplicada la contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5. Se indica en particular la sobrecarga del escenario 9-IM-E-EXB.

Tensiones y ángulos.

Es importante la transferencia de potencia dada por las líneas PA5-CR5 y PA5-BR5, siendo el flujo de potencia activa muy pequeño lo que genera un aporte importante de reactiva¹⁴. Este fenómeno se puede observar en el gráfico de la figura 5.36, donde se aprecia que en PT5, CR5 y BR5 hay tensiones elevadas que pueden poner en riesgo equipos e instalaciones.

En cuanto a los ángulos de barras, notar que existe una gran diferencia entre las barras ubicadas geográficamente cerca y que están implicadas en la contingencia (ver figura 5.37). La diferencia entre las barras de BR5-MB5 y CR5-MA5 es grande, lo que puede ser un inconveniente dada la necesidad de reconexión de ambas líneas para restablecer el sistema. Lo anterior se ve profundizado cuando se está transfiriendo por la CME (ver figura 5.37).

¹⁴Efecto Ferranti.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

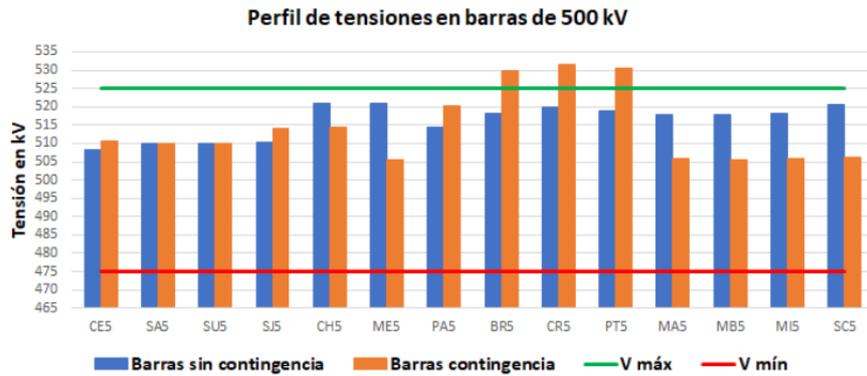
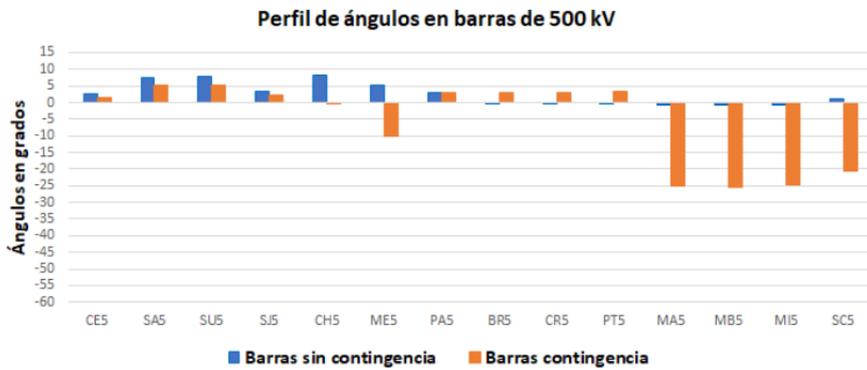
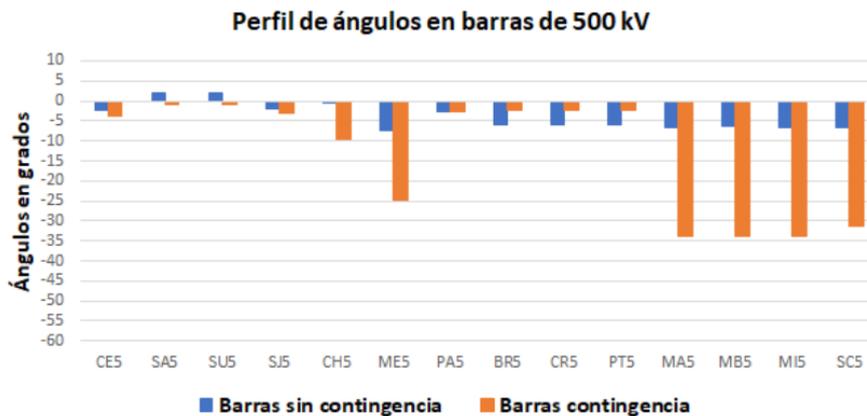


Figura 5.36: Tensiones en barras de 500 kV. Escenario 9-IM-E sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.



(a) Comparativa ángulos en 500 kV. Escenario 9-IM-E sin transferencia por la CME.



(b) Comparativa ángulos en 500 kV. Escenario 9-IM-E con transferencia por la CME.

Figura 5.37: Ángulos en 500 kV, Escenario 9-IM-E con y sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

Curvas PV y QV.

Se presentan las curvas PV (ver figuras 5.38 y 5.39) para los escenarios 9-IM-E y 9-IM-E-EXB, sin y con transferencia por CME, respectivamente. En la figura 5.38, se inicia con una demanda total de 1704 MW y se incrementa con pasos de 10 MW hasta lograr un aumento de demanda de 160 MW, llegando a un total de 1864 MW.

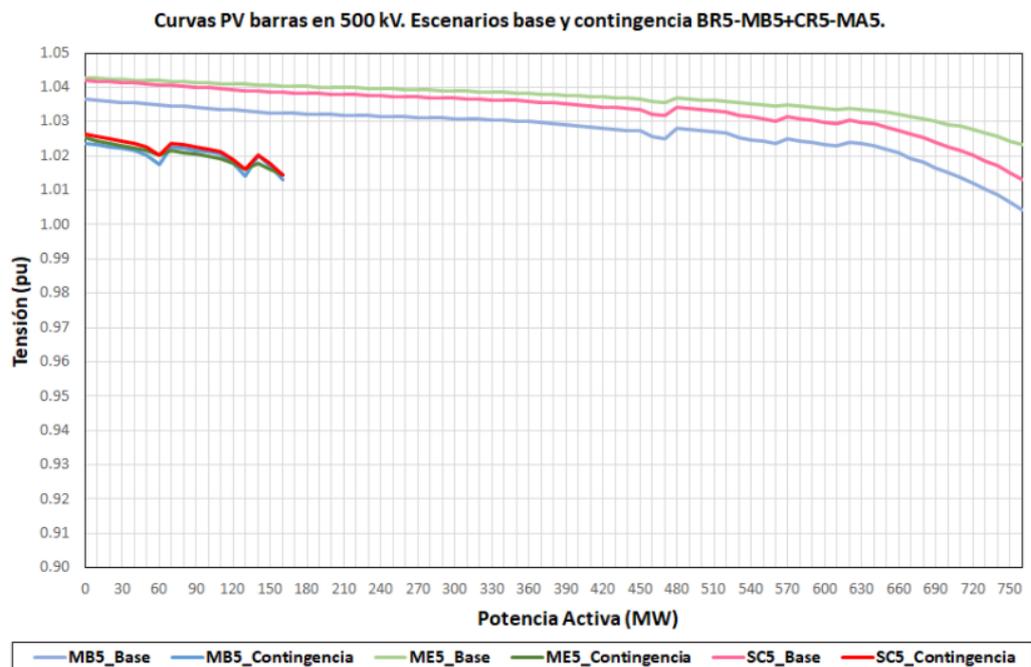


Figura 5.38: Curvas PV para una demanda inicial de 1704 MW y 945 MW en Montevideo. Escenario 9-IM-E sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

En el caso que no existe transferencia por la CME se observa que la transferencia hacia el epicentro de demanda en las barras elegidas es similar entre ellas, teniendo curvas PV muy similares.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Al transferir por la CME a Brasil, se produce una disminución en la demanda límite. En la figura 5.39, con la CME transfiriendo, el incremento llega a ser de 380 MW. En este caso el incremento llega a dar un límite de convergencia a los 1639 MW.

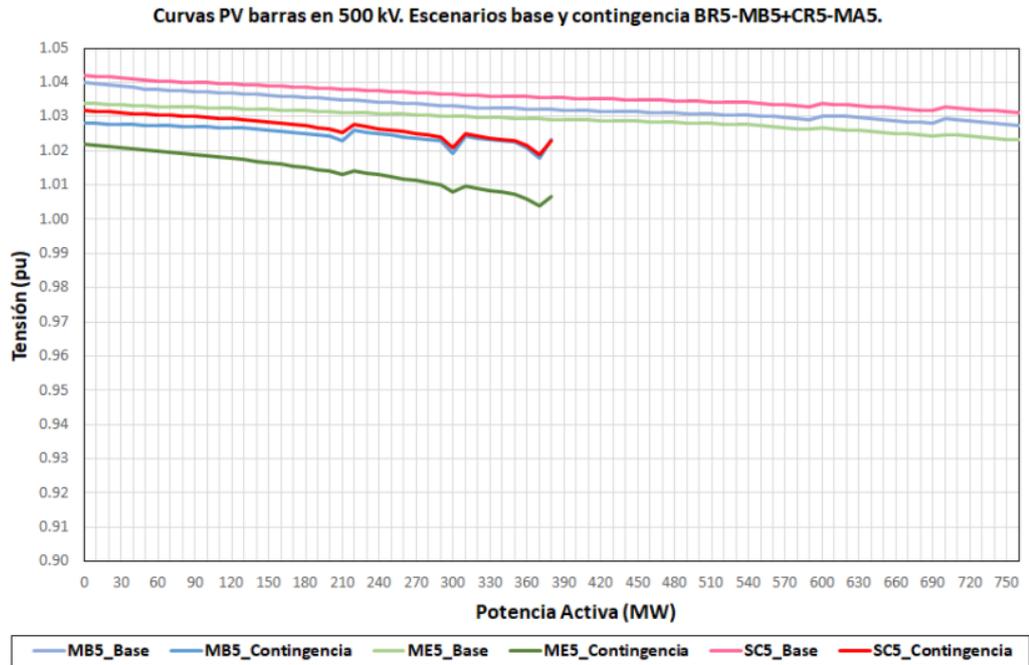


Figura 5.39: Curvas PV para una demanda inicial de 1250 MW y 499 MW en Montevideo. Escenario 9-IM-E con transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

Por lo tanto, en el caso que existe exportación a Brasil, se da un mayor decaimiento en la curva para la barra ME5 (ver figura 5.39), estando más cerca del límite de estabilidad de tensión.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

También para las curvas QV, en las figuras 5.40 y 5.41, se presentan resultados con y sin exportación por la CME. Es directo notar que no existe margen de reactiva en ninguno de los dos casos para las barras analizadas, lo que muestra claramente un problema de estabilidad de tensión.

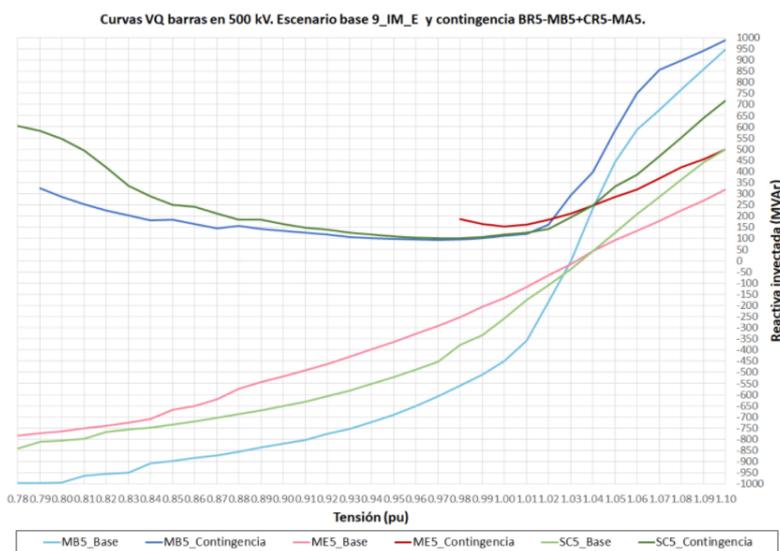


Figura 5.40: Curvas QV barras en 500 kV. Escenario 9-IM-E sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

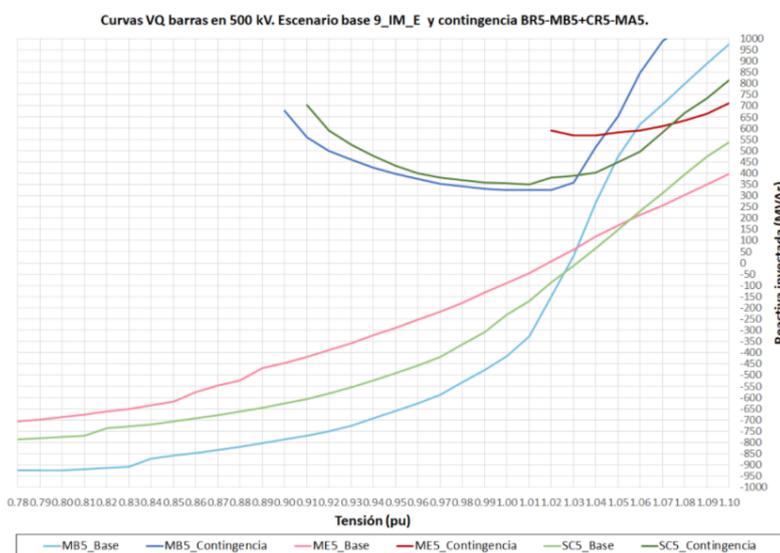


Figura 5.41: Curvas QV barras en 500 kV. Escenario 9-IM-E con transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

Los resultados concuerdan con el hecho de que el flujo de cargas no tenga solución sin variar la demanda, es decir, en el escenario base con contingencia.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

5.4.2.2. 5-VX-H-EXB, 7-IX-T y 8-IX-H: Gran cantidad de Generación Hidráulica o Térmico Predominante.

La presencia de térmico ingresando en PT5 cambia enormemente los resultados. La demanda que se logra en los límites de convergencia es menor en comparación a las logradas en el grupo anterior, logrando valores entre 1600 y 1690 MW aproximadamente. Cuanto mayor es la generación térmica proveniente de PT5, menor es la demanda límite. Esto último se debe al flujo mayor por las líneas que salen de servicio en la contingencia (ver tabla 5.9).

La generación eólica distribuida en gran parte del SEP en el escenario 5-VX-H, genera diferencias respecto a los escenarios restantes al no tener una transferencia de potencia importante por el autotransformador ubicado en Palmar. Este fenómeno en los otros dos escenarios no se da, sino que es completamente opuesto llegando a superarse el RATE B del transformador. Además, bajo estas circunstancias, se ven sobrecargada la línea PAL-TRI (ver figuras 5.42 y 5.43). Esto también se debe a un mayor flujo de potencia por las líneas que salen de servicio.

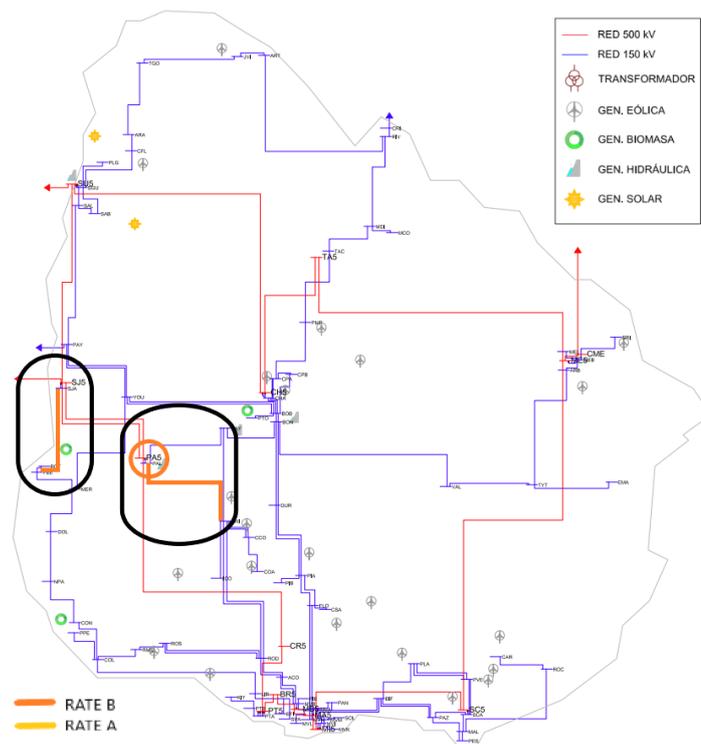
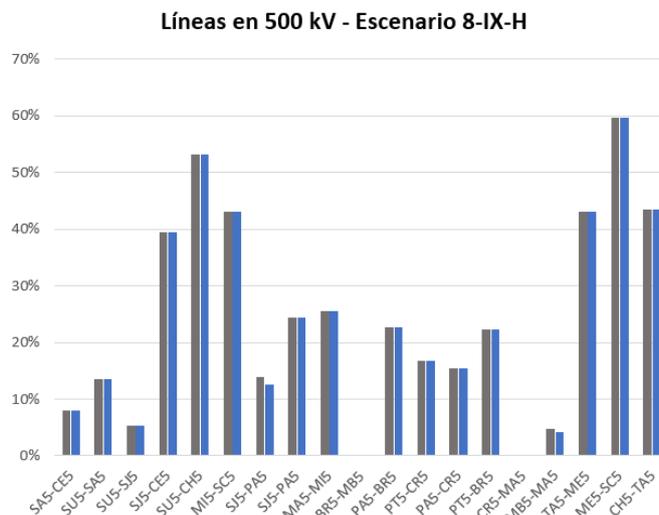


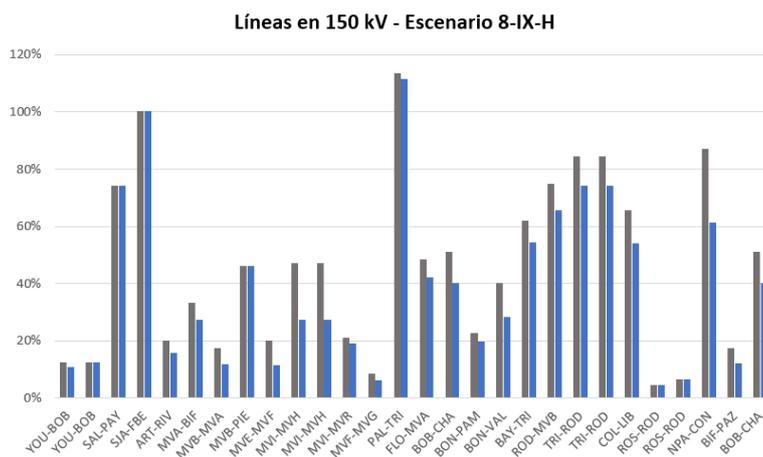
Figura 5.42: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para los escenarios 7-IX-T y 8-IX-H luego de aplicada la contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

Las líneas PA5-BR5 y PA5-CR5 cambian el sentido del flujo (ver tabla 5.9) desde la zona sur hacia PA5 (zona centro), transportando ahora la generación térmica que ingresa en PT5 sumada a la eólica de Kiyú.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 8-IX-H.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 8-IX-H.

Figura 5.43: Niveles de carga según RATE A y RATE B de las líneas de AT y EAT. Escenario 8-IX-H contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

Tensiones y ángulos.

En general no se encuentran problemas en las tensiones. Los escenarios 7-IX-T y 8-IX-H tienen tensiones en el límite superior de operación, previo a la contingencia (ver sección 4.5.7), pero cuentan con márgenes en recursos de reactiva. Al suceder la contingencia, las tensiones descienden, apartándose de los límites de operación normal (ver figura 5.44). Este descenso es más pronunciado en las barras del norte del país, lo que tiene sentido si se piensa en una mayor transferencia de

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

potencia en el anillo. Las tensiones en las barras cercanas a la contingencia sufren un leve aumento en la tensión (ver figura 5.44) que responde a un decaimiento en la transferencia de potencia en las barras de la zona que ya no transfieren potencia hacia el sur.

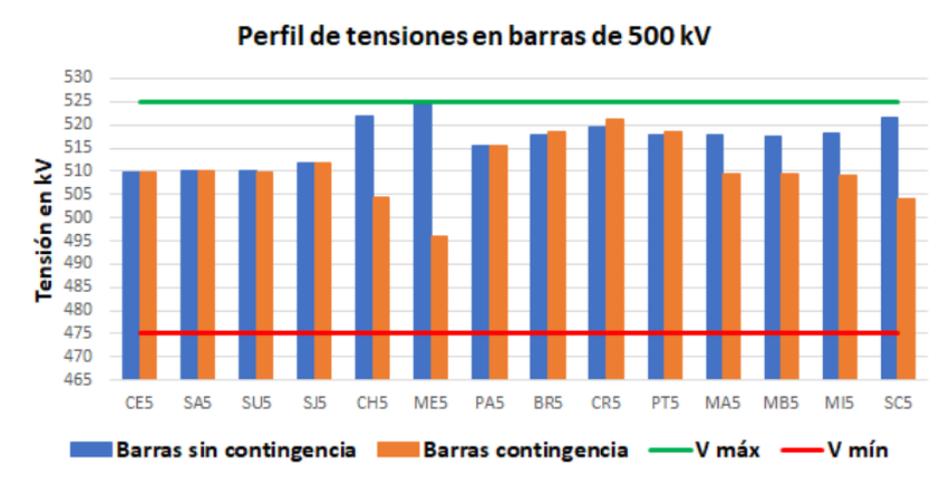


Figura 5.44: Tensiones en barras de 500 kV. Escenario 8-IX-H contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

Respecto a los ángulos de barra, el escenario 8-IX-H es el que muestra una mayor diferencia entre las barras cercanas a Montevideo y la barra SU5, llegando a 40° (ver figura 5.45). Las barras asociadas a la contingencia tienen una diferencia angular no menor, condición problemática desde el punto de vista operativo para lograr una recomposición de la primera línea a restituir.

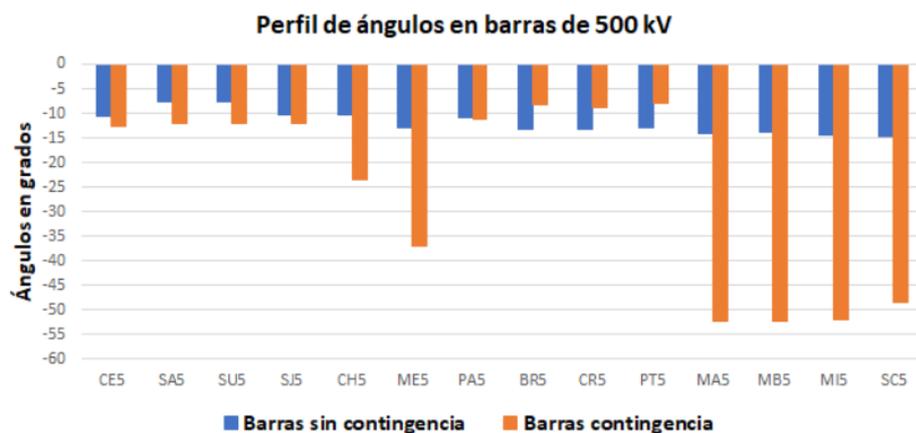


Figura 5.45: Comparativa de ángulos en barras de 500 kV. Escenario 8-IX-H contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

Curvas PV y QV.

En este caso se eligió el 5-VX-H. Aumentando 10 MW por paso la demanda de Montevideo y con una demanda total de 1522 MW se llega a una demanda final de 1722 MW (ver figura 5.46), lo que implica un aumento de 200 MW en Montevideo hasta perder la convergencia. Al igual que el grupo anterior, hay una disminución importante de la capacidad de transferencia del sistema hacía la zona sur. Existe un margen de potencia que no incluye niveles de demanda como los del escenario base, lo que implica para este, problemas de estabilidad de tensión luego de la contingencia.

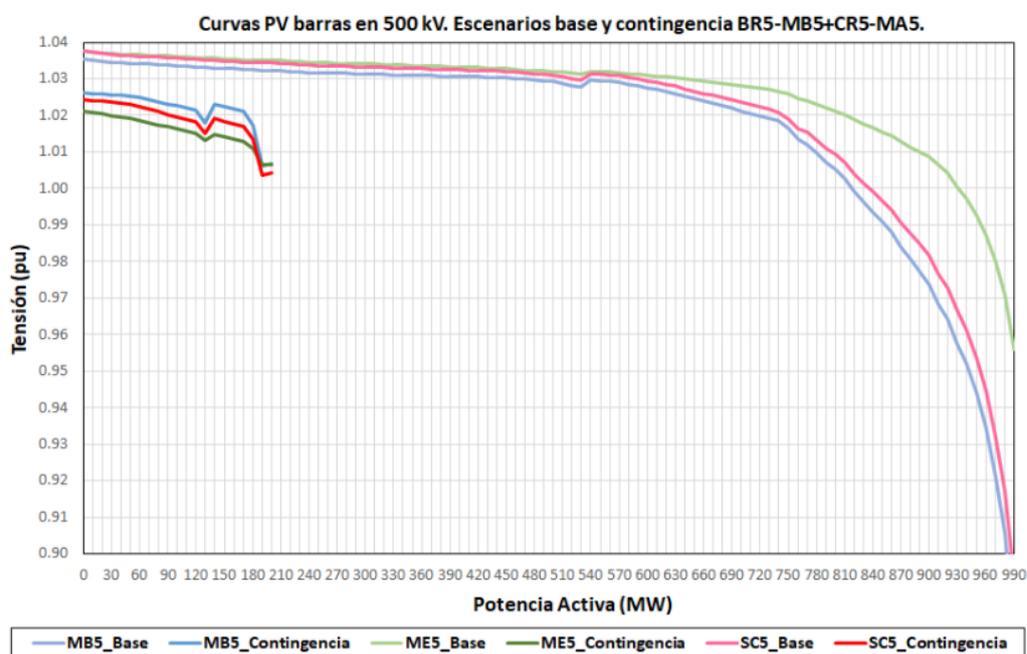


Figura 5.46: Curvas PV para una demanda inicial de 1522 MW y 603 MW en Montevideo. Escenario 5-VX-H sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Si se analiza el mismo escenario pero con transferencia por la CME, se tiene una situación aún más restrictiva, lo cual es lógico dado que debe alimentarse una carga en la zona norte que quita capacidad de transferencia. En la figura 5.47, se parte de una demanda de 1373 MW y se llega a un aumento en la demanda de Montevideo de 180 MW, consiguiendo una demanda total de 1554 MW. Es claro que empeora la posibilidad de transferir hacia el sur. Notar el efecto sobre la barra ME5, con una caída de tensión mucho más pronunciada (ver figura 5.47).

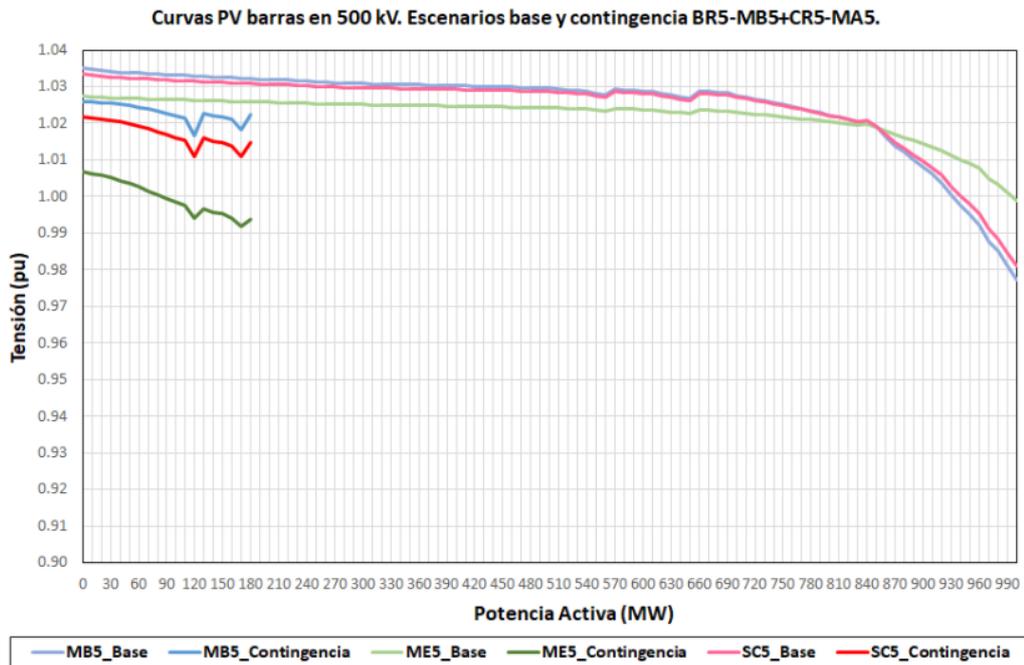


Figura 5.47: Curvas PV para una demanda inicial de 1554 MW. Escenario 5-VX-H con transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

En las curvas QV se toma el mismo escenario como ejemplo con y sin transferencia hacia Brasil. Observando las figuras 5.48 y 5.49, no existe margen de potencia reactiva en ninguna de las barras analizadas, lo que sustenta los problemas de convergencia. Incluso, para solucionar el margen de reactiva en la barra que requiere menor inyección, la figura 5.48 muestra valores por encima de los 400 MVar. La transferencia a Brasil agudiza el problema y, en los escenarios 7-IX-T y 8-IX-H, el problema es mucho mayor.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

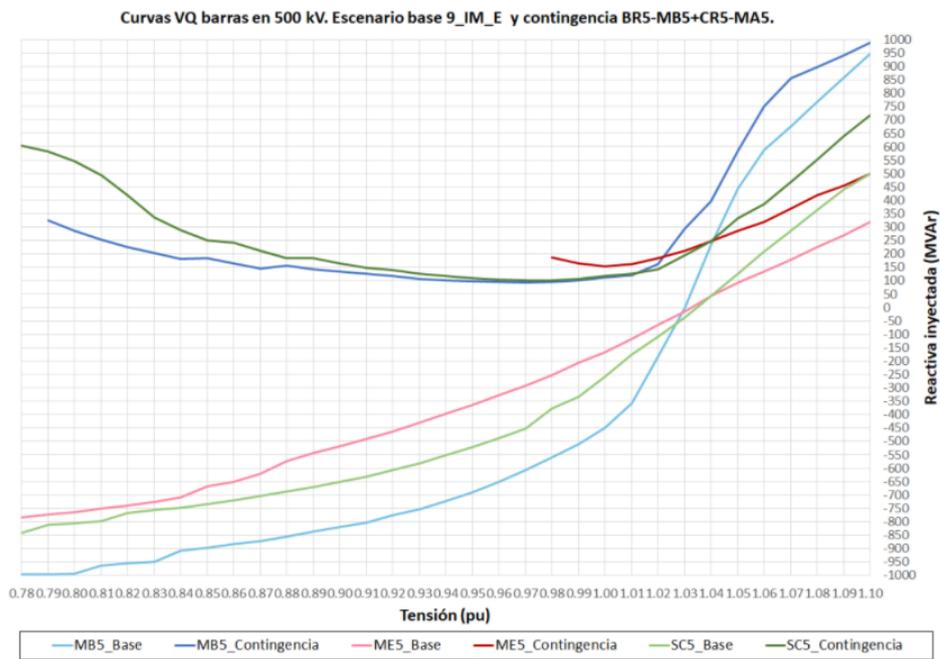


Figura 5.48: Curvas QV barras en 500 kV. Escenario 5-VX-H sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

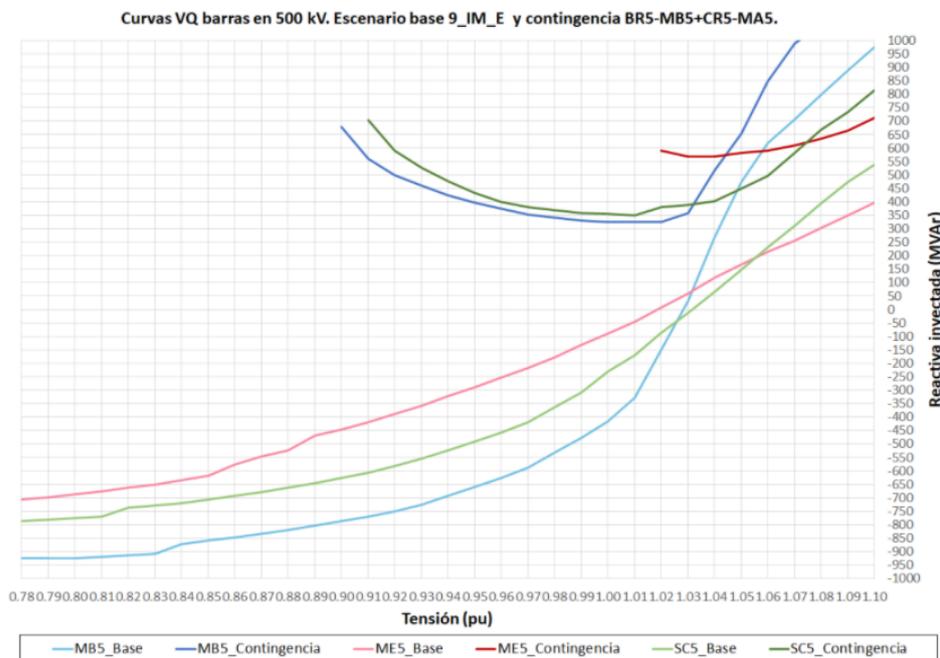


Figura 5.49: Curvas QV barras en 500 kV. Escenario 5-VX-H-EXB con transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

5.4.2.3. 2-VN-E, 3-VN-H y 4-VN-T: Valle de Demanda con Diversa Generación

Como fue mostrado en la tabla 5.8 no presentan problemas de convergencia ante la doble contingencia. Sin embargo, pueden existir problemas de sobretensión en algunos escenarios. Por tal motivo, se considera importante analizar los resultados del flujo de carga.

El escenario más representativo del grupo es el 4-VN-T. Luego de la contingencia se observan tensiones elevadas en PT5 y CR5 (ver figura 5.50). En los casos restantes las sobretensiones se encuentran, también, en las barras del anillo (CH5, ME5 y SC5). Por un lado se cuenta con el efecto de escenarios con baja demanda con una red altamente capacitiva que eleva las tensiones¹⁵ elevando las tensiones en las barras cercanas a la contingencia y, por otro lado, la salida de ambas líneas disminuye este efecto dada la salida de líneas altamente capacitivas (aunque deja con poca capacidad de transferencia en las líneas de AT que van hacia el sur).

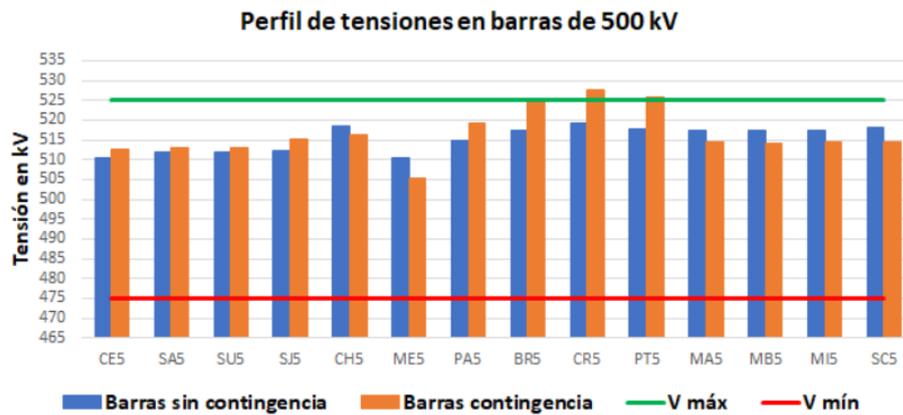


Figura 5.50: Tensiones en barras de 500 kV. Escenario 4-VN-T contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.

¹⁵Efecto Ferranti.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

5.4.2.4. Ingreso de UPM2 a la Matriz Energética. Análisis de Posible Impacto.

Se considera a la planta generando 200 MW, sustituyendo generación proveniente de CTM. La tabla 5.11 muestra los resultados para tres escenarios representativos y variados.

Cont.	Escenario	Demanda MW	Generación en MW			Flujo en MW									
			Eol+Sol	RN	Térmico	BR5/CR5>MON	SC5>MI5	CH5>ME5	ME5>SC5	ROD>MVD	FLO>MVD	COL>LIB	MVA>BIF	PA5>PAL	CHA>CH5
No	1.VM.E	1853	1169	326	0	490	157	171	213	124	151	7	29	-108	292
Si	1.VM.E	1853	1169	326	0	0	427	457	507	240	228	30	12	24	238
No	5.VX.H	1722	651	326	510	631	26	132	164	86	132	8	82	-98	132
Si	5.VX.H	1722	651	326	510	0	370	494	535	237	232	38	62	72	163
No	8.IX.H	1688	90	559	510	825	-10	162	126	9	32	-7	71	-18	80
Si	8.IX.H	1688	90	559	510	0	439	634	608	207	160	31	48	216	-14

Tabla 5.11: Tabla con flujos con y sin contingencia en líneas representativas. Escenarios sin transferencia por CME

Las demanda límite para los escenarios con UPM2 varían muy poco respecto a los escenarios sin UPM2 (ver tabla 5.11), aproximadamente 20 MW. Si bien la generación no está ingresando al sistema en el mismo lugar que CTM, UPM2 se encuentra en la zona centro del país ingresando por CH5 al sistema de EAT.

La generación de UPM2 mejora los resultados para los escenarios que tienen gran flujo de potencia en el centro del país. Esto se observó también para la contingencia PA5-BR5/PA5-CR5. A modo de ejemplo, el escenario 8-IX-H que antes superaba el RATE B del transformador de Palmar y la línea PAL-TRI, baja la transferencia y solo supera el RATE A (ver figura 5.51), evitando exigir tanto los equipos mencionados.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

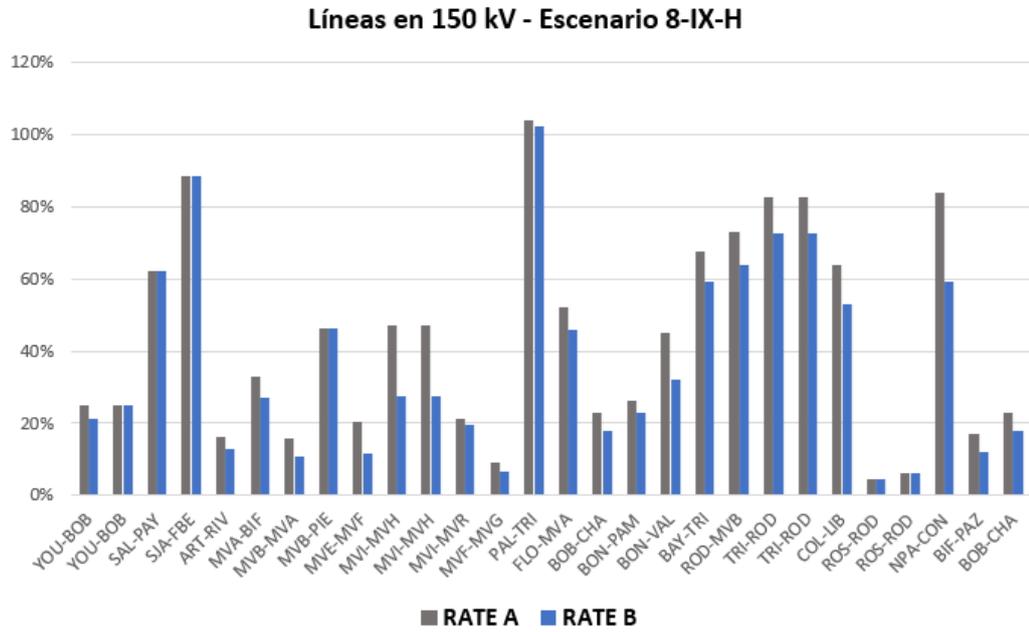


Figura 5.51: Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 8-IX-H con UPM2, contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

5.4.3. Contingencia Doble SJ5-PA5 x 2

La contingencia no presenta problemas de convergencia para ninguno de los nueve escenarios propuestos. De la tabla 5.12, como se menciona en la sección 5.2.3, se pueden extraer FR, mostrados en la tabla 5.14.

Cont.	Escenario	Demanda MW	CME>BRA MW	Generación en MW			Flujo en MW									
				Eó1+Sol	RN	Térmico	SJ5-PA5x2	PA5>BR5+CR5	SG5>CH5	CH5>ME5	ME5>SC5	SC5>MI5	ROD>MVD	FLO>MVD	COL>LIB	BIF>MVA
No	1.VM.E	2203	0	1169	326	0	538.3	773.8	36.6	195.5	231.4	168.9	134.4	144.2	32.8	-23.2
Si	1.VM.E	2203	0	1169	326	0	0	336.0	521.3	513.2	550.5	462.2	175.0	216.2	52.5	-4.8
No	2.VN.E	834	500	1294	573	0	-354.1	91.9	-6.2	272.7	-131.9	-31.1	147.7	127.0	34.0	19.0
Si	2.VN.E	834	500	1294	573	0	0	382.3	-289.3	76.0	-331.7	-220.0	118.7	80.2	19.6	6.0
No	3.VN.H	834	0	46	559	0	46.5	387.7	49.2	97.5	74.0	14.0	32.8	24.6	18.5	-29.2
Si	3.VN.H	834	0	46	559	0	0	350.1	87.6	123.4	100.5	38.5	36.4	30.4	20.1	-27.4
No	4.VN.T	834	0	40	236	320	63.4	119.3	25.8	76.2	51.8	-6.1	18.1	12.4	15.7	-31.4
Si	4.VN.T	834	0	40	236	320	0	68.0	78.0	111.6	87.9	27.5	23.0	20.6	17.9	-29.2
No	5.VX.H	2025	500	651	326	510	321.9	686.9	275.2	400.3	-64.3	-191.0	99.3	118.0	22.1	-92.2
Si	5.VX.H	2025	500	651	326	510	0	425.8	551.7	582.9	117.7	-20.2	123.5	160.6	33.7	-81.2
No	6.IX.E	2268	0	1280	326	0	587.7	820.0	28.0	175.7	243.1	238.1	146.3	148.0	33.7	15.2
Si	6.IX.E	2268	0	1280	326	0	0	342.3	557.5	522.6	591.7	557.0	191.3	227.4	55.9	36.2
No	7.IX.T	2268	0	73	334	820	575.9	650.2	235.0	184.6	142.2	-6.1	16.3	28.4	13.6	-59.4
Si	7.IX.T	2268	0	73	334	820	0	184.2	743.0	517.2	477.0	304.9	58.4	101.2	33.5	-41.4
No	8.IX.H	2268	0	90	559	510	596.9	891.1	280.8	220.1	178.5	28.1	31.5	37.0	16.8	-57.6
Si	8.IX.H	2268	0	90	559	510	0	407.7	812.2	562.2	522.3	346.9	75.6	115.0	37.7	-39.4
No	9.IM.E	1970	500	1474	489	0	450.9	856.7	204.0	420.3	9.0	33.1	182.0	154.2	41.3	9.6
Si	9.IM.E	1970	500	1474	489	0	0	490.4	609.1	684.2	270.7	276.4	195.8	214.8	58.0	25.4

Tabla 5.12: Tabla con flujos con y sin contingencia en líneas representativas.

Contingencia	Escenario	Demanda MW	CME>BRA MW	Generación en MW			Flujo en MW					
				Eó1+Sol	RN	Térmico	SJA>SJ5	SU5>SU5	PAL>PA5	CHA>CH5	MEB>ME5	SCA>SC5
No	1.VM.E	2203	0	1169	326	0	-17.9	108.0	74.6	159.0	37.7	-61.1
Si	1.VM.E	2203	0	1169	326	0	-76.7	54.4	173.7	-1.6	46.4	-80.3
No	2.VN.E	834	500	1294	573	0	17.7	75.1	119.2	279.0	98.4	101.4
Si	2.VN.E	834	500	1294	573	0	50.0	105.2	54.3	367.8	93.0	114.7
No	3.VN.H	834	0	46	559	0	-7.6	-51.3	20.3	48.4	-22.6	-59.8
Si	3.VN.H	834	0	46	559	0	-11.9	-55.4	28.3	36.0	-21.9	-61.5
No	4.VN.T	834	0	40	236	320	-4.3	-38.9	27.4	50.4	-23.7	-57.7
Si	4.VN.T	834	0	40	236	320	-10.4	-44.5	39.1	33.8	-22.7	-59.9
No	5.VX.H	2025	500	651	326	510	-31.0	-130.0	46.5	127.0	41.1	-126.6
Si	5.VX.H	2025	500	651	326	510	-63.9	-160.9	106.4	38.4	46.4	-137.5
No	6.IX.E	2268	0	1280	326	0	-26.0	1.8	71.7	147.8	69.0	-3.5
Si	6.IX.E	2268	0	1280	326	0	-90.6	-58.0	180.0	-27.4	78.5	-25.4
No	7.IX.T	2268	0	73	334	820	-45.6	-125.3	-20.6	-49.0	-40.8	-147.7
Si	7.IX.T	2268	0	73	334	820	-109.4	-186.1	87.4	-212.8	-30.8	-166.1
No	8.IX.H	2268	0	90	559	510	-46.4	-131.0	-24.3	-58.6	-39.5	-149.5
Si	8.IX.H	2268	0	90	559	510	-112.9	-194.7	87.3	-234.4	-28.9	-168.1
No	9.IM.E	1970	500	1474	489	0	-3.7	141.8	78.3	217.4	94.9	24.1
Si	9.IM.E	1970	500	1474	489	0	-52.7	96.9	161.7	83.8	102.4	7.8

Tabla 5.13: Tabla con flujos con y sin contingencia SJ5-PA5, de transformadores de EAT.

Factores de reparto								
PA5>MON	SU5>CH5	CH5>ME5	ME5>SC5	SC5>MI5	ROD>MVB	FLO>MVA	COL>LIB	BIF>MVA
-81,2%	86,4%	57,3%	57,7%	53,6%	7,6%	13,1%	3,6%	3,5%

Tabla 5.14: Factores de reparto en líneas representativas. Contingencia SJ5-PA5x2.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Factores de reparto					
SJA>SJ5	SGU>SU5	PAL>PA5	CHA>CH5	MEB>ME5	SCA>SC5
-10.4 %	-9.7 %	18.4 %	-28.1 %	1.6 %	-3.5 %

Tabla 5.15: Factores de reparto en transformadores de EAT. Contingencia SJ5-PA5x2.

Dados los resultados encontrados, se agrupan los escenarios en dos grupos, donde se dan diferencias en la transferencia de potencia, tensiones y márgenes de funcionamiento, analizando los casos más notables. Estos grupos son los escenarios del pico y valle de la demanda.

5.4.3.1. 1-VM-E, 5-VX-H-EXB, 6-IX-E, 7-IX-T, 8-IX-H y 9-IM-E-EXB: Picos de demanda

La mayor distribución de potencia activa se da en la línea SU5-CH5, con un FR de 86,4 % (ver tabla 5.14). Aproximadamente, en promedio, el 56 % del flujo se repartiría por el circuito CH5-ME5-SC5-MI5¹⁶. Notar que las líneas PA5-BR5 y PA5-CR5 tienen un factor de reparto de $-81,2\%$. En todos los escenarios **el flujo en dichas líneas disminuye considerablemente**.

El flujo a través de los transformadores (ver tabla 5.13), y sus FR asociados (ver tabla 5.15), muestran nuevamente comportamientos similares. La contingencia provoca que el flujo se incremente hacia el nivel de 150 kV. En los transformadores de PA5 y ME5, ocurre lo contrario, se da un aumento hacia nivel de 500 kV. El mayor FR (en módulo) es el $-28,1\%$ en el transformador de CH5, remarcando la importancia de dicho equipo en la distribución de los flujos en la red (ver tabla 5.15).

En las figuras 5.52, se puede ver un ejemplo de los resultados de flujo de carga en el escenario 7-IX-T, donde se encuentran las líneas en 500 kV y el porcentaje de carga respecto a sus RATE A y RATE B sucedida la contingencia.

En el escenario base la línea BR5-MB5, es la más cargada, ubicándose en el 88 % del RATE A (ver figura 5.52 (a)). Dada la contingencia, el nivel de carga es inferior, ubicando su nivel de carga siempre por debajo del 65 % en contingencia respecto al RATE A.

Se ven reflejados los FR obtenidos, marcando como se incrementa el flujo por las líneas de la zona norte y este. A modo de ejemplo, la línea SU5-CH5¹⁷ que en el escenario base está al 18 % de su RATE A, se carga al 50 % en contingencia.

De forma resumida, en 500 kV las diferencias en carga según generación y demanda:

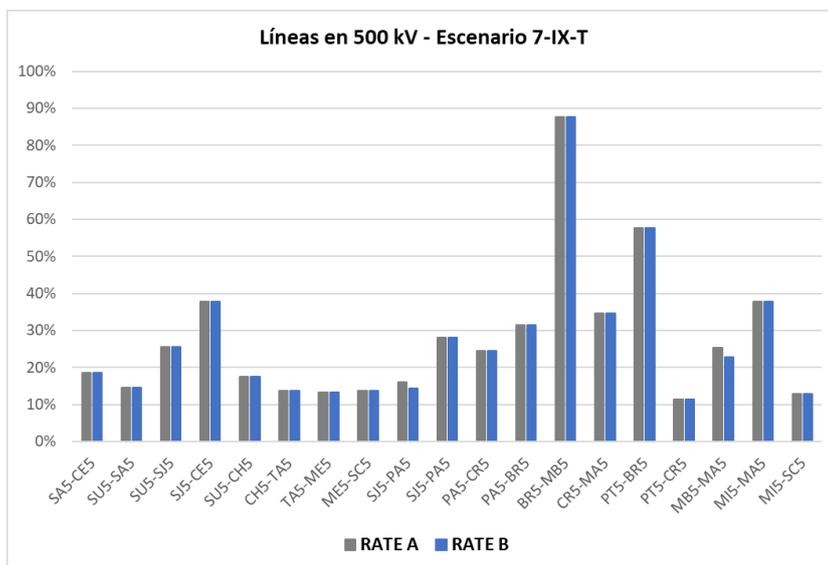
- Generación hidráulica predominante (5-VX-H-EXB y 8-IX-H): porcentajes de carga menores al 80 % en el escenario base y por debajo del 60 % en contingencia, respecto del RATE A.

¹⁶La variación del valor entre cada estación, es debido a los flujos en los transformadores de 500/150 kV (en las estaciones se establecen nodos donde no toda la potencia que entra, sale hacia el mismo nivel de tensión).

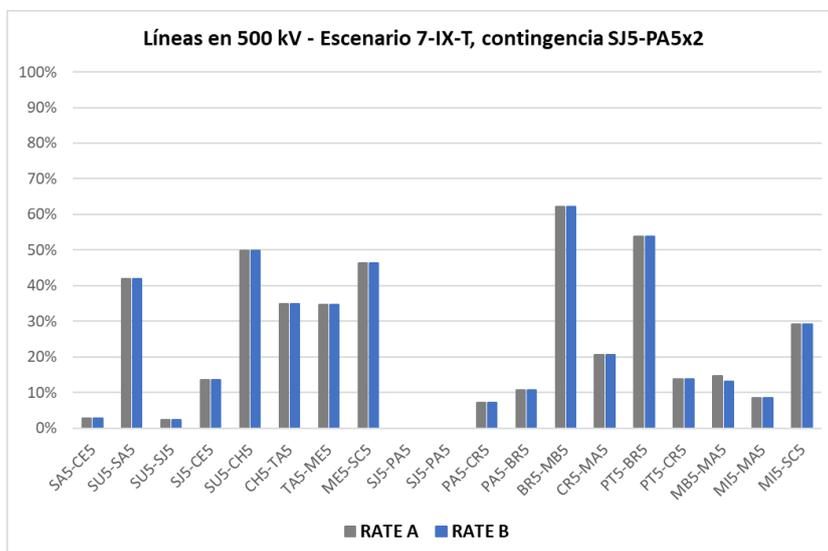
¹⁷FR de 88,2 %, en el escenario 7-IX-T.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

- Generación eólica predominante (1-VM-E, 6-IX-E y 9-IM-E-EXB): cargas menores al 50 % en el escenario base y por debajo del 60 % en contingencia, respecto del RATE A.



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario base 7-IX-T.



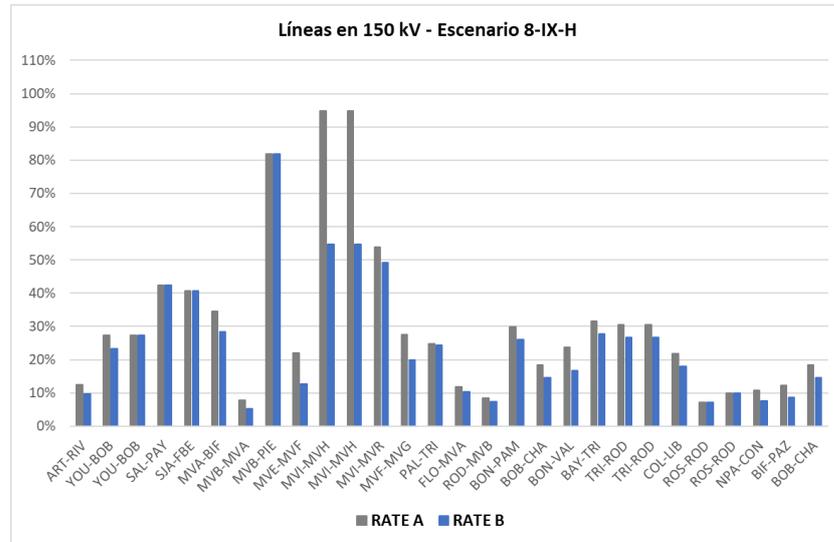
(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 7-IX-T, contingencia SJ5-PA5x2.

Figura 5.52: Niveles de carga de líneas en 500 kV. Escenario 7-IX-T: (a)Base. (b)Contingencia SJ5-PA5x2.

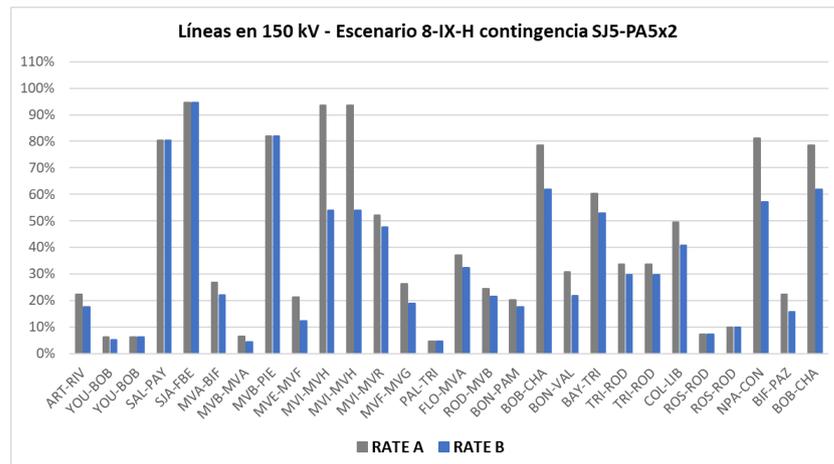
5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

En 150 *kV* luego de sucedida la contingencia, varias líneas de la zona oeste quedan cargadas al punto de estar muy cercanas a superar sus RATE A (ver figura 5.53 para el escenario 8-IX-H). Sin embargo, no se presentan problemas inadmisibles, dado que ninguna línea supera su RATE B luego de la contingencia.

En el escenario 7-IX-T, ocurre un comportamiento similar al escenario 8-IX-H pero en menor proporción. Por otro lado, el escenario 5-VX-H-EXB no presenta sobrecargas, con cargas siempre por debajo del 88 %, tanto en el escenario base como en contingencia.



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 *kV*. Escenario base 8-IX-H.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 *kV*. Escenario 8-IX-H, contingencia SJ5-PAx2.

Figura 5.53: Niveles de carga de líneas en 150 *kV*. Escenario 8-IX-H: (a)Base. (b)Contingencia SJ5-PAx2.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

Algo interesante que sucede en el escenario 1-VM-E (ver figura 5.54) es la sobrecarga de 154%¹⁸ de la línea MER-DOL respecto a su RATE A, mostrando que los escenarios presentan un gran aumento en la carga de las líneas de 150 kV de la zona oeste debido al único vínculo que queda con la red de 500 kV a través del transformador de San Javier. La línea NPA-DOL también presenta sobrecarga en RATE A pero menor que la anterior.

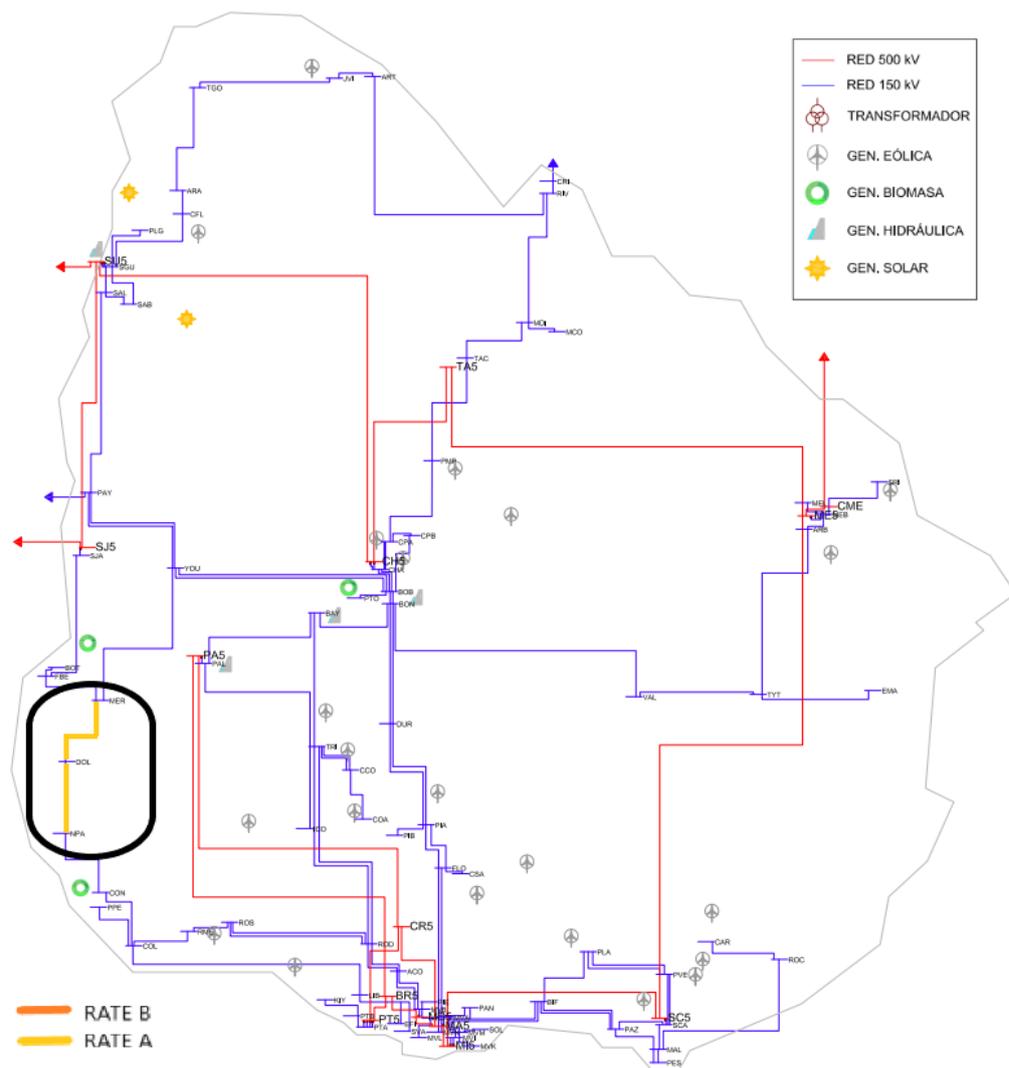


Figura 5.54: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 1-VM-E luego de aplicada la contingencia SJ5-PA5x2.

¹⁸Valor que corresponde a un 91% del RATE B

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Tensiones y Ángulos

En la figura 5.55 se muestran las tensiones en barras de 500 kV para el escenario 7-IX-T. Todas se encuentran entre los valores de operación aceptables. En comparación con el escenario base, se ve que existe caídas de tensiones pero admisibles. Este comportamiento es similar en los escenarios restantes, donde la diferencia entre ellos radica en cuanto decrecen las tensiones.

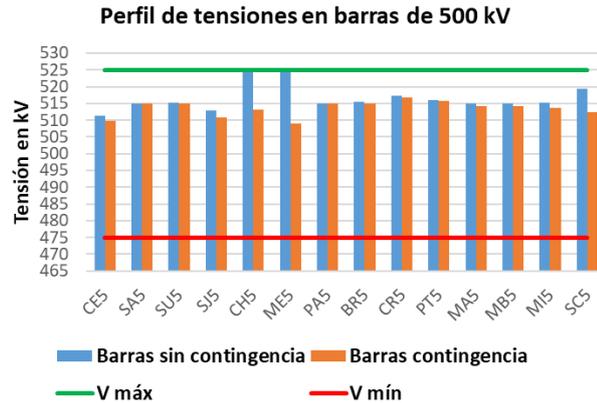


Figura 5.55: Perfil de tensiones en 500 kV. Escenario 7-IX-T: base y contingencia SJ5-PA5x2.

En la figura 5.56, las gráficas de ángulos en las barras de 500 kV para el escenario 6-IX-E, es claro que el aumento de los ángulos entre barras es mucho mayor para la zona sur, mostrando un aumento en la transferencia de potencia del anillo y el subsistema Montevideo como centro de demanda. Entre las barras SJ5 y PA5 la diferencia es de más de 30° en los escenarios 1-VM-E, 7-IX-T, 8-IX-H y 9-IM-E-EXB, lo cual puede ser un inconveniente desde el punto de vista operativo para recuperar las líneas que salieron de servicio. Dicha diferencia se reduce por ejemplo para el escenario 5-VX-H-EXB (20°).

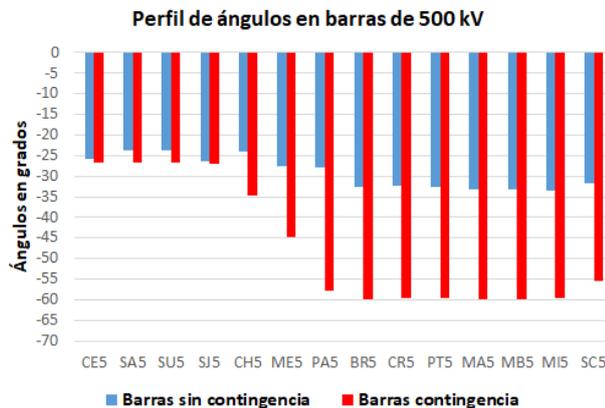


Figura 5.56: Comparativa ángulos en 500 kV. Escenario 6-IX-E: base y contingencia SJ5-PA5x2.

Curvas PV y QV

Se realizó un análisis con esta herramienta para el escenario 5-VX-H-EXB dado que es el que tiene el límite más bajo de demanda convergente en flujo de carga. Comenzando con una demanda de 2025 *MW* y un incremento en la transferencia hacia Montevideo de 280 *MW*, se obtiene una demanda crítica de 2305 *MW*¹⁹.

En la figura 5.57 se puede apreciar los márgenes de carga. Para el escenario base se tiene un margen de 590 *MW* en el incremento de la potencia activa hacia el subsistema Montevideo. En cambio, dicho margen se reduce a 280 *MW* en contingencia.

Obsérvese el efecto de caída de tensión al aumentar la potencia transferida en la zona de carga (subsistema Montevideo), llegando a valores menores de 0,7 *pu*²⁰ antes del punto de colapso (situación inadmisibles en cuanto al funcionamiento real de la red [15]).

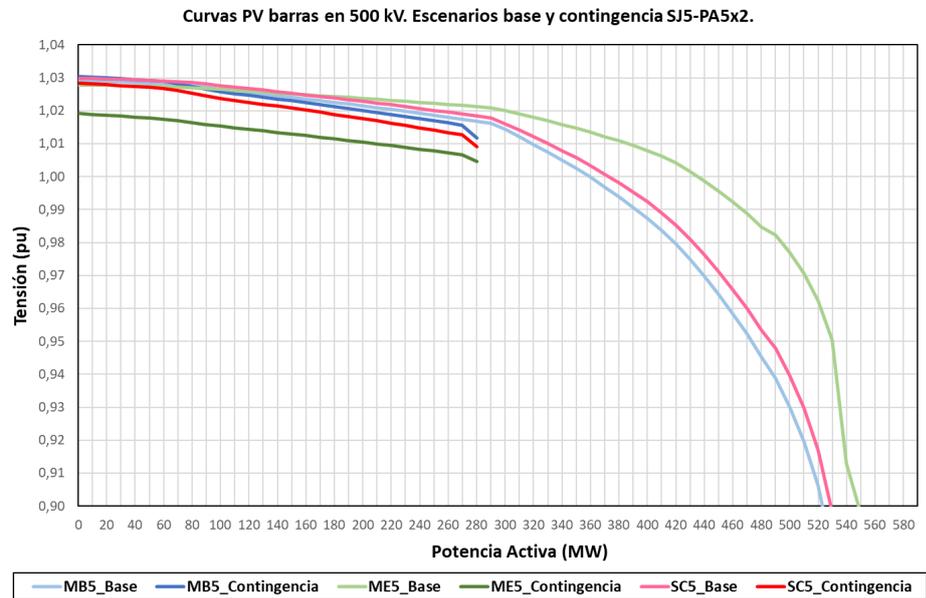
Las curvas de la contingencia incrementan su pendiente a partir de los 60 *MW*. En el escenario base ocurre lo mismo, se nota una pendiente mayor a partir de los 60 *MW* hasta los 290 *MW*, donde la pendiente se vuelve aún mayor.

Los márgenes de carga en los escenarios 5-VX-H-EXB y 9-IM-E-EXB son similares, además de presentar exportación a Brasil y una demanda similar (2000 *MW* aproximadamente). Sin embargo, los escenarios 1-VM-E, 6-IX-E, 7-IX-T y 8-IX-T, además de presentar una demanda superior a 2200 *MW*, tienen un margen de carga importante, siendo el 1-VM-E el más restrictivo con 260 *MW*. En estos cuatro casos, incluir térmico en el sur mejora los márgenes de carga, es decir son mayores en comparación a los otros escenarios. Por ejemplo el caso 7-IX-T, con 2268 *MW* de demanda, tiene el mayor margen de carga con un valor de 410 *MW*.

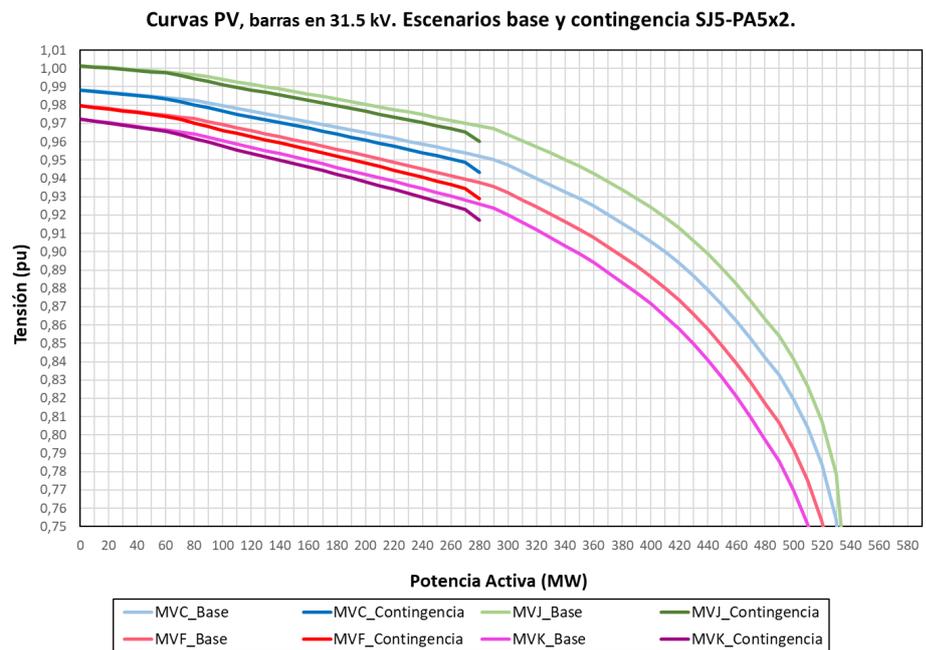
¹⁹Tener en cuenta los 500 *MW* que se transfieren por la CME.

²⁰22 *kV* para 31,5 *kV*

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023



(a) Curvas PV en barras de 500 kV. Escenarios base y en contingencia.



(b) Curvas PV en barras de 31,5 kV. Escenarios base y en contingencia.

Figura 5.57: Curvas PV en barras de 500 y 31,5 kV. Escenario 5-VX-H-EXB: base y contingencia SJ5-PA5x2.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

A partir de las gráficas de las curvas QV, en el escenario 5-VX-H-EXB, se tiene margen de reactiva en todas las barras analizadas: mínimos en -340 MVar a $0,94 \text{ pu}$ (MB5), -368 MVar a $0,92 \text{ pu}$ (SC5) y en -493 MVar a $0,85 \text{ pu}$ (ME5) (ver figura 5.58).

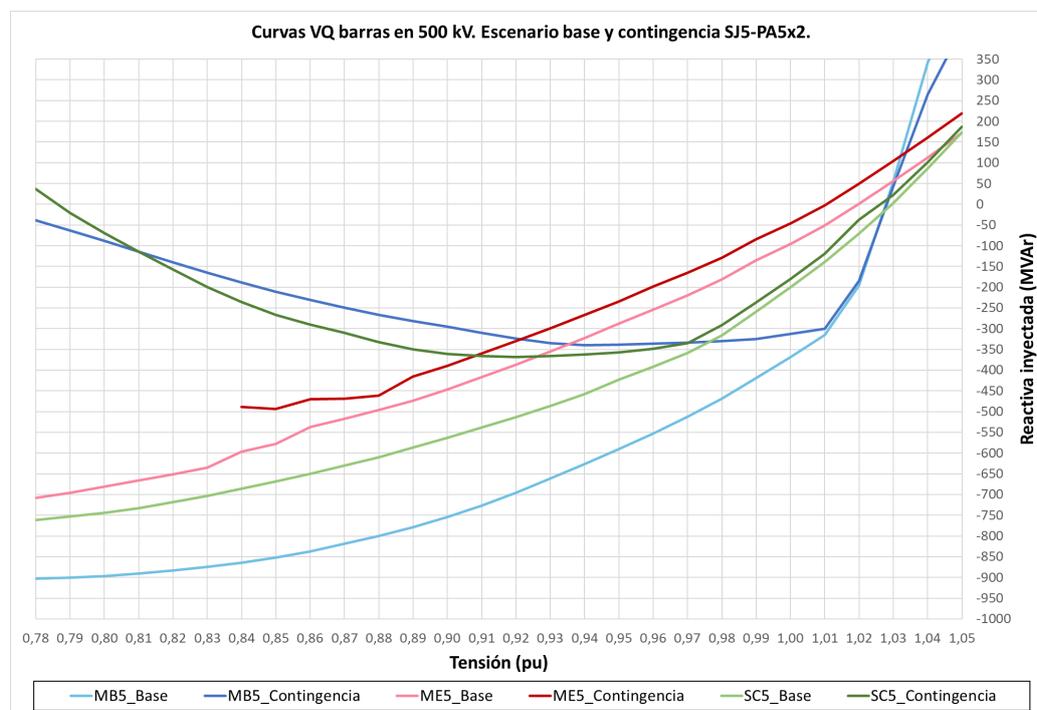


Figura 5.58: Curvas VQ barras en 500 kV. Escenario 5-VX-H-EXB: base y contingencia SJ5-PA5x2.

Los escenarios 6-IX-E, 7-IX-T, 8-IX-H y 9-IM-E-EXB presentan márgenes de reactiva por encima de los 400 MVar²¹. Además, respecto a la barra más restrictiva, MB5, los escenarios 6-IX-E y 9-IM-E-EXB presentan como menor tensión crítica $0,94 \text{ pu}$. En los escenarios 7-IX-T y 8-IX-H, dicha tensión es un poco más elevada: $0,99$ y $0,98 \text{ pu}$ respectivamente. El escenario 1-VM-E es similar al 5-VX-H-EXB. Los valores de los puntos críticos y las pendientes de las curvas indican cualitativamente el grado de sensibilidad de la tensión de la barra ante cambios en la reactiva en la misma. Es así que en MB5 (con punto crítico cercano a la tensión nominal) y gran pendiente, presenta gran rigidez y es una barra robusta en cuanto a la variación de la reactiva en su zona, en gran parte debida a los CER ubicados en Montevideo y que son gran suministradores de reactiva y controladores de los niveles de tensión.

²¹Barras MB5, SC5 y ME5.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

5.4.3.2. 2-VN-E-EXB, 3-VN-H y 4-VN-T: Valles de demanda.

En este caso, el escenario 2-VN-E-EXB es en el único que varía su comportamiento en contingencia, respecto a los escenarios restantes (incluyendo los escenarios vistos en la sección 5.4.3.1). Considerando las líneas PA5-BR5 y PA5-CR5, estas aumentan el flujo hacia el sur. Por otro lado, el flujo previo en las líneas SC5-MI5 y ME5-SC5 tiene sentido opuesto ²², lo que provoca un aumento del flujo de potencia. Lo mismo sucede en los transformadores del SEP (ver tabla 5.13): en el escenario 2-VN-E-EXB, el flujo en los transformadores se comporta de forma opuesta. Los escenarios 3-VN-H y 4-VN-T tienen comportamiento similar al grupo de escenarios vistos en sección anterior 5.4.3.1.

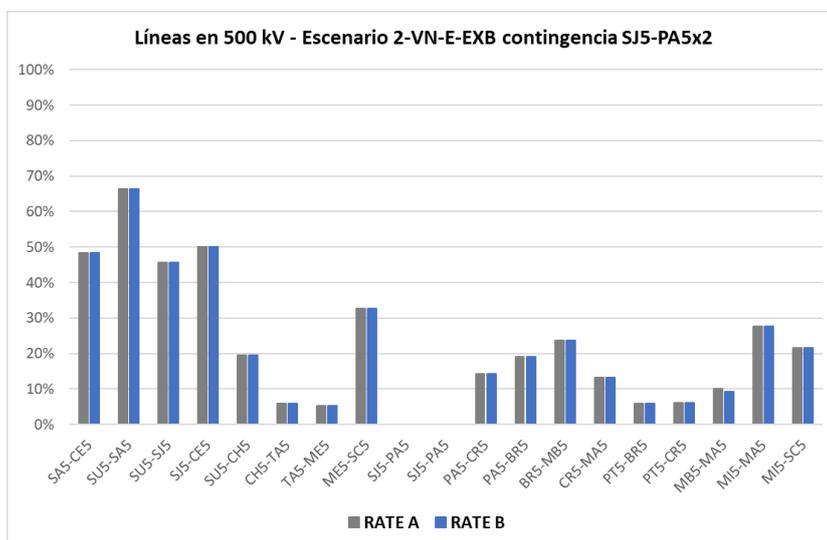
Por otro lado, las diferencias en carga según generación y demanda se pueden dividir de la siguiente manera:

- Escenario 2-VN-E-EXB con exportación a Argentina: carga por debajo de los 70 % en el escenario base y en contingencia (ver figura 5.59(a)), respecto a sus RATE A.
- Escenarios de valle sin exportación a Argentina (3-VN-H y 4-VN-T): niveles de carga por debajo de los 24 % en el escenario base y en contingencia, respecto a sus RATE A.

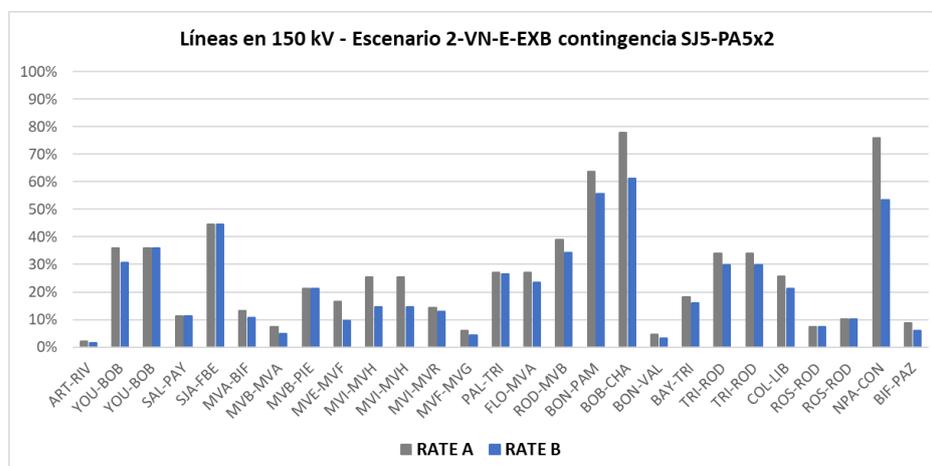
En 150 *kV*, los escenarios 3-VN-H y 4-VN-T cuentan con las líneas menos exigidas que en el 2-VN-E-EXB. En la figura 5.59 (b), se presentan los niveles de carga de distintas las líneas en 150 *kV*. Por otro lado, mediante una inspección de todas las líneas, la línea SGU-CLF presenta la mayor carga con 94 % respecto al RATE A.

²²Flujos de potencia hacia el norte en un escenario de valle de demanda, debido a exportación por la CME.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 2-VN-E-EXB con transferencia CME.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 2-VN-E-EXB con transferencia CME.

Figura 5.59: Niveles de carga en líneas en EAT y AT. Escenario 2-VN-E-EXB, contingencia SJ5-PA5x2.

Tensiones y Ángulos

En estos escenarios también existe una caída de tensión y un ligero aumento para algunas barras de la zona sur y centro. En la figura 5.60 se puede apreciar lo anterior para el escenario 2-VN-E-EXB.

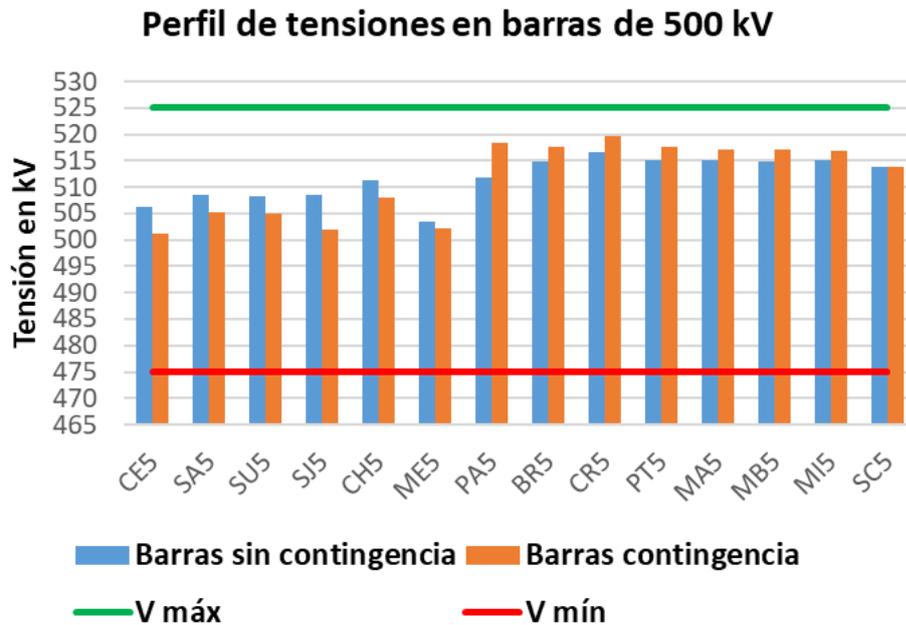
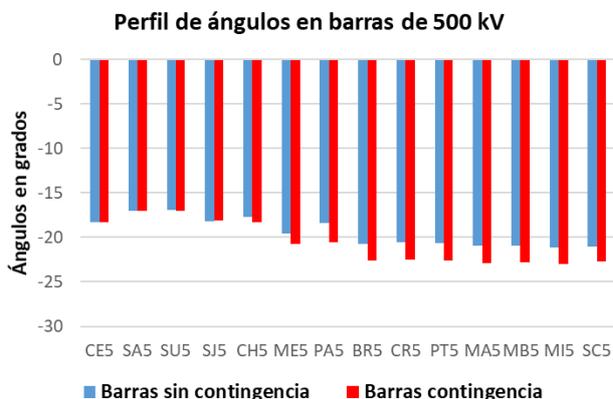


Figura 5.60: Perfil de tensiones en 500 kV. Escenario 2-VN-E-EXB, con transferencia por CME: base y contingencia SJ5-PA5x2

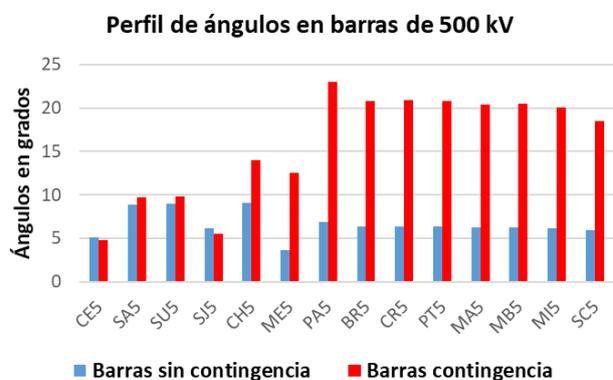
Respecto a los ángulos, los escenarios 3-VN-H y 4-VN-T, en contingencia, tienen una diferencia mucho menor en comparación a los escenarios de pico de demanda (ver sección 5.4.3.1), habiendo diferencias no mayores a 6° (ver figura 5.61 (a)). Esto implica que para ambos escenarios la contingencia no presenta un aumento de transferencia significativo entre lo que es la zona sur y el resto del país, lo que sigue la línea de bajos niveles de demanda.

A su vez, desde el punto de vista de diferencia de ángulos en las barras, el inconveniente para recuperar ambas líneas es mucho menor a lo encontrado para el grupo anterior. En escenario 2-VN-E-EXB (ver figura 5.61 (b)), los ángulos presentan un comportamiento distinto, presentando diferencias entre ángulos de barra mayores, más parecidas a los escenarios de pico de la demanda. Esto responde a la exportación de energía, que a pesar de tener baja demanda en la zona sur, transfiere potencia por la CME y Argentina, mostrando que luego de la contingencia la red de 500 kV pasa a tener flujos mayores.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen



(a) Comparativa ángulos en 500 kV. Escenario 3-VN-H.



(b) Comparativa ángulos en 500 kV. Escenario 2-VN-E-EXB con transferencia por CME.

Figura 5.61: Ángulos en 500 kV, contingencia SJ5-PA5x2. Escenarios: (a)3-VN-H. (b)2-VN-E-EXB.

5.4.3.3. Impacto de la Generación de UPM 2 en la Contingencia

Cuando se incluye en los escenarios la generación de UPM 2, con 210 MW (generando a pleno) inyectados hacia la red, los flujos de potencia cambian en muchos casos, en particular en el centro del país.

Respecto a como se cargan las líneas y transformadores del SEP, existen algunas diferencias particulares producidas por el aporte de UPM2 en la zona centro del país.

En el escenario 1-VM-E se presenta una sobrecarga en RATE A en la línea BAY-PAL de 102 %, en contingencia. En el escenario 2-VN-E-EXB se producen sobrecargas en las líneas BOB-CHA al 122 % de su RATE A, correspondiendo a un 96 % de sus RATE B. Sin embargo, en líneas del oeste (MER-DOL y SGU-SAL) el ingreso de UPM 2, favorece en la reducción de sobrecargas ante la contingencia.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Por otro lado, el transformador de Palmar en el escenario 6-IX-E, queda cargado al 100 % de su RATE A al ocurrir la contingencia, efecto que se acentúa si se incluye el reactor en su terciario.

Respecto a los valores de las tensiones en 500 kV, se puede observar que las tensiones en los sectores que se deprimen debido a la contingencia, lo hacen en menor medida. En la siguiente figura 5.62 para el escenario 7-IX-T, se puede ver como en ME5 y CH5, las tensiones se mantienen más elevadas en un escenario con UPM 2.

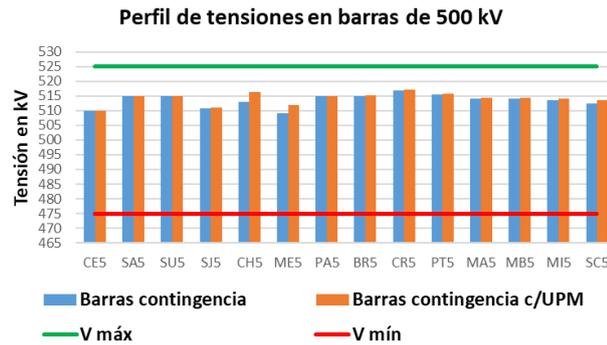


Figura 5.62: Perfil de Tensiones barras en 500 kV. Escenario 7-IX-T con y sin UPM 2, contingencia SJ5-PA5x2.

Lo anterior ocurre en general para todos los escenarios de pico de demanda y a su vez en niveles de 150 kV. En los escenarios del valle, ocurre lo contrario, las tensiones de barras que en contingencia se elevan, en los escenarios con UPM 2, se elevan en menor medida. En la figura 5.63 se puede ver este fenómeno para el escenario 2-VN-E-EXB.

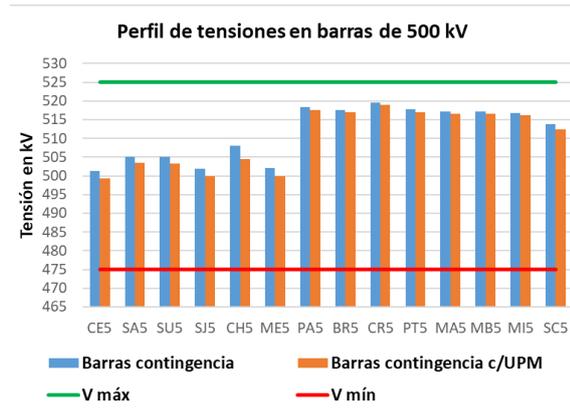
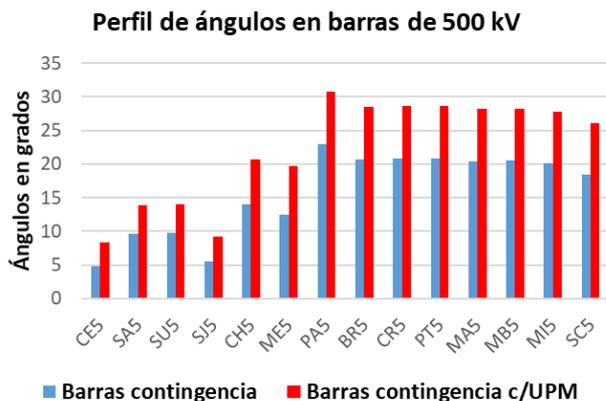


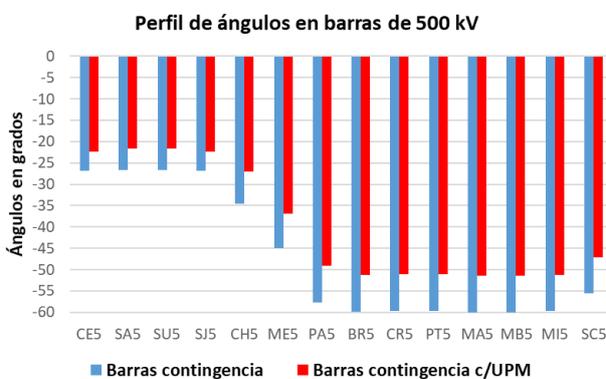
Figura 5.63: Perfil de tensiones barras en 500 kV. Escenario 2-VN-E-EXB exportando por CME, con y sin UPM 2, contingencia SJ5-PA5x2.

Los ángulos de barras, en los escenarios con UPM 2, se reducen los valores de los argumentos de las barras en general y con la única excepción del escenario 2-VN-E-EXB (ver figura 5.64), en el cual aumentan los ángulos.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen



(a) Comparativa ángulos en 500 kV. Escenario 2-VN-E-EXB con y sin UPM 2.



(b) Comparativa ángulos en 500 kV. Escenario 6-IX-E con y sin UPM 2.

Figura 5.64: Ángulos en barras de 500 kV. Escenarios con y sin UPM2, contingencia SJ5-PA5x2:(a)2-VN-E-EXB con transferencia CME. (b)6-IX-E.

Pensando en la reposición de las líneas de la contingencia, como se ha mencionado, es importante la diferencia de ángulos entre las barras correspondientes. En la tabla 5.16, se presenta un resumen con las diferencias entre SJ5 y PA5 en contingencia incluyendo, además, UPM2.

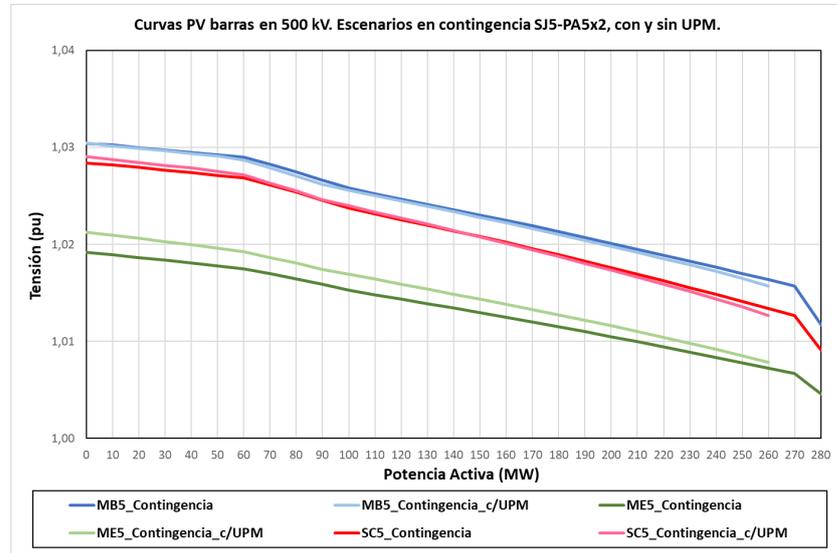
Ángulos entre barras de contingencia SJ5-PA5x2									
Escenario en contingencia:	1-VM-E	2-VN-E-EXB	3-VN-H	4-VN-T	5-VX-H-EXB	6-IX-E	7-IX-T	8-IX-H	9-IM-E-EXB
Ángulo PA-SJ (grados)	-28,2	17,5	-2,5	-3,2	-16,7	-30,8	-29,8	-31,1	-23,6
Ángulo PA-SJ con UPM2 (grados)	-24,1	21,6	1,6	0,8	-12,3	-26,7	-25,5	-26,7	-19,5

Tabla 5.16: Diferencia de ángulos entre las barras SJ5 y PA5. Contingencia SJ5-PA5x2, con y sin UPM 2.

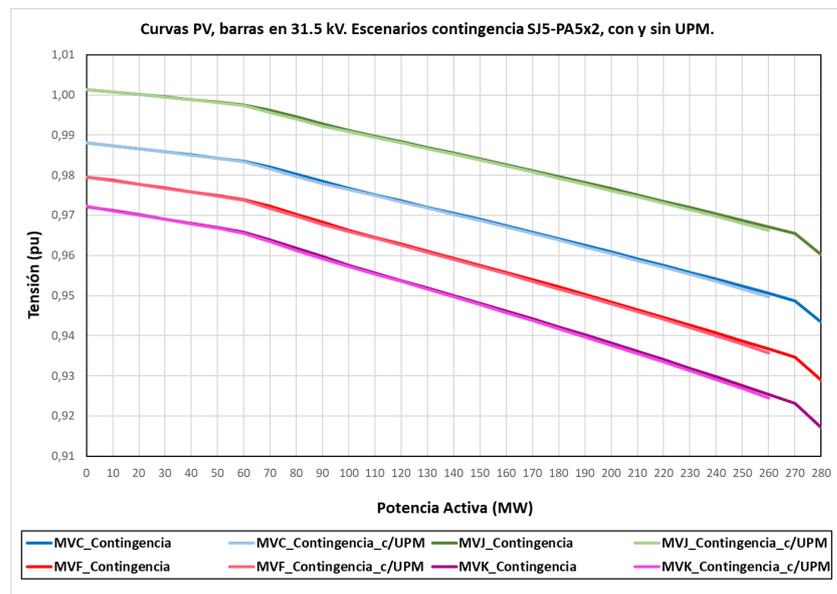
El ángulo entre barras disminuye incluyendo UPM 2, pero además en escenarios con gran demanda (picos de demanda) se presentan diferencias angulares mayores.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Por último, en las figuras 5.65 y 5.66, se presentan los resultados de realizar las curvas PV y QV incluyendo UPM en el escenario 5-VX-H-EXB, donde se puede ver las diferencias cuando se incluye dicha planta.



(a) Curvas PV en barras de 500 kV, con y sin UPM 2.



(b) Curvas PV en barras de 31,5 kV, con y sin UPM 2.

Figura 5.65: Curvas PV en barras de 500 y 31,5 kV. Escenario 5-VX-H-EXB, contingencia SJ5-PA5x2.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

Se verifica que las curvas para el escenario planteado, presentan pocas diferencias incluyendo UPM 2 (ver figuras 5.65 y 5.66). En escenarios con térmico en el sur, en las curvas QV, se notan ciertos cambios menores. En particular, los márgenes de reactiva en las barras son mayores.

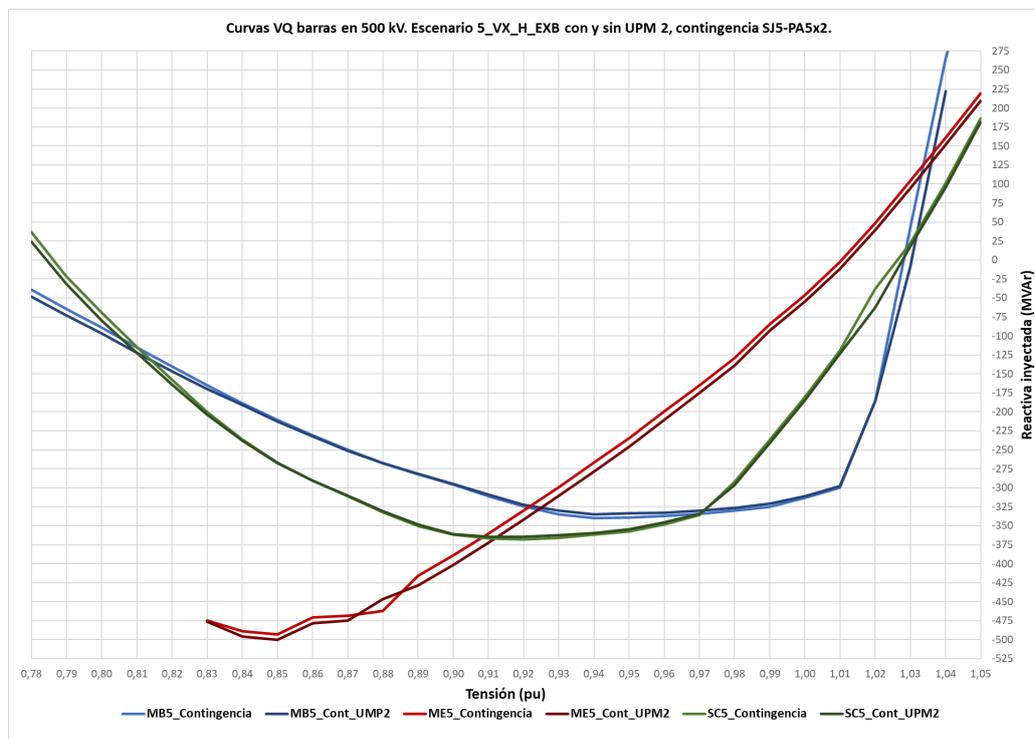


Figura 5.66: Curvas VQ barras en 500 kV. Escenario 5-VX-H-EXB con y sin UPM 2. Contingencia SJ5-PA5x2

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

5.4.3.4. Exigiendo el SEP - Generación Proveniente de CTM y CME en Picos Máximos de Demanda.

Para esta contingencia, dado que no se encuentran problemas de convergencia o estabilidad de tensión y sobrecargas de RATE B, en los nueve escenarios con el estudio en régimen, se plantea exigir a la red y por ende la contingencia, en busca de problemas. Para esto, se plantean modificaciones de los escenarios originales incluyendo, por ejemplo, la CME en un escenario de máxima demanda. En el mismo sentido, se plantea quitar generación importante en el SEP uruguayo, con reducción de demanda asociada, generando además un escenario de demanda media.

Generación Proveniente de CTM

En la búsqueda de exigir la red ante la contingencia, se conforma un escenario sin aportes de energías renovables (generación Eólica y Solar) y, además, sin aporte de la generación térmica en Punta del Tigre y la central hidroeléctrica de Palmar. Acompañando la reducción en generación, partiendo del escenario 6-IX-E, por ejemplo, se necesita reducir la demanda uruguaya. Para esto se escala la demanda, destacando que, además, no se considera la CME en este escenario (dado el déficit de generación). De esta forma se logra exigir el escenario aumentando la carga en las líneas que conforman la contingencia, antes de que la misma suceda. La generación del escenario, se presenta en la tabla 5.17.

Generación	Potencia (MW)
Hidráulica RN	161
Biomasa	76
CTM	1890
CME	0
Demanda	1582

Tabla 5.17: Generación y demanda en escenario 6-IX-CTM, tras modificaciones del 6-IX-E.

En este escenario, ajustar de forma adecuada los recursos de reactiva, permite tener un mayor margen para la demanda límite en contingencia. En la figura 5.67 se muestran curvas PV donde el incremento de transferencia de potencia entre los SEP argentino y uruguayo se realiza con los recursos de reactiva fijos (*lock*) y móviles (*enable*)²³. Dicha transferencia se da en ambos casos desde una demanda uruguaya escalada a 1381 MW, con un incremento de 40 MW en el primer caso y de 260 MW en el segundo. A partir de lo anterior, resulta demandas límites de 1421 MW²⁴ y 1641 MW, con un margen de carga de 59 MW en incremento. Por lo tanto, si los recursos de reactiva se ajustan de forma correcta,

²³El software PSS®E, en la construcción de las curvas PV, puede en cada paso de incremento de transferencia de potencia, ajustar los recursos de reactiva automáticos (opción *enable*) o por el contrario dejarlos fijos (opción *lock*).

²⁴Demanda menor a la del escenario original.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

por ejemplo, quitando de servicio los reactores en CH5 y ME5, el escenario converge bajo contingencia como fue planteado originalmente.

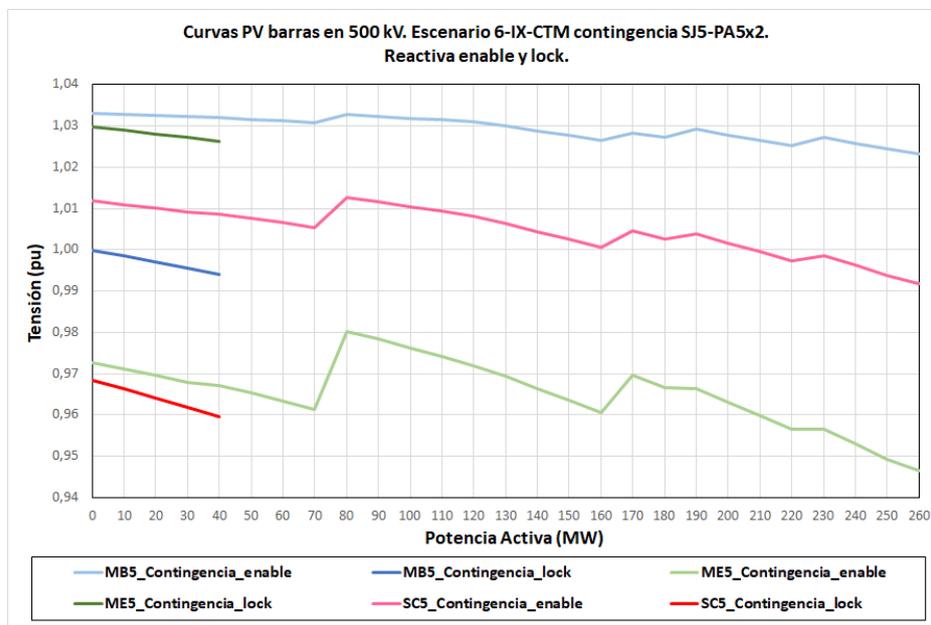


Figura 5.67: Curvas PV barras en 500 kV, demanda inicial 1381 MW. Escenario 6-IX-CTM compensación de reactiva enable y lock. Contingencia SJ5-PA5x2

Por otro lado, una vez se logra la convergencia del escenario, se presentan sobrecargas en RATE B en distintas líneas de la red de AT en las zonas centro-norte y oeste del país (ver figuras 5.68 y 5.69).

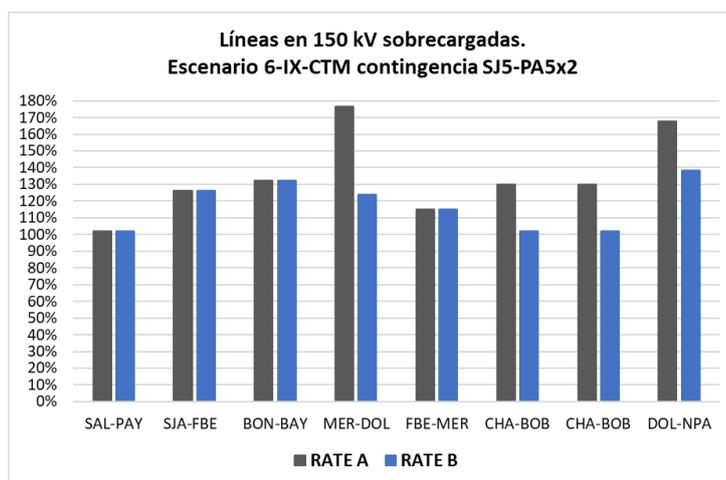


Figura 5.68: Sobrecargas líneas en 150 kV. Escenario 6-IX-CTM, contingencia SJ5-PA5x2

Se tiene entonces un escenario donde, en caso de que el sistema llegue régimen en estas condiciones, es necesario mitigar las sobrecargas.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

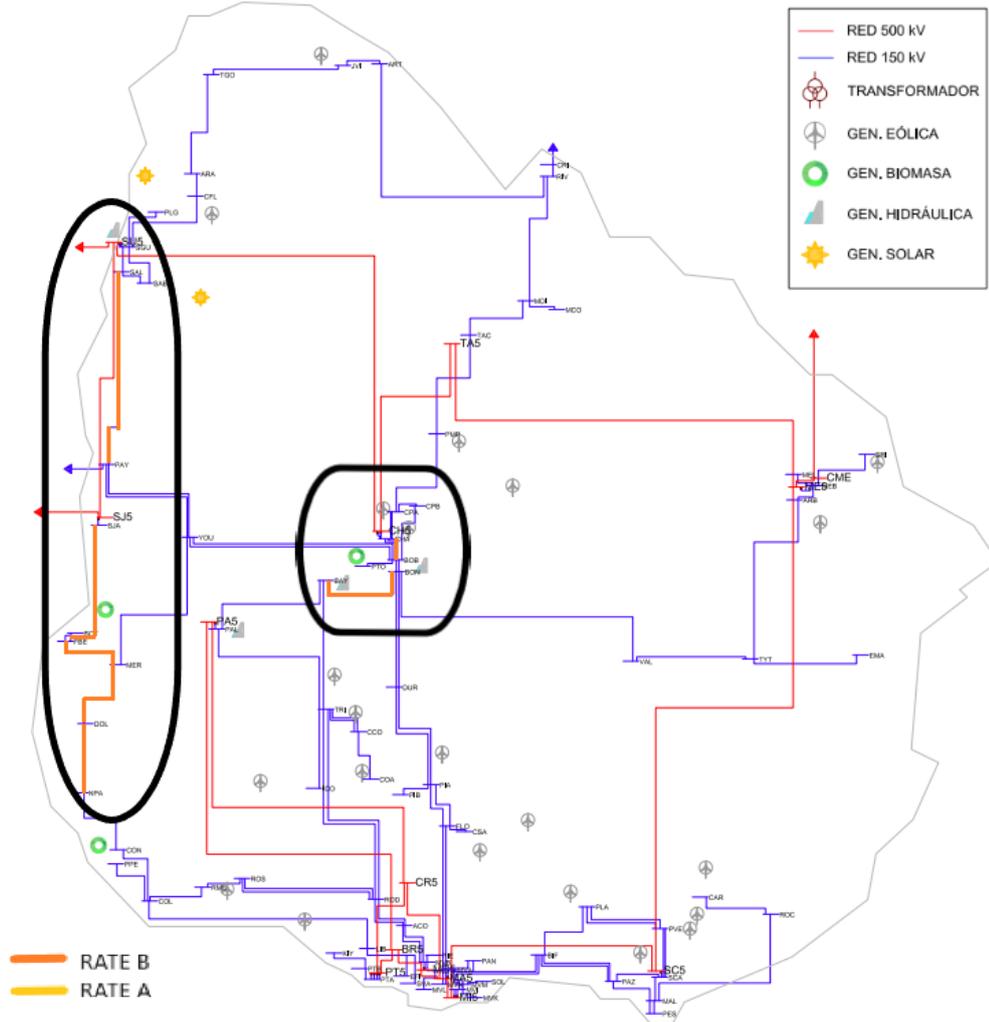


Figura 5.69: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 6-IX-CTM luego de aplicada la contingencia SJ5-PA5 x 2.

CME en Picos Máximos de Demanda.

Otra forma de exigir la contingencia es incluir la CME a pleno (500 MW). Para esta modificación se considera nuevamente el escenario 6-IX-E dada su gran generación eólica. Se ingresa la generación de UPM 2 para lograr el cierre de balance de demanda y generación en el SEP. Es decir, no es necesario importar generación desde Argentina para transferir a Brasil²⁵. De todas formas, se consideran los dos casos, con y sin UPM 2, para visualizar su posible impacto. Se realizan entonces dos escenarios, como el de la tabla 5.18 para el escenario 6-IX-E-EXB-UPM2, donde la diferencia está en si se incluye o no UPM 2.

Generación	Potencia (MW)
Hidráulica RN	326
Biomasa	76
UPM 2	210
Eólico	1120
CTM	1890
CME	500
Demanda	2268

Tabla 5.18: Generación y demanda en escenario 6-IX-E-EXB-UPM2 (con UPM 2 y transferencia por CME).

En este caso, la inclusión o no de UPM 2, no influye de manera significativa en la convergencia del flujo de carga. Si no se ajustan recursos de reactiva, el escenario no converge, siendo necesario escalar la demanda para determinar el límite. En ambos casos, con y sin UPM, la demanda límite es de 2230 MW aproximadamente (por debajo de la demanda del escenario). Sin embargo, el manejo adecuado de la reactiva, en particular de los reactores de CH5 y ME5, si tiene un rol importante en la convergencia del flujo de carga ante la contingencia.

En la figura 5.70 se presentan las curvas PV ²⁶ para ambos casos (con y sin UPM2) donde partiendo de la demanda del escenario base (2268 MW), se obtienen los siguientes resultados:

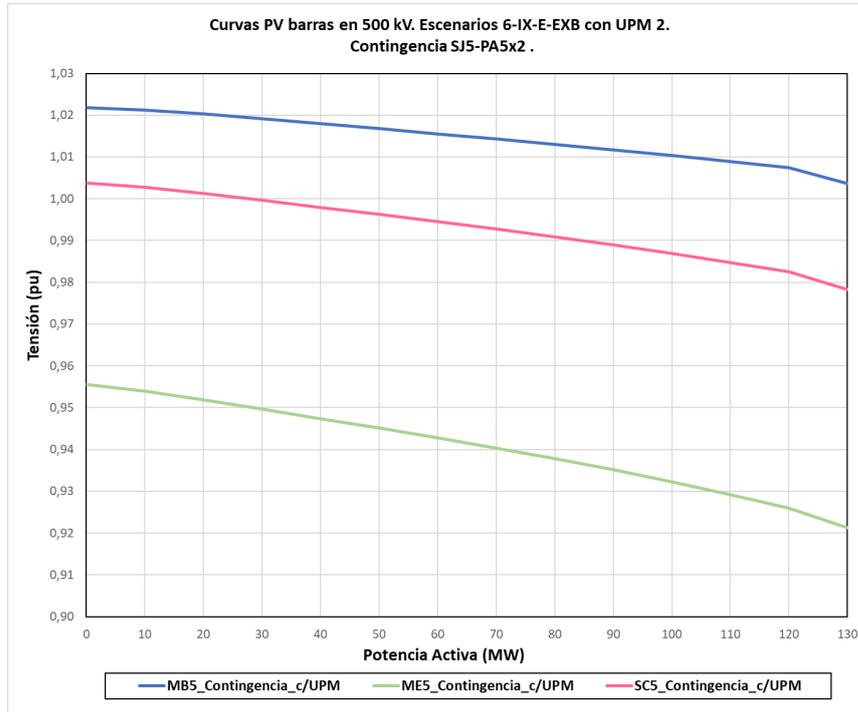
- En caso de **incluir UPM 2 a pleno**, el escenario converge sin los reactores de ME5 y CH5 y con el CER de MVI aportando 120 MVAr. Además, se tiene un margen de carga de 130 MW.
- Si **no se incluye UPM 2**, el escenario converge, sin los reactores de ME5 y CH5 y con el CER de MVI aportando 150 MVAr. En este caso se tiene un margen de carga de 104 MW.

De los resultados anteriores, mejora los márgenes de carga, a la vez que se necesita menos aporte de reactiva de los CER en Montevideo.

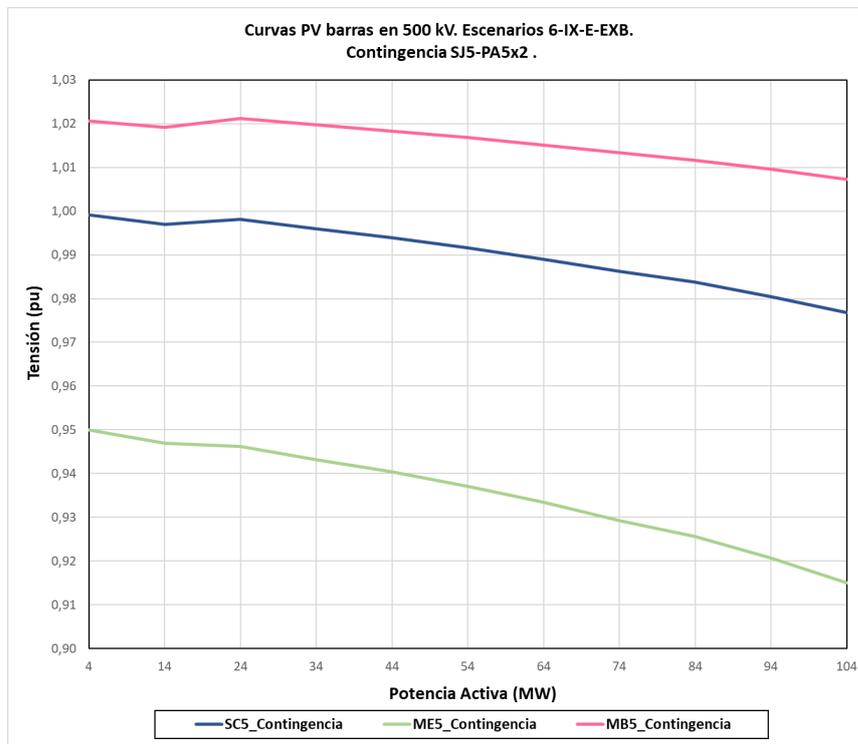
²⁵Si bien es poco probable, esto se podría plantear para un caso en que Argentina requiera exportar energía a Brasil y lo hiciese a través del SEP uruguayo.

²⁶Realizadas con el incremento de potencia activa entre los subsistemas argentino (aumento en la generación) y uruguayo (aumento en la carga).

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023



(a) Curvas PV en barras de 500 kV. Escenario 6-IX-E-EXB con UPM 2.

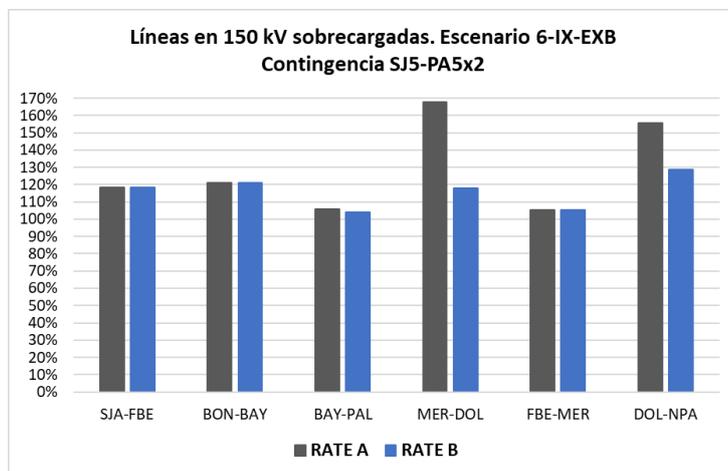


(b) Curvas PV en barras de 500 kV. Escenario 6-IX-E-EXB sin UPM 2.

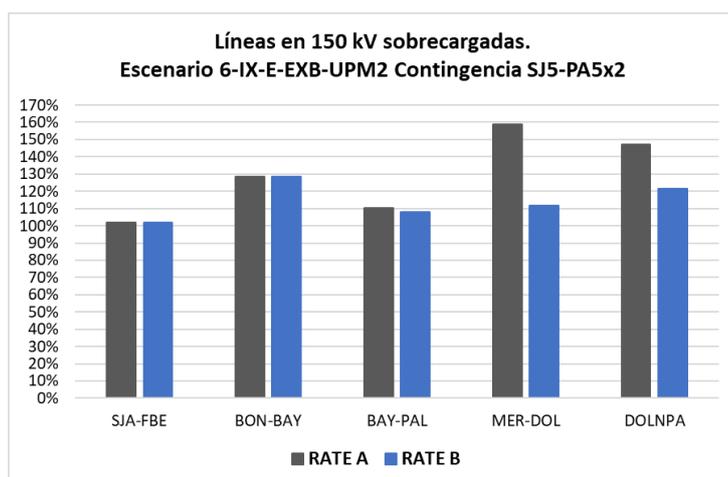
Figura 5.70: Curvas PV en barras de 500 kV. Escenario 6-IX-E-EXB, con transferencia por CME, contingencia SJ5-PA5x2: (a) Con UPM 2. (b) Sin UPM 2.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

Por otro lado, se presentan sobrecargas en RATE B en distintas líneas de la red de AT en las zonas centro-norte y oeste del país (ver figuras 5.71, 5.72 y 5.73).



(a) Sobrecarga líneas en 150 kV. Escenario 6-IX-E-EXB.



(b) Sobrecarga líneas en 150 kV. Escenario 6-IX-E-EXB-UPM2.

Figura 5.71: Sobrecargas de líneas en 150 kV. Escenarios 6-IX-E-EXB y 6-IX-E-EXB-UPM2, con exportación por CME. Contingencia SJ5-PA5x2

Se tiene entonces, nuevamente, escenarios donde se debe mitigar las sobrecargas para que cobre sentido una operación del SEP en régimen bajo estas condiciones.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

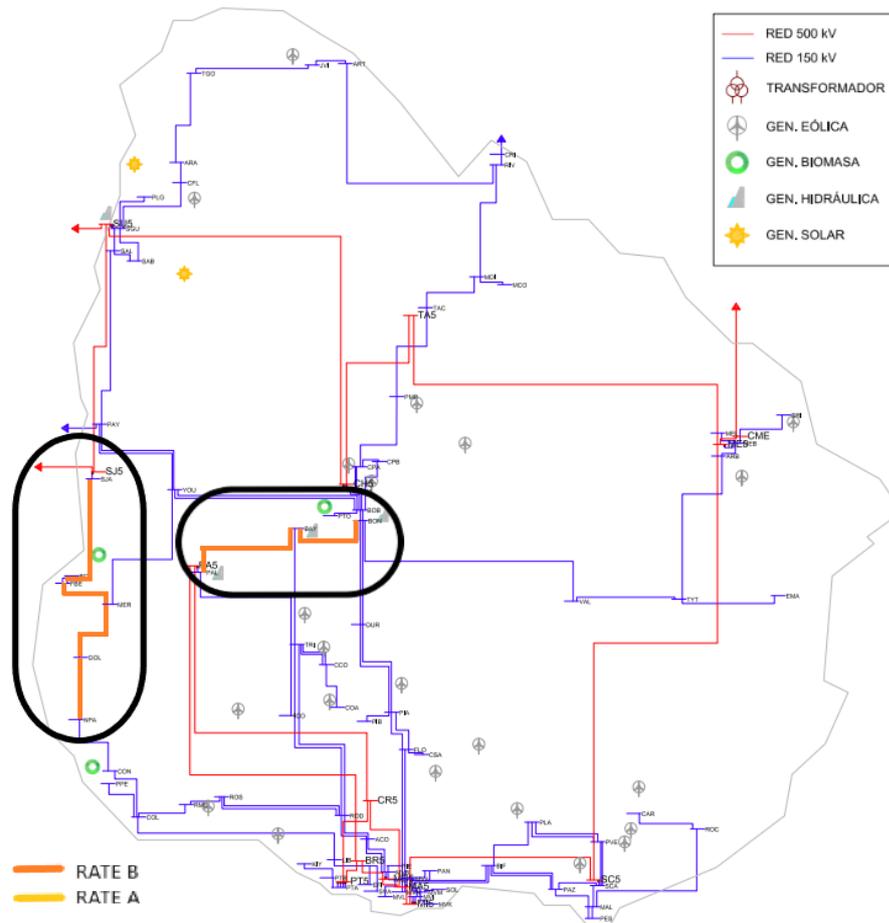


Figura 5.72: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 6-IX-EXB, luego de aplicada la contingencia SJ5-PA5 x 2.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

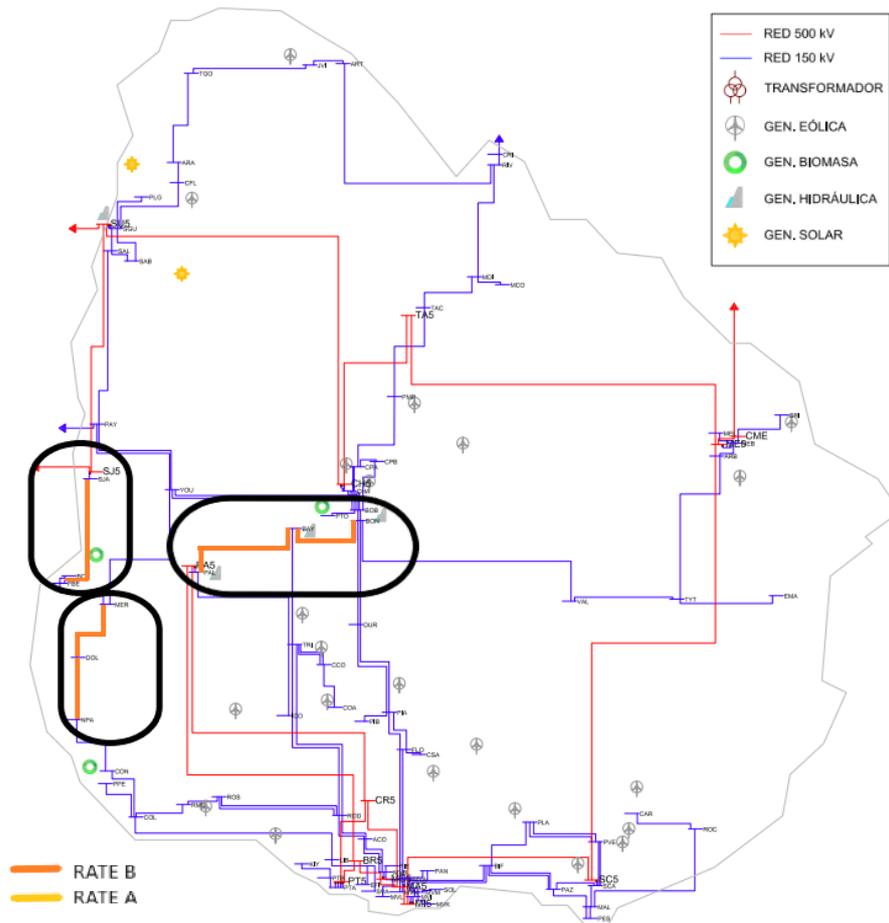


Figura 5.73: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 6-IX-EXB con UPM 2, luego de aplicada la contingencia SJ5-PA5 x 2.

5.4.4. Contingencia Doble CE5-SJ5 / SU5-SJ5

Las líneas que conforman esta contingencia comparten una subestación (SJ5) y, además, comparten una misma zona geográfica en el oeste del país. Ambas condiciones anteriores promueven que dicha contingencia tenga mayor probabilidad de ocurrir que otras. El estudio, además, puede generar información acerca de los cuidados que se deben tener si se trabaja ante la salida programada de una de ellas.

Al realizar el flujo de carga, esta contingencia converge en todos los escenarios propuestos, lo que significa que, desde el punto de vista de régimen con escenarios pico y valle de la demanda, no existen problemas en primera instancia.

Para la presente contingencia se realizó, como en las anteriores, la tabla de flujos de potencia en puntos de interés del SEP. En este caso, se consideran todos los escenarios, en varios de ellos considerando la variación de la CME (ver tabla 5.19).

Los factores de reparto que se obtienen a partir de la siguiente tabla son los mostrados en 5.20. Recordar que dado que no son líneas en paralelo, los factores de reparto solo dan una idea aproximada de la distribución real de la potencia en el resto del sistema, ya que no son calculados con la combinación de sucesivos factores de distribución clásicos.

A partir de los factores y de las transferencias de potencia en el SEP luego de la contingencia, se pueden realizar algunas deducciones de forma directa:

- El flujo de potencia por las líneas SJ5-PA5 tienen una relación directa con la transferencia de potencia en las líneas de la contingencia y con el nodo SJ5. Luego de la contingencia, ambas líneas en paralelo quedan a muy pocos *MW* de estar completamente en vacío.
- La mayor parte del flujo previo a la contingencia, pasa a ser transferido por la línea SU5-CH5 (ver tabla 5.20). Se observa entonces, directamente, que el nuevo anillo pasa a ser un camino crucial para la transferencia de potencia ante esta contingencia.
- Un porcentaje del flujo de potencia que se transfiere por SU5-CH5, ingresa al sistema de AT por los transformadores de CH5-CHA, pero la mayor parte se transfiere hacia la zona sur (53 %, ver tabla 5.20) por EAT a través de SC5-MI5.

Observando los resultados en la tabla 5.19, es posible dividir lo obtenido para esta contingencia en dos grupos según la demanda de los escenarios: valle o pico.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

Cont.	Escenario	Demanda MW	CME>BRA MW	Generación en MW			Flujo en MW										
				Eól+Sol	RN	Térmico	SU5>SJ5	CE5>SJ5	SJ5>PA5	SU5>CH5	ME5>SC5	SC5>MI5	ROD>MVD	FLO>MVD	SU5>SGU	PA5>PAL	CHA>CH5
No	1.VM.E	2203	0	1169	326	0	323	233	538	36	231	170	135	143	-107	-72	158
Si	1.VM.E	2203	0	1169	326	0	0	0	28	576	561	472	155	214	-25	-165	-42
No	2.VN.E	834	500	1250	489	0	318	-693	-356	-3	-130	-31	147	127	-74	-117	273
Si	2.VN.E	834	500	1250	489	0	0	0	15	-323	-342	-230	130	80	-121	-57	395
No	2.VN.E	834	0	1250	489	0	350	-989	-612	-224	111	193	141	132	-88	-137	254
Si	2.VN.E	834	0	1250	489	0	0	0	-30	-754	-252	-145	115	52	-163	-30	445
No	2.VN.E	834	0	1250	0	0	384	-637	-234	-144	113	194	129	123	-75	-103	178
Si	2.VN.E	834	0	1250	0	0	0	0	-2	-360	-29	65	118	91	-108	-60	258
No	5.VX.H	2025	500	651	559	510	314	40	323	275	-65	-191	99	118	129	-43	125
Si	5.VX.H	2025	500	651	559	510	0	0	-1	603	135	-4	112	163	180	-104	7
No	5.VX.H	2025	0	651	559	510	345	-264	58	49	176	32	93	122	116	-64	102
Si	5.VX.H	2025	0	651	559	510	0	0	-16	122	224	76	95	136	126	-78	76
No	5.VX.H	2025	0	651	559	70	384	72	428	115	228	80	108	134	123	-56	87
Si	5.VX.H	2025	0	651	559	70	0	0	10	545	495	326	125	192	189	-133	-70
No	6.IX.E	2268	0	1280	326	0	301	312	587	29	243	238	145	148	-2	-71	146
Si	6.IX.E	2268	0	1280	326	0	0	0	25	625	606	569	169	226	90	-173	-77
No	7.IX.T	2268	0	73	334	820	263	361	578	234	142	-6	16	28	124	23	-48
Si	7.IX.T	2268	0	73	334	820	0	0	6	830	503	328	38	104	220	-83	-268
No	8.IX.H	2268	0	90	559	510	362	286	600	278	175	27	31	37	130	27	-60
Si	8.IX.H	2268	0	90	559	510	0	0	8	903	545	369	56	118	231	-84	-296
No	9.IM.E	1970	0	1474	489	0	515	-331	187	-21	250	256	155	158	-154	-100	192
Si	9.IM.E	1970	0	1474	489	0	0	0	20	150	359	356	160	180	127	-131	128
No	9.IM.E	1970	500	1474	489	0	483	-30	447	206	9	33	160	154	141	-80	216
Si	9.IM.E	1970	500	1474	489	0	0	0	-24	641	271	277	177	212	74	-156	55

Tabla 5.19: Tabla con flujos, con y sin contingencia CE5-SJ5 / SU5-SJ5, en líneas representativas.

Factores de reparto								
SJ5>PA5	SU5>CH5	ME5>SC5	SC5>MI5	ROD>MVD	FLO>LIB	SU5>SGU	PA5>PAL	CHA>CH5
-92,0%	94,6%	57,8%	53,4%	3,7%	12,9%	14,0%	-16,8%	-33,9%

Tabla 5.20: Factores de reparto en líneas representativas. Contingencia CE5-SJ5 / SU5-SJ5.

5.4.4.1. 1-VM-E, 5-VX-H-EXB, 6-IX-E, 7-IX-T, 8-IX-H y 9-IM-E-EXB: Picos de demanda

En la mayoría de estos escenarios se presentan sobrecargas en las líneas pertenecientes a la zona oeste y norte, superando el RATE A de algunas líneas. La línea MER-YOU, presenta sobrecarga en la mayoría de los escenarios del grupo siendo el más destacado el 1-VM-E, donde la sobrecarga es en RATE B (ver figura 5.74). El único caso en donde no se producen estas sobrecargas es el 5-VX-H (tanto con o sin exportación por la CME). La composición de la generación en el escenario mencionado (hidráulica en el Río Negro y térmica en el sur, nivel medio de eólica) mantienen dicha zona de la red con cargas menos importantes.

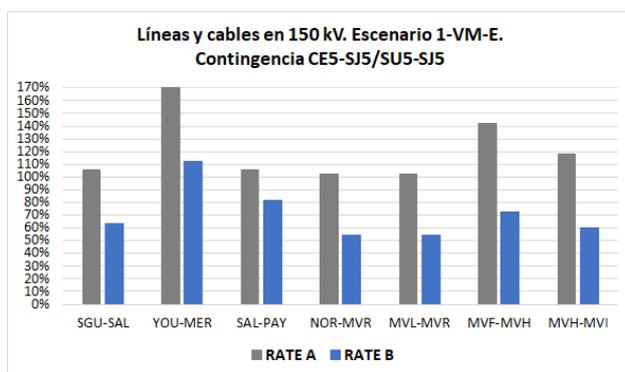


Figura 5.74: Líneas sobrecargadas, escenario 1-VM-E contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

Con excepción del escenario 5-VX-H, las líneas SGU-SAL y SAL-PAY tienen

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

niveles de carga que superan el RATE A, llegando en el 8-IX-H a superar sus RATE B (ver figura 5.75).

Se toma como ejemplo representativo el escenario 8-IX-H. En las figuras 5.76 y 5.77 se muestran los gráficos de cargas y una representación de lo mencionado en el contexto del SEP.

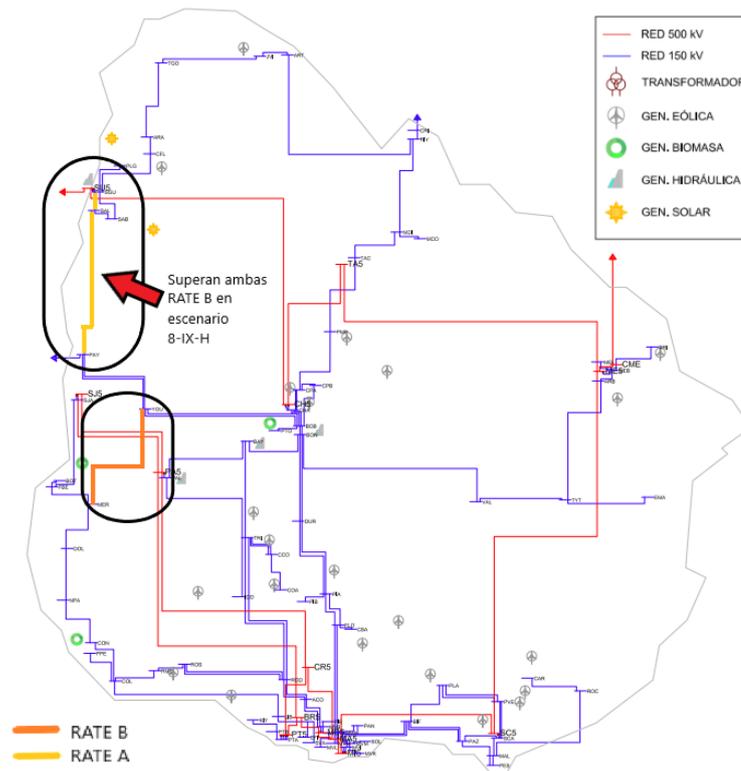


Figura 5.75: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 1-VM-E y 8-IX-H luego de aplicada la contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

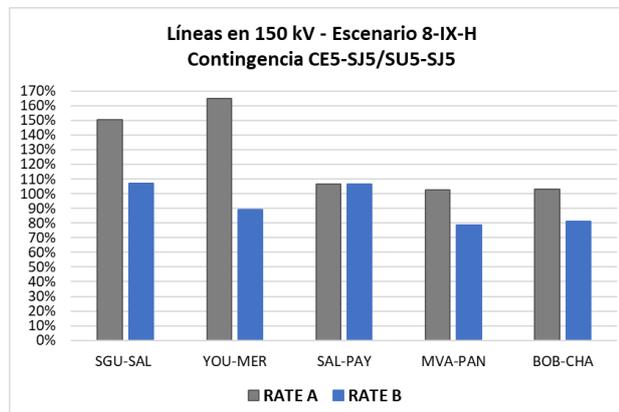
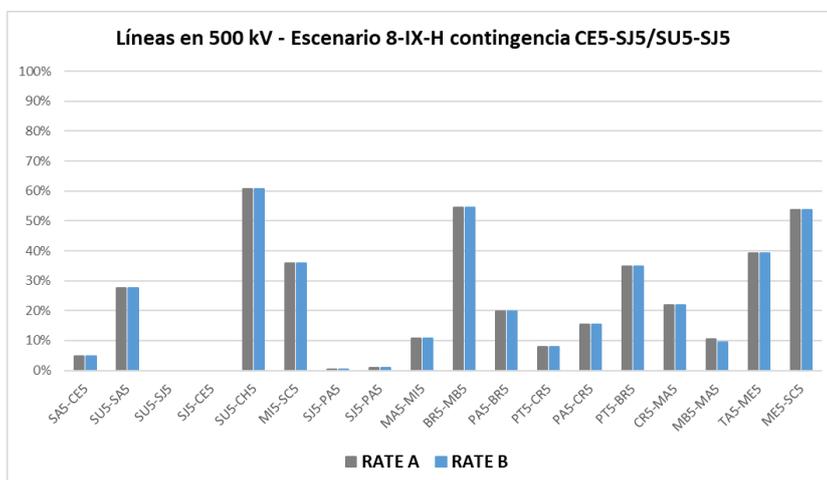
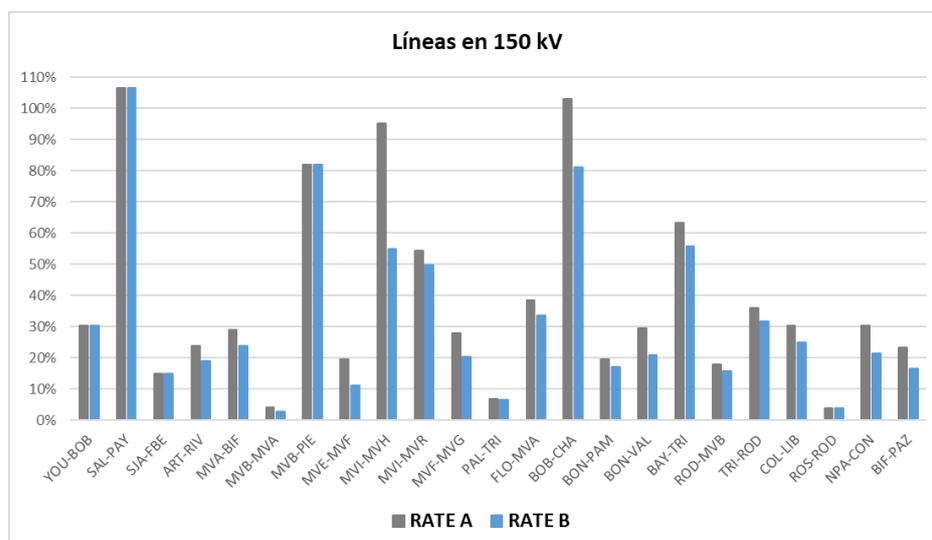


Figura 5.76: Líneas y cables sobrecargados, escenario 8-IX-H contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 8-IX-H



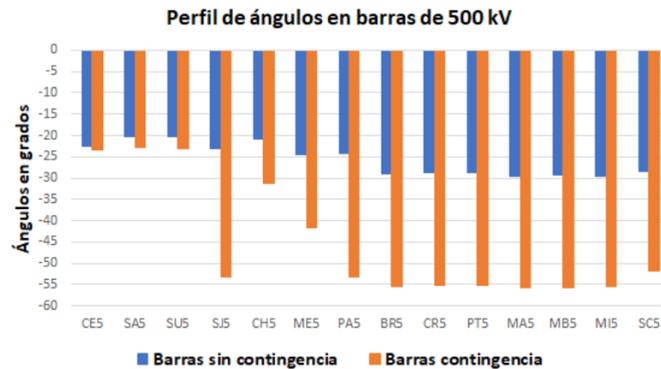
(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 8-IX-H.

Figura 5.77: Niveles de carga líneas en EAT y AT. Escenario 8-IX-H, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

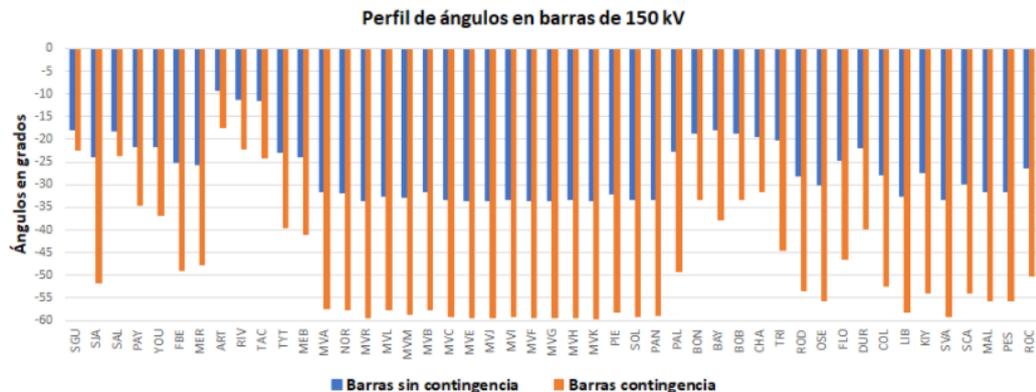
5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Tensiones y Ángulos.

Tanto en las barras de AT como en EAT, se da una diferencia angular entre la zona sur y SU5 de aproximadamente 30° (ver figura 5.78). Esto no solo da indicios del cambio en los flujos de potencia por la red²⁷ sino que, además, indica una diferencia significativa que es parte de la contingencia²⁸.



(a) Comparativa ángulos en 500 kV. Escenario 1-VM-E.



(b) Comparativa ángulos en 150 kV. Escenario 1-VM-E.

Figura 5.78: Ángulos en 500 y 150 kV. Escenario 1-VM-E, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

En relación a las tensiones, no se encuentran problemas importantes luego de la contingencia, incluso se constata un alejamiento del valor máximo de operación normal (ver figura 5.79). A modo de ejemplo, en el escenario 1-VM-E, se observa una baja importante en las tensiones de las barras CH5 y ME5 (ver figura 5.79), constatando el aumento del flujo de carga de las líneas asociadas.

²⁷Transferencia de potencia hacia la zona sur desde el norte.

²⁸Este ángulo debe ser tenido en cuenta al momento de recomponer las líneas que salieron de servicio.

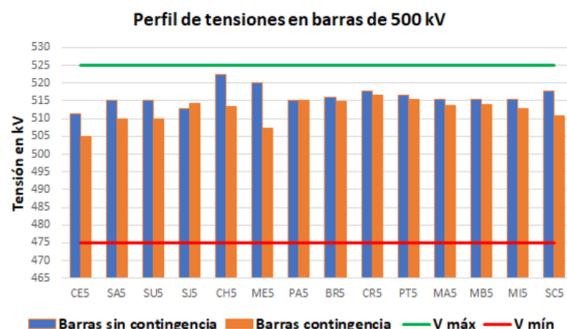


Figura 5.79: Tensiones en barras de EAT. Escenario 1-VM-E, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

Curvas PV y QV.

En este caso, se aplica el mismo procedimiento que para contingencias anteriores pero, para estos escenarios, se realizó la variación de carga y generación de diferente forma. Para estos escenarios, debido a la ubicación de la falta ²⁹, la variación de carga se aplica a todo el SEP uruguayo y, la de generación, al sistema argentino.

Se observa (ver tabla 5.21) que todas las demandas límites alcanzadas son mayores a las que tienen los escenarios bases. Algo consistente dado que todos los casos fueron convergentes en su topología original. Pero, además, confirma que se tiene un margen de transferencia de potencia, en este caso hacía el sistema uruguayo, a pesar de no contar con las dos líneas de la contingencia. Este resultado primario es interesante.

Escenario	CME	Dem. base	Dem. límite
1-VM-E	0	2200	2480
5-VX-H	0	2025	2415
5-VX-H-EXB	500	2025	2405
6-IX-E	0	2268	2578
7-IX-T	0	2268	2668
8-IX-H	0	2268	2498
9-IM-E	0	1970	2330
9-IM-E-EXB	500	1970	2330

Tabla 5.21: Resumen de las demandas límites para los escenarios con pico de demanda.

Para ejemplificar los resultados, en la figura 5.80³⁰ se puede apreciar los resultados para el escenario 1-VM-E. Se cuenta con un margen de carga de 280 MW partiendo desde la demanda base y en contingencia. Se observa, similar a lo que ocurre con la contingencia SJ-PA5x2, la diferencia entre márgenes de los escenarios con y sin contingencia, es menor respecto a las contingencias PA5-BR5/PA5-CR5 y BR5-MB5/CR5-MA5.

²⁹Líneas de EAT que son parte del cuadrilátero que se conforma entre Argentina y Uruguay e implica las estaciones: SJ5, SU5 en Uruguay, CE5 y SA5 en Argentina.

³⁰El rizado en la figura, como en todos los casos, son recursos de reactiva que son variados por el propio PSS[®]E.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

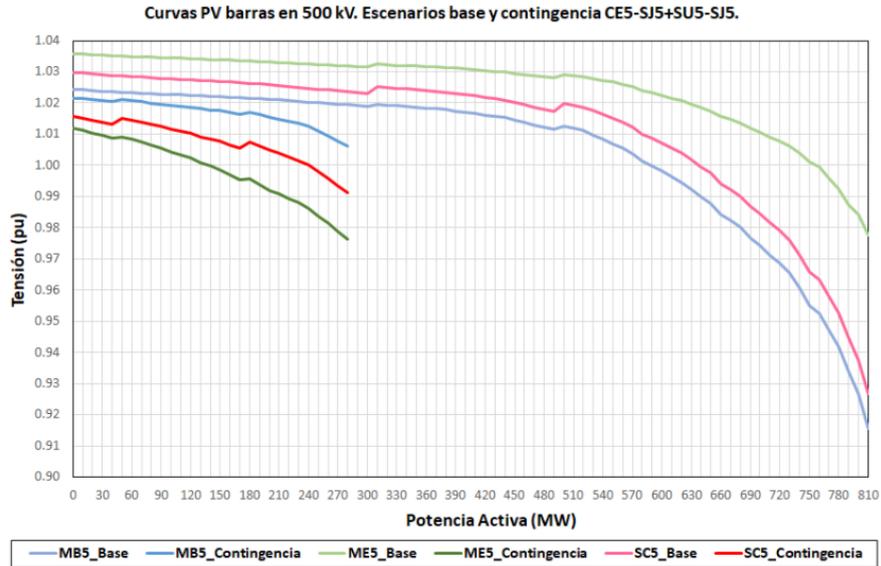


Figura 5.80: Curvas PV para una demanda inicial de 2200 MW, barras en 500 kV. Escenario 1-VM-E, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

Para el mismo escenario, las curvas QV (ver figura 5.81) muestran un claro margen de reactiva para las barras analizadas, avalando también los resultados de convergencia para escenarios base e implica una necesidad nula de inyección de reactiva en estas barras.

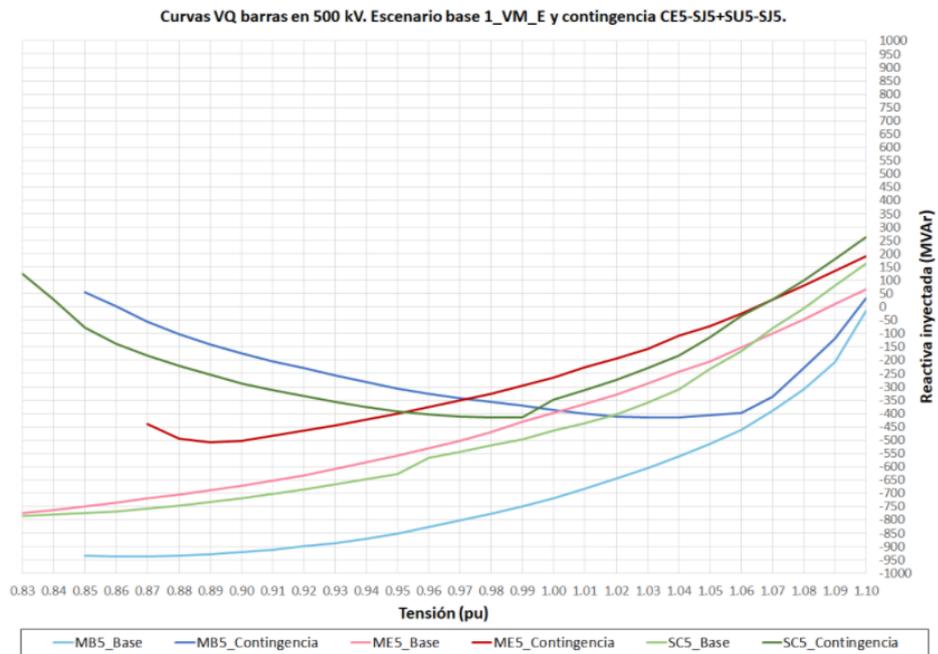


Figura 5.81: Curvas QV barras en 500 kV. Escenario 1-VM-E, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

5.4.4.2. 2-VN-E-EXB, 3-VN-H y 4-VN-T: Valles de Demanda.

Estos escenarios no presentan problemas de sobrecargas. El flujo de potencia pre-contingencia por las líneas implicadas es bajo (350 MW aproximadamente). En consecuencia, el SEP no tiene inconvenientes para transferir la potencia hacia la zona sur y este luego de la contingencia.

Tensiones y Ángulos.

Un problema relevante en estos escenarios es el límite superior de tensión bajo operación en contingencia. En varias barras del sistema se ve superado: SJ5, CR5, BR5 y PA5. Debido a la baja carga de las líneas en dichos escenarios, a modo de ejemplo, las líneas PA5-BR5/CR5 y BR5-MB5/CR5-MA5, quedan cargadas con poca potencia activa (quedando prácticamente en vacío) generando sobretensiones en la red (ver figura 5.82) ³¹. De todas forma se cuenta con recursos de reactiva para poder bajar los valores de tensión.

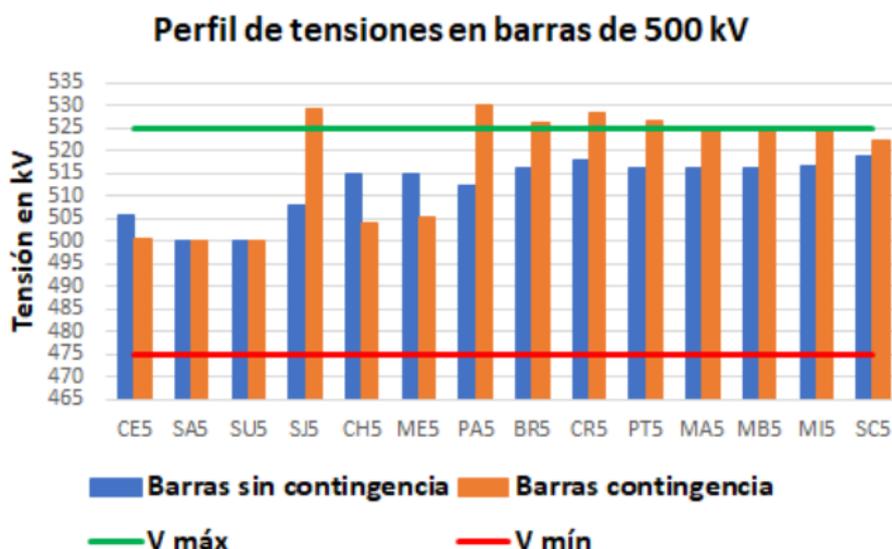


Figura 5.82: Perfil de tensiones en barras de 500 kV. Escenario 3-VN-H, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

Por otro lado, debido a la baja transferencia de potencia, los ángulos de barras entre la zona sur y norte se ven afectados de menor manera, presentando poca diferencia relativa entre ángulos de barras, inclusive las de la contingencia (ver figura 5.83).

³¹Efecto Ferranti

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

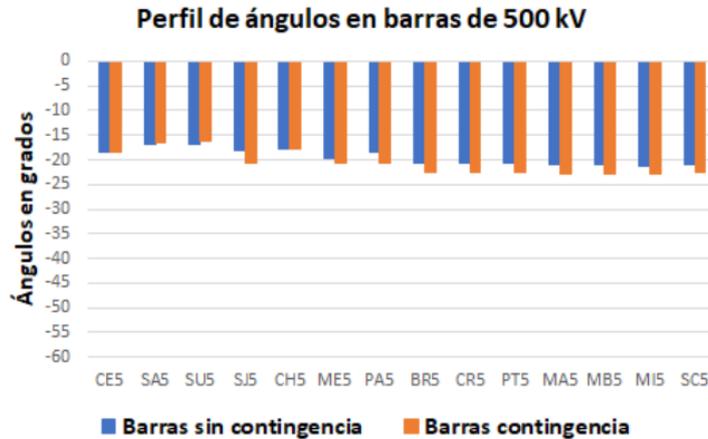


Figura 5.83: Ángulos en barras de 500 kV. Escenario 3-VN-H, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

5.4.4.3. Exigiendo el SEP - Generación proveniente de CTM.

Al igual que para la contingencia SJ5-PA5x2, dado que no se encuentran problemas de convergencia o estabilidad de tensión en los nueve escenarios propuestos, se plantea exigir la red. Para esto, se planteó utilizar un escenario que no tuviera generación de energías renovables y, además, no contara con el aporte de la generación térmica cercana al epicentro de la demanda en la zona sur. De esta forma, se logra mayor flujo de potencia en las líneas de la contingencia, previa a que esta suceda.

Se tomó el escenario 8-IX-H y se quitó gran parte de la generación térmica, quedando únicamente 70 MW en Montevideo. De esta forma, se logra un escenario con una generación y demanda dividida como se puede ver en la tabla 5.22.

Generación	Potencia (MW)
Térmica	70
Hidráulica RN	326
Biomasa	88
CTM	1850
Demanda	2268

Tabla 5.22: Generación y demanda en escenario 8-IX-H tras modificación.

En la interconexión entre Argentina y Uruguay que sucede en CTM, la generación se configura de tal forma que predomina la generación proveniente de Salto Grande y la parte restante es importación desde Argentina. Esto, exige aún más a la red para esta contingencia, consecuencia de la transferencia que debe darse en el cuadrilátero³².

Bajo estas circunstancias el caso tiene solución del flujo de carga hasta una demanda de 1870 MW, lo que corresponde a una demanda de 398 MW, inferior

³²Se recuerda que es la zona conformada por SU5-SJ5-CE5-SA5

al escenario original.

En la figura 5.84, se presentan las curvas PV para un escalado de la demanda en Uruguay a 1800 MW y variando la generación en el sistema argentino. Se aprecia de forma clara que, a 30 MW antes del límite de convergencia, las tensiones en la zona este del país tienen niveles bajos (por debajo de 485 kV en SC5 y 460 kV en ME5) y que se deprimen más aún al aproximarse al punto del colapso.

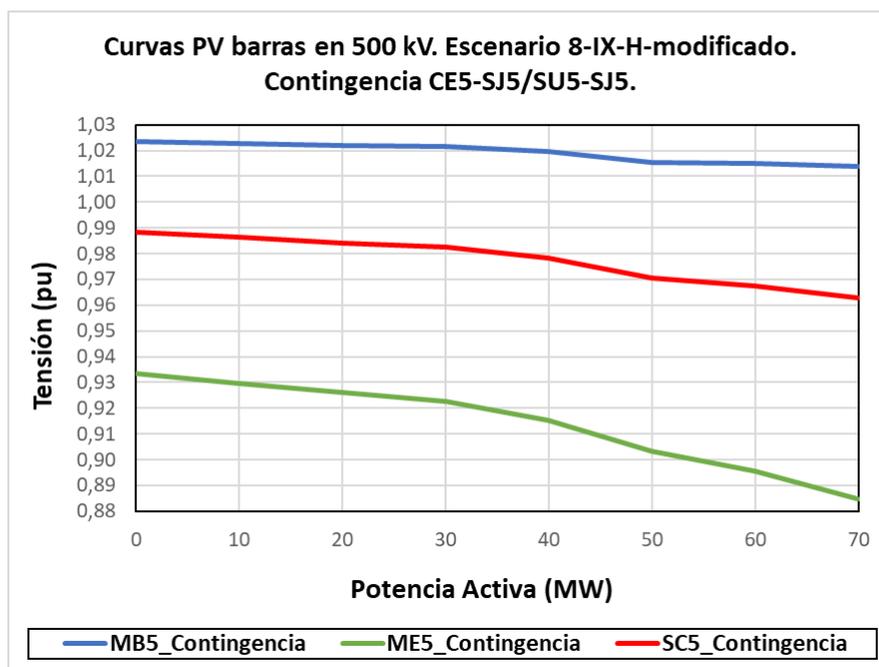


Figura 5.84: Curvas PV para una demanda inicial de 1800 MW. Escenario 8-IX-H modificado, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

Por otro lado, ante una demanda de 1800 MW, se presentan sobrecargas en RATE B, en distintas líneas de la red de AT en las zonas centro-norte y oeste del país (ver figuras 5.85 y 5.88).

A modo de resumen, para encontrar problemas de flujo de carga y aproximarse a los límites de la estabilidad en tensión, fue necesario apartarse de los nueve escenarios planteados originalmente. Este escenario se considera menos probable que los ideados: pico de demanda y transferencia casi completa proveniente de CTM y de importación desde Argentina.

Sin embargo, en la búsqueda de encontrar problemas en el SEP ante esta contingencia, se encuentra un escenario interesante de generación que puede provocar bajo ciertas condiciones problemas de sobrecargas y de estabilidad de tensión en el sistema.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

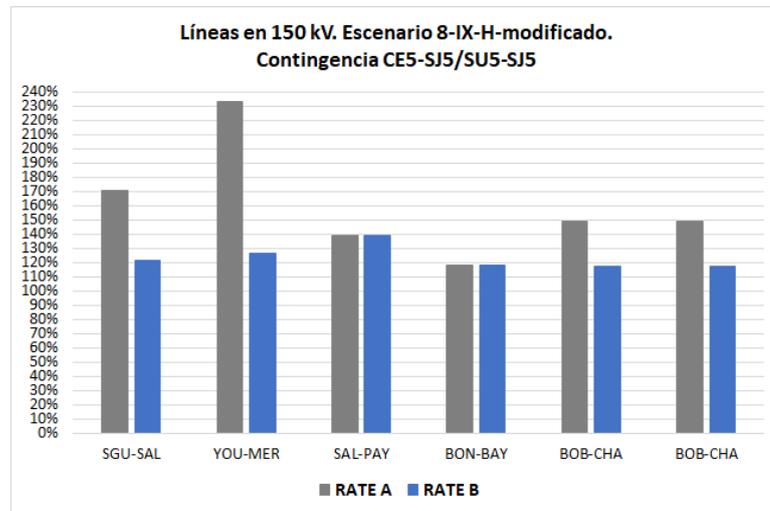


Figura 5.85: Sobrecargas líneas en 150 kV. Escenario 8-IX-H-modificado, demanda escalada a 1800 MW, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

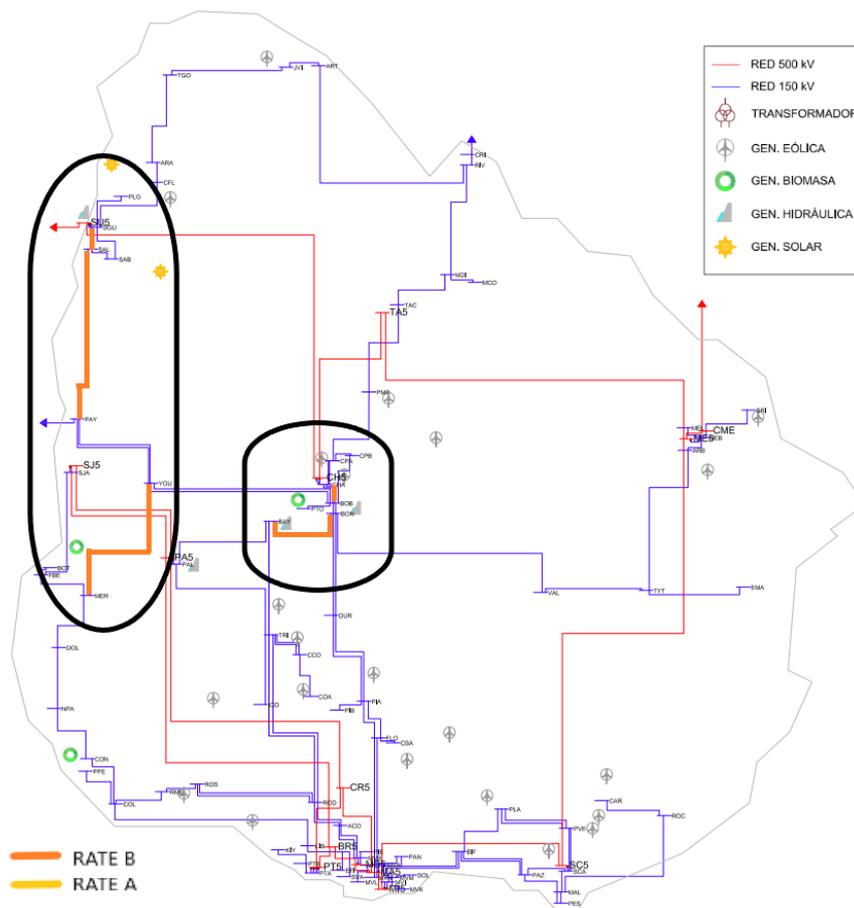


Figura 5.86: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 8-IX-H modificado luego de aplicada la contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

5.4.5. Contingencia Doble SU5-CH5 / CH5-ME5

La presente contingencia deja a la red con una topología muy similar a la que tiene actualmente, presentando como diferencias principales, las estaciones nuevas en EAT, que se mencionan en la sección 4.4, además de la demandas de los escenarios (escaladas al año 2023) y la generación de la planta de UPM 2 en el centro del país.

En base a lo anterior, para este caso, se agregó la generación de UPM 2 en todos los escenarios para, de esta forma, contemplar lo que será el siguiente cambio importante en la matriz energética y evaluar la red ante la salida de dos líneas que serán importantes para la generación del centro del país desde un análisis previo. En consecuencia, se configuró la planta de UPM2 en una generación de 200 MW, bajando la transferencia desde CTM que es la que en todos los escenarios cierra el balance de potencia.

En régimen, los diferentes escenarios no presentan problemas de convergencia, sin embargo, se encuentran problemas de sobrecarga en el centro del país cuando UPM 2 está generando a pleno, debido al flujo de potencia que pierde la posibilidad de transferirse por la red de EAT desde la estación de CH5, debiendo utilizar las líneas de 150 kV que suelen estar con una carga alta según el escenario.

En la tabla 5.23 se presentan flujos para cada cada escenario base, construido con y sin contingencia. En la misma es posible ver que la sobrecarga en las líneas del corredor ROD-MVD y FLO-MVD ³³, se sobrecargan en los escenarios que tienen mayor generación en el centro del país, sin depender directamente del valor de la demanda.

Cont.	Escenario	CME>BRA MW	Generación en MW				Flujo en MW											
			Eol+Sol	RN	Térmico	CHA>CH5	SU5>CH5	CHA>ME5	PA5>MON	ME5>SC5	SU5>SGU	ROD>MVD	FLO>MVD	PA5>PAL	YOU>MER	BON>VAL	BAY>PAL	BON>BAY
No	1.V.M.E	0	1169	326	0	267	-56	211	722	254	-117	140	164	-96	54	17	70	15
Si	1.V.M.E	0	1169	326	0	0	0	0	308	81	-160	168	224	-146	80	60	118	100
No	2.VN.E.EXB	500	1250	489	0	384	-95	289	37	-107	-90	155	149	-140	22	10	80	-11
Si	2.VN.E.EXB	500	1250	489	0	0	0	0	149	-346	-144	197	242	-210	59	72	147	110
No	3.VN.H	0	20	559	0	155	-40	115	333	99	33	40	46	-42	16	30	48	-4
Si	3.VN.H	0	20	559	0	0	0	0	370	6	10	57	83	-73	31	54	77	46
No	4.VN.T	0	14	266	320	160	-66	94	65	76	22	26	33	-49.4	16	29	52	0
Si	4.VN.T	0	14	266	320	0	0	0	82	4	-3	42	71	-82	31	52	82	51
No	5.VX.H	0	651	326	510	213	-44	169	393	201	101	100	143	-87	29	14	62	-10
Si	5.VX.H	0	651	326	510	0	0	0	458	63	72	123	193	-128	49	48	101	57
No	5.VX.H	500	651	326	510	236	181	417	635	-41	113	106	139	-66	24	31	49	-27
Si	5.VX.H	500	651	326	510	0	0	0	923	-405	93	139	197	-99	46	90	85	41
No	6.IX.E	0	1280	326	0	257	-64	193	769	-267	-17	153	169	-93	36	0	68	10
Si	6.IX.E	0	1280	326	0	0	0	0	842	110	-53	179	228	-142	60	40	114	92
No	7.IX.T	0	73	334	820	63	134	197	598	166	109	23	48	-1	27	33	34	-7
Si	7.IX.T	0	73	334	820	0	0	0	752	-14	108	34	64	-6	33	54	41	9
No	8.IX.H	0	90	559	510	49	184	233	842	200	114	37	57	0	30	35	35	-3
Si	8.IX.H	0	90	559	510	0	0	0	1030	-11	118	49	71	1	35	57	39	8
No	9.I.M.E	0	1474	489	0	302	-113	189	565	276	-169	162	180	-122	56	-1	85	21
Si	9.I.M.E	0	1474	489	0	0	0	0	618	125	-214	192	249	-179	86	43	139	120
No	9.I.M.E	500	1474	489	0	325	112	437	805	33	-157	168	175	-103	51	15	72	5
Si	9.I.M.E	500	1474	489	0	0	0	0	1079	-345	-193	209	253	-152	83	83	124	103

Tabla 5.23: Tabla con flujos en líneas representativas, con y sin contingencia SU5-CH5 / CH5-ME5.

En esta contingencia los factores de reparto no se realizaron. La razón de esto es que la topología de la contingencia no permite obtener un único factor de reparto representativo de forma aproximada para todos los escenarios. Esto funciona para líneas que se encuentran en paralelo o que tienen un impacto que puede aproximarse a el efecto de una contingencia simple (de una línea). En este

³³Son líneas dobles las cuales tienen un RATE A de 160 MVA y RATE B de 180 MVA, individualmente.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

caso, la contingencia involucra dos líneas que están en serie desde el punto de vista de la red de EAT, con un nodo fuerte en el medio como es la estación de CH5 que involucra transformación hacia AT. El flujo de potencia que se inyecta en este nodo o se dirige a 150 *kV*, es lo que impide obtener un factor aceptable.

Para obtener un factor aceptable, es necesario realizar para cada escenario un cálculo de factores de distribución clásico, implicando la obtención de factores para cada contingencia simple (ver Apéndice D). Además, combinar resultados de flujos de carga para cada escenario (combinación de resultados en N-1 y N-2), lo que involucra un trabajo innecesario, para un objetivo de análisis primario, de forma intuitiva y aproximada. Lo anterior se refuerza de la visualización de efectos generales, de bajo impacto sistémico, ante la presente doble contingencia.

En base a lo anterior, la clasificación de escenarios se hace con los efectos observados sobre la carga presente por las líneas.

5.4.5.1. 1-VM-E, 2-VN-E-EXB, 6-IX-E y 9-IM-E-EXB: Gran Aporte de Generación Eólica y Solar, con Aportes de Hidráulica en el Río Negro.

En general, previo a la contingencia, los escenarios de este grupo tienen una transferencia de potencia activa entre CHA y CH5 de aproximadamente 250 *MW*, es decir entre la red de AT y EAT a través de los transformadores ubicados en dicha estación. Excepto el escenario 9-IM-E-EXB, el flujo de potencia se dirige hacia ME5 y SU5 desde CH5. En el escenario 9-IM-E-EXB, dada la exportación por la CME de 500 *MW*³⁴, toda la potencia que se inyecta en CH5 desde AT va hacia la convertidora.

Luego de la contingencia, al igual que en todas las contingencias analizadas hasta el momento, no se presentan sobrecargas en líneas de EAT (ver 5.87(a)). Sin embargo, se producen sobrecargas en diferentes líneas de la red de AT. La línea YOU-MER se ve sobrecargada en su RATE A en la mayoría de los escenarios (ver figura 5.87(b)), incluso en el escenario 2-VN-E-EXB que es un valle de demanda. Observando la tabla 5.23, la línea mencionada aumenta aproximadamente su flujo un 20 % respecto al escenario sin contingencia.

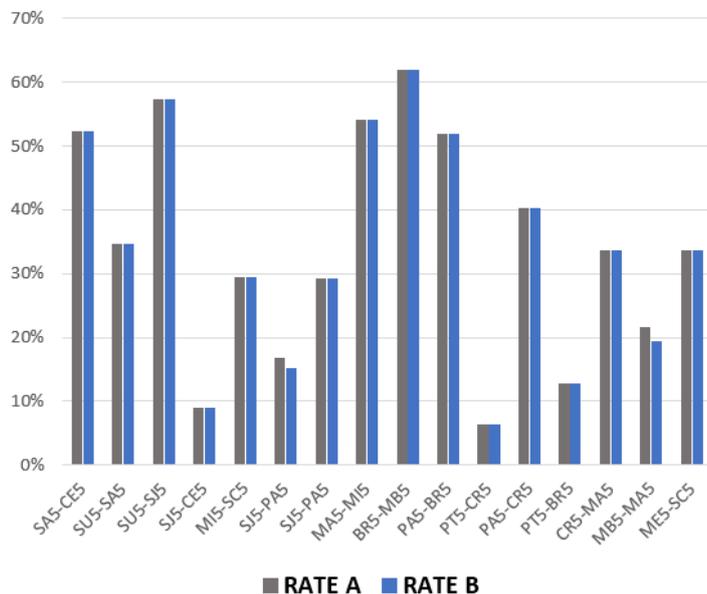
Otro sector afectado en estos escenarios es el autotransformador de Palmar. La transferencia de potencia que toman las líneas de la zona centro para ingresar en la red de EAT deja al autotransformador en una situación de carga de aproximadamente 118 % de su RATE A en el escenario 2-VN-E-EXB y, además, produce un aumento no menor de transferencia de potencia en las líneas BON-BAY y BAY-PAL, sin llegar a sobrecargarse ninguna de las dos líneas.

Entre el este y centro del país, las líneas que conectan ambas zonas pasan a ser una alternativa para la generación y el flujo de potencia que antes de la contingencia se divide entre CH5 y ME5. Luego de la contingencia, la generación ubicada entre dichas zonas se dirige hacia 500 *kV* por el autotransformador de ME5.

³⁴El escenario 2-VN-E-EXB cuenta con exportación pero es un valle de demanda, lo que cambia completamente la carga del sistema y la cantidad de generación para abastecerla.

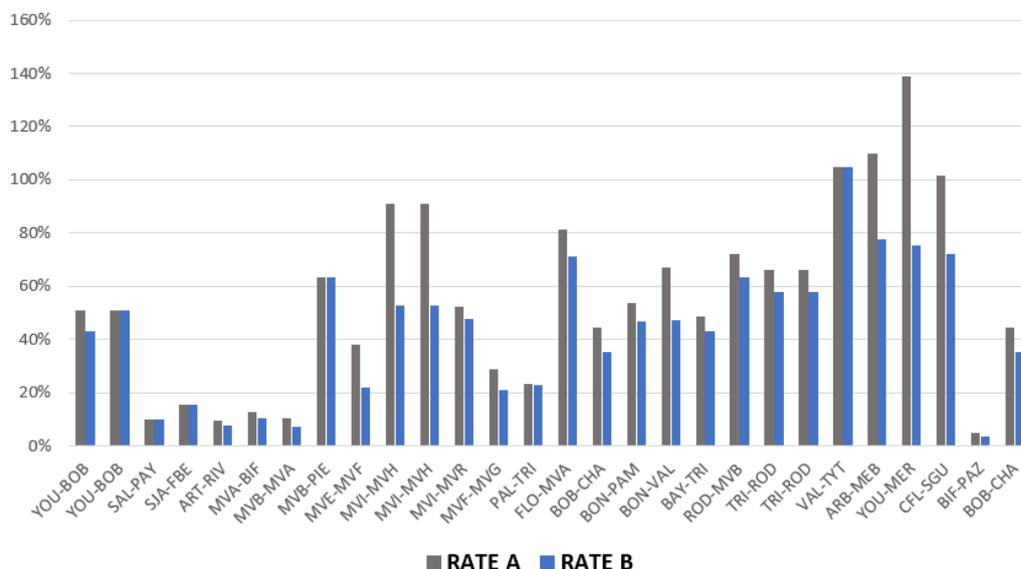
Capítulo 5. Estudio del SEP 2023 en Régimen

Líneas en 500 kV - Escenario 9-IM-E-EXB - Con transferencia por CME.



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 9-IM-E-EXB con transferencia por la CME.

Líneas en 150 kV - Escenario 9-IM-E-EXB - Con transferencia por CME.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 9-IM-E-EXB con transferencia por la CME.

Figura 5.87: Niveles de carga en líneas de EAT y AT. Escenario 9-IM-E-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Un ejemplo de esto es la línea VAL-TYT en el escenario 1-VM-E que supera su RATE A debido al aumento de transferencia de potencia luego de la contingencia. Si el escenario tiene la CME exportando (escenario 9-IX-E-EXB), el efecto descrito se acentúa aún más con una sobrecarga de RATE B (ver figuras 5.87 y 5.88). Además, en el escenario 9-IX-E-EXB, la línea ARB-MEB también supera su RATE A como se indica en la figura 5.88.

Por otro lado, en la zona norte, sucede un fenómeno similar cuando existe mucha generación eólica y solar en la zona. Como ejemplo de esto, en el escenario 1-VM-E, están sobrecargadas las líneas CFL-SGU y PMP-TAC (ver figura 5.88).

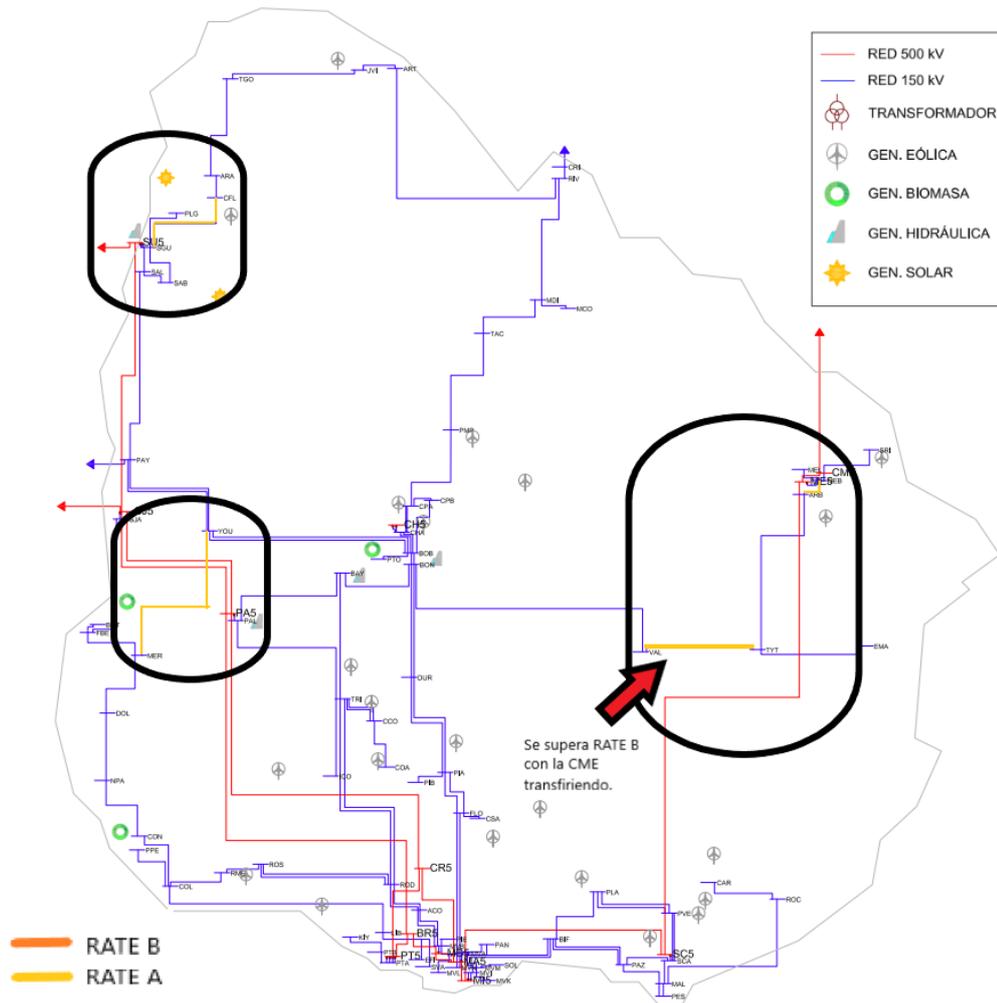


Figura 5.88: Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para los escenarios 1-VM-E y 9-IM-E-EXB luego de aplicada la contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.

Tensiones y ángulos.

En la zona centro del país se observa un cambio en los ángulos de las diferentes barras, lugar que coincide con la contingencia. Sin embargo, para este grupo, la variación no es significativa en la mayoría de los casos pero, como ejemplo, en el escenario 9-IM-E-EXB, la diferencia angular entre las barras CH5 y ME5 es de más de 30° , lo que puede dificultar la recomposición de la línea. Entre SU5 y CH5 existe una diferencia pero es mucho menor que la mencionada anteriormente. Estos resultados se pueden apreciar de mejor manera en la figura 5.89.

Otro aspecto interesante en cuanto a los ángulos es que la diferencia se hace un poco mayor al aproximarse a las barras cercanas a la zona sur, oeste y este (ver figura 5.89). Esto responde a la ubicación de la generación en a zona centro del país.

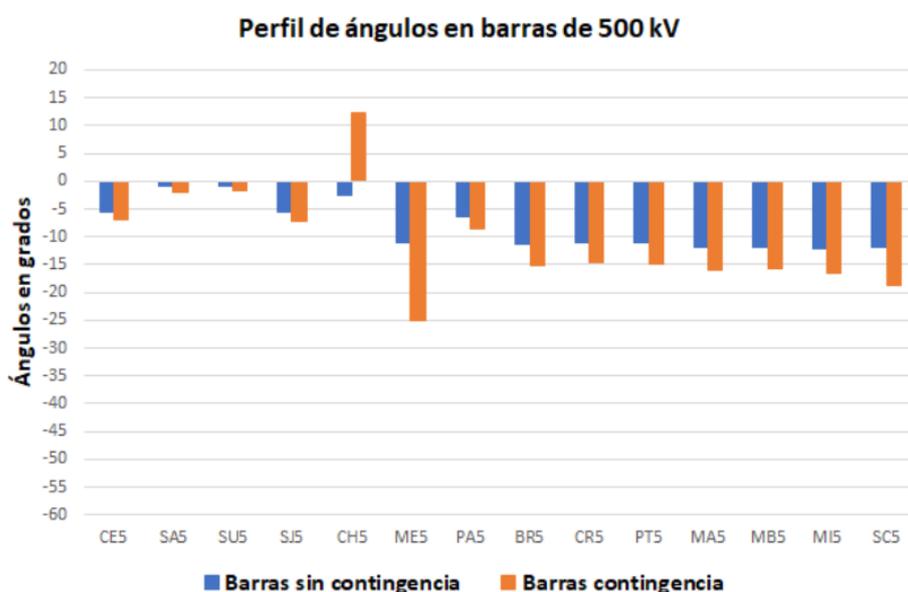


Figura 5.89: Comparativa de ángulos en barras de 500 kV. Escenario 9-IM-E-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.

Respecto a las tensiones, ningún escenario presenta problemas, quedando todos los niveles de tensión dentro de los rangos de operación normal y con márgenes tanto inferior como superior, es decir, las tensiones quedan cercanas a los 500 kV – 510 kV (ver figura 5.90).

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

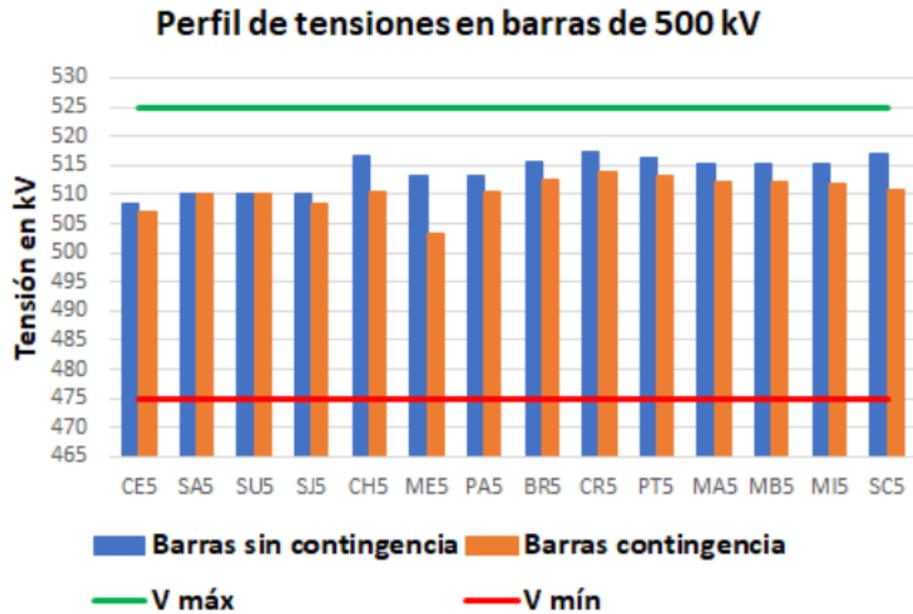


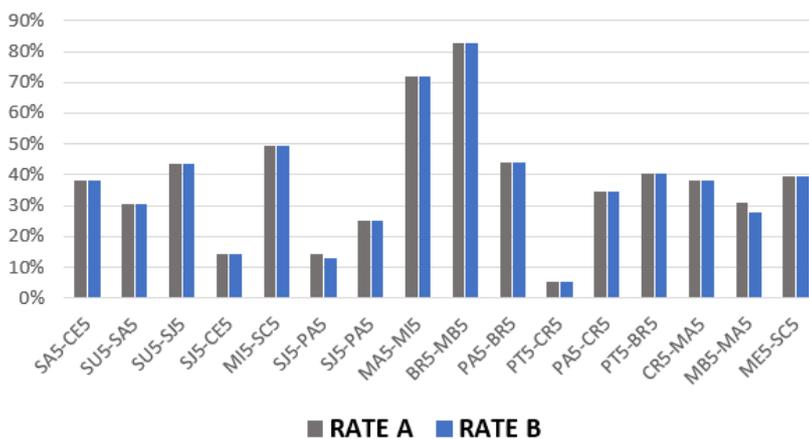
Figura 5.90: Perfiles de tensiones en barras de 500 kV. Escenario 9-IM-E-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.

5.4.5.2. 3-VN-H, 4-VN-T, 5-VX-H-EXB, 7-IX-T y 8-IX-H: Escenarios Restantes.

Si bien la presencia de UPM 2 agrega una nueva generación, estos escenarios por diferentes motivos no presentaron ningún problema evidente.

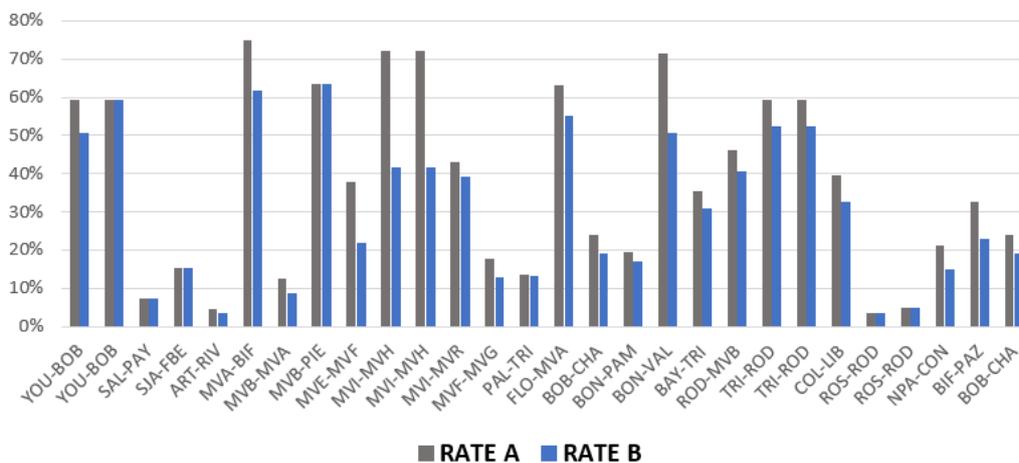
A modo de ejemplo, se muestra en la figuras 5.91 (a) y 5.91 (b), para el escenario 5-VX-H-EXB, los niveles de carga en líneas de EAT y AT. De dichas figuras, es claro que no existen dichos problemas ni se está cerca de tenerlos en las diversas líneas.

Líneas en 500 kV - Escenario 5-VX-H-EXB - Con transferencia por CME.



(a) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 kV. Escenario 5-VX-H-EXB con transferencia por la CME.

Líneas en 150 kV - Escenario 5-VX-H-EXB - Con transferencia por CME.



(b) Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 5-VX-H-EXB, con transferencia por la CME.

Figura 5.91: Niveles de carga de líneas en AT y EAT. Escenario 5-VX-H-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.

5.4. Resultados y Análisis de Contingencias - Red 2023

Tensiones y ángulos.

Respecto a las tensiones no se detecta ningún problema en estos escenarios. Incluso las tensiones permanecen cercanas a los 500 *kV* y con margen dentro de la banda considerada como operación normal (ver figura 5.92).

Los ángulos, por su parte, tienen el mayor aumento en barras asociadas a la contingencia, llegando a ser de más de 15° entre CH5 y ME5 (ver figura 5.93). Este comportamiento es similar al del grupo anterior.

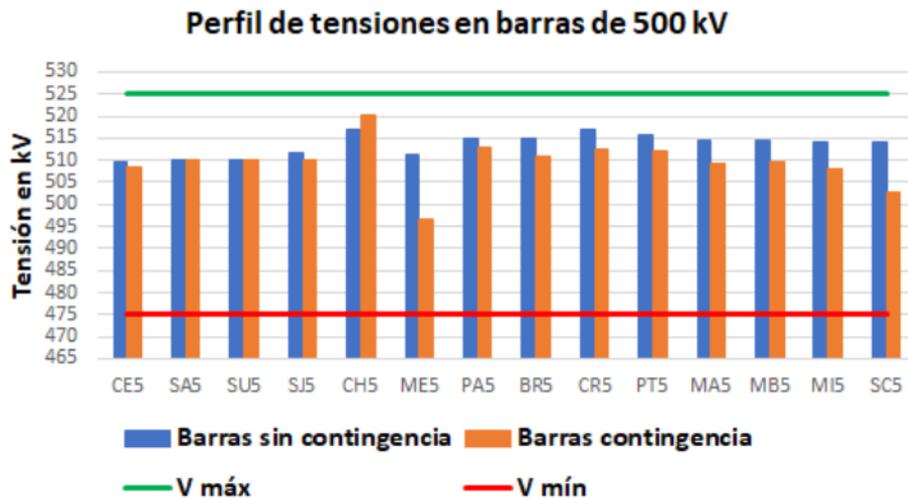


Figura 5.92: Perfil de Tensiones en barras de 500 *kV*. Escenario 5-VX-H-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.

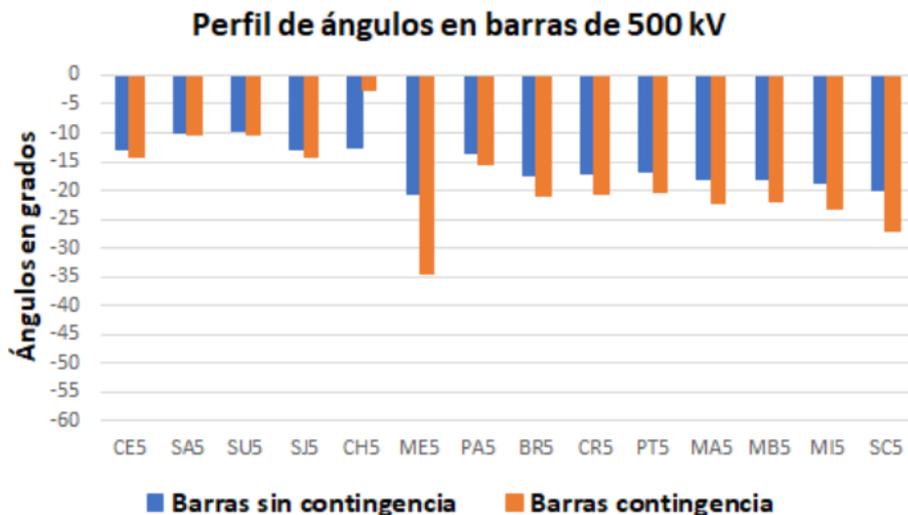


Figura 5.93: Comparativa de ángulos en barras de 500 *kV*. Escenario 5-VX-H-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 6

Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

6.1. Modelado del Sistema para Estudio Dinámico.

Como fue introducido en la sección 2.3.4, el modelado para realizar un estudio de estabilidad es diferente al de régimen, teniendo en cuenta controladores que varían su funcionamiento según a fenómenos dinámicos. La herramienta de software PSS[®]E tiene varias configuraciones específicas para estos estudios.

En este sentido, se mostró además en la sección 2.3.4.1 y se ejemplifica en [20] un primer paso para realizar estudios de estabilidad transitoria es convertir los generadores a sus modelos dinámicos. En particular, en [20] se puede notar que los modelos utilizados son un equivalente Norton del generador, donde sus impedancias y la fuente de corriente dependen de un modelado mucho mayor que tiene en cuenta diversas partes del generador, según su tipo y respuesta transitoria.

Por otro lado, el PSS[®]E ofrece la posibilidad de realizar una conversión de carga. En régimen, las cargas del sistema son de potencia activa y reactiva constante. Al suceder un fenómeno dinámico, las cargas no se comportan de esta forma y varía su consumo según la tensión. El software permite utilizar un porcentaje de la carga como PQ constante y otro porcentaje variable con la tensión. Para realizar esto, se utilizaron los criterios de [6], convirtiendo las cargas según la tabla 6.1.

Modelo	P (%)	Q (%)
Admitancia constante	70	100
Potencia constante	30	0

Tabla 6.1: Conversión de carga para estudio dinámico.

Para nuestro caso, fue brindado por UTE a través del tutor del proyecto, un archivo *.dyr*¹ que contiene²:

¹Formato de archivo utilizado por el PSS[®]E. Contiene la información del modelado dinámico para generadores y protecciones que hayan en el sistema.

²Para la red uruguaya y argentina.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

- Reguladores de velocidad.
- Reguladores de tensión.
- Estabilizadores de potencia.
- Disparo de carga por subfrecuencia.
- Disparo de líneas por subfrecuencia.
- Modelos estándares y de usuario para diversos generadores³.
- Configuración de relés del DAF con las diferentes etapas de actuación.

Concluido esto, se tiene el modelado del sistema para realizar estudios dinámicos. Se observa que el archivo no tiene modelada la protección sistémica RAS. En caso de ser necesario utilizar dicha protección, en base a su funcionamiento según 3.5, se debe simular implementando en los scripts correspondientes, las acciones necesarias, mientras se corre cada caso dinámico.

Al igual que para el estudio en régimen, se eligieron lugares puntuales del sistema para observar el comportamiento dinámico. El PSS[®]E permite observar en los diferentes equipos y barras del sistema: tensiones, ángulos, frecuencia, potencia activa y reactiva. Todo esto, luego de correr la simulación, se guarda en un archivo que, según el lugar donde se haya elegido, permite ver la evolución en el tiempo de las diferentes magnitudes. En la sección 4.2.1 se especificaron los scripts utilizados para la parte dinámica y, uno de ellos, configura una lista de canales (*Channels*) para obtener varios resultados en una sola simulación. Intentando observar puntos que representen al sistema y las diferentes zonas, se determinaron los siguientes lugares de observación:

- 500 kV: SU5, SJ5, PA5, MA5, ME5, SC5, BR5.
- 150 kV: MVA, TRI, ROC, COL, ART.
- Máquinas: Salto Grande, Palmar, Bonete, Baygorria, UPM2 y Punta del Tigre.

³Actualmente no se cuenta con modelos para los generadores solares.

6.2. Metodología de Estudio

6.2.1. Modelado de Falla

Otro aspecto crucial en el estudio dinámico es la falla a ser modelada. El PSS[®]E permite realizar diversas faltas en el sistema y modelarlas de tal forma que sea posible estudiar el escenario a medida que van sucediendo.

La falla más probable para el disparo de líneas en el SEP son los cortocircuitos monofásicos. Esto es debido a las distancias involucradas en la red de EAT. Tener un cortocircuito bifásico o trifásico franco es menos probable.

Dado que todas las contingencias analizadas son doble salida de línea, se presentó la necesidad de simular la salida de ambas líneas. El procedimiento establecido es comenzar la simulación con una de las líneas fuera de servicio. Esto modela un escenario donde una de las líneas salió de servicio, ya sea por operación de la red o por una falta previa, alcanzando el régimen. Luego, de forma inesperada, sale de servicio la otra línea y se modela como un cortocircuito monofásico con intento de recierre.

En resumen, la simulación resultante queda de la siguiente forma:

- Una de las líneas se encuentra fuera de servicio.
- Se procede a simular por 1 s el sistema bajo dicha circunstancia.
- Durante 100 ms sucede la falta monofásica en la línea activa.
- Abre la fase en falta y por 800 ms queda la fase abierta, con las fases restantes en servicio.
- Concluido ese tiempo, el sistema de protección intenta un recierre no exitoso por 100 ms
- Abre la línea y queda la contingencia doble realizada.

Lo anterior es la simulación de la falla. Luego de esto, es posible realizar las acciones que se crean pertinentes y correr en el simulado la cantidad de segundos que se deseen.

6.2.2. Criterios Específicos para Estudio Dinámico

Para el análisis de los resultados, fueron utilizados los criterios de estabilidad transitoria presentados en [7] y en la sección 3.6. Un resumen puntual para la observación primaria de los resultados es:

- Tiempo de simulación entre 20 y 30 segundos.
- Las oscilaciones se deben amortiguar por completo antes de los 20 segundos.
- Diferencia angular máxima entre cada máquina y la máquina de referencia no puede ser superior a 120° en toda la simulación.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

- Tensiones en las barras superiores a $0,7 pu$ durante toda la simulación.
- Tensiones en las barras menores a $0,8 pu$ solo de forma temporal durante menos de 1 segundo.
- Tensiones en las barras post contingencia entre $0,85 pu$ y $1,2 pu$ solo de forma temporal durante menos de 60 segundos.
- La frecuencia debe estar entre $50 \pm 0,2 Hz$ en régimen y entre $47,5$ y $53 Hz$ no más de 3 segundos.

6.2.3. Criterios Para Mitigación

Mitigar los problemas encontrados en base al análisis en régimen y dinámico es el paso final del estudio. De forma directa, la base para la mitigación se encuentra en las protecciones sistémicas actuales. Como se mencionó en 6.1, las diversas protecciones están modeladas menos el RAS.

En base al estudio en régimen, en muchos escenarios es necesario disparar carga debido a las demandas límites para lograr la convergencia de los flujos de carga. Esto, hoy en día, es llevado adelante por el RAS, el cual realiza el disparo de carga luego de $200 ms$ de encontrarse la falta⁴. Según el evento, en base a lo visto en 3.5, el RAS dispara carga en diferentes estaciones. Este orden de disparo es información fundamental para las contingencias que coinciden con la red actual. En caso de las contingencias que no tienen equivalente en la actualidad se analizará la mejor forma de hacerlo.

Si bien el disparo de carga es prioritario debido a los resultados en régimen, no se descartan análisis donde se evalué la posibilidad de disparo de generación y líneas en caso de sobrecargas inadmisibles.

6.2.3.1. Disparo de Carga - Márgenes

Un aspecto muy importante es la cantidad de carga a disparar. El estudio en régimen brindó márgenes de demanda límite para los escenarios sin solución al flujo de carga, encontrando un valor de demanda que deja al escenario en una situación de convergencia pero cercano al punto en que se deja de tener solución. Es necesario, entonces, construir un criterio que permita decidir el disparo de carga, dejando un margen para variaciones de generación y demanda en el tiempo posterior a la contingencia, momentos en los que los operadores deben recomponer la red. Es decir, el margen de disparo debe dar posibilidad a solucionar los problemas y no dejar al sistema en una situación que, ante cualquier variación, entre en colapso.

UTE, a través del tutor del proyecto, brindó la información de los máximos y mínimos de demanda y generación eólica en intervalos de media hora anualmente⁵. Estos datos, permiten conocer la variabilidad que tienen ambas magnitudes a lo

⁴Dando el tiempo pertinente para el intento de recierre de las líneas.

⁵Se considera media hora como un tiempo aceptable para dar a los operadores asegurando diversos casos de variación de generación y demanda.

6.2. Metodología de Estudio

largo del día, según los diferentes momentos del año. Con estos datos, se realizaron histogramas para conocer las probabilidades que tienen los diferentes valores de variación en *MW*.

En el caso de la demanda, los resultados fueron los que se ilustran en la figura 6.1. Los valores de demanda en el histograma fueron modificados en un factor de 0,7, para obtener un valor representativo para la variación en la zona sur (70 % de la demanda total aproximadamente). Entonces, considerando una variación de 50 *MW* en media hora, se contempla más del 90 % de los casos. Este valor es el margen que se debe dar en el disparo asociado a las variaciones de demanda en la zona sur. Si se considera la demanda uruguaya total, el margen se obtiene considerando los 50 *MW* y afectándola por un factor de 1,43 (1/0,7), lo que corresponde a 71 *MW*.

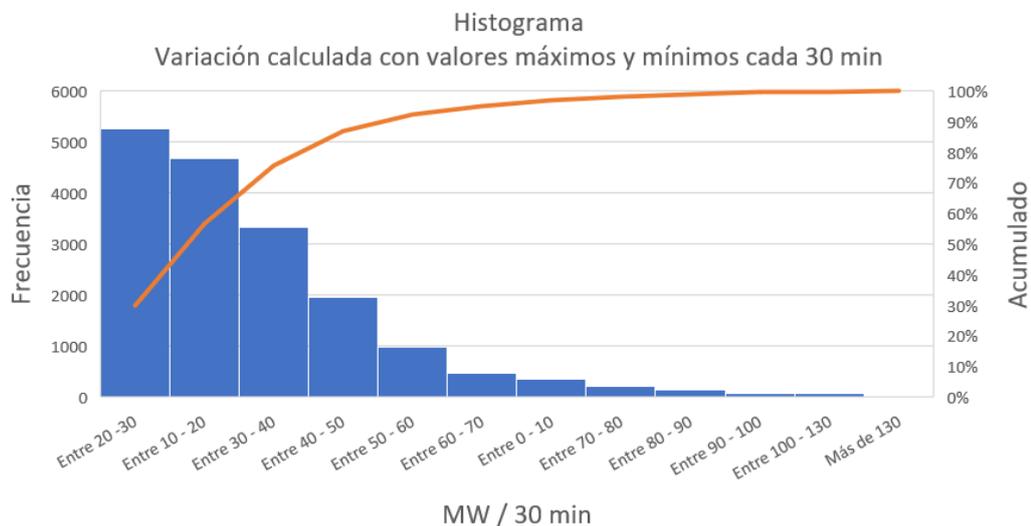


Figura 6.1: Histograma de variación de demanda según intervalos de 30 minutos. Máximos y mínimos en cada intervalo.

Por otro lado, para la generación eólica, considerando 100 *MW* se tienen en cuenta el 95 % de los casos (ver figura 6.2). Esto aplica a los escenarios que requieren disparo y tienen gran cantidad de generación eólica.

En resumen, teniendo en cuenta variación de generación y demanda en un intervalo de media hora luego de la contingencia, los márgenes de disparo a considerar son:

- Margen por variación de demanda zona sur: 50 *MW*
- Margen por variación de demanda uruguaya: 71 *MW*
- Margen por variación de gen. eólica: 100 *MW*

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

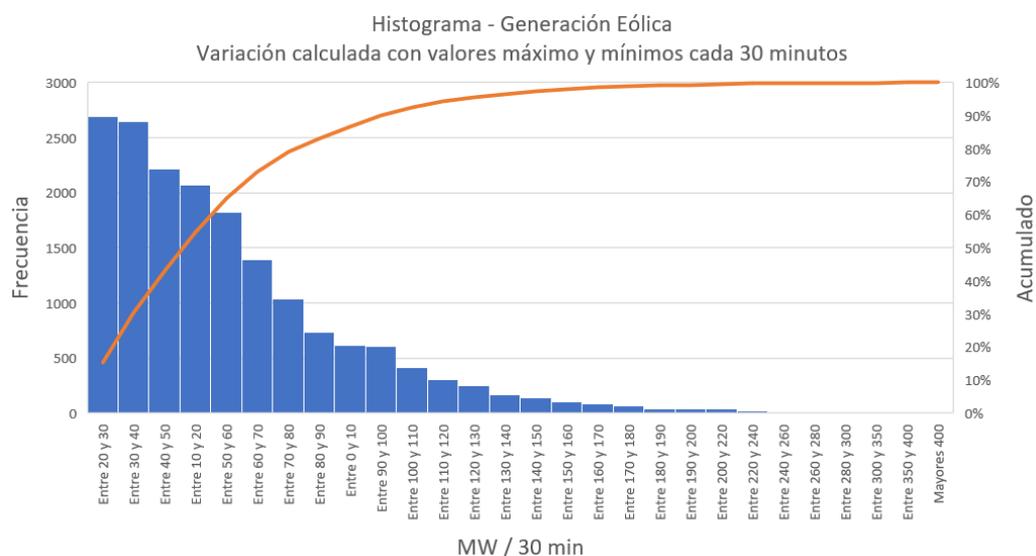


Figura 6.2: Histograma de variación de generación eólica según intervalos de 30 minutos. Máximos y mínimos en cada intervalo.

6.2.3.2. Disparo de Carga - Sobrecargas de Equipos en RATE B

En los casos donde, luego de suceder la contingencia, se logra la convergencia del flujo de carga y un margen de demanda adecuado pero se obtienen sobrecargas en RATE B, (transformadores, líneas y cables), es necesario obtener un valor de potencia activa para el disparo de carga que alivie dichas sobrecargas. Para esto también se utilizan la tabla 3.10. Se plantea respetar las estaciones y el orden establecido, asociado a la contingencia y escenario respectivo.

6.2.3.3. Disparo de Carga - Asociación Tabla RAS Actual a Contingencias Futuras

Por último, en la tabla 6.2 se establecen los disparos de carga de las contingencias del anillo, con respecto a las actuales.

Contingencia anillo	Contingencia actual asociada
PA5-BR5/PA5-CR5	PA5-BR5/PA5-MA5
BR5-MB5/CR5-MA5	BR5-MB5/PA5-MA5
SJ5-PA5x2	SJ5-PA5x2
SJ5-CE5/SJ5-SU5	SJ5-PA5x2
SU5-CH5/CH5-ME5	no corresponde

Tabla 6.2: Asociación de tablas de cálculo de disparo de carga del RAS, en contingencias del anillo respecto a las actuales.

6.2.3.4. Conversora de Melo

Actualmente, como se vió en 3.5, el RAS ante una contingencia dispara la CME en base a dos criterios. Es de interés, observar si siguen siendo necesarios con la nueva red de EAT. Para esto, se observó la potencia de cortocircuito para las diferentes contingencias, obteniendo los siguientes resultados⁶:

- PA5-BR5/CR5: 1800 *MVA*
- BR5-MVB/CR5-MVA: 1818 *MVA*
- SJ5-PA5 x 2: 1675 *MVA*

La contingencia SU5-CH5/CH5-ME5 no se estudió debido a que la red tiene una configuración similar al sistema actual y pasan a cumplirse los criterios actuales del RAS. En el caso de la contingencia CE5-SJ5/SJ5-SU5, no está contemplada actualmente por el RAS por lo que no se consideró. De todas formas, se considera similar a la contingencia SJ5-PA5 x 2.

En base a los resultados, el criterio que establece el disparo de la CME debido a una potencia de cortocircuito menor a 1250 *MVA* deja de cumplirse para todas las contingencias dobles analizadas en el presente estudio.

Se considera entonces la necesidad de estudiar el comportamiento del sistema con la CME en los escenarios que la contemplan y sacar conclusiones de disparo o no en base a los resultados dinámicos, sin tener en cuenta un disparo automático dada la contingencia.

⁶Para el estudio se considero un escenario solo con generación proveniente de CTM.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

6.3.1. Contingencia Doble PA5-BR5 / PA5-CR5

6.3.1.1. Breve Análisis de la Contingencia PA5-BR5 / PA5-MA5 en la Red Actual

Para contar con insumos y tener un punto de comparación entre la red actual y la futura, se realiza un estudio dinámico para los escenarios 1-VM-E y 3-VN-H actuales, mismos que se presentaron en régimen.

Tanto los tiempos como el tipo de falta es el mismo que el explicado en 6.2.1. Esta contingencia actualmente está contemplada por el RAS como se puede ver en la tabla 3.7.

Para el escenario 1-VM-E, el RAS debe realizar un disparo de 613 MW para evitar sobrecargas de RATE B en la zona centro y el autotransformador de Palmar⁷. Este disparo de carga deja una demanda total de 1387 MW⁸ y el sistema no pierde la estabilidad, aunque al final de la simulación, las oscilaciones no están totalmente amortiguadas (ver figuras 6.3, 6.4, 6.5 6.6 y 6.7).

Respecto a la frecuencia, se puede observar oscilaciones pronunciadas en el sistema, principalmente en la barra BR5 y las ubicadas en la zona sur y este. Luego de los 12 segundos la frecuencia tiende a estabilizarse aunque se aprecian oscilaciones pequeñas en la zona sur (ver figura 6.3).

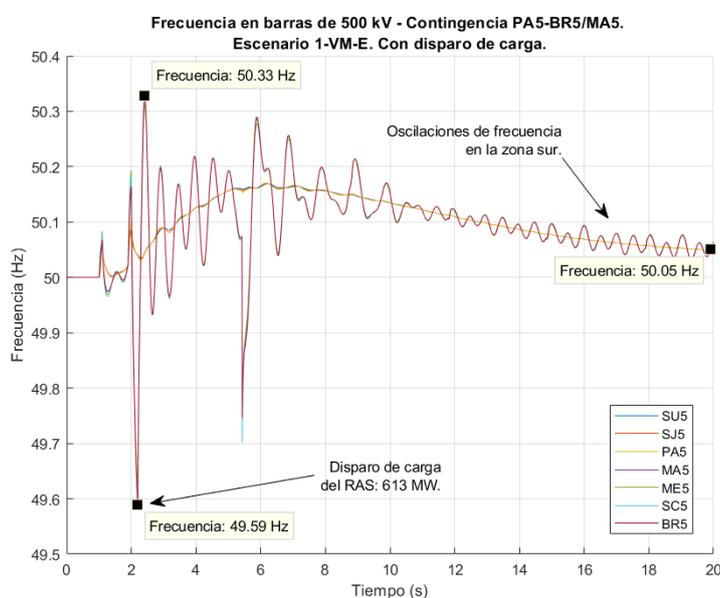


Figura 6.3: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 1-VM-E Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.

⁷Orden de disparo realizado según contingencia 10 (ver tabla 3.7).

⁸Escenario base 1-VM-E con 2000 MW de demanda total.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

Se comprobó que realizando un disparo menor de carga, las oscilaciones son mucho mayores y el sistema pierde la estabilidad sin llegar a una solución aceptable.

En la figura 6.4 se aprecia que el sistema llega a valores de tensión que se encuentran dentro de los límites establecidos en 6.2.2. Sin embargo, la tensión más baja registrada luego de 30 segundos (470 kV) no es admisible en operación normal del sistema, siendo necesario verificar si se debe tomar alguna acción desde el punto de vista operacional para lograr aumentar dichas tensiones en la zona sur y este, observando la red de 150 kV.

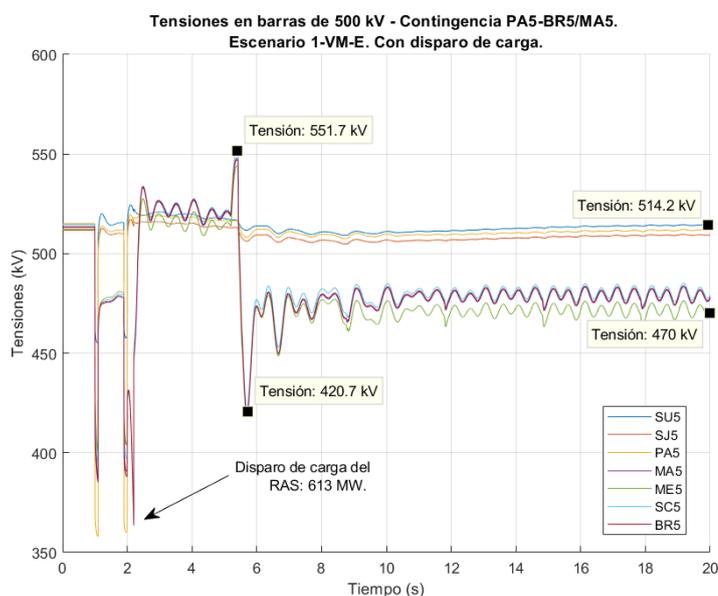


Figura 6.4: Tensión en barras de 500 kV. Escenario 1-VM-E Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.

Luego de los 3,41 segundos de la apertura definitiva de la línea, se dan salidas de servicio de parques eólicos⁹ por sobretensión, consecuencia del “fin de regulación de tensión”¹⁰ en algunos parques que eleva la tensión, principalmente en la zona sur (ver figura 6.5). Esto produce una posterior caída de tensión y una nueva recuperación cuando se extingue el transitorio. Observar que en la frecuencia (ver figura 6.4) antes de los 6 segundos se puede apreciar también dicha salida con un descenso pronunciado de la frecuencia.

⁹Kiyú, Gemsa, RSU, MAL2, Fingano y Vengano.

¹⁰En este texto se le dirá **fin o pérdida de regulación de tensión** al comportamiento de los parques eólicos que se encontraron en distintas simulaciones, que provoca cambios bruscos en las tensiones del sistema, sucediendo en algunos casos de forma periódica en el tiempo. Dado que este comportamiento no refleja de forma fiel el funcionamiento de los parques eólicos; no afecta la estabilidad global del sistema y, además, no se cuenta con información exacta de los modelos de control de los mismos; se considera como un efecto menor y que no incide en los resultados y conclusiones en los tiempos que son de interés para el estudio dinámico.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

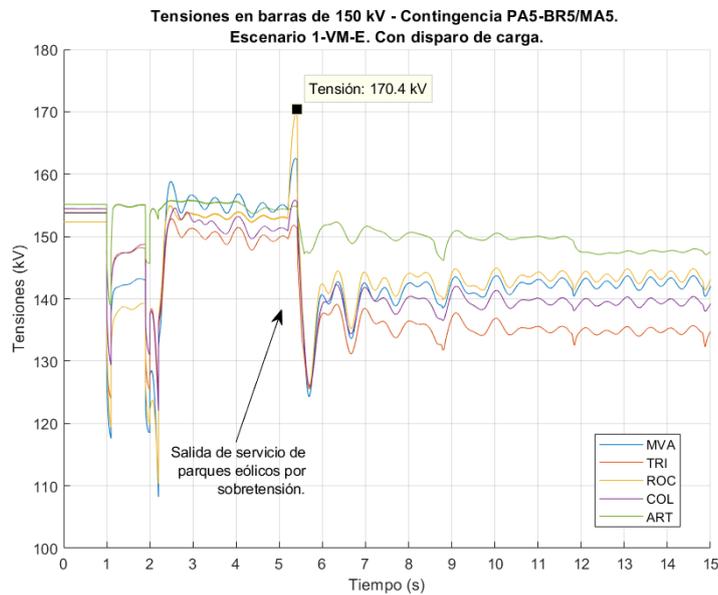


Figura 6.5: Tensión en barras de 150 kV. Escenario 1-VM-E Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.

En las figuras 6.6 y 6.7 se presentan los ángulos de máquina y la potencia activa en algunas líneas y transformadores del SEP. Si bien se dan oscilaciones importantes al momento de la contingencia, no hay pérdida de sincronismo y los flujos de potencia llegan, luego de los 10 segundos, a valores con mínimas oscilaciones. En el caso de los ángulos de máquina, si bien existen oscilaciones mínimas luego de los 20 segundos¹¹, se considera que las grandes oscilaciones están amortiguadas y las variaciones son muy pequeñas para desechar los resultados dinámicos.

¹¹Según los criterios establecidos en 6.2.2 las oscilaciones deben estar extinguidas para este tiempo.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

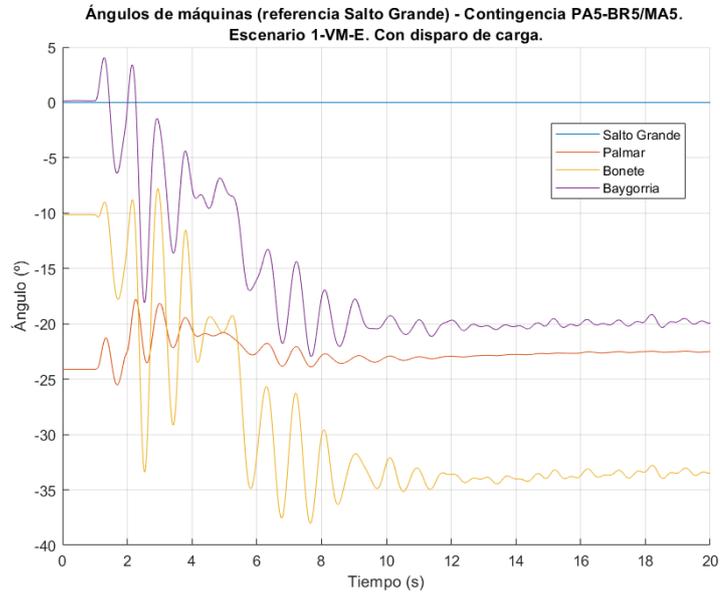


Figura 6.6: Ángulos de máquina. Escenario 1-VM-E Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.

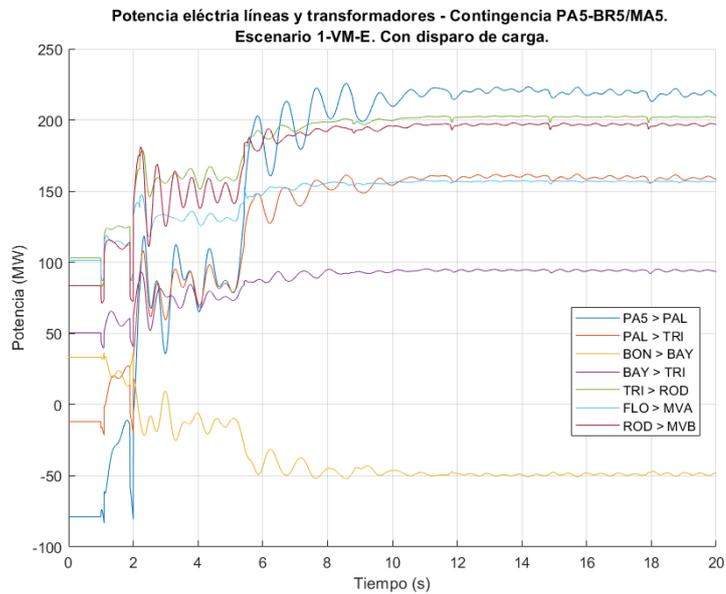


Figura 6.7: Flujo de Potencia activa en Líneas y Transformadores. Escenario 1-VM-E Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

En el estudio en régimen, se observó que en el escenario 3-VN-H (valle de demanda) al aumentar el flujo por las líneas asociadas a la contingencia daba como resultado un escenario que no tenía solución al flujo de carga. Se comprobó que utilizando dicho escenario con 820 MW de demanda y 485 MW siendo transferidos por ambas líneas, la simulación dinámica tiene como resultado sobrecargas de RATE B y tensiones muy bajas que oscilan en la zona sur. Por esto, se utiliza la actuación del RAS disparando una carga tal que lo anterior no suceda y se llegue a un escenario admisible.

Antes de realizar el disparo del RAS a los 200 ms del recierre fallido, se da la salida de servicio de algunos parques eólicos¹² (ver figuras 6.8 y 6.9). Debido a que el escenario contaba con poca generación eólica, sale de servicio aproximadamente 40 MW, lo que no representa un desbalance grande para el SEP.

A los 200 ms del recierre fallido, el RAS dispara 104 MW, logrando una recuperación en las tensiones (ver figura 6.9) y quedando en valores aceptables según los criterios establecidos 6.2.2.

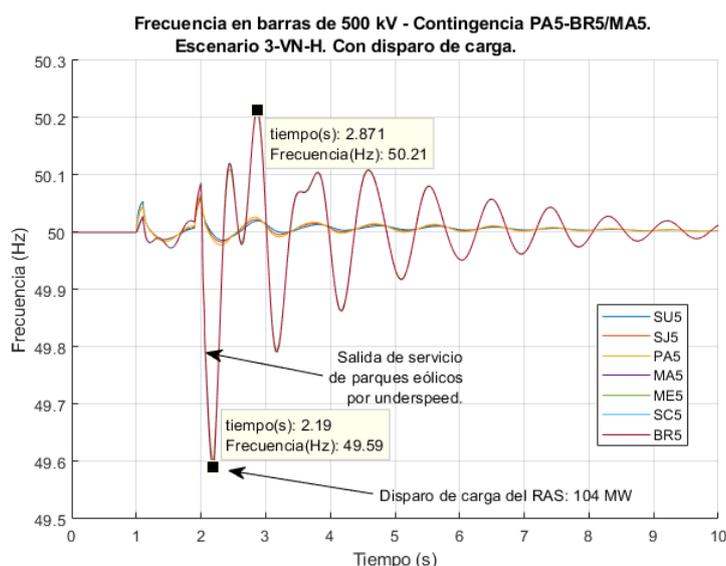


Figura 6.8: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 3-VN-H Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.

Por último, también para el escenario 3-VN-H, se presenta en la figura 6.10 los ángulos de máquina que demuestran que no existe pérdida de sincronismo en el SEP.

Los resultados anteriores reafirman lo visto en régimen, demostrando que para poder enfrentar la contingencia con la red actual y llegar a un sistema operativamente aceptable, puede ser necesario disparar niveles elevados de carga.

¹²Polesine, Florida 2, Luz de Loma, Luz de Río, Pastorale, Astiday, Cadonal y Arias por underspeed.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

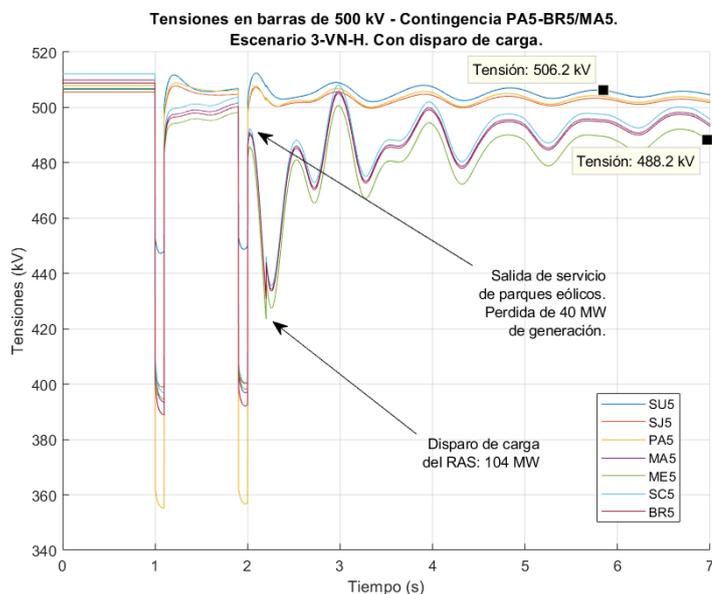


Figura 6.9: Tensión en barras de 500 kV. Escenario 3-VN-H Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.

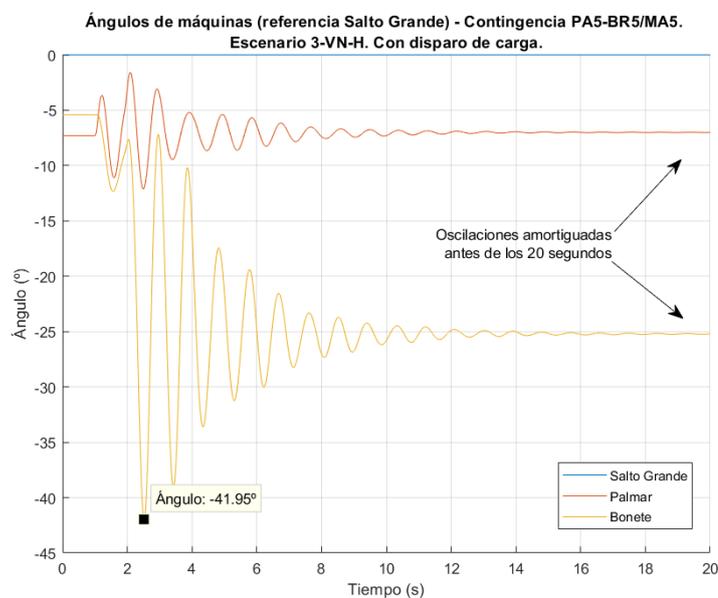


Figura 6.10: Ángulos de máquina. Escenario 3-VN-H Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

6.3.1.2. 1-VM-E, 6-IX-E, 9-IX-E

Como se observó en régimen, en estos tres escenarios es necesario disparar carga al presentarse la falta, dado que ninguno de ellos es capaz de operar bajo las condiciones de los escenarios base. En la tabla 6.3 se especifican los disparos de carga en cada escenario.

Escenario	Disparo de carga (MW)		Total (MW)	Estaciones a disparar (según tabla de disparo RAS)
	Según estudio en régimen	Margen de demanda + gen. eólica		
1_VM.E	167	150	317	MAL, SCA, ROC, PES, PAZ, MVH
6_IX.E	201	150	351	MAL, SCA, ROC, PES, PAZ, MVF, MVJ, MVR
9_IX.E	CME	150	108	MAL, ROC

Tabla 6.3: Disparos de carga para escenarios del Grupo 1, contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.

Es representativo del grupo el escenario 6-IX-E, realizando la falta monofásica en el extremo de línea de la barra de PA5. En lo que respecta al comportamiento de la **frecuencia**, se puede observar en la figura 6.11 que, producida la falta, se tiene un aumento instantáneo en la frecuencia del sistema, lo cual se corresponde correctamente con el comportamiento de los generadores a producirse un cortocircuito en la red, perdiendo la posibilidad de entregar en el instante de la falta la potencia eléctrica hacía la demanda por las mismas líneas.

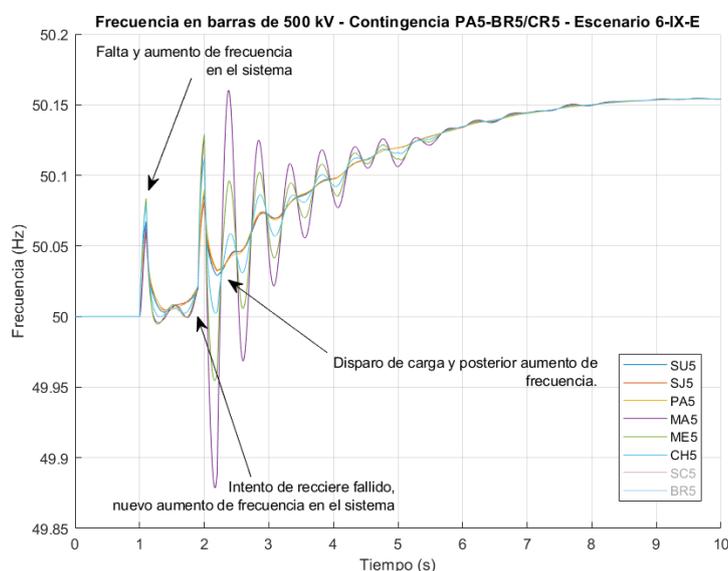


Figura 6.11: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 6-IX-E. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

Existe una variación de frecuencia total del sistema que se ve acompañada por oscilaciones en las diferentes barras (ver figura 6.12). Las oscilaciones más grandes están asociadas al comportamiento de las máquinas, mientras que la general al sistema en su totalidad. Al no estar modelada la regulación secundaria de frecuencia, luego de la contingencia, la frecuencia queda en un punto diferente al inicial, en este caso muy próximo al valor inicial.

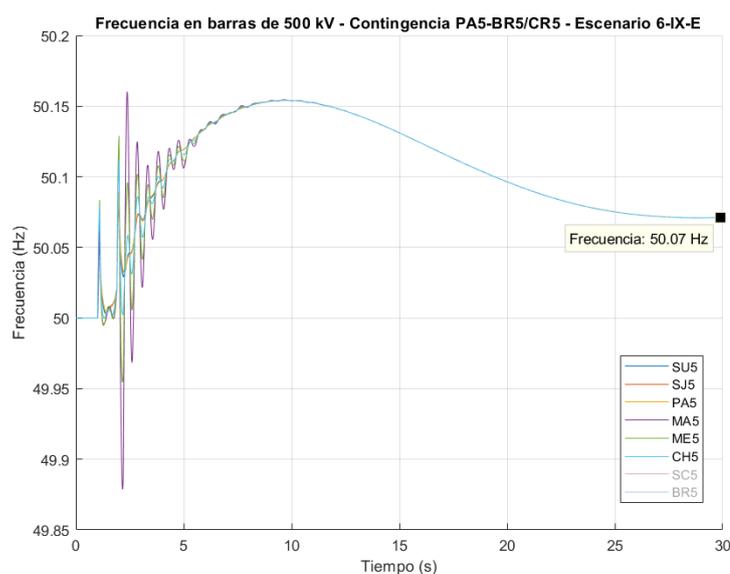


Figura 6.12: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 6-IX-E. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.

Se infiere entonces de las gráficas de las figuras 6.11 y 6.12, que la frecuencia se mantiene entre los criterios establecidos.

Por otro lado, al realizar el disparo de carga con las características de la tabla 6.3, las **tensiones** presentan valores aceptables, donde se aprecia como se recupera el nivel de tensión en los lugares mencionados (ver figura 6.13).

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

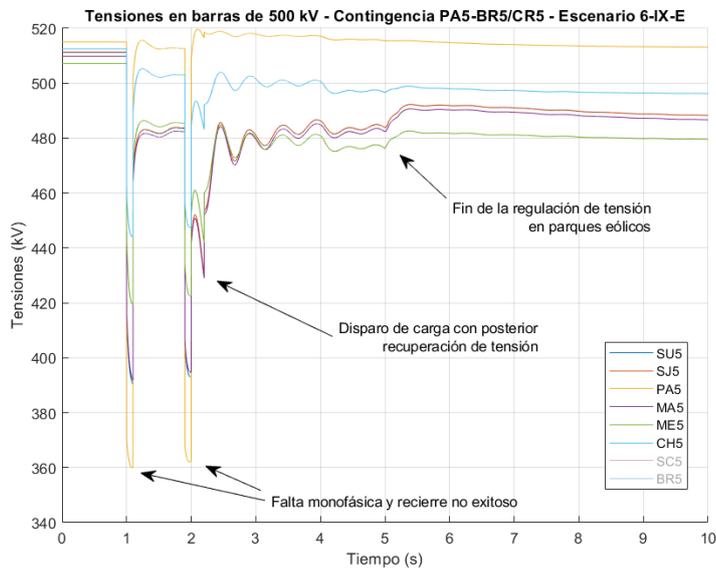


Figura 6.13: Tensión en barras de 500 kV. Escenario 6-IX-E. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.

Para los **ángulos de máquinas** se constata que no existe una pérdida de sincronismo y se cumplen los criterios vistos en 6.2.2: las oscilaciones se ven amortiguadas antes de los 20 segundos y no se encuentran diferencias angulares en el transitorio mayores a 35° (ver figura 6.14).

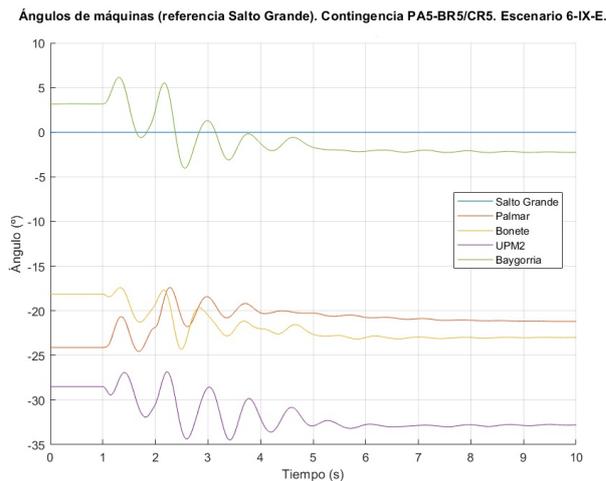


Figura 6.14: Ángulos de máquina. Escenario 6-IX-E. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

6.3.1.3. 5-VX-H-EXB

En este caso la falta también fue aplicada en la barra de PA5. Según resultados en régimen disparando la CME se obtiene el margen necesario para que el escenario sea operativo sucedida la contingencia. Teniendo en cuenta el margen por variaciones de demanda y generación eólica se obtiene un disparo total de 60 MW (ver tabla 6.4).

Escenario	Disparo de carga (MW)		Total (MW)	Estaciones a disparar (según tabla de disparo RAS)
	Según estudio en régimen	Margen de demanda + gen. eólica		
5_VX_H	CME	150	60	MAL

Tabla 6.4: Disparos de carga para escenario del Grupo 2, contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.

Como se aprecia en la figura 6.16 la frecuencia del sistema luego de 30 segundos llega a un valor estable y próximo a los 50 Hz. Al principio se observan oscilaciones más pronunciadas en algunas barras del sistema, pero no se llega a valores críticos y no actúa ninguna otra protección en el sistema.

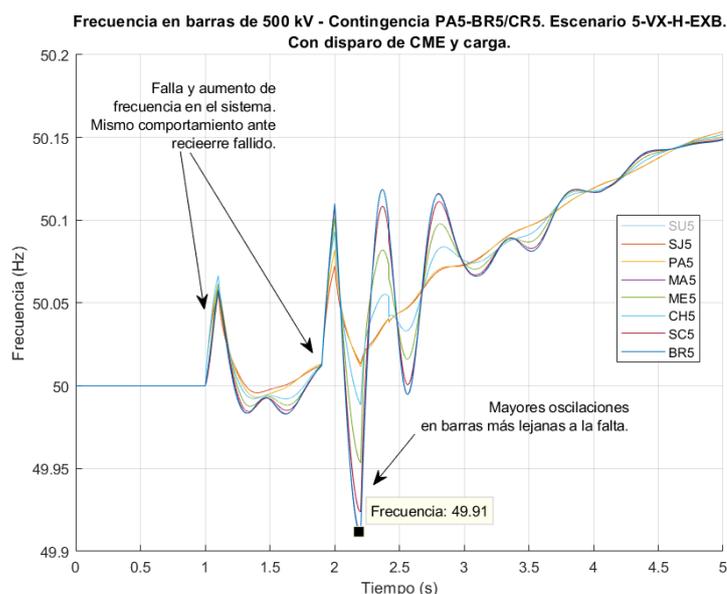


Figura 6.15: Frecuencia en 500 kV. Escenario 5-VX-H-EXB. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.

Las tensiones en las barras de 500 kV (ver figura 6.17) muestran el momento del disparo de carga, logrando la recuperación de la tensión. En este sentido, si bien existe también esta recuperación, es mucho menos pronunciada que en los escenarios eólicos. Debido a esto, algunas zonas del sistema llegan a valores de tensión que generan que salgan de servicio algunos parques eólicos (ver figura 6.17).

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

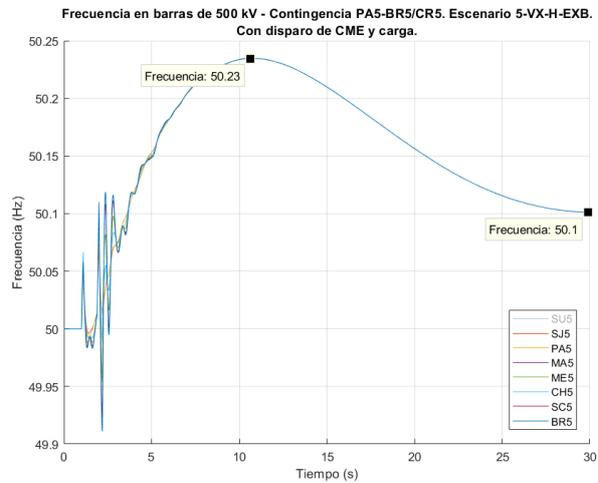


Figura 6.16: Frecuencia en 500 kV. Comportamiento en 30 segundos. Escenario 5-VX-H-EXB. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.

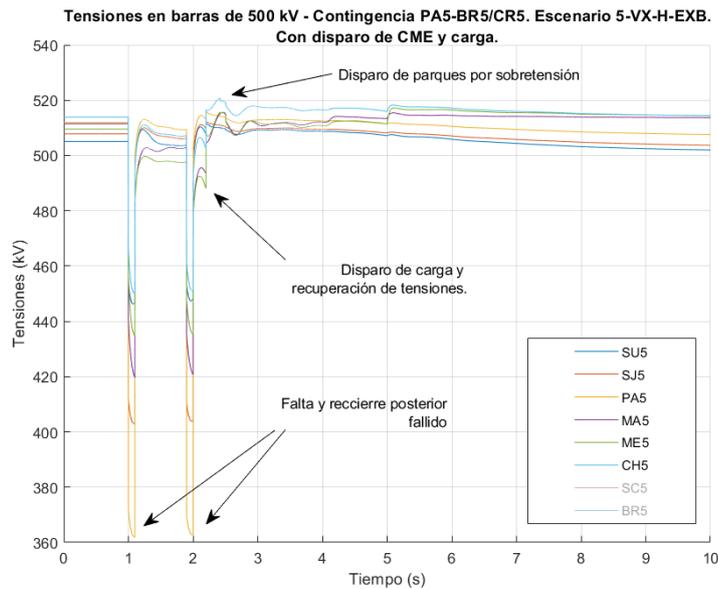


Figura 6.17: Tensión en 500 kV. Escenario 5-VX-H-EXB. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.

En la tabla 6.5 se detallan los parques eólicos que salen de servicio y la causa que provoca dicho fenómeno.

Los resultados analizados dejan en claro que el disparo de carga para el presente escenario deja el sistema en una condición aceptable para operar luego de sucedida la contingencia.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

Parques eólicos (más relevantes)	Tiempo de disparo (segundos)	Causa
Peralta	2,417	Sobretensión
RDS	2,506	Sobretensión
MAL2	2,506	Sobretensión

Tabla 6.5: Disparos de parques eólicos en el escenario 5-VX-H. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.

6.3.1.4. 7-IX-T, 8-IX-H

Para estos dos casos, el disparo para establecer un margen para operación es menor que en los casos con generación eólica. En el estudio de régimen, los resultados establecieron que en el escenario 7-IX-T no se debe disparar carga¹³ y, para el escenario 8-IX-H se estableció un margen de 132 MW. En la tabla 6.6 se muestran las estaciones a disparar siguiendo la lógica del RAS.

Escenario	Disparo de carga (MW)		Total (MW)	Estaciones a disparar (según tabla de disparo RAS)
	Según estudio en régimen	Margen de demanda + gen. eólica		
7-IX-T	0	50	50	MAL
8-IX-H	132	50	182	PAZ, MAL, SCA, PES, ROC, MVJ

Tabla 6.6: Disparos de carga para escenarios del Grupo 3. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.

Un punto a resaltar es que el margen también ayuda a bajar las sobrecargas encontradas en el estudio de régimen de estos escenarios. Al realizar el disparo de carga se dejan los escenarios con el margen de colapso de tensión y por debajo de los RATE B de las líneas (ver tabla 6.7). Luego de la contingencia el sistema queda con sobrecargas de RATE A pero con tiempo para corregirlas.

Escenario	Disparo (MW)	% RATE B	Equipo
7-IX-T	53	78	PAL-TRI
7-IX-T	53	70	ATR PA5
7-IX-T	53	79	NPA-DOL
8-IX-H	197	98	PAL-TRI
8-IX-H	197	88	ATR-PA5
8-IX-H	197	95	NPA-DOL

Tabla 6.7: Verificación de RATES B luego de disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.

El escenario 8-IX-H es más restrictivo que el 7-IX-T debido al margen de demanda y la cantidad de estaciones que se disparan, por esta razón se muestran los resultados del grupo en base a lo obtenido para dicho escenario.

En cuanto a la frecuencia del sistema, se presenta un comportamiento similar a los grupos anteriores. La diferencia más importante es que, a los 30 segundos, el valor de la frecuencia es casi el inicial (ver figura 6.19).

¹³La demanda límite coincidió con el escenario base.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

ración casi instantánea luego del disparo de carga (ver figura 6.20). Las tensiones más bajas encontradas son las de ME5 ($0,95 pu$), pero todas dentro de rangos aceptables luego de una contingencia doble.

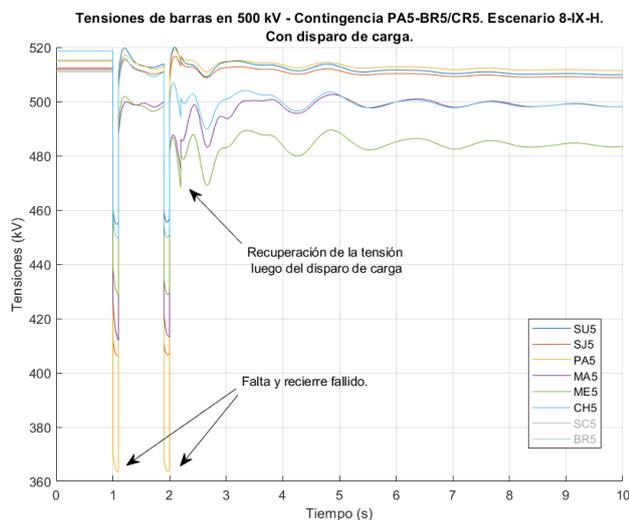
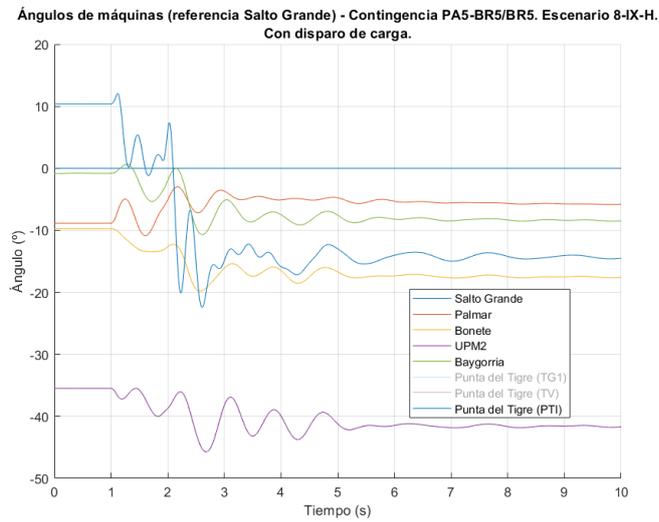


Figura 6.20: Tensión en 500 kV. Escenario 8-IX-H. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.

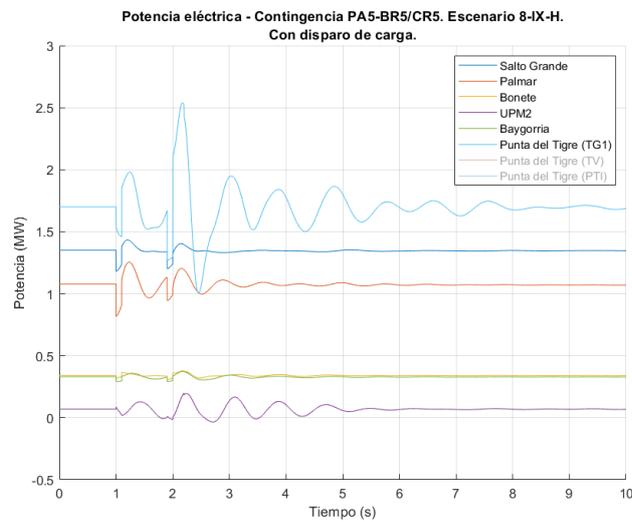
En la figura 6.21 se complementan los resultados con la gráfica de ángulos y potencia eléctrica de máquinas. Como se aprecia están dentro de los criterios establecidos en 6.2.2. Se destaca, como varían su ángulo interno para seguir entregando la misma potencia eléctrica luego de los transitorios debidos a la falta ¹⁴. Los generadores de la zona sur (observar particularmente los del Punta del Tigre) son los que presentan mayores oscilaciones.

¹⁴Lo que implica el correcto modelado de los generadores en este sentido.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.



(a) Ángulos de máquinas. Escenario 8-IX-H.



(b) Potencia eléctrica entregada por máquinas. Escenario 8-IX-H.

Figura 6.21: Ángulos de máquinas y potencia eléctrica entregada. Escenario 8-IX-H. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

6.3.2. Contingencia Doble BR5-MB5 / CR5-MA5

6.3.2.1. 1-VM-E, 6-IX-E, 9-IX-E

Siguiendo lo propuesto, estos escenarios con generación eólica predominante deben disparar carga según los resultados de régimen (ver tabla 6.8). Si se compara esta contingencia con la anterior, los disparos son mayores debido a que los límites de demanda encontrados son menores. Incluso, en el escenario 9-IX-E-EXB, donde se debe disparar la convertora, el disparo total (incluyendo un margen) no es menor, siendo de 256 MW, lo que corresponde según la tabla del RAS a seis estaciones en la zona sur y este (ver tabla 6.8).

Escenario	Disparo de carga (MW)		Total (MW)	Estaciones a disparar (según tabla de disparo RAS)
	Según estudio en régimen	Margen de demanda + gen. eólica		
1.VM.E	357	150	507	MAL, SCA, ROC, PES, PAZ, MVH, MVF, MVK
6.IX.E	308	150	458	MAL, SCA, ROC, PES, MVG, PAZ, MVH, MVJ, MVF
9.IM.E	CME	150	256	MAL, ROC, SCA, PES, PAZ, MVH

Tabla 6.8: Disparos de carga para escenarios del Grupo 1. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.

Se toma el escenario 9-IX-E-EXB como el representativo de este grupo. Si bien es el que dispara menos carga, contemplando el disparo de la CME es el que realiza el disparo más grande.

En lo que respecta a la frecuencia del sistema tiene un comportamiento muy similar a la contingencia 6.3.1. Esto tiene lógica, debido a que haciendo una comparación gruesa ambas contingencias, con esta distribución de generación, son similares. Sin embargo, existen algunas diferencias en las oscilaciones luego del transitorio y en general.

En la figura 6.22, es claro que la frecuencia en las oscilaciones luego del recierre llega a valores más elevados. En las barras de Montevideo, dicho valor llega a ser de 50, 25Hz.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

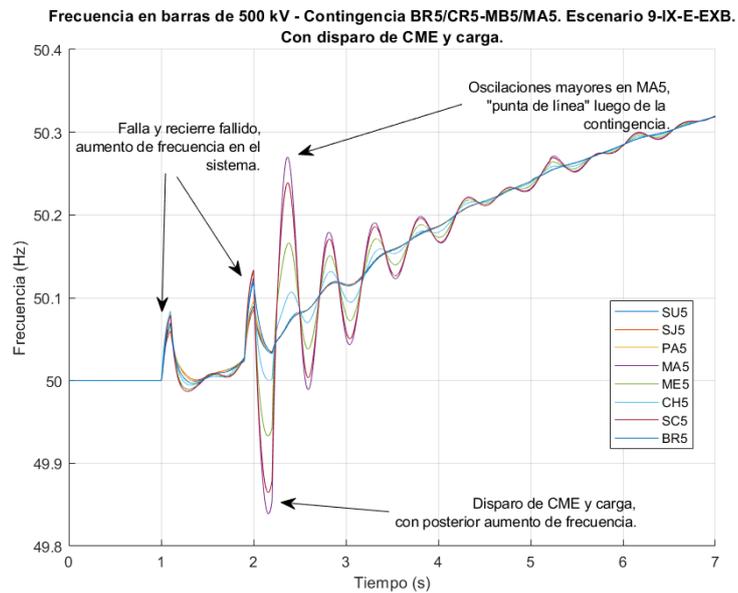


Figura 6.22: Frecuencia en 500 kV. Escenario 9-IX-E-EXB. Con disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

Se aprecia la existencia de mayores oscilaciones en las barras que no son un nodo fuerte desde el punto de vista inercial¹⁵: ME5, MA5, SC5. Este fenómeno también se aprecia, lógicamente, en la red de 150 kV, mostrando oscilaciones que se atenúan casi por completo luego de los 6 segundos (ver figura 6.23).

¹⁵Barras que no tienen una generación cercana que aporte inercia y amortigüe las oscilaciones debido a la falta.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

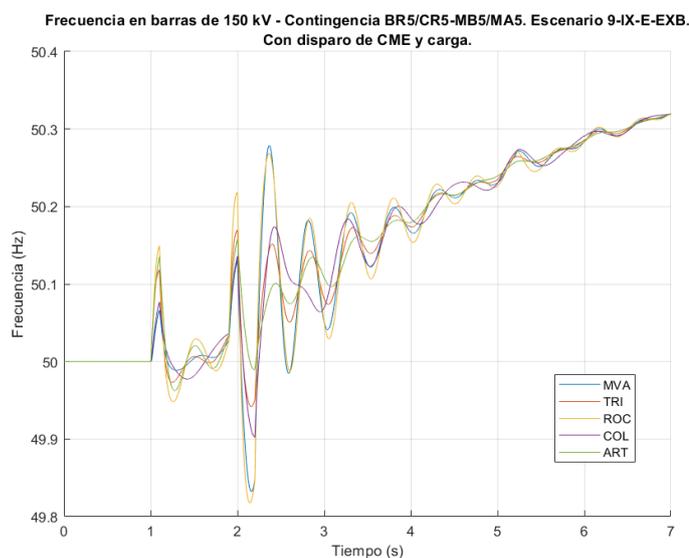


Figura 6.23: Frecuencia en 150 kV . Escenario 9-IX-E-EXB. Con disparo de CME y carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo BR5.

En el comportamiento general de la frecuencia, observando un tiempo de 30 segundos (ver figura 6.24), la frecuencia se mueve entre valores más que aceptables bajo estas circunstancias (ver sección 6.2.2), llegando a los 30 segundos a un valor de frecuencia mayor que el inicial pero que demuestra el desbalance entre generación y demanda luego de la contingencia¹⁶.

Las tensiones en 500 kV muestran una recuperación clara luego del disparo de la CME y carga (ver figura 6.25). Si bien luego de este disparo las tensiones suben rápidamente, se estabilizan en valores dentro de los aceptados para la operación del sistema. Por ejemplo, la tensión más alta se da en la barra BR5, con 522,1 kV (ver figura 6.25).

Si bien los escenarios cuentan con gran generación eólica, la desconexión de algunos parques solo se da en el escenario 1-VM-E y no representa un problema.

Por último, en la figura 6.26 se muestran los ángulos de máquinas y la potencia eléctrica asociada a las mismas. Existen oscilaciones esperadas luego de la contingencia pero se estabilizan rápidamente luego de los 10 segundos, estando ya completamente estabilizadas luego de los 15 segundos, cumpliéndose ampliamente lo establecido en 6.2.2.

¹⁶Como se menciona no se está teniendo en cuenta la regulación secundaria.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

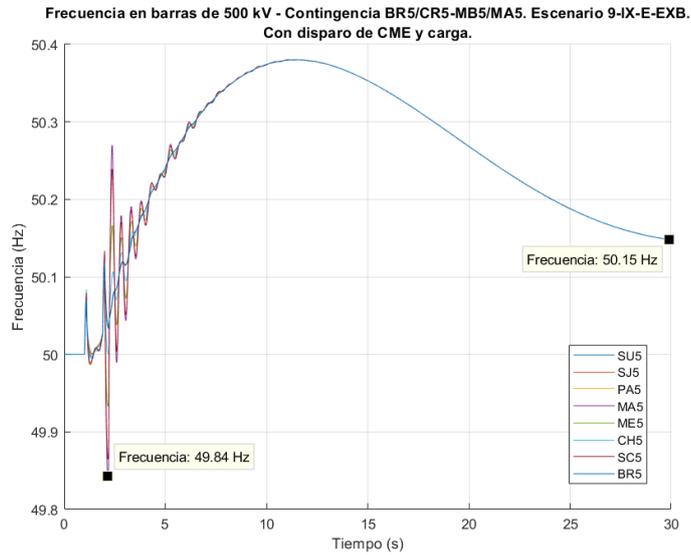


Figura 6.24: Frecuencia en 500 kV. Comportamiento en 30 segundos. Escenario 9-IX-E-EXB. Con disparo de CME y carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo BR5.

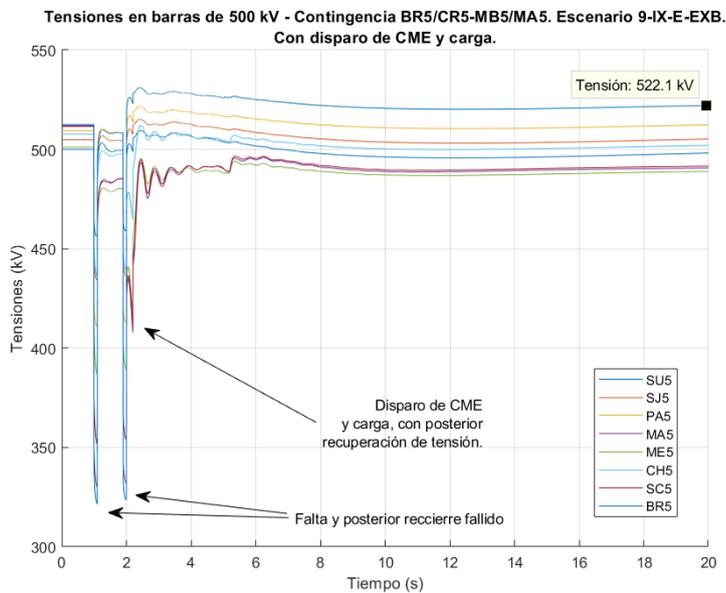
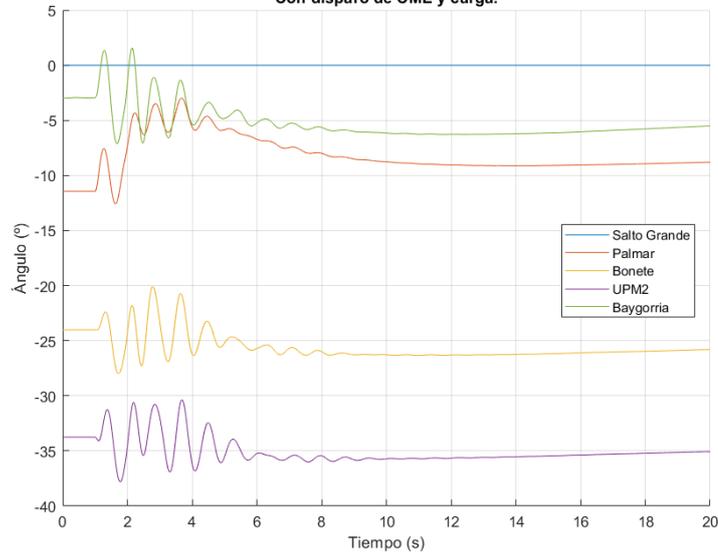


Figura 6.25: Tensión en 500 kV. Escenario 9-IX-E-EXB. Con disparo de CME y carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

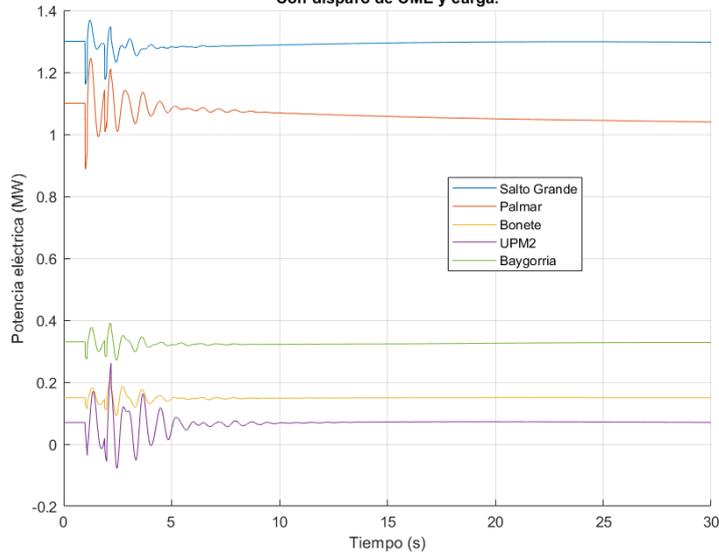
6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

Ángulos de máquinas (referencia Salto Grande) - Contingencia BR5/CR6-MB5/MA5. Escenario 9-IX-E-EXB
Con disparo de CME y carga.



(a) Ángulos de máquinas. Escenario 9-IX-E-EXB.

Potencia eléctrica - Contingencia BR5/CR5-MB5/MA5. Escenario 9-IX-E-EXB.
Con disparo de CME y carga.



(b) Potencia eléctrica entregada por máquinas. Escenario 9-IX-E-EXB.

Figura 6.26: Ángulos de máquinas y potencia eléctrica entregada. Escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

6.3.2.2. 5-VX-H-EXB, 7-IX-T, 8-IX-H

El escenario 7-IX-T es el que presenta el disparo de carga mayor (ver tabla 6.9), a pesar de no ser necesario un disparo por margen de variación en generación eólica.

Escenario	Disparo de carga (MW)		Total (MW)	Estaciones a disparar (según tabla de disparo RAS)
	Según estudio en régimen	Margen de demanda + gen. eólica		
5.VX.H	303	150	453	MAL, PAZ, ROC, SCA, PES, MVH, MVJ, MVF
7.IX.T	660	50	710	MAL, SCA, ROC, PES, MVG, PAZ, MVH, MVJ, MVF
8.IX.H	580	50	630	MAL, SCA, ROC, PES, MVG, PAZ, MVH, MVJ, MVF, MVE

Tabla 6.9: Disparos de carga para escenarios del Grupo 2. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.

Si bien el escenario 5-VX-H es el que necesita menor disparo, la diferencia en generación trae consigo resultados que son un poco diferentes a los casos con gran cantidad de generación térmica. Por esta razón, es interesante observar detenidamente los resultados para dicho escenario.

Respecto a la frecuencia, se encuentran resultados muy parecidos a los escenarios del primer grupo. Si se observa el comportamiento general (ver figura 6.27) si bien se llega a un valor mayor de frecuencia en el pico de la variación, luego de los 30 segundos la situación es muy similar.

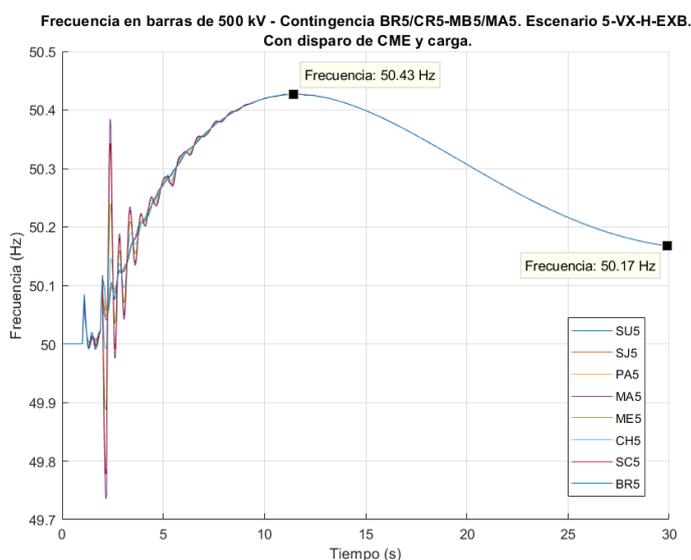


Figura 6.27: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

Si se observan los primeros segundos, en este caso existe una pequeña variación en la forma de oscilación de la frecuencia (ver figura 6.28) luego de los 5 segundos, lo que se debe a la salida de servicio de algunos parques eólicos.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

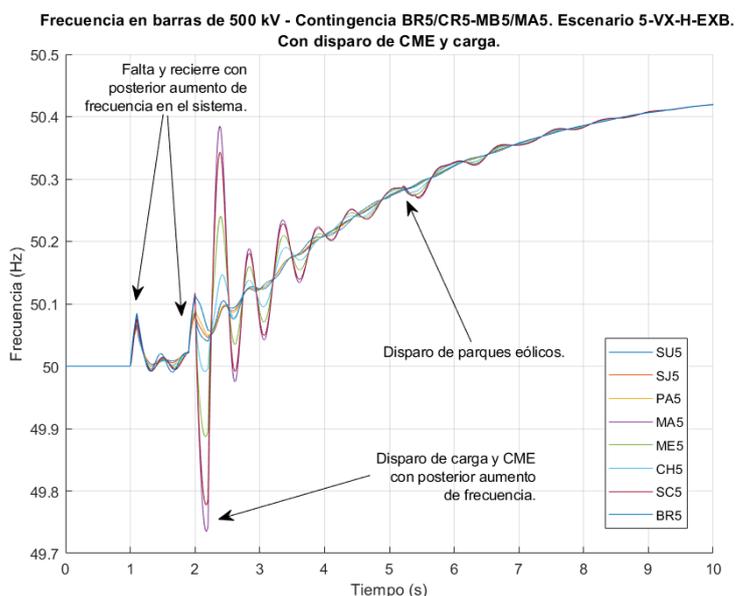
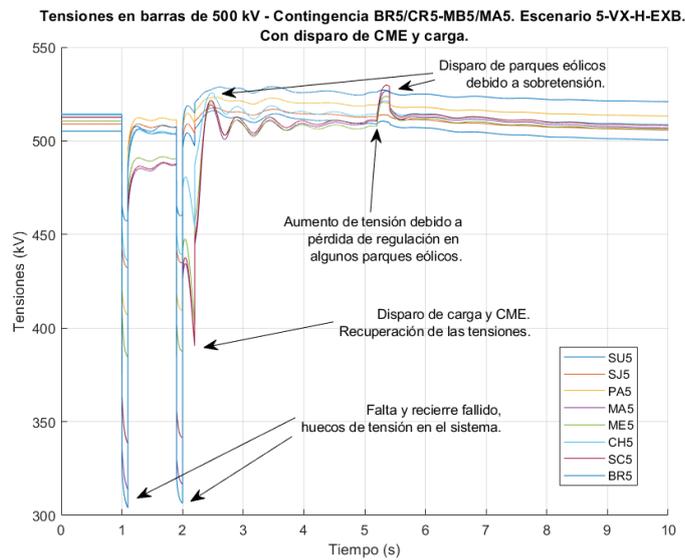


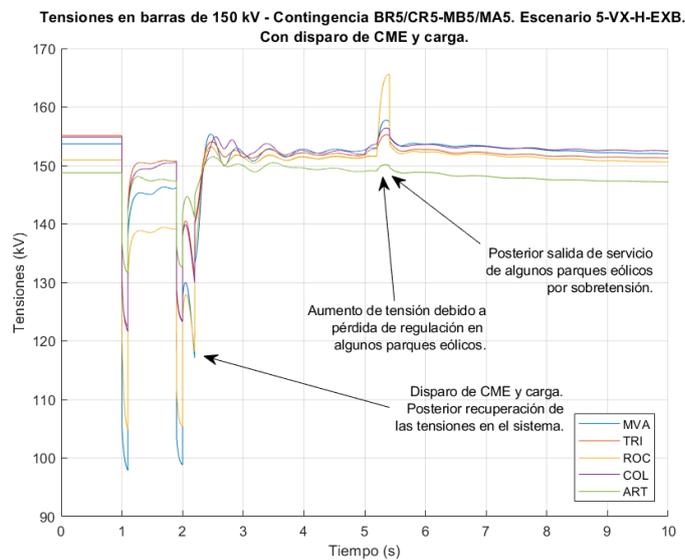
Figura 6.28: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 5-VX-H, comportamiento en 10 segundos. Con disparo de CME y de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

En la gráfica de tensión en 500 kV (ver figura 6.29), este suceso se aprecia mucho mejor, e incluso se logra ver el mismo efecto luego del disparo de la CME y carga. Ambas salidas de servicio de parques eólicos son por sobretensión. Sin embargo, cercano a los 2 segundos, la sobretensión está dada por el propio disparo de carga y la CME que recupera las tensiones en el sistema pero lleva a un pico de las mismas. En el segundo caso, luego de los 5 segundos, el fenómeno se da por la pérdida de regulación de tensión de algunos parques en el sistema que genera sobretensiones y el posterior disparo. En la figura 6.30 se comparte un gráfico con las tensiones en algunos parques eólicos, con la salida de servicio de RSU y Vengano por sobretensión debido a la pérdida de regulación. En la tabla 6.10 se detallan los parques eólicos que salen de servicio.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.



(a) Tensión en barras de 500 kV. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga.



(b) Tensión en barras de 150 kV. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga.

Figura 6.29: Tensión en barras de AT y EAT. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

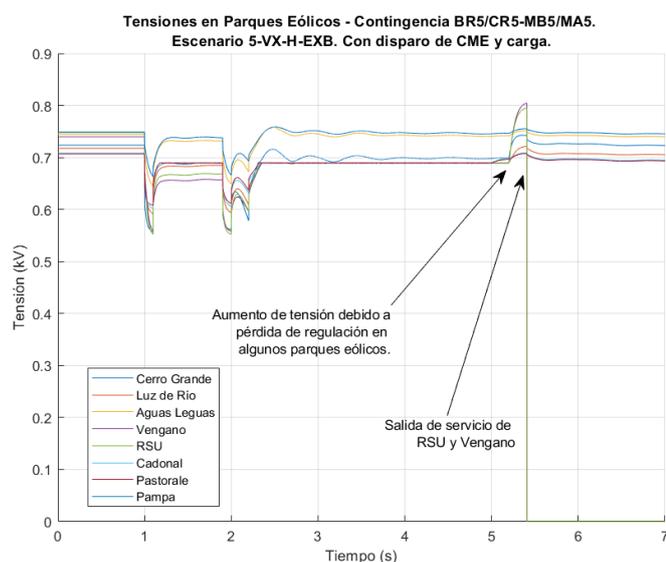


Figura 6.30: Tensión en parques eólicos. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

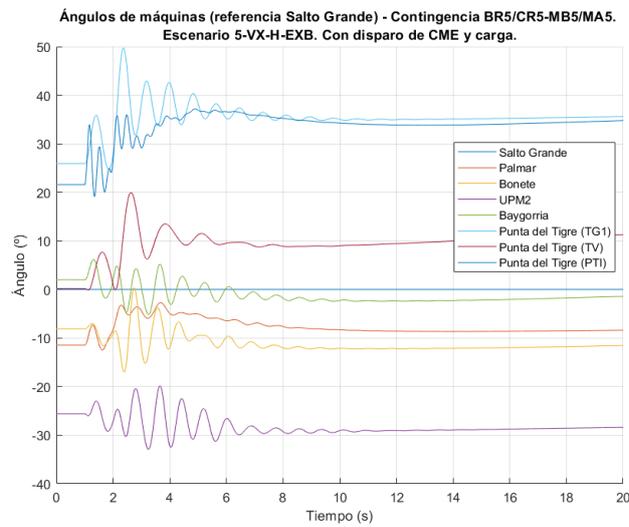
Parques eólicos (más relevantes)	Tiempo de disparo (segundos)	Causa
Peralta	2,522	Sobretensión
Fingano y Vengano	5,4087	Sobretensión
RDS y MAL2	5,411	Sobretensión

Tabla 6.10: Disparos de parques eólicos en el escenario 5-VX-H. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.

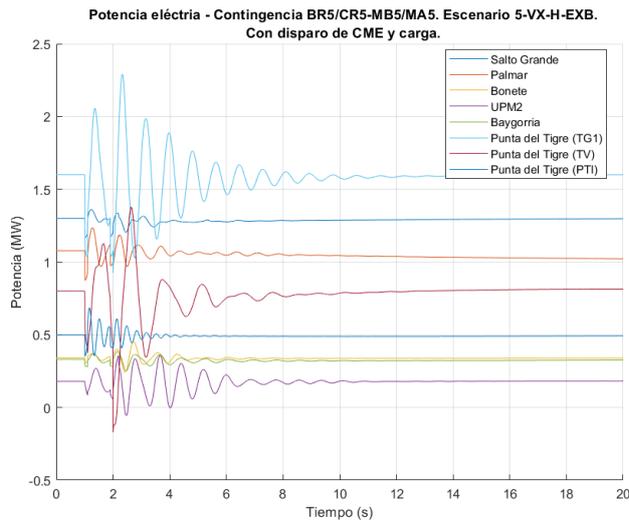
Respecto a los valores de tensión alcanzados, luego del disparo de la CME y carga, se aprecian tensiones que son elevadas. Sin embargo, se estabilizan en valores aceptables (ver sección 6.2.2).

Por último, en la figura 6.31 se pueden ver los ángulos de máquinas y potencia eléctrica. Observar que las oscilaciones luego de la contingencia son más pronunciadas que en los escenarios vistos anteriormente. De todas formas son amortiguadas antes de los 20 segundos (ver sección 6.2.2). Las consecuencias de la contingencia son notorias en las oscilaciones de potencia en Punta del Tigre y Palmar. En el primero, la variación de ángulo de máquina es apreciable y sus oscilaciones son las más pronunciadas dentro de los generadores elegidos. Esto está directamente conectado a la zona de la falta, siendo PT5 y PA5 barras muy cercanas con gran aporte de generación en ambos casos.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.



(a) Ángulos de máquinas. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga.



(b) Potencia eléctrica entregada por máquinas. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga.

Figura 6.31: Ángulos de máquinas y potencia eléctrica entregada. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo BR5.

El escenario 7-IX-T, como se mencionó, tiene el mayor disparo de carga. En lo que respecta a la frecuencia (ver figura 6.32 y 6.33), no se encuentran diferencias mayores con el escenario 5-VX-H, sin contar la salida de servicio de parques eólicos.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

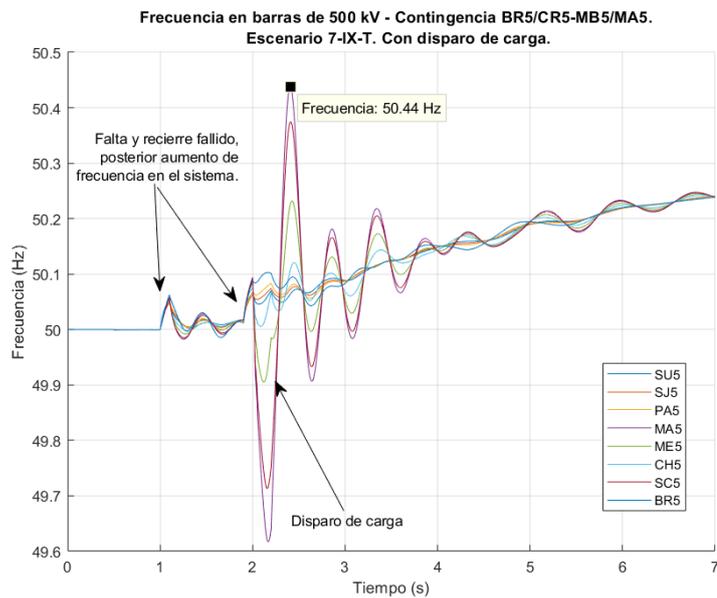


Figura 6.32: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 7-IX-T. Con disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

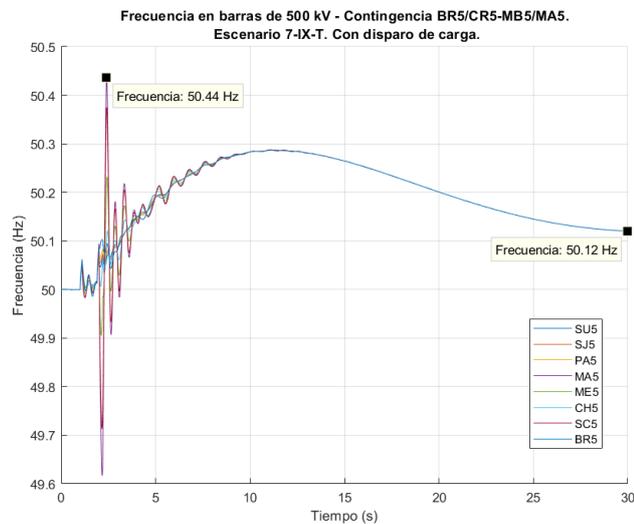


Figura 6.33: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 7-IX-T. Con disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

Lo mismo sucede con la tensión. Luego del disparo de carga, la tensión en las barras se recupera rápidamente (ver figura 6.34). Algo interesante, que muestra la necesidad del disparo de carga, es el nivel de tensión en el sistema de 500 kV luego de los 2 segundos y antes del disparo. Los valores de tensiones en barras, en dicho instante, son menores que en los instantes de los huecos de tensión, dados por la falta. Esto da un claro indicio de que, en caso de no disparar, la tensión

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

en mucha de las barras descendería a niveles demasiado bajos. Con disparo de carga, se logra una recuperación instantánea de las tensiones, llevando al sistema a valores similares, a los previos a la contingencia (ver figura 6.34).

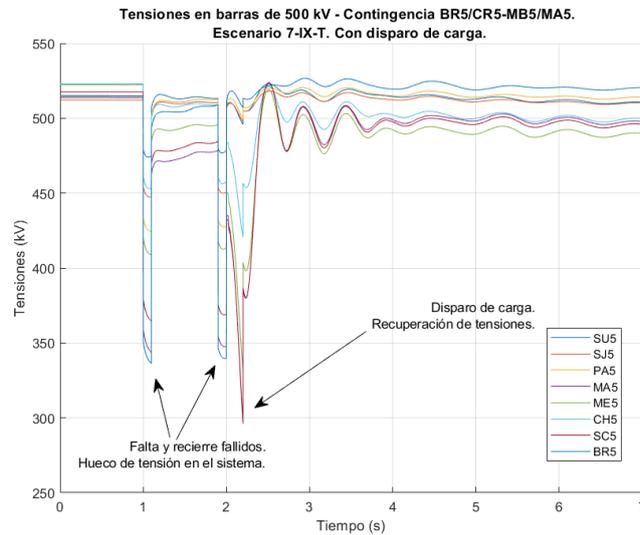


Figura 6.34: Tensión en barras de 500 kV. Escenario 7-IX-T. Con disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

Las oscilaciones en los ángulos de máquinas (ver figura 6.35) son menores a las encontradas para el escenario 5-VX-H. Comparten el hecho de que las mayores oscilaciones se vean en Punta del Tigre. Teniendo luego de los 10 segundos las oscilaciones amortiguadas casi por completo.

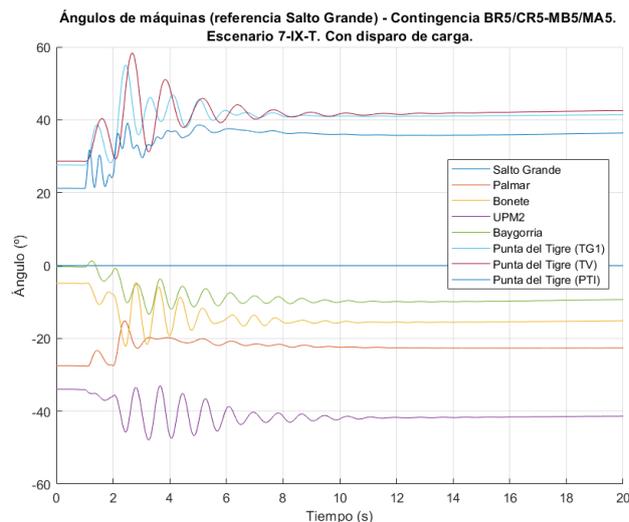


Figura 6.35: Ángulos de máquinas. Escenario 7-IX-T. Con disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

En cuanto a las sobrecargas que se observaban en los escenarios 7-IX-T y 8-IX-H en las demandas límites en líneas de AT, con el disparo propuesto, que contempla un margen de estabilidad, se logra quedar por debajo de los RATE B de las líneas involucradas (ver tabla 6.11).

Escenario	Disparo (MW)	% RATEB	Equipo
7-IX-T	719	97	PAL-TRI
7-IX-T	719	90	ATR PA5
7-IX-T	719	92	NPA-DOL
8-IX-H	656	97	PAL-TRI
8-IX-H	656	91	ATR-PA5
8-IX-H	656	92	NPA-DOL

Tabla 6.11: Verificación de RATE B luego de disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.

6.3.3. Contingencia Doble SJ5-PA5 x 2

6.3.3.1. Breve Análisis de la Contingencia SJ5-PA5 x 2 en la Red Actual

Al igual que en régimen se toman los escenarios 2-VN-E y 9-IM-E-EXB con la configuración actual del sistema y demanda de la GOP 2020. Para esta contingencia la actuación del RAS es el disparo de líneas (DAL) que separa en dos subsistemas la red del SEP uruguayo¹⁷. En caso de realizar esto y que exista una situación de desbalance entre subsistemas (9-IM-E-EXB), el RAS realiza también disparo de carga. Si lo que se da es una situación de sobregeneración (2-VN-E), el RAS no presenta solución.

En el escenario 9-IM-E-EXB el desbalance entre generación y demanda es de 860 MW, es decir, en el Subsistema Sur se tiene una demanda mayor que la generación que queda disponible luego de la actuación del DAL. Ante dicho desbalance, se dispara la CME (500 MW) y se realiza un disparo de carga de 360 MW para llegar al balance.

En la simulación dinámica se realizó el disparo de la CME y de carga pero no se realiza la acción del DAL para demostrar el problema que genera que ambos, Subsistema sur y SEP argentino, queden conectado por vínculos débiles. La simulación realizada fue de 10 segundos.

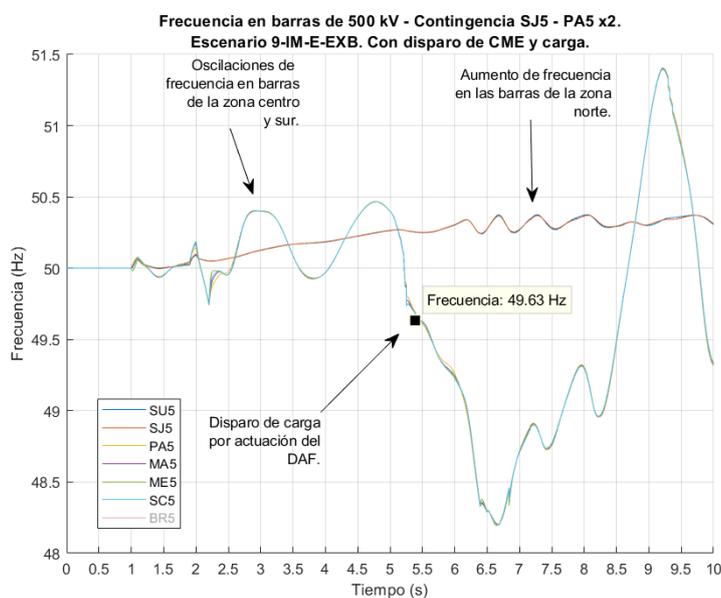


Figura 6.36: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de CME y carga. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.

En la figura 6.36 se aprecia que a partir de la falta las frecuencias en PA5 y todas las barras ubicadas en la zona sur, este, centro y noreste comienzan a apartarse

¹⁷Formando una isla que incluye parte de la zona oeste, las zonas centro, este y sur del país: **Subsistema Sur**. Por otro lado, las zonas norte y parte del la zona oeste, quedan conectadas al SEP argentino.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

de los valores de frecuencia que se dan, por ejemplo, en SJ5. Esto es debido a que SJ5 queda conectado a un nodo fuerte como es CTM y el SEP argentino.

Dada la apertura definitiva de la línea, la frecuencia desciende abruptamente en las zonas mencionadas y se recompone en el momento del disparo de carga y la CME, oscilando para luego volver a descender abruptamente dando lugar a la actuación del DAF y posteriores disparos de carga (ver figura 6.36). En las líneas que quedan interconectando al SEP, se aprecian grandes oscilaciones de potencia (ver figura 6.37) que aumentan con el paso del tiempo volviéndose cada vez mayores. Estos resultados demuestran porque el sistema RAS debe acompañar las acciones tomadas con el disparo de las líneas a través del DAL, dejando dos subsistemas separados. Hacer esto no asegurará la estabilidad del sistema, pero es claro que bajo estas condiciones no es admisible tener los vínculos débiles en 150 kV para intentar mantener el SEP en funcionamiento.

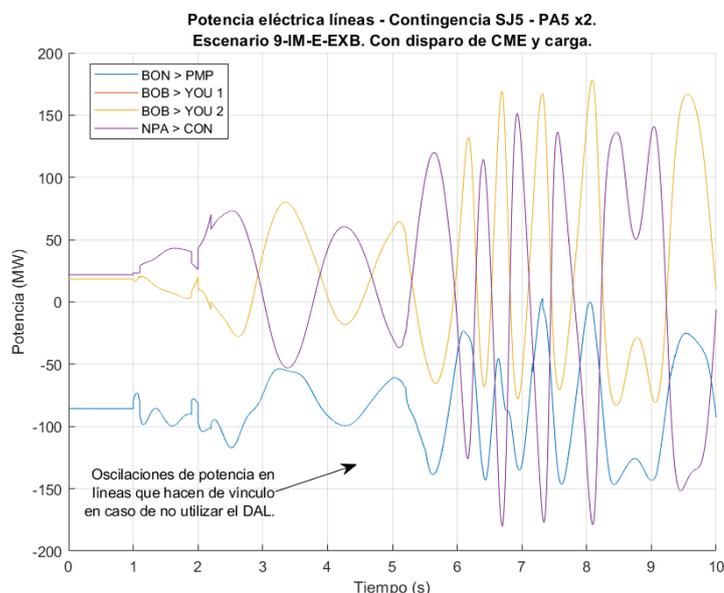
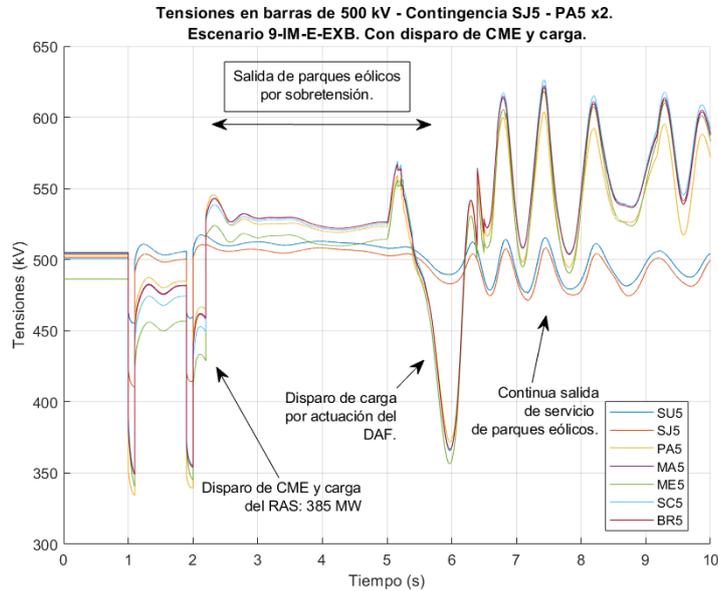


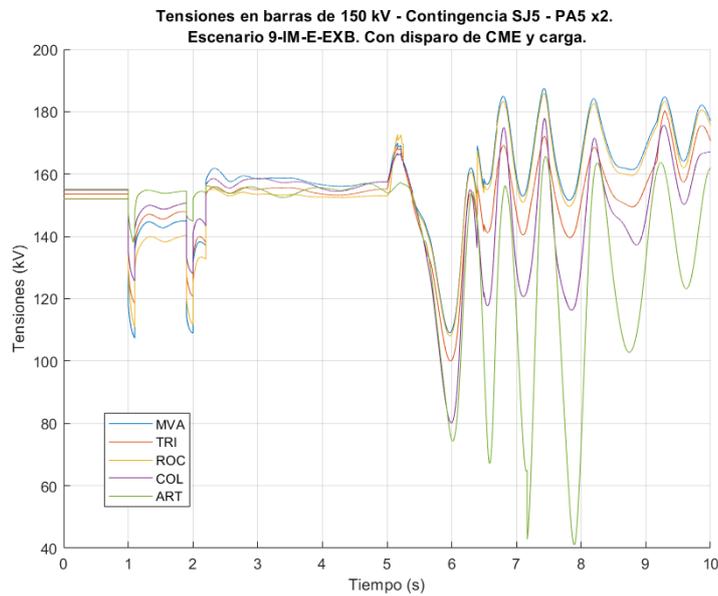
Figura 6.37: Flujo de Potencia en Líneas. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de CME y carga. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.

Como se muestra en la figura 6.38, en el tiempo posterior al disparo del RAS, se da una sucesiva salida de servicio de parques eólicos por sobretensión, observando también disparos sucesivos de carga del DAF.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.



(a) Tensión en barras de 500 kV. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de CME y carga.



(b) Tensión en barras de 150 kV. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de CME y carga.

Figura 6.38: Tensión en barras de 500 kV y 150 kV. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de CME y carga. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

Por último, para este escenario, se presenta la figura 6.39 donde es más que clara la pérdida de sincronismo que se da en el sistema, indicando que bajo estas condiciones el sistema colapsa.

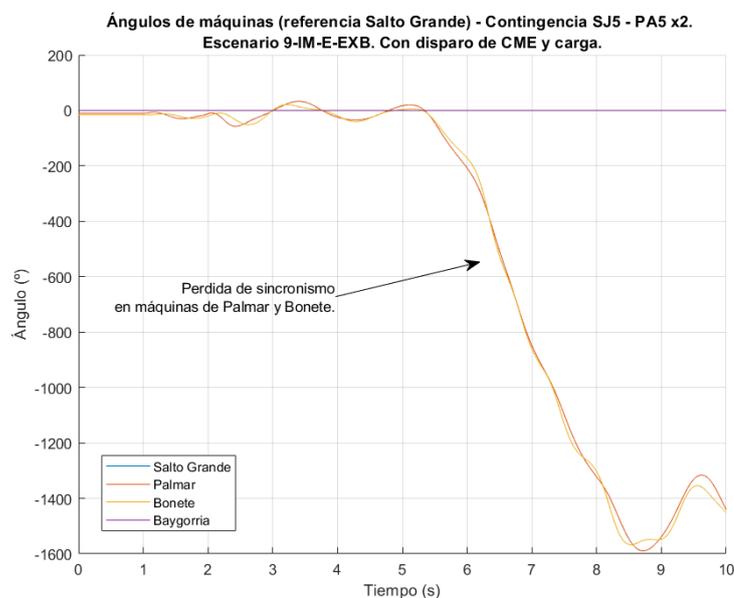


Figura 6.39: Ángulos de máquina. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de CME y carga. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.

El objetivo de la simulación en el escenario anterior es demostrar los problemas que puede generar la doble contingencia en el sistema actual, sin ser de especial interés llegar a una solución que logre mantener el sistema operativo.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

En el escenario 2-VN-E, como se mencionó, la situación es completamente diferente: gran cantidad de generación distribuida y una demanda muy baja en todo el país, lo que genera un excedente de generación luego de la contingencia. También para este caso no se tiene en cuenta el DAL.

Se tiene en la zona sur, centro y este una sobregeneración total de 737 MW. Bajo estas condiciones, solo se pueden simular 3,2 segundos (1,2 segundos luego del recierre fallido). La frecuencia del sistema en el subsistema sur comienza a aumentar de forma drástica debido al desbalance de generación y demanda (ver figura 6.40).

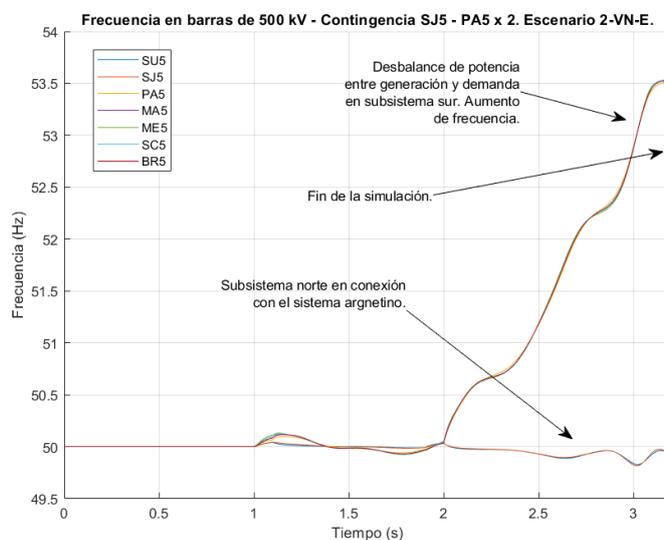
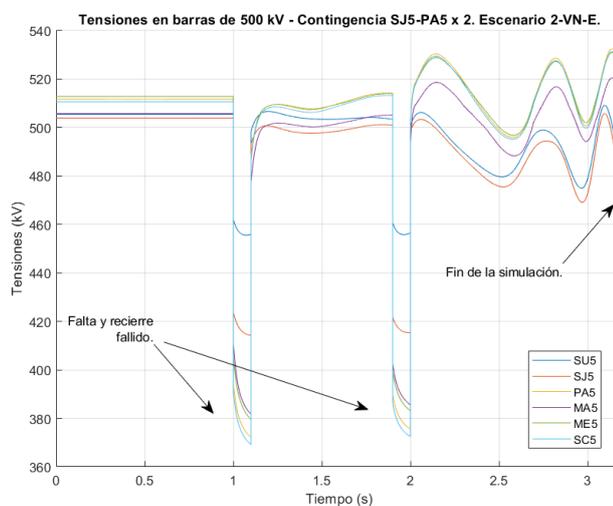


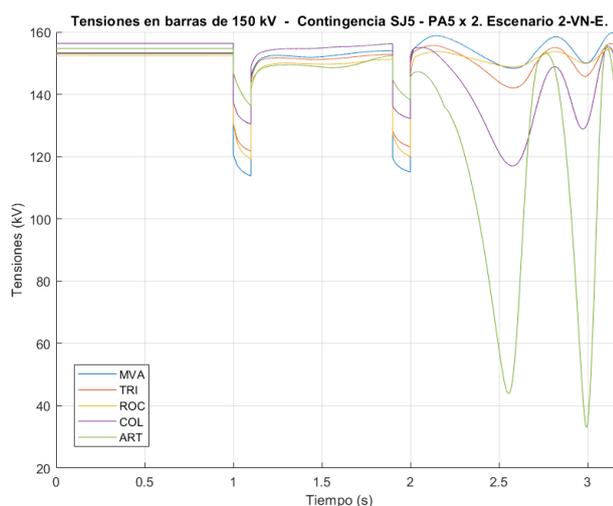
Figura 6.40: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 2-VN-E Actual. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.

En el poco tiempo de simulación se da la salida de servicio de parques eólicos por sobrefrecuencia, ubicados en la zona centro.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias



(a) Tensión en barras de 500 kV. Escenario 2-VN-E Actual.



(b) Tensión en barras de 150 kV. Escenario 2-VN-E Actual.

Figura 6.41: Tensión en barras de 500 kV y 150 kV. Escenario 2-VN-E Actual. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.

En los flujos de potencia por las líneas que quedan vinculando al SEP, las oscilaciones de potencia van en aumento con el paso del tiempo (ver figura 6.42). En la figura 6.43 se aprecia completamente la pérdida de sincronismo en los generadores del SEP.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

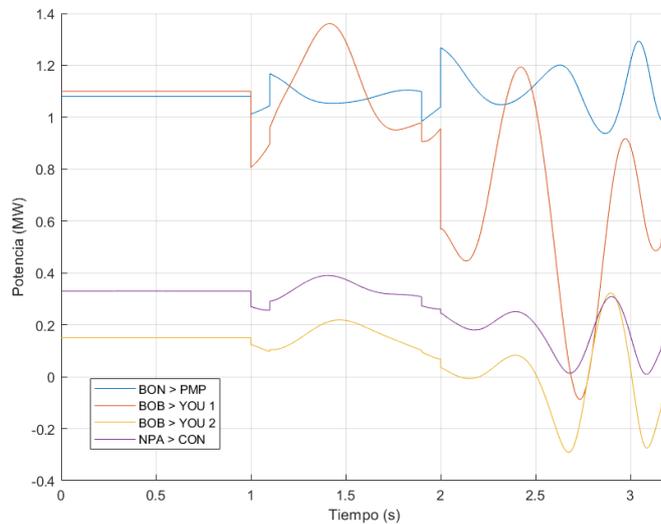


Figura 6.42: Flujo de Potencia en Líneas Eléctricas. Escenario 2-VN-E Actual. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.

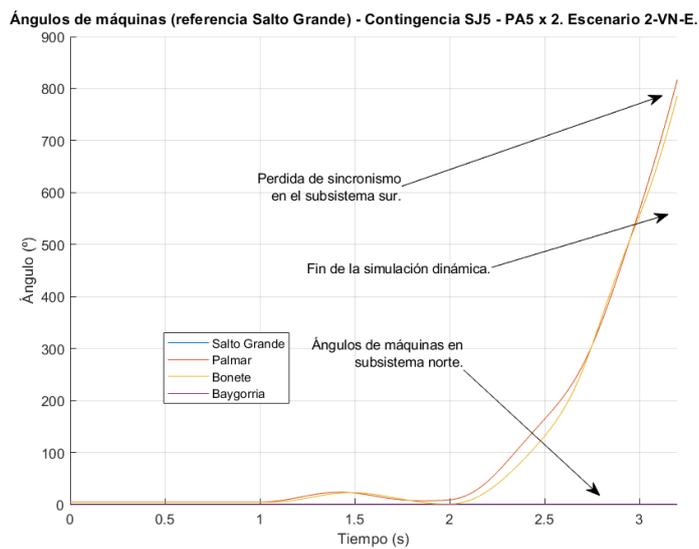


Figura 6.43: Ángulos de máquina. Escenario 2-VN-E Actual. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.

Algo importante a destacar es que, en este escenario, a pesar de quitar las líneas que vinculan al sistema luego de la contingencia, no se cuentan con protecciones sistémicas por sobregeneración y, por lo tanto, no se tiene posibilidad de actuación para mitigar los efectos de la contingencia ante esta situación.

Los resultados demuestran que la contingencia puede generar problemas de estabilidad transitoria ante escenarios con mucha demanda en la zona sur y este

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

o con baja demanda y niveles elevados de generación distribuida. En resumen, el desbalance en el Subsistema Sur que queda conformado por las zonas sur, este, centro y parte de la zona oeste, es crucial a la hora de presentarse la contingencia.

6.3.3.2. 1-VM-E, 5-VX-H-EXB, 6-IX-E, 7-IX-, 8-IX-H y 9-IM-E-EXB

Del estudio en régimen se desprende que no existe la necesidad de actuación de los sistemas de protección para los seis escenarios de pico de demanda. Es decir, no es necesario realizar disparo de carga para dar márgenes de estabilidad de tensión o aliviar sobrecargas en equipos.

Por otro lado, la simulación dinámica de la contingencia presenta resultados aceptables en cuanto a tensión, frecuencia y ángulos de máquinas. Se presentan los resultados más representativos de los seis estudiados.

En las figuras 6.44, 6.45 y 6.46, se muestran los resultados de las simulaciones para el escenario 8-IX-H, donde la falta se ubica en la barra de Palmar¹⁸.

Respecto a las tensiones, se producen huecos en los instantes de la falta, pero quedan por encima de los 420 kV ($0,84\text{ pu}$), en particular en la barra PA5. A partir de los 15 segundos las oscilaciones se atenúan resaltando las barras del este con tensiones más bajas, coherente con los resultados en régimen (ver figura 6.44).

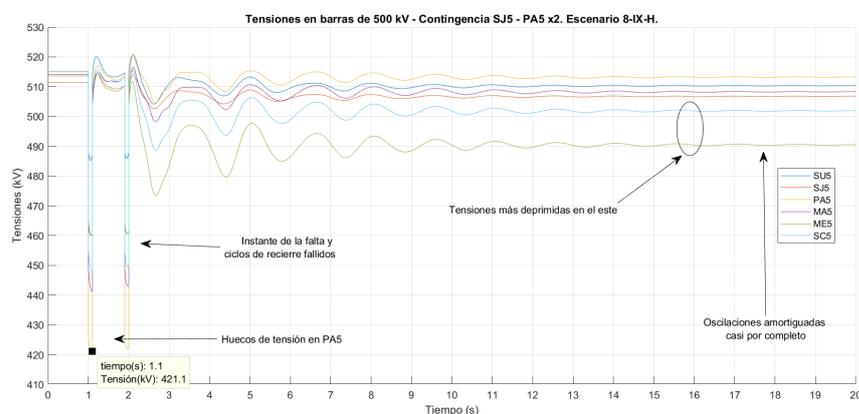


Figura 6.44: Tensiones en 500 kV , escenario 8-IX-H. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.

La frecuencia en las barras también se atenúa prácticamente por completo a los 17 segundos, presentando una diferencia despreciable respecto al valor nominal. Es claro el comportamiento más oscilatorio de las barras en el sur y Palmar (ver 6.45), por quedar prácticamente en punta de línea, además de que eléctricamente es la más cercana a la falta. El contraste es respecto a la barra de SJ5, la cual queda unida a un sistema fuerte como el argentino, presentando excursiones de frecuencia menores.

Las oscilaciones de los ángulos de máquinas a partir de los 16 segundos se ven amortiguadas completamente (ver figura 6.46). Se nota que respecto a Salto

¹⁸La falta se ubicó en la línea y sobre la barra de Palmar. Además, se comprobó que es un peor caso respecto a San Javier (excursiones más acotadas)

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

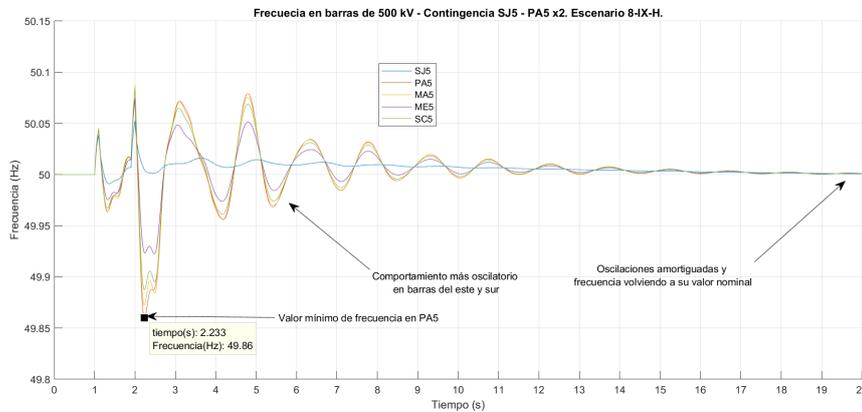


Figura 6.45: Frecuencia en 500 kV, escenario 8-IX-H. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.

Grande, la máquina con mayor diferencia angular es Palmar. La misma presenta 44° de excursión máxima, producto del aumento de velocidad transitorio en el rotor, que produce la falta .

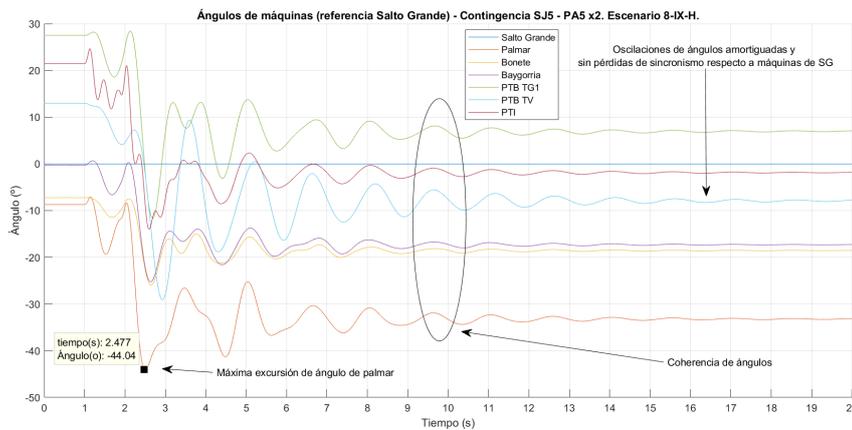


Figura 6.46: Ángulos de máquinas, escenario 8-IX-H. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.

De forma complementaria, se presentan (ver figuras 6.47 y 6.48) los resultados de tensiones y frecuencia en 500 kV para el escenario 6-IX-E, por ser un escenario con predominio de generación eólica.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

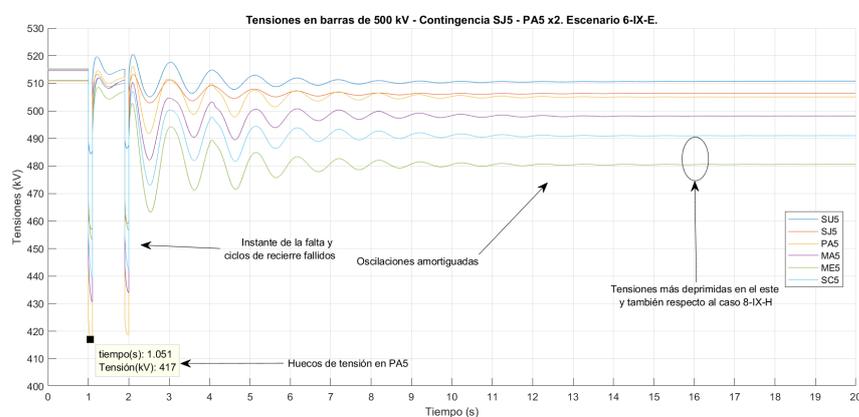


Figura 6.47: Tensiones en 500 kV, escenario 6-IX-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.

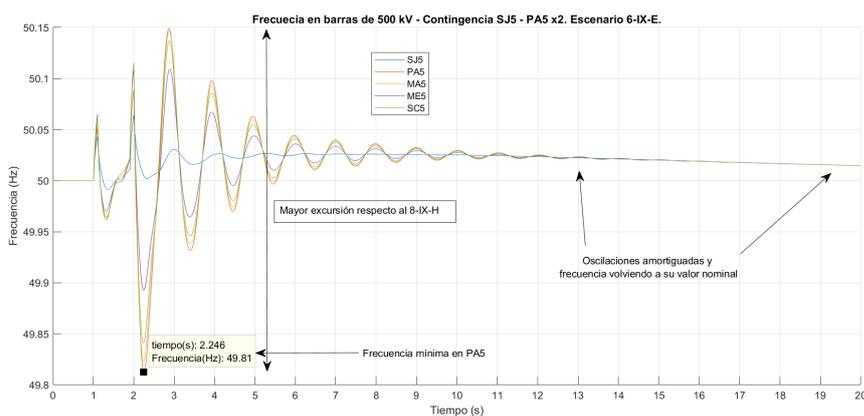


Figura 6.48: Frecuencia en 500 kV, escenario 6-IX-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.

Este escenario, respecto al 8-IX-H, presenta tensiones más deprimidas ¹⁹ en el este, aunque se amortiguan de forma más rápida en el escenario 6-IX-E (a los 13 segundos aproximadamente).

De forma similar, las oscilaciones en frecuencia del escenario 6-IX-E se atenúan antes que en el 8-IX-H, sin embargo, al final de la simulación (20 segundos) se presenta una diferencia (offset) respecto a la frecuencia nominal (ver figura 6.48). A su vez, la amplitud de la primer oscilación en el escenario 6-IX-E es mayor.

De la comparación de los escenarios, donde en uno predomina la generación eólica y, en el otro, la hidráulica y térmica, se ven mayores oscilaciones de frecuencia en casos donde existen menor inercia de generadores en la red (caso 6-IX-E).

¹⁹La diferencia entre escenarios radica en que parten desde una configuración de reactores distintos. En el escenario 6-IX-E el reactor de Chamberlain se encuentra en servicio, mientras que en el 8-IX-H no, motivo de la diferencia de tensiones al final de la simulación entre ambos casos.

6.3.3.3. 2-VN-E-EXB, 3-VN-H y 4-VN-T

Siguiendo los resultados de régimen, en este grupo, no se encontraron sobrecargas de RATE B ni problemas de estabilidad de tensión. Por ende, no existe la necesidad de realizar disparos de carga o buscar otro tipo de mitigación para diversos problemas. El escenario 2-VN-E-EXB, es el que presenta mayores restricciones luego de la contingencia, con las líneas transportando mayor flujo de potencia y ángulos entre las barras implicadas que se deben considerar para recomponer el sistema. Por esta razón a continuación, se muestran los resultados para dicho escenario.

Respecto a la frecuencia, el sistema luego de sufrir el transitorio debido a la falta y el recierre fallido, vuelve a la frecuencia original del sistema (ver figura 6.52). Esto indica que no existen desbalances entre generación y demanda, quedando el sistema en una situación robusta para enfrentar la salida de ambas líneas.

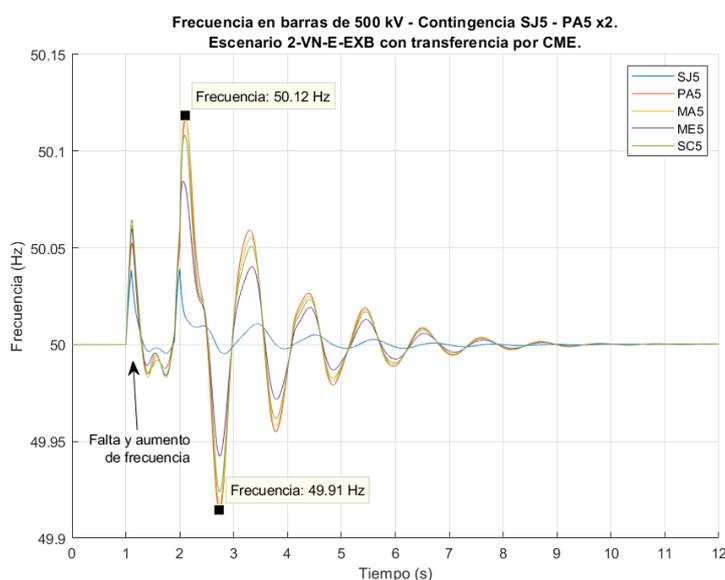


Figura 6.49: Frecuencia en 500 kV, escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.

En cuanto a las tensiones de 500 kV, los resultados también demuestran que el sistema queda dentro de los valores aceptables establecidos en 3.6. Al igual que en otros casos, en torno a los 4,5 segundos se da una sobretensión generalizada por el fin de la regulación de tensión en los parques eólicos (ver figura 6.50). No es suficiente para que haya salidas de servicio ni genera perturbaciones pronunciadas en el sistema.

Por último, la figura 6.54 muestra que los ángulos de máquina mantienen sincronismo y, luego de una excursión que no llega a superar valores según lo establecido en 6.2.2, a los 10 segundos se encuentran las oscilaciones completamente amortiguadas.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

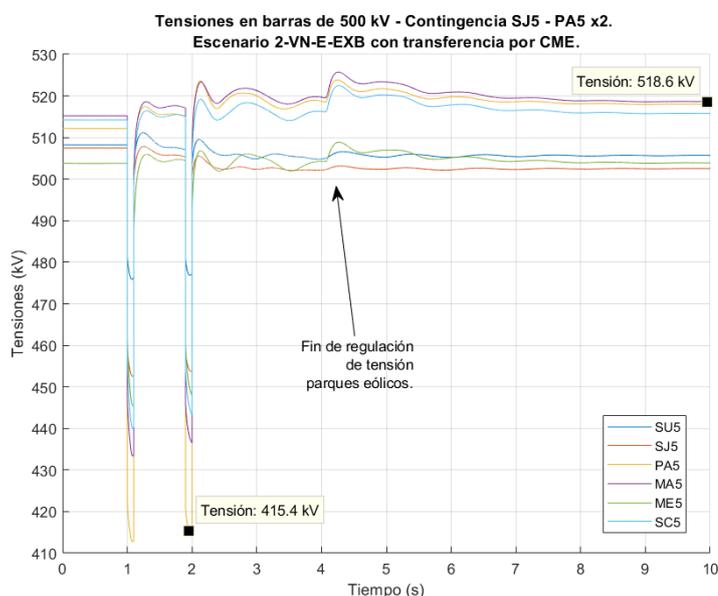


Figura 6.50: Tensiones en 500 kV, escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.

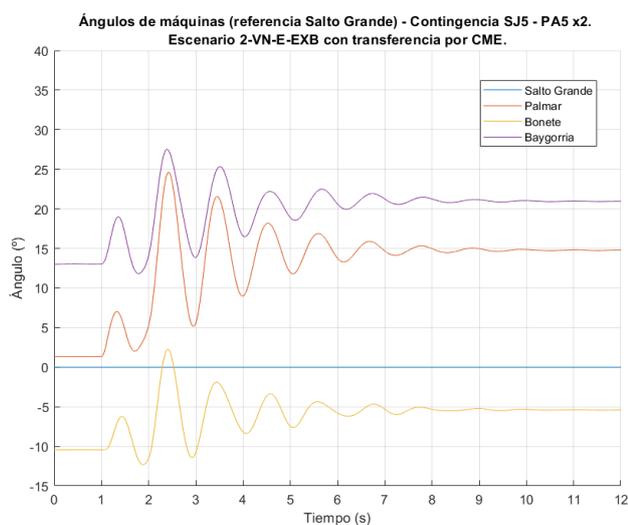


Figura 6.51: Ángulos de máquina, escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.

Es interesante observar que sucede si en este escenario se saca de servicio la CME y, por lo tanto, se deja de exportar a Brasil. La transferencia de 500 MW, pasa a ser tomada como exportación hacia Argentina, lo que incrementa el flujo previo por las líneas SJ5-PA5 con la generación distribuida del escenario. Los resultados en frecuencia, tensiones y ángulos de máquinas demuestran que hacer este cambio tampoco es un problema para el sistema post contingencia y se mantiene

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

la estabilidad transitoria del mismo.

Por su lado, la frecuencia muestra (ver figura 6.52) un ligero cambio en la excursión en el momento que se da la apertura definitiva de la línea restante, sin embargo, la diferencia es mínima con el caso con la CME en servicio. También, se puede apreciar mirando las figuras 6.49 y 6.52 que las oscilaciones sin la CME demoran ligeramente más en amortiguarse, siendo la barra de ME5 una de las que acompaña esta observación. De todas formas, la frecuencia llega al mismo valor que tenía el sistema pre-contingencia luego de los 10 segundos.

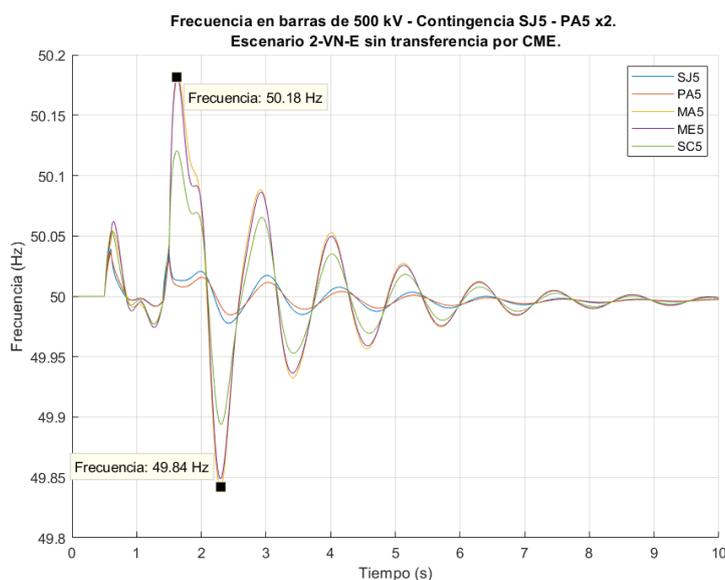


Figura 6.52: Frecuencia en 500 kV, escenario 2-VN-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado SJ5.

Algo parecido sucede con la tensión (ver figura 6.53), dado que el valor de pico que llega la tensión luego del recierre fallido es mayor que con la CME. Luego de los 6 segundos, las tensiones se estabilizan y se llega a valores menores a 516,6 kV, estando dentro de lo aceptable para la operación del sistema 3.6. En la figura 6.54 se muestra que los ángulos de máquinas se mantienen en sincronismo, teniendo en este caso una mayor excursión en la máquina de Palmar, pero nunca fuera de lo establecido en 6.2.2 y, también en este caso, luego de los 10 segundos las oscilaciones se encuentran amortiguadas.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

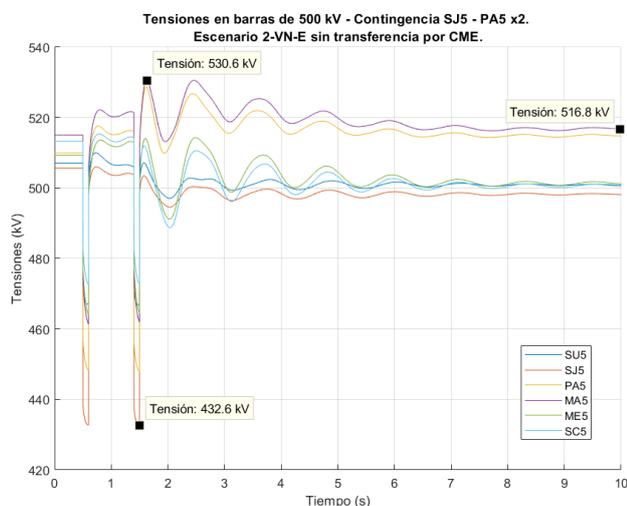


Figura 6.53: Tensiones en 500 kV, escenario 2-VN-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado SJ5.

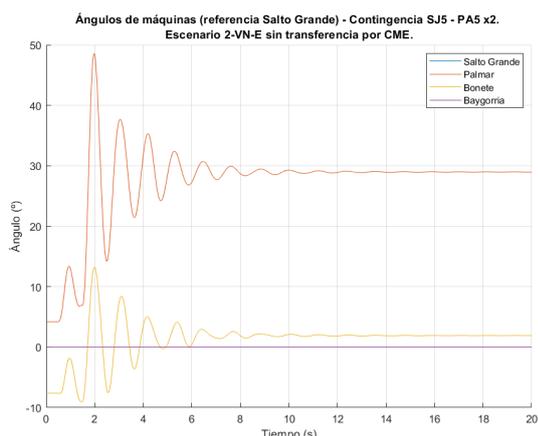


Figura 6.54: Ángulos de máquina, escenario 2-VN-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado SJ5.

6.3.3.4. Exigiendo el SEP - Generación Proveniente de CTM y CME en Picos Máximos de Demanda.

Generación Proveniente de CTM

Según el estudio en régimen para el escenario 6-IX-CTM (ver sección 5.4.3.4) se obtuvo un margen de carga de 59 MW, valor por debajo del establecido como criterio de disparos de carga (margen de 71 MW). Sin embargo, tomando como referencia las líneas sobrecargadas en la figura 5.68, se encontró que las mismas son mas restrictivas y exigen disparar un monto mayor. Es decir, se realizó el cálculo de disparo de carga para aliviar dichas sobrecargas.

En la tabla 6.12 se muestra el resultado del cálculo de disparo de carga por margen y alivio de sobrecargas de líneas. Además, se indica un caso de prueba, con

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

disparos combinados de cargas y líneas, buscando lograr un disparo de carga menor. Notar que las líneas propuestas para disparos, son BON-BAY y DOL-NPA, líneas que se sobrecargan luego de la contingencia (ver figura 5.68). La idea es quitar las líneas que se sobrecargan, forzando que el flujo de potencia se reparta a través de líneas con mayor cargabilidad. En este caso, dado que a nivel de 150 kV el flujo se reparte a través del litoral, suroeste y centro del país ante la contingencia (SJ5-PA5x2), se eligen líneas que conectan dichas zonas entre si, y entre las mismas y el sur, tratando que el flujo circule por la malla de 500 kV.

Disparo de líneas	Disparo de carga escenario 6-IX-CTM (MW)		Estaciones a disparar (según tabla de disparo RAS)
	Según margen de carga	Según sobrecargas	
No	12	300	MAL, SCA, ROC, PES, PAZ, MVH, MVJ, MVF
Si	12	192	MAL, SCA, ROC, PES, PAZ, MVH
Líneas: BOB-YOU 1 y 2, DOL-NPA, BAY-BON			

Tabla 6.12: Disparos de carga escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2

El cálculo para determinar la carga a disparar se realizó siguiendo el orden de la tabla 3.10 para la contingencia C14 (SJ5-PA5x2), mediante pruebas sucesivas de disparo de carga y corridas de flujo de carga, hasta lograr un escenario sin sobrecargas en RATE B de las líneas implicadas.

En las figuras 6.55, 6.56 y 6.57 se ven los resultados de las simulaciones con disparos de carga únicamente, según la tabla 6.12. Observando las **tensiones** en la figura 6.55, se puede ver como, luego del disparo de la línea de la contingencia, la tensión baja de forma abrupta hasta los 416 kV en el disparo de carga, donde en ese momento comienza a subir, para luego llegar al máximo ubicado a los 553,3 kV en el instante 2,858 s.

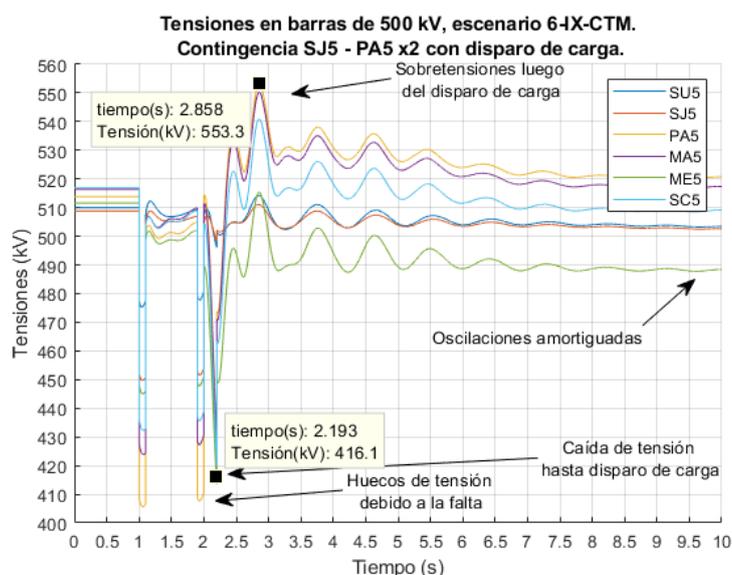


Figura 6.55: Tensiones en 500 kV, escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5 y disparo de carga de 300 MW.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

La **frecuencia** tiene un comportamiento similar al de la tensión. Se produce un descenso luego del despeje final de la línea, recuperación y sobre-frecuencia oscilatoria hasta los 8 segundos (ver figura 6.56). A partir de ese momento, al haber una sobre-generación en el sistema, debida al disparo de carga, la frecuencia se aparta por encima de su valor nominal.

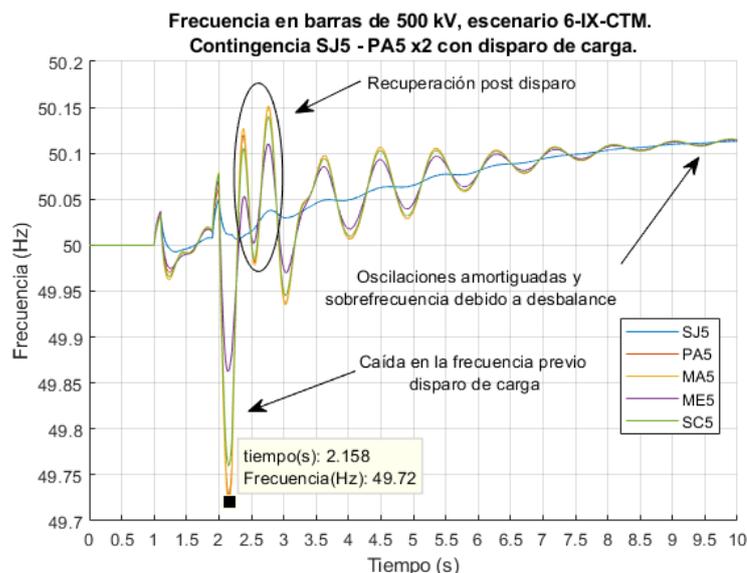


Figura 6.56: Frecuencia en 500 kV, escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5 y disparo de carga de 300 MW.

Considerando los **ángulos**, estos tienen un comportamiento oscilatorio amortiguado, donde Bonete se aparta, respecto a Salto Grande, no más de 50° . Notar que en este escenario, Palmar y Punta del Tigre no están presentes, motivo de verificación del sincronismo solamente en Baygorria y Bonete.

Por otro lado, en las figuras 6.58, 6.59 y 6.60, se presentan los resultados del disparo de carga en conjunto con líneas según la tabla 6.12. De dichas gráficas, se desprende que el disparo de líneas, a pesar de permitir disparar 108 MW **menos**, impone un comportamiento oscilatorio, que no se extingue en los 20 segundos de simulación (ver sección 6.2.2).

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

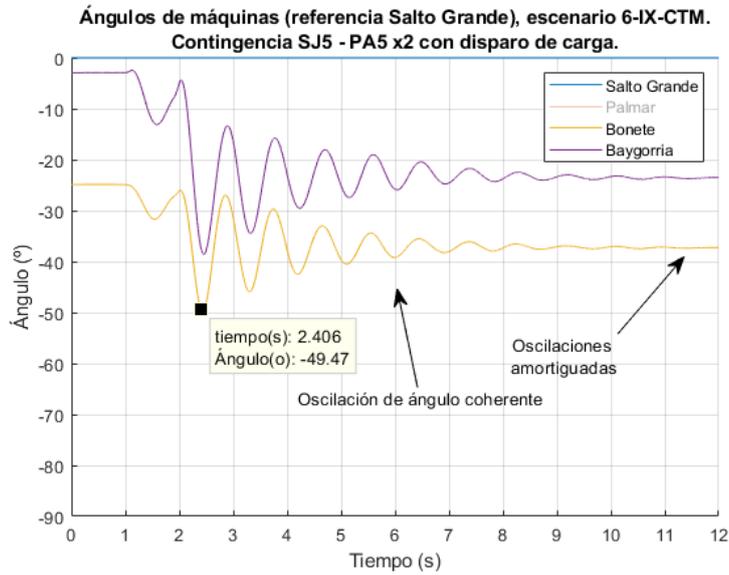


Figura 6.57: Ángulos de máquinas, escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5 y disparo de carga de 300 MW.

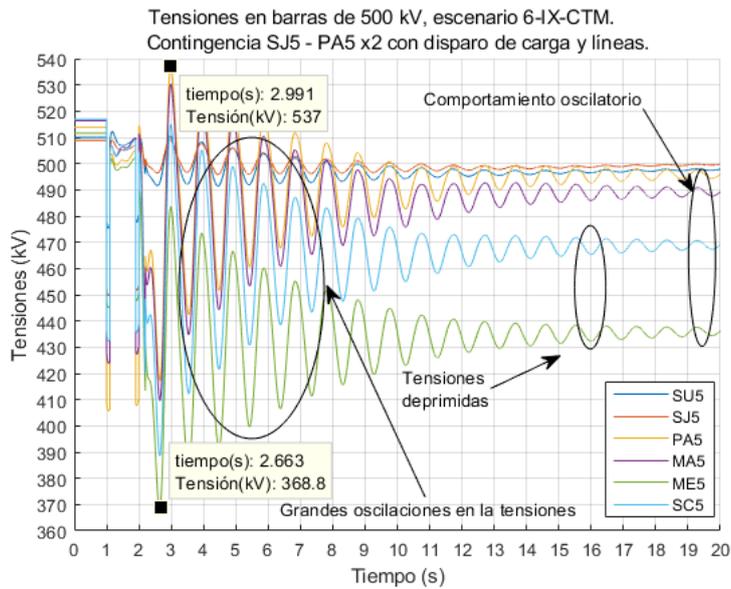


Figura 6.58: Tensiones en 500 kV, escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de líneas BOB-YOU, DOL-NPA, BON-BAY y 192 MW de cargas.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

A pesar que los picos máximos de tensión son menores disparando líneas y cargas (ver figura 6.58), las tensiones, además de presentar grandes oscilaciones, se deprimen en mayor medida²⁰. Es así que la tensión en ME5 desciende por debajo de los 370 kV en la primer oscilación luego del disparo de carga.

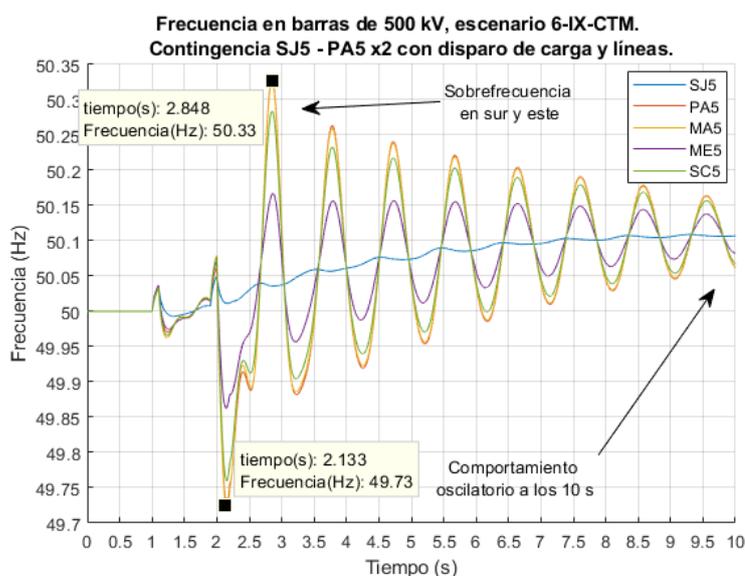


Figura 6.59: Frecuencia en 500 kV, escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de líneas BOB-YOU, DOL-NPA, BON-BAY y 192 MW de cargas.

En cuanto a la frecuencia del sistema y los ángulos de las máquinas, comparativamente con el disparo de cargas, se observan más oscilaciones y una excursión mayor de frecuencia y ángulos. En particular, si se considera la frecuencia MA5, la misma oscila desde 49,7 Hz a 50,3 Hz entre los instantes 2,13 s y 2,85 s (ver figura 6.59). Por otro lado, considerando Baygorria, se da una gran diferencia de ángulo de 86° respecto a Salto Grande (ver figura 6.60).

²⁰Complementando lo anterior, mediante una curva PV del escenario, se obtiene que el margen de carga es de 90 MW en régimen, luego del disparo de carga y líneas combinados.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

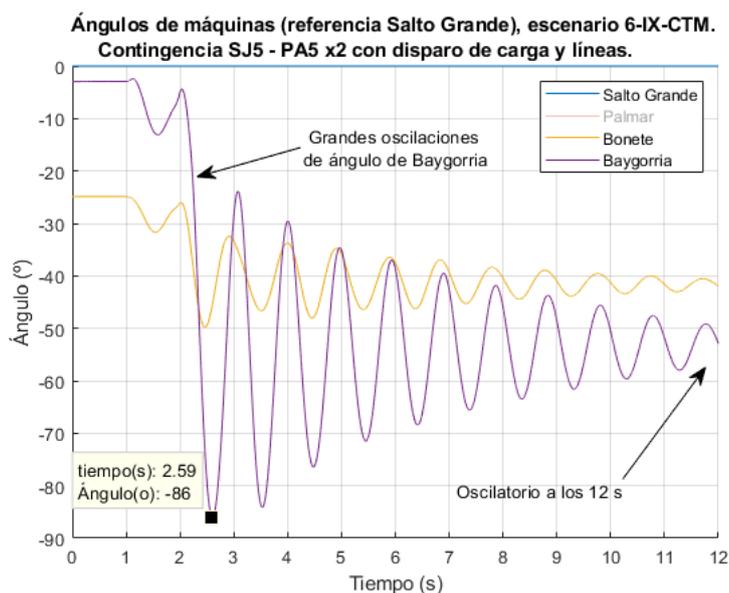


Figura 6.60: Ángulos de máquinas, escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de líneas BOB-YOU, DOL-NPA, BON-BAY y 192 MW de cargas.

Por último, en la tabla 6.13, se pueden ver las líneas sobrecargadas sin mitigación y sus niveles de carga una vez mitigadas las mismas.

Línea	Carga (%RATE B) sin mitigar	Carga (%RATE B) mitigado cargas	Carga (%RATE B) mitigado cargas y líneas
SAL-PAY	102,0	75,5	36,4
SJA-FBE	126,4	87,6	30,2
BON-BAY	132,5	86,2	0
MER-DOL	123,9	87,7	6,2
FBE-MER	115,2	83,9	33,1
CHA-BOB	102,0	76,1	72,8
CHA-BOB	102,0	76,1	72,8
DOL-NPA	138,3	95,9	0

Tabla 6.13: Porcentajes de carga de líneas con y sin mitigación. Disparos de cargas y disparos de cargas y líneas. Escenario 6-IX-CTM, contingencia SJ5-PA5x2.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

CME en Picos Máximos de Demanda.

De forma similar al escenario 6-IX-CTM, se tiene una tabla de disparos de carga (ver tabla 6.14) para el escenario 6-IX-E-EXB. La misma se desprende de las líneas con sobrecargas mostradas en la figura 5.71, del capítulo 5, en la sección 5.4.3.4. De dicha tabla se puede comprobar como incluir UPM 2, no influye en el cálculo final de disparo de carga, de forma de mitigar las sobrecargas.

Por otro lado, aparte del disparo de cargas en estaciones del sur (ver figuras 6.61(a), 6.62(a) y 6.63(a)), se plantea el disparo de la Conversora de Melo (ver figuras 6.61(b), 6.62(b) y 6.63(b)). El disparo de la misma, deja al sistema post-contingencia y en régimen, en la situación aceptable respecto a sobrecargas, como se vio en la sección 5.4.3.1 para escenario 6-IX-E.

A su vez, se asume que el disparo de carga únicamente en el sur (271 MW), se calculó verificando la no existencia de sobrecargas ²¹.

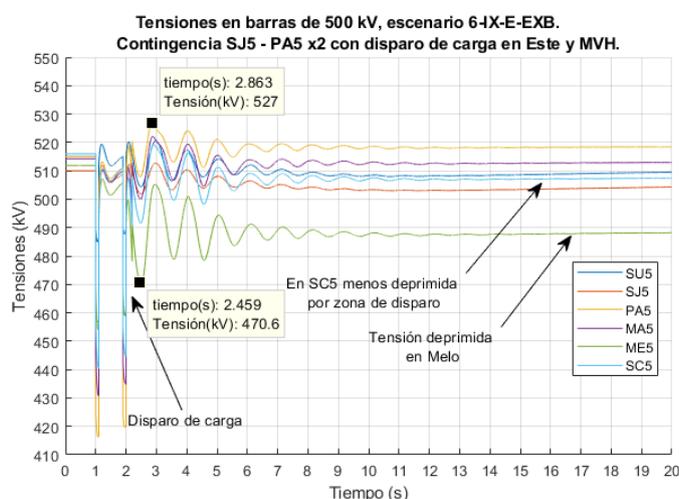
Escenario	Disparo de carga escenario 6-IX-E-EXB (MW)		Estaciones a disparar (según tabla de disparo RAS)
	Según margen de carga	Según sobrecargas	
6-IX-E-EXB	67	271	MAL, SCA, ROC, PES, PAZ, MVH
6-IX-E-EXB-UPM2	41	271	MAL, SCA, ROC, PES, PAZ, MVH

Tabla 6.14: Disparos de carga escenario 6-IX-E-EXB sin y con UPM 2. Contingencia SJ5-PA5x2

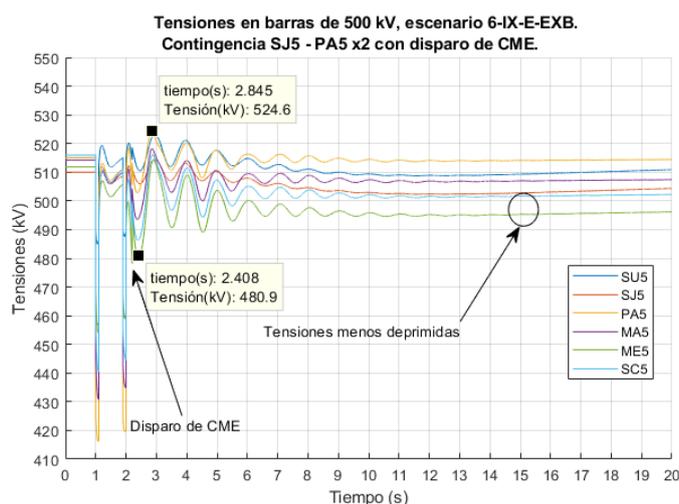
Si se toma en cuenta la gráficas de tensiones de la figura 6.61(a) respecto a 6.61(b), la diferencia radica en la barra de ME5 donde, disparando carga (manteniendo la transferencia por la CME), da como resultado un valor inferior. El disparo de la conversora de Melo resulta en tensiones más cercanas a la nominal.

²¹Motivo por el cual, en este caso, no se incluye una tabla con los valores de carga de las líneas en régimen, al mitigar con disparos de cargas.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.



(a) Tensión en barras de 500 kV, escenario 6-IX-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparo de carga en el Este y MVH.

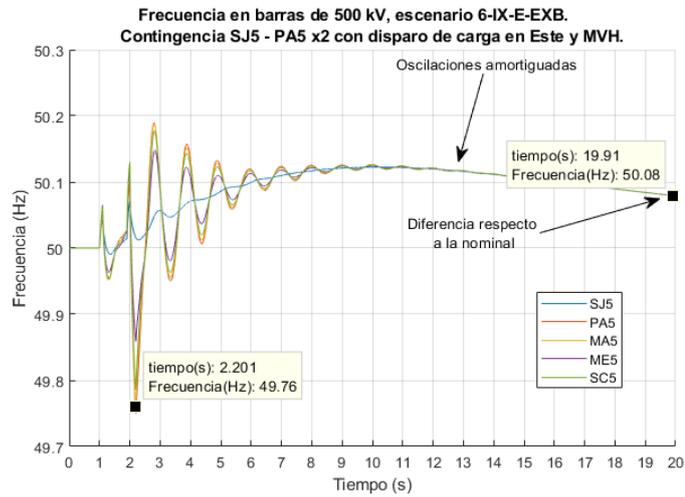


(b) Tensión en barras de 500 kV, escenario 6-IX-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparo de CME (500 MW).

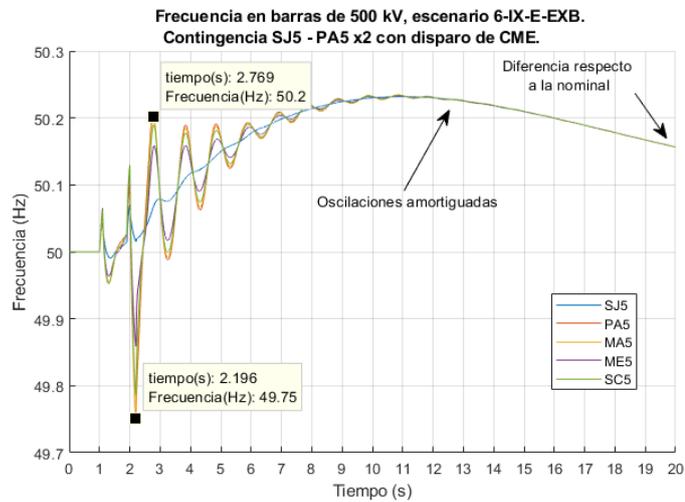
Figura 6.61: Tensión en barras de 500 kV, escenario 6-IX-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de carga y CME.

Por otro lado, respecto a la frecuencia, en ambos casos la evolución dinámica es similar, donde la excursión de las oscilaciones no se apartan de los valores aceptables (ver figura 6.62(a) y 6.62 (b)). Disparando la CME, se tiene al final de la simulación (a los 20 segundos) un apartamiento mayor respecto a la frecuencia nominal, dado que es necesario disparar mayor carga (500 MW de la CME contra 271 MW del disparo de carga de estaciones en el este y sur).

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias



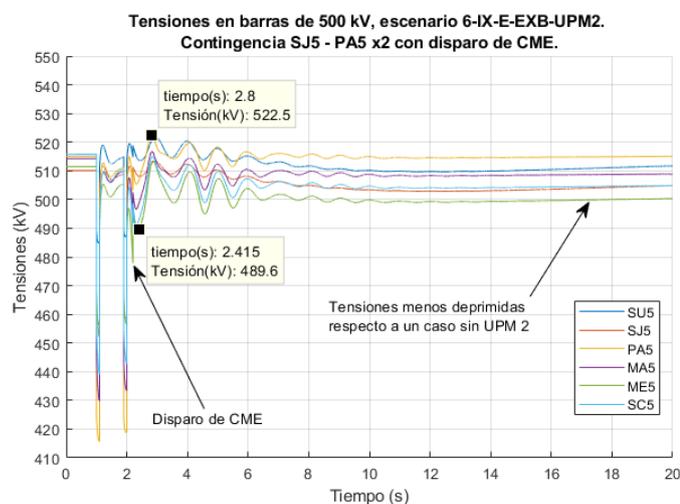
(a) Frecuencia en barras de 500 kV, escenario 6-IX-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparo de carga en el Este y MVH.



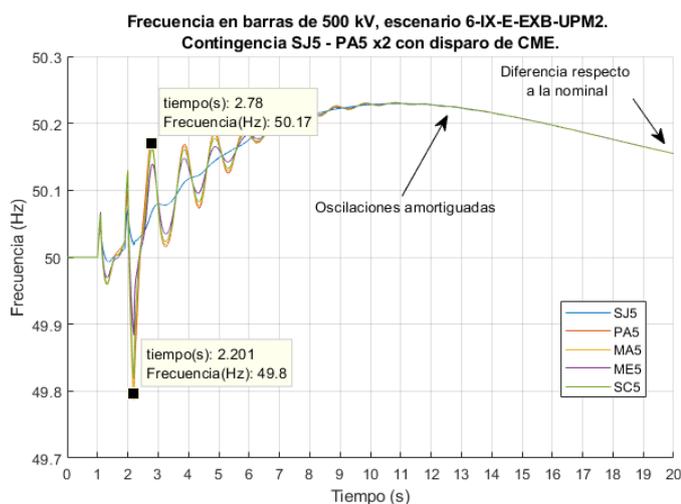
(b) Frecuencia en barras de 500 kV, escenario 6-IX-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparo de CME (500 MW).

Figura 6.62: Frecuencia en barras de 500 kV, escenario 6-IX-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de carga y CME.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias



(a) Tensión en barras de 500 kV , escenario 6-IX-E-EXB-UPM2. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparo de CME (500 MW).



(b) Frecuencia en barras de 500 kV , escenario 6-IX-E-EXB-UPM2. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparo de CME (500 MW).

Figura 6.64: Tensiones y frecuencias en barras de 500 kV , escenario 6-IX-E-EXB-UPM2. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de CME.

las oscilaciones presentan menor amplitud (ver figuras 6.64(a) y 6.64(b)), respecto a un caso sin UPM 2. Además, con este disparo, las barras mantienen sus valores de tensión cercanos a la nominal, post-contingencia.

6.3.4. Contingencia Doble CE5-SJ5 / SU5-SJ5

6.3.4.1. Breve Análisis de la Contingencia CE5-SJ5 / SU5-SJ5 en la Red Actual

Una diferencia sustancial con la contingencia SJ5-PA5x2 es que no se cuenta con ninguna acción del RAS hasta la fecha ante este evento. La protección sistémica que puede actuar ante esta contingencia es el DAF.

El escenario 9-IX-E-EXB se considera el representativo para realizar el análisis. La falta monofásica se da en el extremo de línea cercano a la barra SU5, con la línea CE5-SJ5 fuera de servicio. Bajo estas condiciones el flujo previo por la línea que aún está en servicio es de 811 MW.

Ocurrida la apertura, la frecuencia desciende abruptamente (ver figura 6.65). En estas circunstancias, se produce de forma consecutiva el disparo de líneas (DAF) por subfrecuencia: COL-NPA (2,677 s), BOB-YOU (2,764 s) y ART-RIV (3,304 s), llevando al SEP a quedar dividido en dos sistemas independientes.

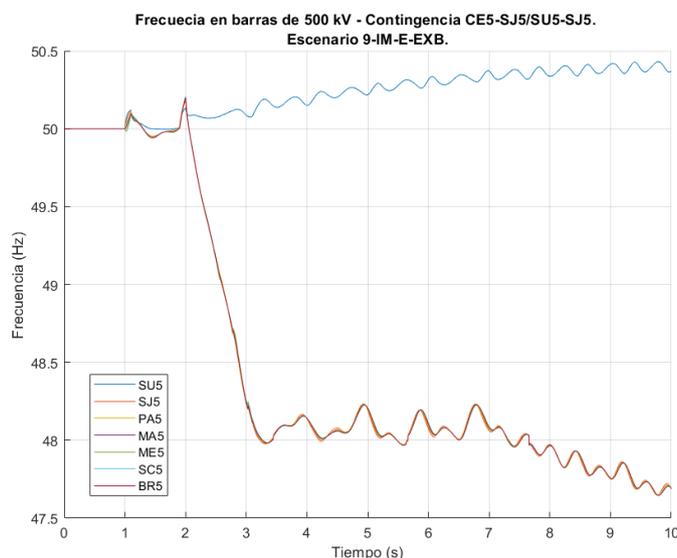


Figura 6.65: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

El subsistema sur queda con una cantidad elevada de generación eólica, gran parte de la demanda del país y la CME exportando a Brasil. Esto genera un desbalance de subgeneración en el subsistema, haciendo que la frecuencia del mismo continúe decreciendo, lo que activa las etapas del DAF. Esta última protección lleva a disparos de carga sucesivos que llevan al sistema a los 48 Hz (ver figura 6.65), lugar donde el subsistema sur queda oscilando en torno a dicha frecuencia pero no logra recomponerse y a los 7 segundos comienza a descender nuevamente. Un aspecto interesante de la pérdida de estabilidad en el subsistema sur refiere a la generación eólica, dado que dicha generación no aporta inercia luego de la falta, lo que no ayuda a minimizar esta pérdida de frecuencia en el sistema.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

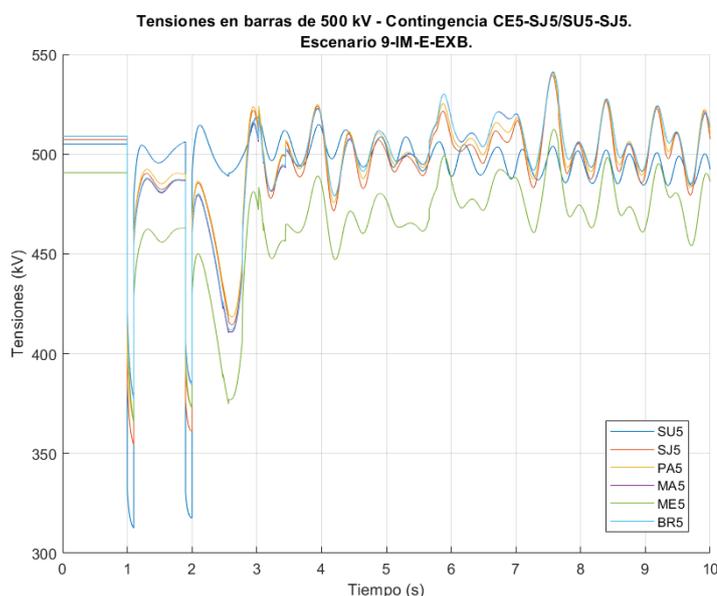


Figura 6.66: Tensión en barras de 500 kV, escenario 9-IX-E-EXB Actual. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

Una diferencia importante con la contingencia anterior es la pérdida de la interconexión en SJ5 y el efecto que tiene la contingencia en la barra SU5, donde se aprecia que la frecuencia oscila y aumenta con el paso del tiempo, debido a la cantidad de carga que se perdió con la contingencia. Incluso un nodo fuerte como es SU5, experimenta efectos notorios debido a la falta.

Tanto la frecuencia como la tensión en el sistema (ver figura 6.66) quedan en valores inadmisibles según los criterios establecidos (ver sección 6.2.2).

Una alternativa que se puede plantear es disparar la CME siguiendo su propia protección que la saca de servicio en caso de tener frecuencias en la barra de ME5 menores a 49,5 Hz. Esta condición, realizando nuevamente la simulación, se da en el segundo 2,505 s (ver figura 6.67). Es claro notar que la salida de la CME no logra tener un efecto predominante en el subsistema y, si bien instantáneamente logra un transitorio que aumenta la frecuencia, la misma sigue descendiendo como se ve en la figura 6.67.

El ejemplo analizado sirve para ilustrar los problemas de estabilidad transitoria que pueden darse debido a esta contingencia en la red actual. No contar con el RAS en esta contingencia es uno de los posibles agravantes de los resultados obtenidos, dado que dicha protección genera un disparo calculado y centralizado, mientras que el DAF (protección que actúa en esta contingencia) está descentralizado y actúa en relés independientes en diferentes puntos del SEP.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

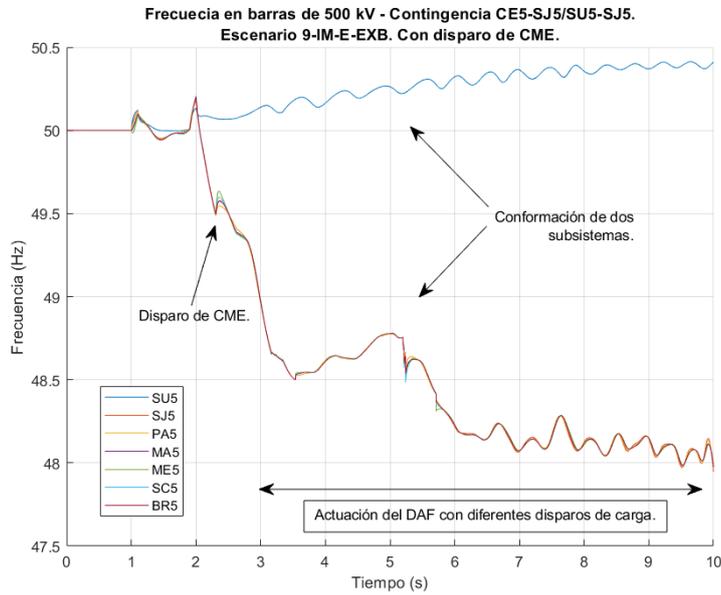


Figura 6.67: Frecuencia en barras de 500 kV. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de la CME. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

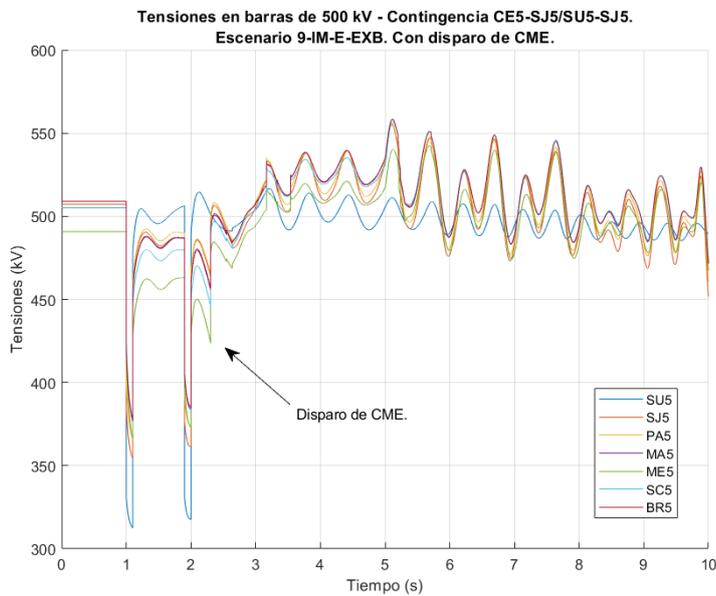


Figura 6.68: Tensión en barras de 500 kV. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de la CME. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

6.3.4.2. 1-VM-E, 5-VX-H-EXB, 6-IX-E, 7-IX-T, 8-IX-H y 9-IM-E-EXB

Para estos escenarios no se encontraron problemas de estabilidad transitoria donde las tensiones y frecuencia, quedan dentro de rangos aceptables. En aquellos escenarios donde se tienen sobrecargas en la zona oeste ²², se proponen disparos de carga con diversas opciones según la tabla 6.15 para mitigar el problema.

Escenario	Disparo línea	Disparo de carga (MW)	Tabla RAS	Estaciones a disparar
1-VM-E	No	228	Si	Este
1-VM-E	No	200	No	MVH y MVJ
1-VM-E	Si (DOL-NPA)	0	No	-
8-IX-H	Si (DOL-NPA)	53	No	MAL

Tabla 6.15: Disparos de carga escenarios 1-VM-E y 8-IX-H. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

Dado que el RAS no contempla esta contingencia, se utiliza la tabla 3.10 para la contingencia SJ5-PA5x2, dado que topológicamente es similar. Siguiendo lo anterior, para mitigar 21 % de sobrecarga de RATE B en MER-YOU, es necesario disparar 228 MW²³ según la tabla 3.10 en la zona este del país. En un contexto con gran generación eólica se produce la salida de servicio de los parques Fingano y Vengano (zona este) debido a sobretensiones luego del disparo de carga. En la figura 6.69 (a) se muestra el resultado de la simulación para el escenario 1-VM-E. En este caso las oscilaciones de frecuencia llegan a una de 50, 15 Hz. Por su parte, las tensiones se ubican en valores aceptables como se mencionó anteriormente (ver figura 6.69 (b)). Ante la salida de servicio de parques la estabilidad del sistema se mantiene, sin embargo, no se logra disminuir las sobrecargas ya que se dispara carga al mismo tiempo que sale de servicio generación, lo que lleva a decrecer el efecto de la mitigación (ver figura 6.70 la línea MER-YOU se mantiene cercano a su RATE B (108 MVA) simplemente con su valor de potencia activa).

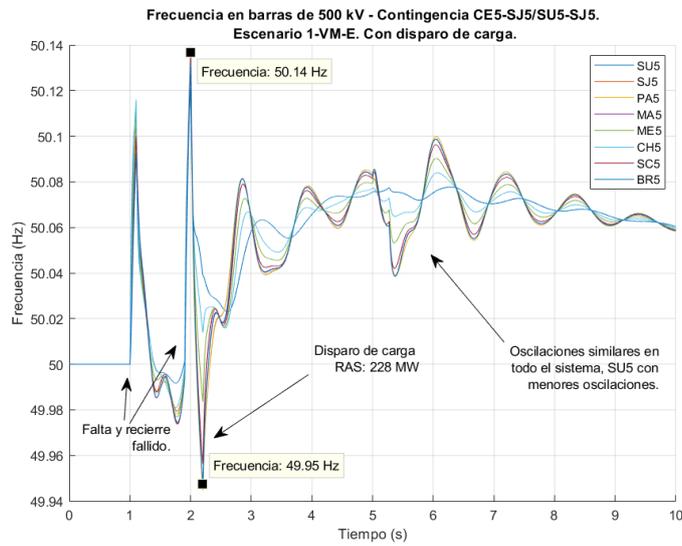
Una alternativa entonces es cambiar el orden de disparo dado por la tabla 3.10 y realizar el disparo en la zona sur (Montevideo). En escenarios donde no hay un predominio de la generación eólica, 8-IX-H por ejemplo, el disparo en la zona este es efectivo, dado que no sucede el fenómeno comentado anteriormente, además de lograr con menor monto (200 MW ver tabla 6.15). De todas formas, se busca una solución que sea efectiva en la mayoría de los casos, sin depender del escenario de generación en el momento de la contingencia.

Es con esa premisa que se propone mitigar las sobrecargas mediante el disparo de la línea DOL-NPA, el cual divide el circuito del litoral-oeste (ver figura 6.71). Con esta medida se logra, en el escenario 1-VM-E, no recurrir a un disparo de carga, dejando la línea MER-YOU en un 96 % de su RATE B luego de la doble contingencia. En lo que respecta al escenario 8-IX-H se consigue disminuir la sobrecarga de la línea SAL-PAY de un 108 % de su RATE B a un 102 %. Con esto y

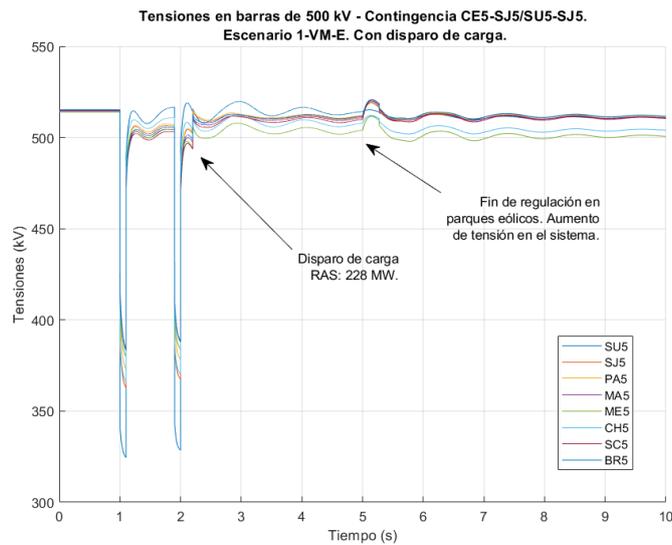
²²Ver sección 5.4.4.3: Líneas SGU-SAL, SAL-PAY y MER-YOU.

²³El disparo fue calculado corriendo flujos de carga en la contingencia y disparando carga hasta lograr la mitigación del problema.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.



(a) Frecuencia en 500 kV. Escenario 1-VM-E.



(b) Tensiones en 500 kV. Escenario 1-VM-E.

Figura 6.69: Frecuencia y tensiones en 500 kV. Escenario 1-VM-E con disparos de carga (228 MW tabla RAS). Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

un disparo de carga en la zona sur-este, 53 MW por ejemplo, se logra la mitigación buscada.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

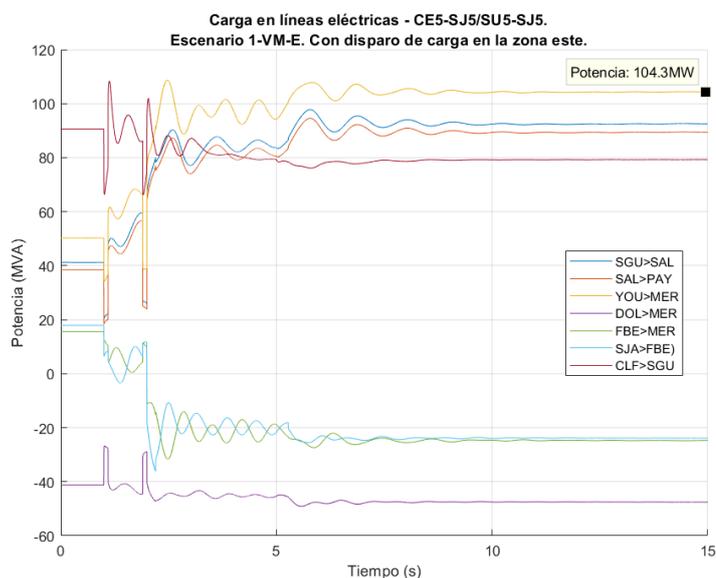


Figura 6.70: Potencia activa transferida por líneas de la zona oeste. Escenario 1-VM-E disparo de carga (tabla RAS). Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

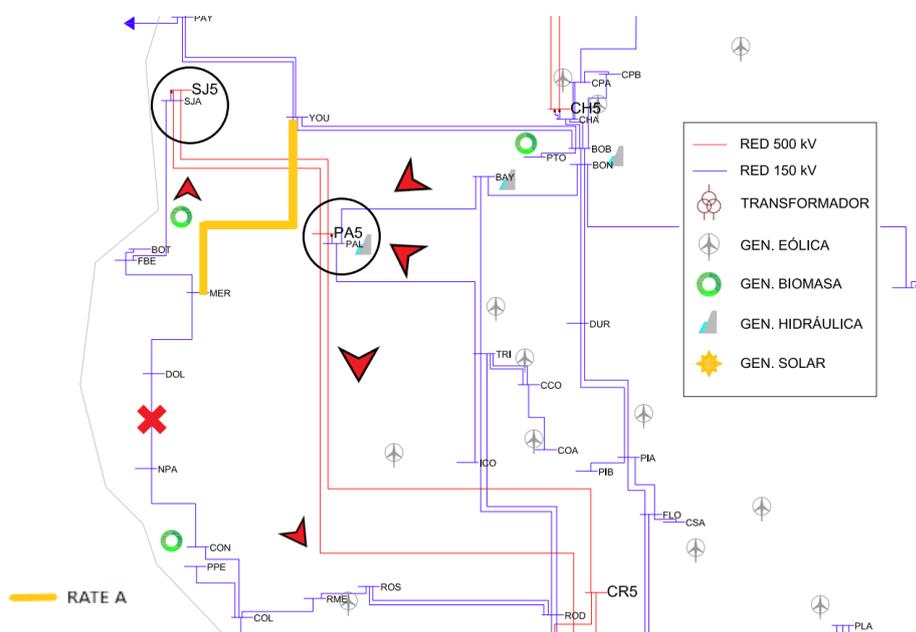


Figura 6.71: Representación gráfica de resultados más notorios al quitar la línea DOL-NPA en el escenario 1-VM-E. Las flechas rojas indican el sentido del flujo en general por las zonas relevantes. La circunferencia los vínculos de AT-EAT en PA5 y SJ5 que toman la generación de la zona centro y oeste. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

6.3.4.3. 2-VN-E-EXB, 3-VN-H y 4-VN-T

Los resultados vistos en régimen para este grupo establecieron únicamente problemas de sobretensión debido a la poca transferencia de potencia en las líneas de EAT. Se elige el escenario 2-VN-E-EXB para mostrar los resultados obtenidos.

La frecuencia en barras de 500 kV (ver figura 6.72) del SEP, luego de 10 segundos, vuelve a tener su valor pre-contingencia (50 Hz). En el transitorio, las barras donde más se aprecia la perturbación es en la zona sur (barras cercanas a Montevideo) y en ME5. De todas formas, la excursión en valores de frecuencia no supera los 0,15 Hz en torno a 50 Hz.

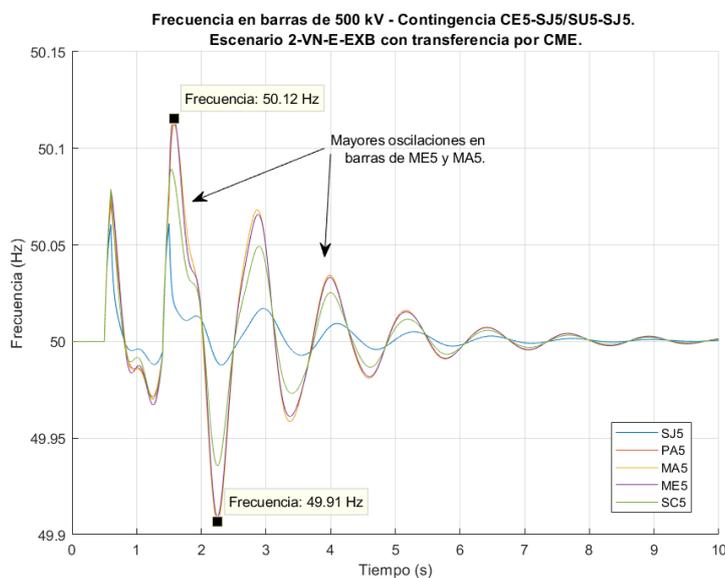


Figura 6.72: Frecuencia en 500 kV, escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

Respecto a las tensiones, se aprecia como en varios de los casos ya analizados, el fin de la regulación de tensión en los parques eólicos (ver figura 6.73), lo que concluye en una sobretensión en el sistema. En este caso, dicha sobretensión es menor a la vista en otros casos. Los valores de tensión en barras están dentro de los límites operativos establecidos (ver sección 6.2.2), siendo las tensiones en la zona centro las más elevadas (ver figura 6.73).

Los ángulos de máquinas (ver figura 6.74), demuestran que no hay pérdida de sincronismo y, además, se llega a amortiguar las oscilaciones en menos de 10 segundos, lo que indica que la contingencia no provoca oscilaciones extremadamente pronunciadas. Notar que para los 20 segundos los ángulos se encuentran en un nuevo régimen.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

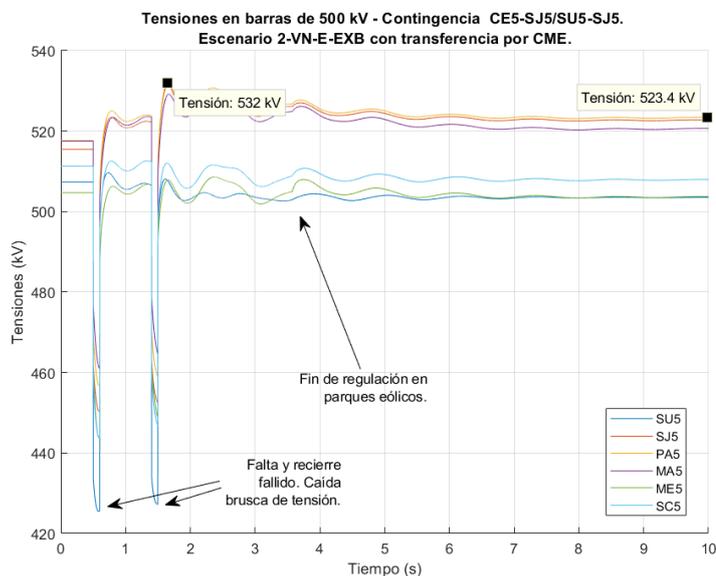


Figura 6.73: Tensiones en 500 kV, escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

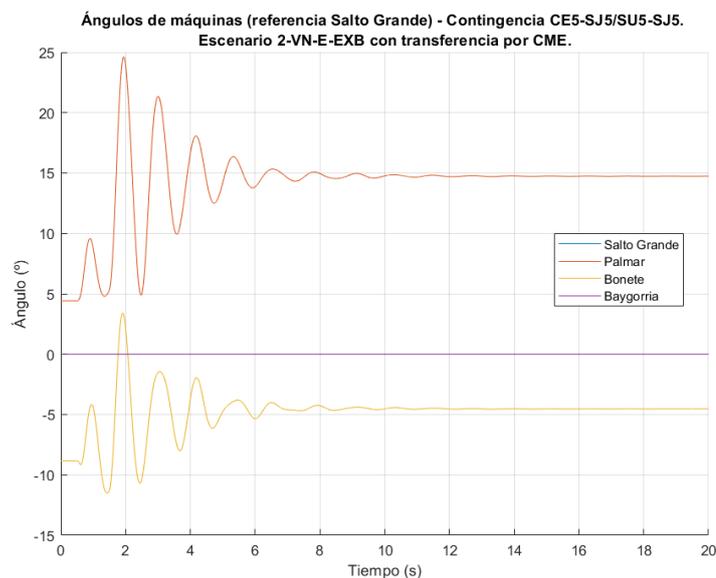


Figura 6.74: Ángulos de máquinas, escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

6.3.4.4. Exigiendo el SEP - Generación Proveniente de CTM.

Recordando el estudio en régimen para el escenario 8-IX-modificado del capítulo 5 ²⁴, se obtuvo una demanda crítica de 1870 MW, donde se debe ubicar la demanda en 1800 MW para tener márgenes de cargas operativos en el sistema. Sin embargo, tomando como referencia las líneas sobrecargadas en la figura 5.85, se encontró que las mismas exigen mitigar disparando un monto de carga mayor aún al establecido por margen de carga.

En la tabla 6.16 se muestra el resultado del cálculo de disparo de carga, por margen de carga y alivio de sobrecargas de líneas. Además, se indica un caso de prueba, con disparos combinados de cargas y líneas, en busca de lograr un disparo de carga menor. Notar que la línea propuesta a disparar (DOL-NPA), es la utilizada en los disparos realizados en el grupo 1. La elección de la misma se justifica de la misma forma (ver sección 6.3.4.2).

Disparo de líneas	Disparo de carga 8-IX-H-modificado (MW)		Estaciones a disparar (según tabla de disparo RAS)
	Según margen de carga	Según sobrecargas	
No	487	847	MAL, SCA, ROC, PES, PAZ MVH, MVJ, MVF, MVR, MVG, MVE, NOR
Si	487	720	MAL, SCA, ROC, PES, PAZ MVH, MVJ, MVF, MVR, MVG, MVE
Línea: DOL-NPA			

Tabla 6.16: Disparos de carga escenario 8-IX-H-modificado. Contingencia CE-SJ5/SU5-SJ5.

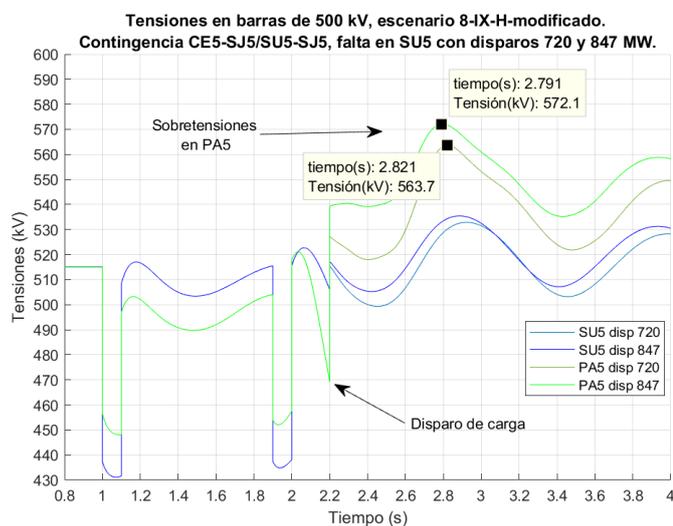
En las soluciones de disparo planteadas, se observan sobretensiones en el momento del disparo de carga. Para el disparo de carga de menor monto (720 MW) se producen mejores resultados en este sentido, llegando a un pico de tensión de 570 kV en el instante de disparo, estabilizándose en 530 kV luego de unos segundos. Los valores anteriores no son admisibles para un funcionamiento continuo y el efecto se ve agudizado si se considera el disparo de 847 MW (ver figura 6.75 (a)).

Respecto a los ángulos de máquinas se presentan excursiones importantes de ángulo en Palmar llegando a una diferencia angular respecto a Salto Grande de aproximadamente 90° (ver figura 6.75 (b)).

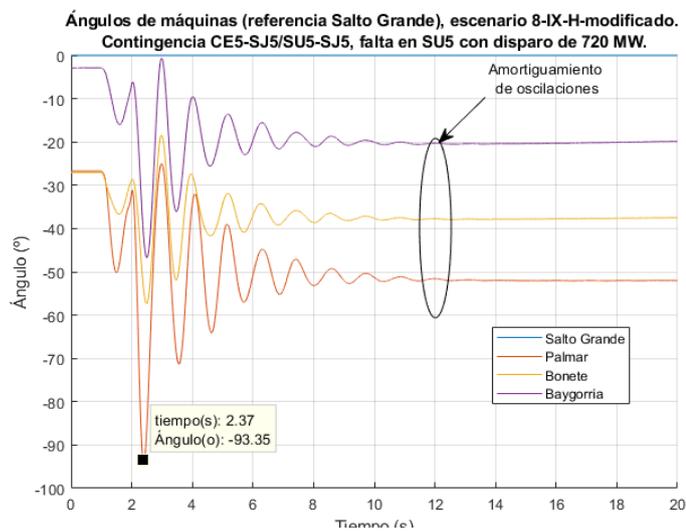
En cuanto a frecuencia, en el momento de apertura de línea y posterior disparo, se producen oscilaciones importantes pero que se amortiguan a los 12 segundos aproximadamente, donde a partir de ese momento se puede ver la tendencia del sistema a apartarse de la frecuencia nominal. El pico máximo de frecuencia se da a 50,34 Hz (ver figura 6.76 (b)). Se observa además que la frecuencia, a pesar de bajar y estar, por nivel, en los valores de la etapa cero del DAF, la misma no actúa por el rápido incremento de la frecuencia en un intervalo pequeño (ver figura 6.76 (a)).

²⁴Sección 5.4.4.3

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias



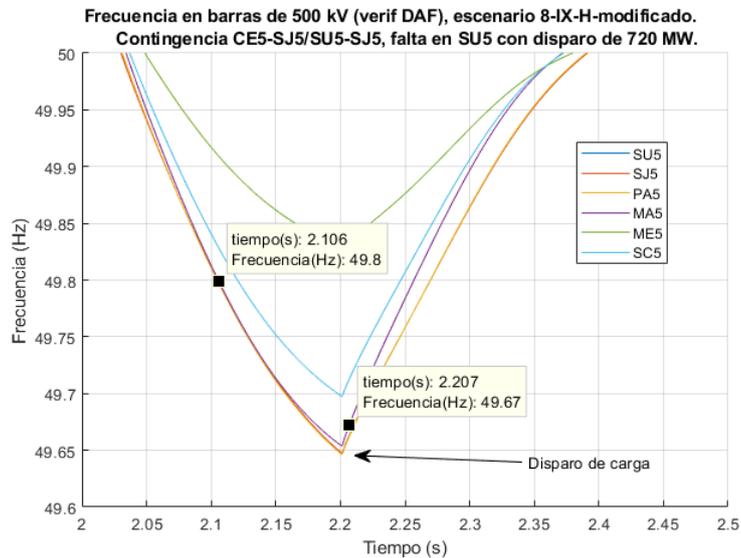
(a) Tensiones en 500 kV. Escenario 8-IX-H-modificado disparos de 720 MW y 847 MW.



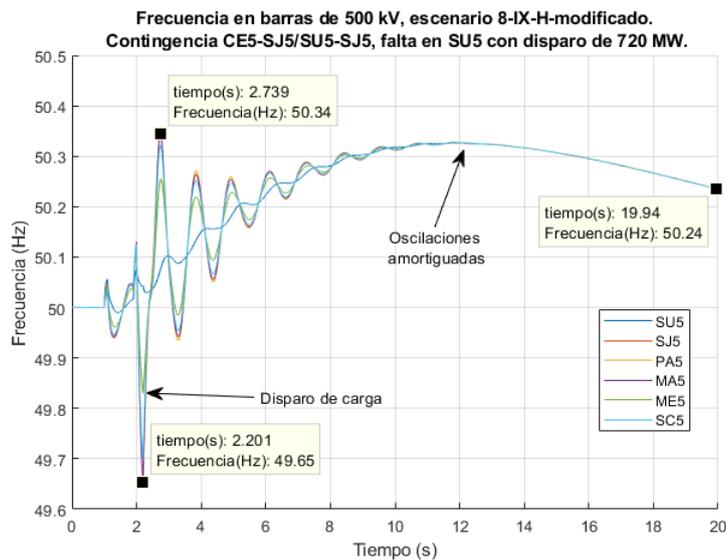
(b) Ángulos de máquinas, escenario 8-IX-H-modificado disparo de 720 MW.

Figura 6.75: Tensiones en 500 kV y ángulos de máquinas. Escenario 8-IX-H-modificado con disparos de carga. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.



(a) Frecuencia en 500 kV verificación DAF (etapa 0). Escenario 8-IX-H-modificado con disparos de carga de 720 MW.



(b) Frecuencia en 500 kV. Escenario 8-IX-H-modificado con disparos de carga de 720 MW.

Figura 6.76: Frecuencia en 500 kV. Escenario 8-IX-H con disparos de carga de 720 MW. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

Por último, teniendo en cuenta la tabla 6.17 se verifica como la mitigación de ambos disparos alivian las sobrecargas en las líneas.

Línea	Carga (%RATE B) sin mitigar	Carga (%RATE B) mitigado cargas	Carga (%RATE B) mitigado cargas y línea
SGU-SAL	121,9	89,9	99,0
SAL-PAY	139,5	85,0	97,9
YOU-MER	126,5	53,6	64,9
BON-BAY	118,4	50,2	70,3
CHA-BOB	117,1	70,9	83,8
CHA-BOB	117,1	70,9	83,8

Tabla 6.17: Porcentajes de carga de líneas con y sin mitigación. Disparos de cargas y disparos de cargas y líneas. Escenario 8-IX-H-modificado (demanda 1800 MW), contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

6.3.5. Contingencia Doble CH5-ME5 / CH5-SU5

6.3.5.1. 1-VM-E, 2-VN-E-EXB, 6-IX-E, 9-IM-E-EXB.

Según los resultados obtenidos en régimen no es necesario disparar carga para estos escenarios, debido a que todos ellos convergen con las demandas propuestas en los escenarios base.

Lo peculiar e interesante de esta contingencia, es que el sistema, luego de la misma, queda con una topología similar a la red actual²⁵.

La simulación dinámica permite avalar los resultados en régimen. Para este grupo, se analiza el escenario 9-IM-E-EXB, representativo debido a ser un pico de demanda que incluye la exportación a Brasil. La falta en la segunda línea, para este caso, es en el extremo de línea cercano a la barra SU5.

Respecto a la frecuencia, tiene un comportamiento diferente a todas las contingencias anteriores. Si bien las oscilaciones no tienen una excursión elevada, es decir el sistema se muestra robusto ante la contingencia (ver figura 6.77), en este caso la frecuencia del sistema desciende luego de un aumento y se vuelve a recomponer. En el resto de las contingencias, el sistema reacciona de forma opuesta.

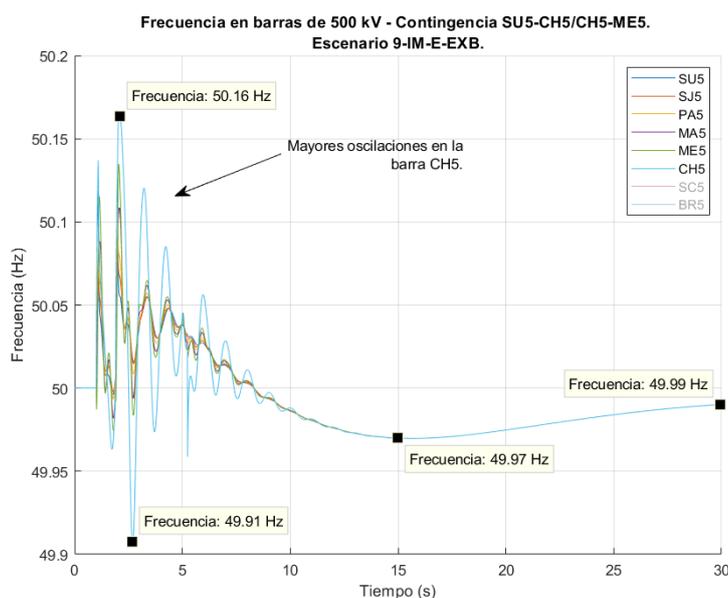


Figura 6.77: Frecuencia en 500 kV. Tiempo total de simulación. Escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.

En la figura 6.78, se observan los primeros 7 segundos de la simulación. Notar que la frecuencia dada la falta y el recierre fallido, aumenta en todo el sistema menos en la barra ME5, donde primero desciende y luego acompaña al resto del sistema. La relación con la CME es directa, la cual queda en punta de línea en el

²⁵Difiere en la existencia de la línea PT5-CR5, la estación de CH5 y en el nivel de demanda.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

sistema de EAT luego de la contingencia, siendo una carga muy grande en una zona apartada del sistema y conectada a un nodo débil del mismo post-contingencia.

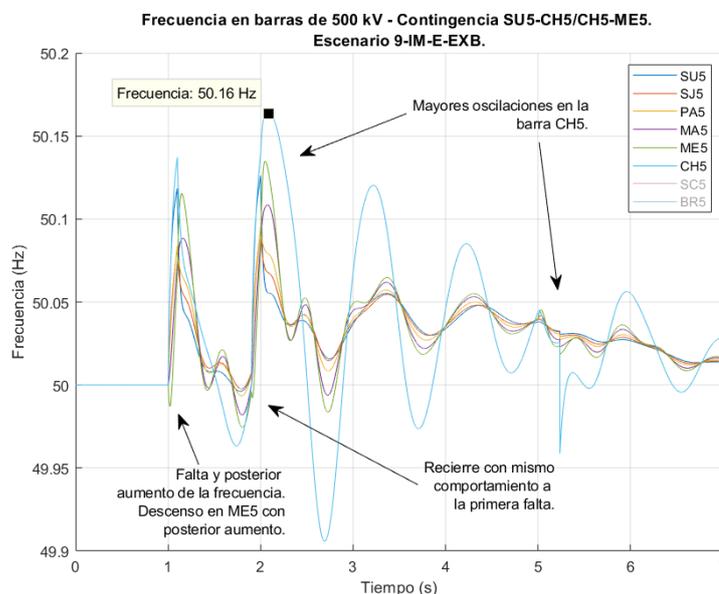


Figura 6.78: Frecuencia en 500 kV, Escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.

En cuanto a las tensiones del sistema, se llegan a valor admisibles (ver sección 6.2.2) para la operación del sistema en todas las barras, menos en CH5 donde luego de los 10 segundos la tensión se estabiliza en 534 kV (ver figura 6.79), la cual es una tensión fuera de los rangos de la operación normal pero aceptable luego de una contingencia de estas características (ver sección 3.6). Dicha tensión es consecuencia del Efecto Ferranti debido a la potencia activa nula que queda en las líneas de 150 kV que se dirigen a dicha estación.

Por último, observar en la figura 6.80 los ángulos de máquinas donde se constata que se cumplen los criterios vistos en 6.2.2.

Recordando los resultados de régimen para este grupo, la zona centro luego de la contingencia queda con una red muy cargada, con varias líneas superando su RATE A y algunos casos RATE B. El autotransformador de Palmar también se ve sobrecargado.

Se plantea solucionar estos inconvenientes, dado que no son aceptables para la operación del sistema. Se decide entonces realizar un disparo de generación. En la figura 6.81 se muestra la transferencia de las líneas luego de disparar el parque eólico Valentines, lo que logra que las líneas VAL-TYT y ARB-MEB (las más comprometidas en todos los escenarios) queden por debajo del RATE A, lo que soluciona ambas sobrecargas.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

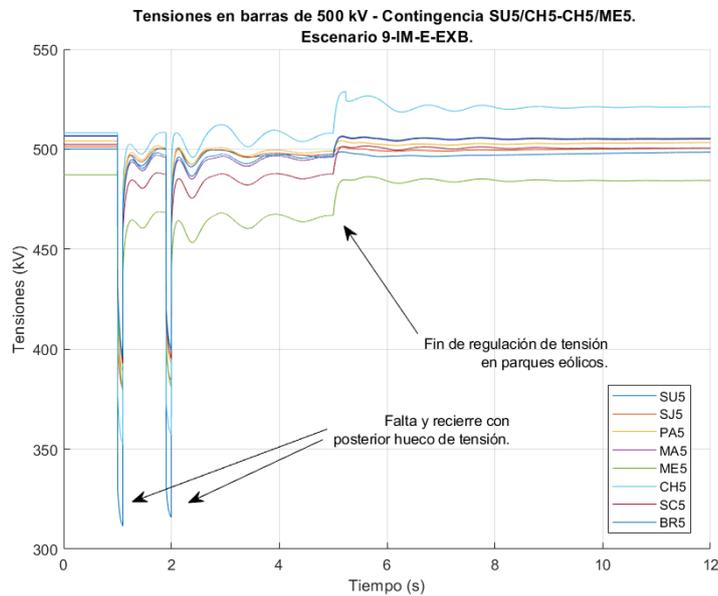


Figura 6.79: Tensión en 500 kV, escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.

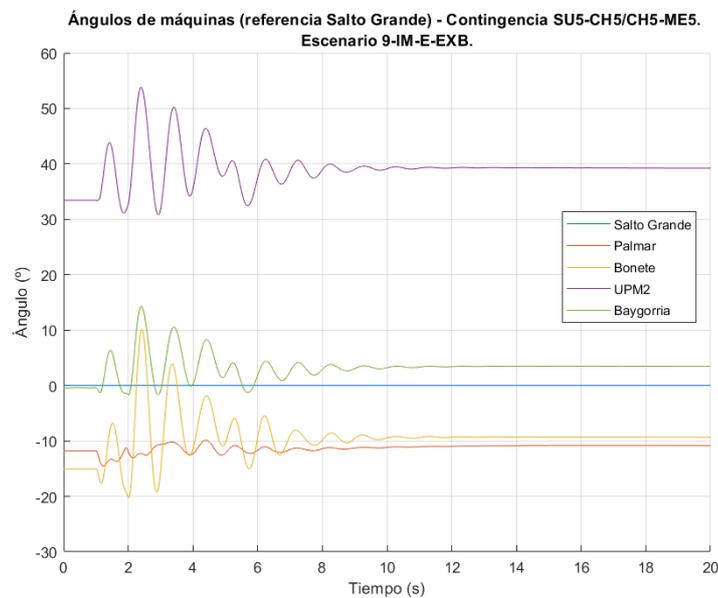


Figura 6.80: Ángulos de máquina, escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

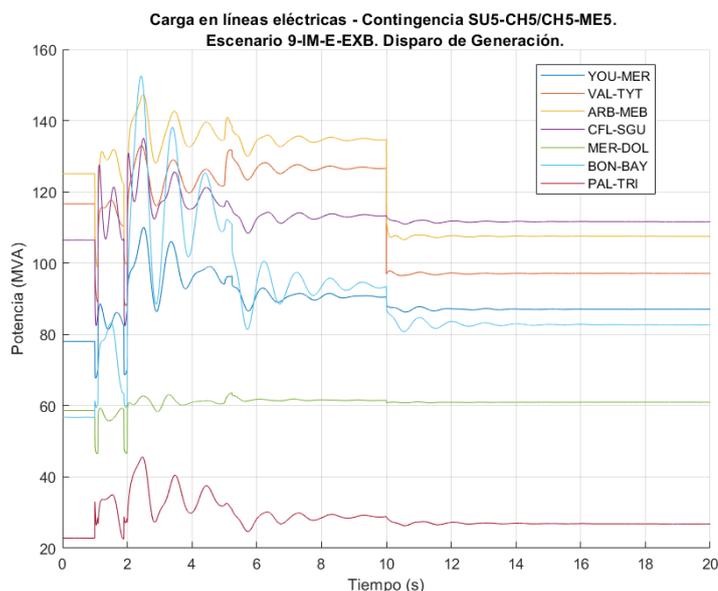


Figura 6.81: Potencia activa en líneas, escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.

6.3.5.2. 3-VN-H, 4-VN-T, 5-VX-H-EXB, 7-IX-T y 8-IX-H.

Para este grupo se presenta el escenario 5-VX-H-EXB como el más representativo, teniendo exportación por la CME a Brasil. En la figura 6.82 se presenta el mismo fenómeno comentado para el primer grupo respecto a la frecuencia en la barra ME5. También, el comportamiento de la frecuencia a largo plazo (30 segundos) es el mismo, llegando en este caso a la frecuencia original del sistema antes del a contingencia (ver figura 6.83).

Respecto a las tensiones, sucede el mismo fenómeno con la barra CH5 (ver figura 6.84), quedando en este caso dentro de los límites operativos establecidos en 3.6.

Los ángulos de máquinas demuestran que no existe pérdida de sincronismo en el sistema y las oscilaciones se ven amortiguadas antes de los 10 segundos en su totalidad (ver figura 6.85).

En este grupo de escenarios no se obtuvieron sobrecargas en las líneas. Si bien la zona centro se encuentra considerablemente cargadas luego de la contingencia, principalmente en aquellos escenarios con exportación a Brasil, los niveles de carga no superan los RATE B de las líneas. Por lo tanto, no se necesita ninguna medida para solucionar inconvenientes en la red post-contingencia.

Capítulo 6. Estudio del SEP 2023 en Dinámico y Mitigación de Problemas Más Severos.

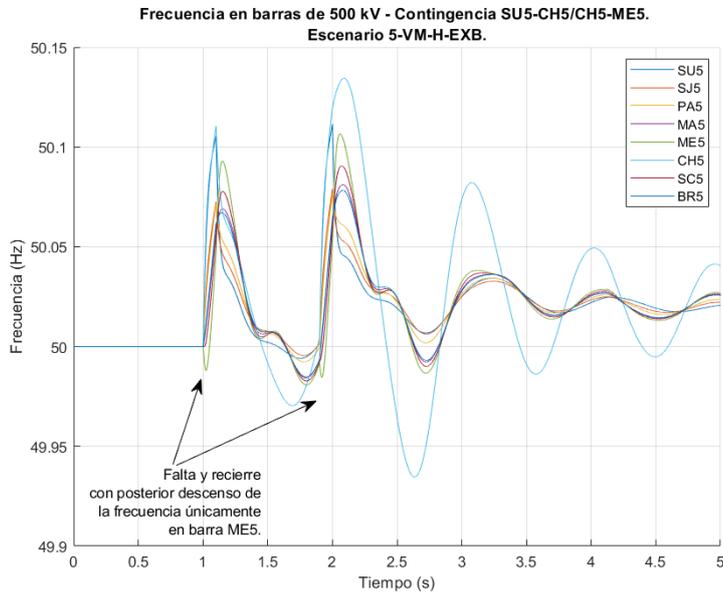


Figura 6.82: Frecuencia en 500 kV, escenario 5-VM-H-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.

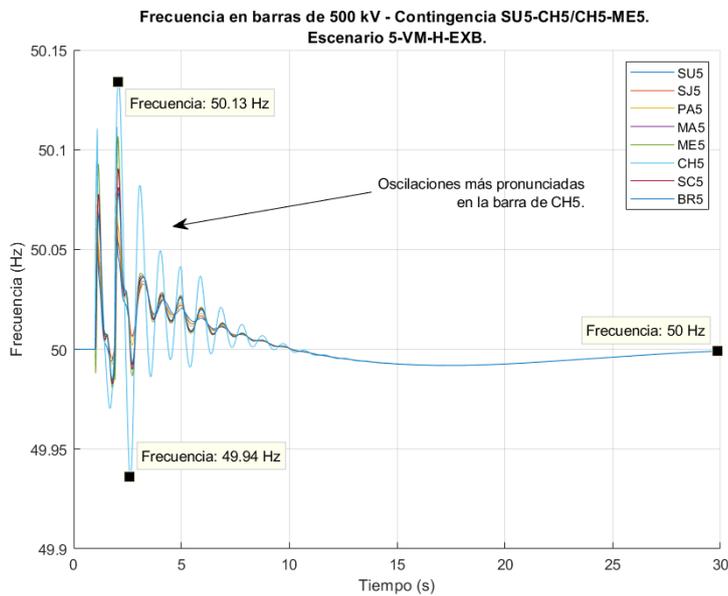


Figura 6.83: Frecuencia en 500 kV, escenario 5-VM-H-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.

6.3. Resultados y Análisis de Contingencias

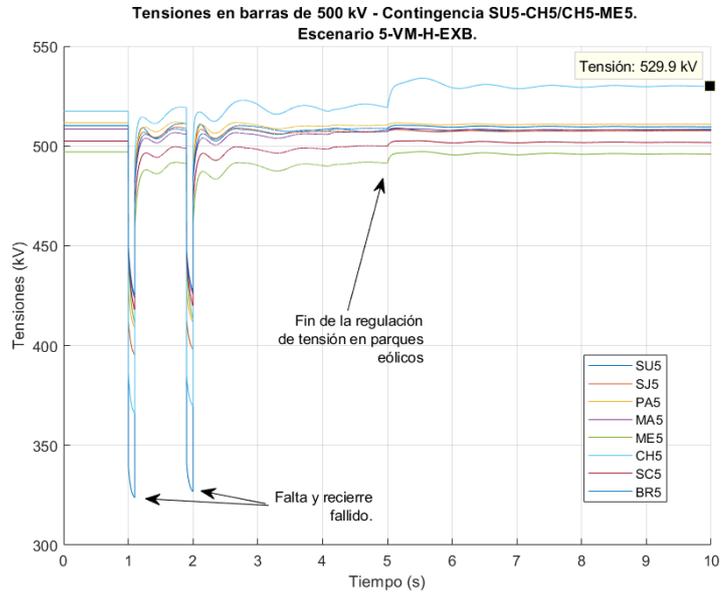


Figura 6.84: Tensión en 500 kV, escenario 5-VM-H-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.

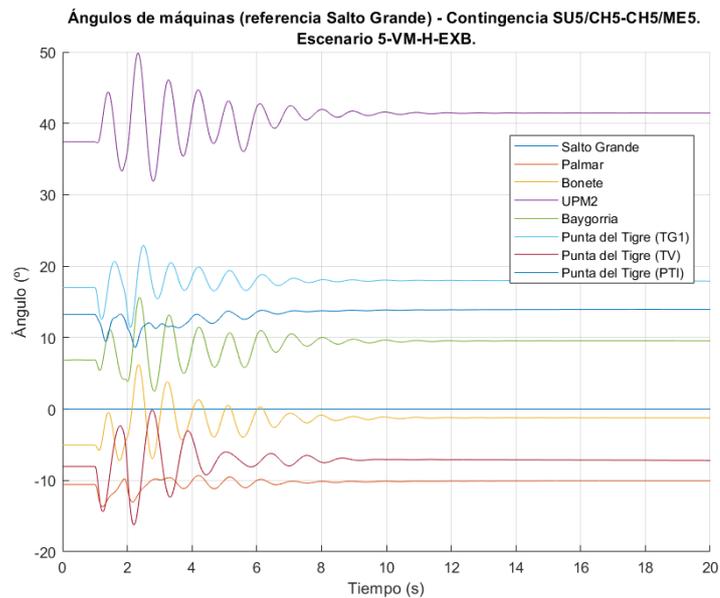


Figura 6.85: Ángulos de máquina, escenario 5-VM-H-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 7

Resumen de Resultados y Análisis - Conclusiones Varias.

7.1. Contingencia Doble PA5-BR5/PA5-CR5

7.1.1. Régimen

En la tabla 7.1 se presenta un resumen de los resultados obtenidos en régimen para esta contingencia.

Grupo	Escenarios	Convergencia en escenario base	Demanda límite más baja (MW)	Sobrecargas	Zonas afectadas por sobrecargas	Mayor dif. angular - Barras involucradas (°)	Problemas de sobre o sub tensión	Problemas de estabilidad de tensión
1	1-VM-E, 6-IX-E, 9-IM-E	No	2012	Si (RATE A)	Centro	34	No	Si
2	5-VX-H	No	2115	No	-	20	No	Si
3	7-IX-T, 8-IX-H	No	2136	Si (RATE A y B)	Norte, centro	48	No	Si
4	2-VN-E, 3-VN-H, 4-VN-H	Si	-	No	-	3	No	No

Tabla 7.1: Resumen de resultados para contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.

Se obtuvieron problemas de estabilidad de tensión en todos los escenarios menos en los valles de demanda. La demanda límite es mayor si existe generación térmica ingresando en la zona sur del sistema, lo que da indicios de que el aporte de la misma coopera en que las consecuencias de la contingencia no sean tan graves en los escenarios propuestos. Por otro lado, si bien la demanda a la que se puede llegar es mayor al inyectar térmico en el sur, a demandas más altas, las diferencias angulares entre las barras PA5-BR5/PA5-CR5 son mayores, pudiendo ser un inconveniente para restablecer el servicio de las líneas.

Respecto a la carga de los equipos en el sistema, el tipo de generación es muy relevante. Se constataron sobrecargas de RATE B en el autotransformador de Palmar bajo los escenarios con poca generación eólica distribuida en la zona central.

En los casos en que se encontraron problemas de colapso de tensión, bajo algunos escenarios no existen sobrecargas en el sistema.

Capítulo 7. Resumen de Resultados y Análisis - Conclusiones Varias.

7.1.2. Dinámico

Los disparos de carga resultantes del estudio en régimen, sumados a los márgenes por variación de demanda y generación eólica, logran que luego de la contingencia se asegure la estabilidad del sistema. Se aprecia claramente la recuperación en las tensiones de todo el sistema al disparar carga.

En el escenario 5-VX-H salen de servicio parques eólicos (ver sección 6.3.1.3) debido a sobretensiones en el sistema. De todas formas estas salidas de servicio no generan un desbalance que lleve a un colapso, sino que se dan en un momento que ya se logra amortiguar la mayoría de las oscilaciones dadas por la falta monofásica.

El comportamiento de la frecuencia es muy similar en todos los escenarios, teniendo un valor de frecuencia final que siempre es mayor que los 50 Hz sin superar los $50,2 \text{ Hz}$. Un aspecto interesante es la amortiguación de las oscilaciones en frecuencia en la zona sur que se aprecian con en escenarios con generación térmica.

7.1.3. Conclusiones

7.1.3.1. Comparación con Contingencia Actual

En la actualidad, la protección sistémica RAS permite mantener la estabilidad del sistema bajo determinados escenarios, según el análisis dinámico realizado¹. Para la red de 2023 sucede lo mismo en los escenarios analizados, el sistema mantiene la estabilidad luego de los disparos de carga o la CME.

La diferencia es crucial respecto al disparo que es necesario realizar. En la actualidad, siguiendo la tabla del RAS, el disparo es mayor. Es decir, la capacidad de seguir alimentando carga luego de la contingencia en los escenarios futuros es mayor que en la actualidad. Incluso, según los resultados obtenidos, bajo escenarios de pico de demanda y con diversos tipos de generación la demanda límite suele rondar los 2000 MW , a diferencia de la red actual que se demuestra que en escenarios del valle de demanda (aproximadamente 800 MW) ya se puede tener problemas.

Otra gran diferencia es que, en la red actual, los límites de la contingencia y el disparo propuesto por el sistema RAS está directamente ligado a posibles sobrecargas y son las que, en definitiva, limitan la transferencia de potencia al sur. En la red futura, no necesariamente ocurren sobrecargas importantes que sean limitantes, pudiendo darse que se este en una zona de colapso de tensión sin que el sistema tenga sobrecargas que limiten la operación inmediata (RATE B).

7.1.3.2. Consecuencias en Generación Eólica

En la mayoría de los escenarios no se encontraron consecuencias en la generación eólica. Sin embargo, como se mencionó, se encontró un caso donde la contingencia deviene en salida de servicio de algunos parques eólicos por sobretensiones debidas a pérdida de regulación de tensión.

¹Esta afirmación no puede ser generalizada.

7.1. Contingencia Doble PA5-BR5/PA5-CR5

Al ser pocos parques que salen de servicio, no generan problemas de estabilidad en el sistema. Además, respecto a la red actual, la salida de servicio es mucho menor.

7.1.3.3. Operación del Sistema

Desde el punto de vista operativo existen algunas recomendaciones que se pueden hacer en caso de perder una de las líneas implicadas, llegar a un estado en régimen con posibilidad de apertura de la línea restante.

- Contar con generación térmica en la zona sur permite tener mayores márgenes de demanda y amortigua las oscilaciones del sistema, principalmente en dicha zona. En caso de altas demandas, es recomendable utilizar dicha generación ante la falta de una de las líneas, o estando ya en doble contingencia.
- En el sentido del punto anterior, se aprecia de forma primaria que la utilización de CTR ofrece un mayor margen de demanda. En los escenarios propuestos se utiliza compensando reactiva, variar esto para ingresar generación puede cambiar el margen en un escenario muy restrictivo.
- Un aspecto negativo es la dificultad de restablecer ambas líneas luego de la contingencia, dado que los ángulos entre las barras implicadas son importantes. La generación térmica permite llegar a demandas más altas post contingencia, pero con ángulos mayores. La estrategia para la disminución de dichos ángulos conlleva disminuir la carga de las líneas entre Palmar y Montevideo en AT a través del autotransformador de Palmar y desde CTM a través del anillo de 500 kV. En este sentido las represas de Bonete y Baygorria, UPM2 o la generación eólica central, ayudan a disminuir ángulos. En el caso de la represa de Palmar y CTM, desde el punto de vista de disminución de ángulos, pueden generar inconvenientes debido a la posibilidad de sobrecarga el autotransformador PA5/PAL.
- A demandas próximas al límite del colapso, se debe tener especial cuidado de que la estrategia de disminución de ángulos no produzca a su vez una disminución de la demanda límite, teniendo como consecuencia el colapso por sustitución de generación.
- La transferencia por la CME hacia Brasil disminuye las demandas límites. Ante la indisponibilidad de una de las líneas involucradas, una buena estrategia para cuidar el sistema es dejar de transferir por la CME aumentando la capacidad del sistema. Ya en doble contingencia y debido a la configuración actual del RAS, sacar la CME de servicio en caso de exportación es la primera opción en vez de disparar carga en la zona sur. Según resultados, la transferencia a Brasil sigue siendo factible², siendo más efectivo el disparo

²Desde el punto de vista de potencia de cortocircuito.

Capítulo 7. Resumen de Resultados y Análisis - Conclusiones Varias.

de carga en la zona sur dependiendo de la generación. Analizar esta situación depende de factores que escapan al proyecto, sin embargo puede ser interesante desde el punto de vista operativo ahondar en esta posibilidad.

- Los resultados obtenidos dejan entrever que, a partir de los 600 *MW* transferidos por las líneas implicadas en la contingencia³, se encuentran inconvenientes y problemas de estabilidad de tensión para operar el sistema. Realizar un estudio en este sentido puede ser importante para la operación.
- La tabla de disparo del RAS que se usa en la actualidad (ver figura 3.10) para la contingencia PA5-BR5/PA5-MA5 funciona para mantener la estabilidad transitoria ante la contingencia.
- Los resultados indican que, a diferencia de la red actual, dejan de primar las sobrecargas en el sistema luego de la contingencia, pasando a ser más relevante problemas de estabilidad de tensión debido a márgenes de potencia activa y reactiva, sin siquiera contar con sobrecargas post-contingencia en algunos escenarios. Es sumamente recomendable una línea de estudio en este sentido, dado que puede cambiar la forma de entender la contingencia y en consecuencia la forma de operar el sistema ante dicha posibilidad.

³Tener en cuenta que el estudio dinámico realizado es con una de las líneas ya fuera de servicio.

7.2. Contingencia Doble BR5-MB5/CR5-MA5

7.2.1. Régimen

Grupo	Escenarios	Convergencia en escenario base	Demanda límite más baja (MW)	Sobrecargas	Zonas afectadas por sobrecargas	Mayor dif. angular - Barras involucradas (°)	Problemas de sobre o sub tensión	Problemas de estabilidad de tensión
1	1-VM-E, 6-IX-E, 9-IM-E	No	1864	Si (RATE A)	Centro	33	Si (sobretensión)	Si
2	5-VX-H, 7-IX-T y 8-IX-H	No	1608	Si (RATE B, menos 5-VX-H)	Norte, centro	43	No	Si
3	2-VN-E, 3-VN-H, 4-VN-H	Si	-	No	-	5	Si (sobretensión)	No

Tabla 7.2: Resumen de resultados para contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.

La contingencia presenta problemas de estabilidad de tensión en todos los escenarios, menos en aquellos que son del valle de demanda. La distribución de las sobrecargas en la red es muy parecida a la dada en la contingencia anterior. Las demandas límites son en general mas restrictivas.

Una diferencia importante con la contingencia PA5-BR5/PA5-CR5 se da en los escenarios con generación térmica ingresando en PT5. La generación eólica, hidráulica⁴ y UPM2 dan un mayor límite de demanda. Este comportamiento es contrario a la contingencia anterior, dado que la generación térmica en Punta del Tigre cooperaba en alcanzar demandas límites más altas que el resto de los escenarios. Esto es consecuencia de la topología del sistema y donde se ubica el ingreso de dicha generación. En este caso no se puede transferir la generación desde PT5 directamente hacia la zona sur y este, que ingresa en las barras BR5 y CR5, debiendo ingresar a la red de AT por el autotransformador de PA5 o utilizar el anillo para alimentar la mayor parte de la demanda.

Al no tener posibilidad de transferencia por el corredor de EAT conformado por PA5-MB5/PA5-MA5, se ve un aumento importante en la carga de las líneas del centro del país. Un efecto que demuestra el problema comentado anteriormente sobre la generación térmica es las sobrecarga en RATE B de la línea PAL-TRI en estos escenarios. El problema es más crítico en los que se debe transportar flujo desde PA5 hacia la red de 150 *kV*.

Sin contar los escenarios del valle, se debe tener en cuenta que los ángulos entre barras BR5-MB5/CR5-MA5 son elevados, pudiendo ser un inconveniente para restablecer el servicio, siendo el mayor observado de 43°.

En los escenarios del valle de demanda existen sobretensiones debido al Efecto Ferranti provocado por las líneas PA5-BR5/PA5-CR5 al quedar con mínima transferencia de potencia activa en los escenarios que no tienen generación térmica.

Los escenarios mas restrictivos son de 1600 *MW* de demanda.

7.2.2. Dinámico

El disparo de carga resultante en el estudio en régimen es efectivo y deja al sistema entre los valores permitidos para esta circunstancias (ver sección 6.2.2).

En general la frecuencia no llega a niveles fuera de rangos de operación inadmisibles en contingencia. Lo mismo ocurre con las tensiones, teniendo un descenso

⁴Exceptuando Palmar y CTM.

Capítulo 7. Resumen de Resultados y Análisis - Conclusiones Varias.

pronunciado en el momento de apertura definitiva de las líneas, pero que inmediatamente se recuperan luego del disparo de carga, volviendo a un rango de operación normal. Una consecuencia inmediata en los escenarios donde no existe generación proveniente de PT5 es el hecho de obtener tensiones post contingencia elevadas en BR5 y CR5. Efecto que puede ocurrir también en escenarios del valle de demanda.

En el escenario 5-VX-H se constata la salida de parques eólicos debido a sobretensiones. A diferencia de la contingencia anterior, este fenómeno se da también para otros escenarios, pero en ningún caso afectan la estabilidad del sistema.

7.2.3. Conclusiones

7.2.3.1. Consecuencias en Generación Eólica

Se debe tener en cuenta la posibilidad de salida de servicio de algunos parques debido a sobretensión. El fenómeno está asociado con los escenarios donde es necesario disparar más carga. Donde se encontró esto, la generación eólica no es la principal fuente de abastecimiento, lo que coopera a que las consecuencias no sean graves para el sistema, es decir, no se dan problemas de estabilidad.

7.2.3.2. Operación del Sistema

- La transferencia hacia Brasil por la CME disminuye la demanda límite en los escenarios propuestos. De todas formas, el disparo de la CME produce menos margen de transferencia que el disparo de carga en el sur. Es recomendable iniciar una línea de estudio para analizar en que casos es necesario realmente sacar de servicio la CME, dado que la Pcc ya no es una limitante.
- Con una demanda cercana a los límites de colapso de tensión, la estrategia de recomposición del sistema no debe implicar el aumento de flujo desde PA5 hacia AT a través del autotransformador. No es recomendable sustituir generación en la zona centro por generación proveniente de Palmar, CTM, o térmico en PT5. Por el contrario, el aumento de generación en dicha zona da mejores márgenes de estabilidad y, además, disminuye los ángulos entre las barras implicadas en la contingencia. La presencia de UPM2 también colabora con lo anterior.
- El ingreso de térmico en Montevideo (CTR y Motores de Central Batlle) mejora los límites de demanda, la carga de las líneas en la zona centro y ayuda a disminuir la diferencia angular entre las barras involucradas BR5-MB5 o CR5-MA5. Como ejemplo, en el escenario 7-IX-T, con 43° de diferencia originalmente, se logra disminuir 10° con el ingreso de 200 MW en CTR. Se recomienda realizar un análisis más exhaustivo para comprobar lo anterior para más casos.
- La tabla de disparo del RAS que se usa en la actualidad (ver tabla 3.10) para la contingencia PA5-BR5/PA5-MA5 funciona para mantener la estabilidad transitoria ante la contingencia.

7.2. Contingencia Doble BR5-MB5/CR5-MA5

- Los resultados indican que, a diferencia de la red actual, dejan de primar las sobrecargas en el sistema luego de la contingencia, pasando a ser más relevante problemas de estabilidad de tensión debido a márgenes de potencia activa y reactiva, sin siquiera contar con sobrecargas post-contingencia en algunos escenarios. Es sumamente recomendable una línea de estudio en este sentido, dado que puede cambiar la forma de entender la contingencia y en consecuencia la forma de operar el sistema ante dicha posibilidad.

7.3. Contingencia Doble SJ5-PA5x2

7.3.1. Régimen

Escenarios	Convergencia en escenario base	Sobrecargas	Zonas afectadas por sobrecargas	Mayor dif. angular - Barras involucradas (°)	Problemas de sobre o sub tensión	Problemas de estabilidad de tensión
1-VM-E, 5-VX-H-EXB, 6-IX-E 7-IX-T, 8-IX-T y 9-IM-E-EXB	Si	Si (RATE A)	Centro y norte	31	No	No
2-VN-E-EXB, 3-VN-H, 4-VN-T	Si	No	-	5	No	No

Tabla 7.3: Resumen de resultados para contingencia SJ5-PA5x2.

Esta contingencia, ante los nueve escenarios base no tiene problemas de estabilidad ni sobrecargas en equipos. En ellos se presentan variadas fuentes de generación que intentan representar con mayor fidelidad los distintos contextos de la realidad. Se observa que mientras exista dentro del país diferentes aportes de generación en el centro y sur, las contingencia es admitida sin problemas. Es de gran importancia ante picos de demanda el contar post-contingencia con el corredor en 500 kV de Palmar-Montevideo y su generación a pleno para poder satisfacer la demanda en Montevideo. De esta forma se evita que gran cantidad de flujo de potencia tenga que recorrer el anillo norte a través de CH5, ME5 y SC5, para llegar al sur donde dependiendo del escenario puede producir problemas de estabilidad de tensión.

Por otro lado, incluir UPM2 en el centro del país es favorable en la disminución de entre otros: flujo por las líneas de la contingencia, diferencia de ángulos entre barras SJ5 y PA5, post-contingencia y de caídas de tensiones en el este.

Variando los escenarios base, se encuentra que en caso de recursos de generación escasos⁵, la presencia de Palmar y Punta del Tigre es fundamental para evitar problemas de estabilidad de tensión y sobrecargas en líneas de la zona oeste, centro y litoral norte del país.

El límite de demandas que el sistema puede abastecer sin problemas puede variar, dependiendo de lo mencionado anteriormente con respecto a la generación. En este sentido se analizó un escenario con un límite de demanda ante la contingencia de 1421 MW (sin cambios en recursos de reactiva), donde la mayor parte de la potencia activa suministrada es proveniente de la interconexión con CTM (1184 MW).

Por último, como exigencia adicional, se planteó la inclusión de la CME en un escenarios de pico máximo de demanda (Noche de Invierno) con resultados aceptables sin contingencia, pero con la necesidad de mitigación ante la misma (problemas de sobrecargas y estabilidad de tensión). Se obtuvo que en ese caso puede ser efectivo tanto el disparo de la CME como un disparo de carga menor en el sur, aunque este último deja con tensiones más deprimidas el este y en particular en Melo.

⁵Generación sin contar CTM.

7.3.2. Dinámico

Para los nueve escenarios propuestos, la estabilidad transitoria se mantuvo dentro de los criterios establecidos. En todos los casos simulados, las oscilaciones de tensión y frecuencia en barras más representativas, se atenúan previo a los 20 segundos y, por otro lado, los ángulos de máquinas oscilan coherentemente con diferencias relativas que en ningún caso superan las dos cifras. En dichos escenarios no fue necesario el disparo de carga y además los resultados validaron los estudios en régimen realizados en el capítulo 5. Por otro lado, al exigir la contingencia mediante la modificación de los escenarios, se obtienen resultados válidos en cuanto a los criterios de aceptación. El disparo de la CME (ante un escenario de pico de demanda), al igual que los disparos de carga en el sur según la tabla del RAS, resultan ser efectivos. Para un escenario con generación proveniente desde CTM, se tiene la necesidad de mitigar las sobrecargas además de los problemas de estabilidad de tensión (relación directa con los flujos por las líneas de la contingencia) donde se verificó disparos de cargas y disparo de líneas combinado con disparos de carga, obteniendo resultados aceptables en el primer caso.

7.3.3. Conclusiones

7.3.3.1. Comparación con Contingencia Actual

La contingencia SJ5-PA5x2, como se mostró en los capítulos 5 y 6, cambia significativamente el impacto en la red. En la actualidad el disparo de carga y líneas para formar una Isla es fundamental (así los reflejan los esquemas de protecciones sistémicas), para lograr que el sistema no colapse totalmente ante ciertos escenarios. Por ejemplo, el Balance de Isla⁶ que se toma en cuenta en la actualidad, determina las acciones a tomar por el RAS. Se vio que dinámicamente la contingencia es inestable y, para el caso de un balance de isla negativo (sobre-generación en Uruguay), el RAS no implementa una acción sistémica⁷.

Con el anillo de 500 *kV* la contingencia cambia radicalmente ante estos escenarios donde en la actualidad se produce tal inestabilidad. Pudiendo incluso llegar a valores no menores de exportación de energía hacia Argentina, sin que la doble contingencia produzca problemas inadmisibles. Por ejemplo, en escenario estudiado se alcanza una transferencia hacía Argentina de 860 *MW*.

En el caso de Balance de Isla negativo (todos los escenarios con excepción del 2-VN-E-EXB) la actuación del RAS en el sistema actual es totalmente necesaria. Por el contrario, con el anillo esto ya no es cierto. Se verificó en los ocho escenarios base que a pesar de haber balance negativo la actuación del RAS no es necesaria.

7.3.3.2. Consecuencias en Generación Eólica

En los escenarios que presentan generación eólica no se obtienen impactos sobre la misma. Dinámicamente, en las simulaciones no se disparan los parques de las

⁶Cálculo interno que realiza el RAS.

⁷A excepción del disparo de líneas (DAL)

Capítulo 7. Resumen de Resultados y Análisis - Conclusiones Varias.

distintas zonas del país.

7.3.3.3. Operación del Sistema

- Ante la salida de una de las líneas de la contingencia, es recomendable minimizar el flujo de potencia por la línea restante. Una de las formas de hacer esto es contar con generación térmica, o cualquier otra fuente de generación disponible en la zona centro y sur del país. Esto puede aliviar la transferencia de potencia por la línea en servicio y, post contingencia, permite mayores márgenes para alimentar demanda.
- No es necesario un flujo cercano a cero en la línea restante para asegurar la inexistencia de problemas de estabilidad o sobrecargas. En los escenarios base, el mayor valor de flujo con resultados aceptables es de 550 MW (escenario 8-IX-H).
- Acompañando lo mencionado anteriormente, es recomendable contar con generación en Palmar para enfrentar la contingencia. Dicha generación ingresa a la red de EAT directamente desde PA5⁸ y alimenta la demanda en la zona sur por el corredor PA5-MB5/PA5-MA5. No contar con dicha generación disminuye la demanda que es posible alimentar debido a su gran aporte de energía activa y reactiva.
- Se encuentra que la diferencia angular entre las barras implicadas está en el entorno de los 30°, dependiendo fuertemente de la demanda. Para lograr la recomposición de las líneas, es necesario esperar un descenso en la demanda e intentar alimentar la zona sur con las generaciones antes mencionadas, lo cual coopera a disminuir las diferencias pero no es suficiente para lograr ángulos menores a 20°.
- En el caso en que se exigió la red y la generación proviene casi exclusivamente desde el cuadrilátero, la diferencia angular llega a 50°, pasando a ser necesario llevar el sistema a una generación distribuida en el SEP uruguayo (además de una reducción en la demanda) para alcanzar los valores mencionados en el punto anterior.
- La actuación del RAS con el escenario exigido, deja al sistema en una situación de operación normal (ver 6.2.2) para enfrentar la contingencia y la posterior recomposición del mismo.

⁸El autotransformador de Palmar no es una limitante para esta contingencia. No se encontraron sobrecargas en el mismo para ningún escenario.

7.4. Contingencia Doble CE5-SJ5/SU5-SJ5

7.4.1. Régimen

Grupo	Escenarios	Convergencia en escenario base	Demanda límite más baja (MW)	Sobrecargas	Zonas afectadas por sobrecargas	Mayor dif. angular - Barras involucradas (°)	Problemas de sobre o sub tensión	Problemas de estabilidad de tensión
1	1-VM-E, 5-VX-H-EXB, 6-IX-E 7-IX-T, 8-IX-T y 9-IM-E-EXB	Si	-	Si (RATE A y B)	Centro y norte	30	No	No
2	2-VN-E-EXB, 3-VN-H, 4-VN-T	Si	-	No	-	5	No	No

Tabla 7.4: Resumen de resultados para contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.

Los principales problemas encontrados para esta contingencia dentro de los escenarios base son sobrecargas en el sistema, principalmente en la zona norte y centro. En algunos casos incluso se llega a superar el RATE B. Sin contar los escenarios del valle de demanda, el ángulo entre la SJ5 y CE5 es elevado (ver tabla 7.4).

Se encontraron contextos donde al aumentar el flujo de potencia previo en la zona de la contingencia, por ejemplo aumentando el flujo de potencia proveniente de CTM, se encuentran problemas de estabilidad de tensión y sobrecargas en la zona centro, norte y oeste. En esos escenarios exigidos, los límites de demanda se ven aún más restringidos por los problemas de sobrecarga.

En el escenario donde se exigió el sistema, se llega una demanda de 1415 MW, aproximadamente, obtenidos luego del disparo de carga en el sur.

7.4.2. Dinámico

En los nueve escenarios originales, los resultados dinámicos muestran que tanto las tensiones como la frecuencia quedan dentro de los valores considerados aceptables para la operación, mitigando sobrecargas en aquellos casos que es necesario. El sistema mantiene el sincronismo y no se observan grandes perturbaciones luego de la falta.

Aumentando el flujo de potencia previo por las líneas de la contingencia⁹, los disparos de carga propuestos pueden ser elevados (ejemplo 847 MW). Ante estos disparos, la malla de 500 y 150 kV presenta sobretensiones importantes ante la actuación de la protección, estabilizando luego su valor por encima del límite de operación en régimen normal (zona centro y sur). Estas observaciones ponen en duda la efectividad del disparo de montos tan importantes. Ante esto, se probó como solución alternativa el disparo de carga y línea (NPA-DOL) donde se obtuvieron mejores resultados.

En lo que refiere a la frecuencia en esos casos de disparos importantes, se observa un aumento global en el sistema de hasta 50,34 Hz, siendo amortiguado en pocos segundos.

⁹Escenario con generación proveniente de CTM casi de forma exclusiva.

7.4.3. Conclusiones

7.4.3.1. Comparación con Contingencia Actual.

Se aprecia que la estabilidad del sistema luego de la contingencia es completamente diferente para la red futura. En todos los casos analizados, se mantiene la estabilidad en el sistema, con valores aceptables en cuanto a operación. El sistema queda interconectado por vínculos fuertes en EAT, mientras que en la red actual esta interconexión es por líneas de AT que no tienen gran capacidad de transferencia.

Si bien la comparación no puede ser hecha caso a caso por el estudio implementado para la red actual, se aprecia que actualmente la contingencia es un problema también para escenarios del valle de demanda. Es decir, la diferencia no está solo en que la red anillada mantiene la estabilidad, sino que permite un margen de demanda mucho mayor respecto a los escenarios propuestos. La brecha entre ambos casos es notoria.

7.4.3.2. Consecuencias en Generación Eólica

Se encuentran consecuencias sobre la generación eólica únicamente en los casos que es necesario disparar carga por sobrecargas en la red. Se produce desconexión de parques eólicos por sobretensión. De todas formas, no se tiene un efecto directo sobre la estabilidad general del sistema.

7.4.3.3. Operación del Sistema

- Ante la desconexión de una de las líneas implicadas, es recomendable disminuir el flujo de potencia por la línea restante. Pero el punto desde donde se empiezan a ver problemas de sobrecargas en equipos, comienza en un mínimo de 500 MW de flujo, sobre la línea que queda en servicio previo a la contingencia. Aún en esos valores mínimos, los problemas son de sobrecarga y no de estabilidad global. Para llegar a problemas de estabilidad de tensión se necesitan valores mayores de flujo previo.
- El disparo de carga es una buena opción para lograr disminuir las sobrecargas en el sistema. Seguir la tabla 3.10 para la contingencia SJ5-PA5x2 es una opción. Sin embargo, se necesita disparar mayor cantidad de carga debido a la localización de las mismas. Una estrategia alternativa plantea acompañar el disparo de carga con la apertura de la línea DOL-NPA. De esta forma se logra en todos los casos disminuir el monto de carga que es necesario disparar, e incluso en un escenario (1-VM-E) se consigue evitarlo. Además se plantea que el disparo en la zona este, en aquellos escenarios con gran generación eólica, puede producir la salida de servicio de parques en dicha zona, disminuyendo el efecto deseado de evitar sobrecargas. Por esta razón se plantea la alternativa de cambio de orden de disparo en la tabla 3.10, comenzando el mismo en Montevideo.

7.5. Contingencia Doble CH5-ME5/CH5-SU5

7.5.1. Régimen

Grupo	Escenarios	Convergencia en escenario base	Demanda límite más baja (MW)	Sobrecargas	Zonas afectadas por sobrecargas	Mayor dif. angular - Barras involucradas (°)	Problemas de sobre o sub tensión	Problemas de estabilidad de tensión
1	1-VM-E, 2-VN-E, 6-IX-E y 9-IM-E-EXB	Si	-	Si (RATE A y B con CME)	Oeste, centro y noreste	30	No	No
2	3-VN-H, 4-VN-H, 5-VX-H, 7-IX-T,8-IX-H	Si	-	No	-	35	No	No

Tabla 7.5: Resumen de resultados para contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.

No se encontraron problemas de estabilidad de tensión. La salida de las dos líneas deja el sistema casi en la misma configuración que se encuentra hoy. Existen problemas de sobrecarga en las líneas de la zona centro, principalmente para poder transferir la generación proveniente de las barras BOB y BON.

Con exportación por la CME y gran cantidad de generación eólica en dicha zona, se encontraron sobrecargas de RATE B y, en los casos restantes, son de RATE A (ver tabla 7.5). Por ejemplo, en escenarios de mucha demanda en el sur, gran cantidad de generación eólica y UPM2 en la zona de BOB, la línea MER-YOU queda sobrecargada. Con transferencia hacia Brasil, se producen sobrecargas en el corredor BON-MEB.

7.5.2. Dinámico

Luego de la contingencia el sistema mantiene la estabilidad transitoria y llega a un punto de operación aceptable (ver sección 6.2.2). Las tensiones se mantienen dentro del límite normal de operación. En aquellos casos con transferencia por la CME hacia Brasil, hay un descenso de la tensión en ME5 pero que no llega a estar por debajo de los 0,95 pu. Dicho valor es el más bajo encontrado para la red de EAT.

Respecto a la frecuencia en el sistema, si bien se constatan oscilaciones luego del recierre fallido no tienen una excursión grande, llegando prácticamente a la frecuencia pre-falta del sistema. En la barra CH5 es donde se encuentran las mayores oscilaciones, debido a que queda como un nodo débil del sistema, sin carga y transferencia de potencia. Además, no se producen la pérdida de sincronismo de generadores cercanos, u otros fenómenos que se puedan apreciar.

Para mitigar las sobrecargas de la zona centro, se implementó un disparo de generación que alivia las mismas en dicha zona y resuelve el inconveniente luego de la contingencia, manteniendo la estabilidad del sistema.

7.5.3. Conclusiones

7.5.3.1. Consecuencias en Generación Eólica

No se observan consecuencias severas para la generación eólica en cuanto a disparo de parques o algún otro efecto importante.

Capítulo 7. Resumen de Resultados y Análisis - Conclusiones Varias.

7.5.3.2. Operación del Sistema

- Debido a los niveles de carga previo a la contingencia, existe dificultad para poder transferir la potencia generada en la zona centro luego de la salida de servicio de ambas líneas. Para mitigar las sobrecargas, se propone realizar disparo de generación en la zona centro. Esto implica un análisis de la protección DAGLIN para sobrecargas, siendo recomendable un estudio particular para analizar cuales deben ser las modificaciones en dicha protección. No obstante, en caso de perder únicamente una de las líneas, es decir se mantiene el vínculo de CH5 con la red de EAT, no es necesario tomar acciones.

7.6. Características Globales de las Contingencias Relativas al Colapso de Tensión y los Recursos de Reactiva

7.6. Características Globales de las Contingencias Relativas al Colapso de Tensión y los Recursos de Reactiva

Si se considera un escenario **sin generación Térmica en Punta del Tigre, sin generación Eólica y Solar, sin generación Hidráulica en el Río Negro, sin UPM 2, con característica de demanda de invierno en la noche**, se construye un escenario con demanda abastecida casi en su totalidad desde CTM¹⁰. Ante las contingencias estudiadas en dicho escenario, se presentan las demandas límite de la tabla 7.6. Respecto a las primeras cuatro contingencias, sus demandas límites son similares, siendo la más restrictiva la contingencia BR5-MB5/CR5-MA5 con 1490 MW. El corredor en 500 kV que conecta CTM con el sur del país (ver figura 7.1), tiene cierta capacidad de transferencia de potencia límite hacia el sur, que impone un flujo por las líneas de la contingencia previo a la misma. Esto establece una demanda límite o crítica total del SEP uruguayo, según la tabla 7.6, y los límites de colapso de tensión del sistema en dichas contingencias.

Contingencia	Demanda límite (MW)
PA5-BR5/PA5-CR5	1560
BR5-MB5/CR5-MA5	1480
SJ5-PA5x2	1490
SJ5-CE5/SJ5-SU5	1590
SU5-CH5/CH5-ME5	2360

Tabla 7.6: Demandas límites a partir de curvas PV. Transferencia de potencia desde Argentina a Uruguay

La tabla 7.6 se calculó con la posibilidad de que los recursos de reactiva se configuren de forma de compensar y aportar reactiva al sistema¹¹. En particular los equipos manuales, como los reactores de Palmar y de la estación MB5, deben estar fuera de servicio en los momentos de recursos escasos o de picos de demandas. De la misma forma los reactores de Chamberlain y Melo, ayudan a obtener valores de demandas críticas mayores si están fuera de servicio o con un consumo de reactiva cero. Los valores presentes en la tabla 7.6 son dependientes de los recursos de reactiva y pueden ser menores en caso que no se haga un manejo adecuado de los mismos.

Por otro lado, dichos recursos en escenarios de valle de la demanda ayudan a mantener las tensiones controladas en niveles dentro de las bandas aceptables. En el mismo sentido, los reactores de Melo y Chamberlain aportan a reducir las tensiones (absorbiendo reactiva del sistema) que se incrementan en el sistema cuando las líneas están poco cargadas debido al efecto Ferranti. Este efecto se encuentra presente en ciertas líneas en 500 kV que quedan prácticamente en vacío en contingencia, destacando la importancia de que dichos recursos de reactiva estén en servicio.

¹⁰El escenario con las características descriptas en generación y demanda, fue construido para generar la tabla de demandas límites.

¹¹Implica configurar el cálculo de curvas PV en PSS®E con *Switched Shunt Enable*.

Capítulo 7. Resumen de Resultados y Análisis - Conclusiones Varias.

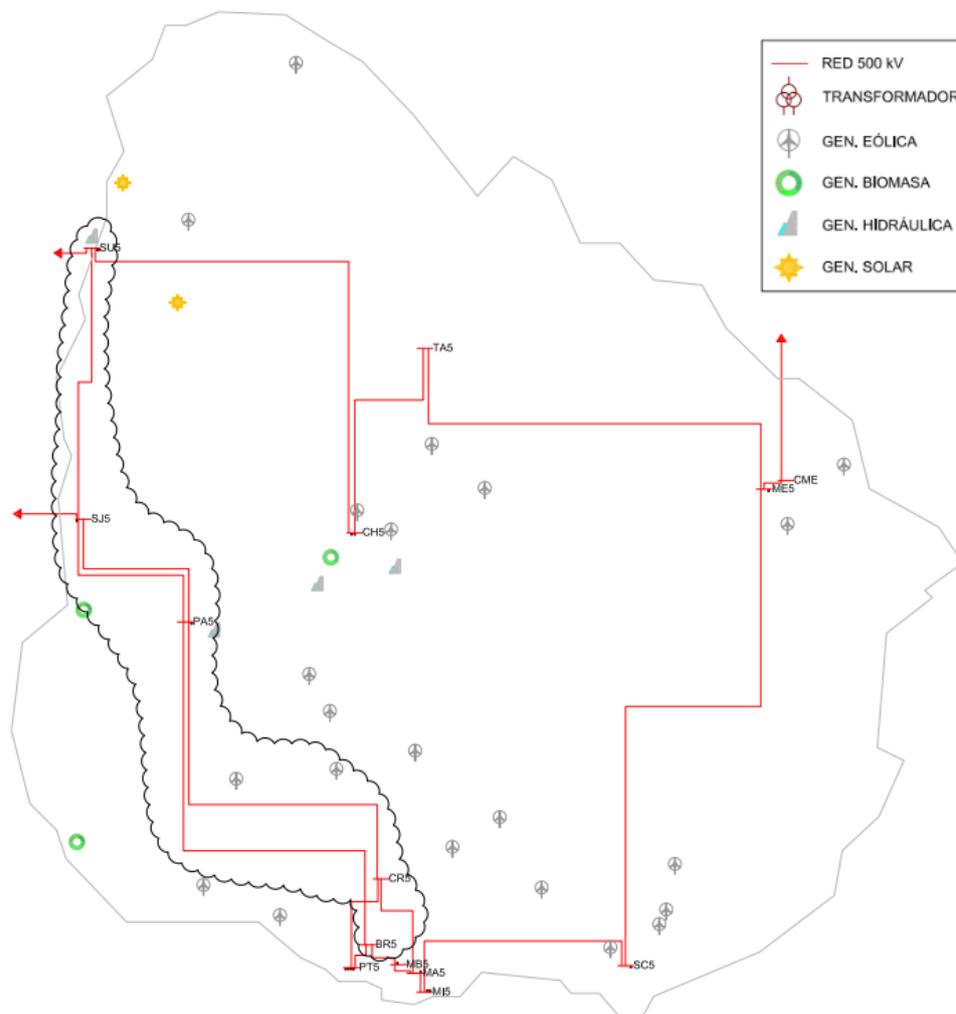


Figura 7.1: Red de EAT para el año 2023. Señalizado del corredor conformado por líneas de EAT entre CTM y Montevideo.

Capítulo 8

Conclusiones

8.1. Generales

En el transcurso de este proyecto se estudió la red proyectada para el año 2023 con el cierre de anillo para EAT con las líneas SU5-CH5/CH5-ME5. El objetivo principal fue estudiar el efecto de la salida de diferentes líneas en 500 *kV*, realizando un análisis dinámico y en régimen. Desarrollar un análisis comparativo con respecto de la red actual, evaluar el esquema de protecciones sistémicas actual, entender el comportamiento de la generación eólica en la nueva red y buscar resultados para la operación del sistema, fueron parte de la finalidad del proyecto, acompañando el objetivo principal.

Se crearon nueve escenarios con diversidad de generación y demanda, incluyendo pico de verano, invierno y valles, con el interés de representar los momentos más exigentes para el SEP. Las contingencias contempladas fueron las siguientes:

- PA5-BR5/PA5-CR5
- BR5-MB5/CR5-MA5
- SJ5-PA5x2
- CE5-SJ5/SU5-SJ5
- SU5-CH5/CH5-ME5

Los resultados en régimen y dinámicos, se complementaron obteniendo un panorama general que permitió analizar los nueve escenarios, y algunas variaciones, en cada contingencia.

El estudio arroja resultados globales sobre el comportamiento de la red futura dentro de las hipótesis y escenarios propuestos a lo largo del proyecto. A modo de resumen, es posible destacar lo siguiente:

- La red anillada, ante las contingencias planteadas da mayores márgenes de estabilidad. En la red actual, se encontraron problemas a muy bajas demandas para las contingencias. Esto cambia, permitiendo abastecer mayores valores de demanda.

Capítulo 8. Conclusiones

- Contingencias SJ5-PA5x2 y CE5-SJ5/SU5-SJ5: los problemas de sobrecarga son más restrictivos que problemas debido a estabilidad de tensión. Esto lleva a pensar que se debe priorizar la mitigación en base a las sobrecargas.
- Contingencias PA5-BR5/PA5-CR5 y BR5-MB5/CR5-MA5: se encuentran problemas de estabilidad de tensión, incluso sin contar con sobrecargas en toda la red. En este caso, mitigar las consecuencias de la contingencia no debería basarse solamente en la cargabilidad de equipos.
- Un desbalance de generación y demanda en el SEP impuesto por las interconexiones con Argentina y Brasil, no implica la necesidad de separación del sistema argentino ante las contingencias estudiadas que si lo requieren en el sistema actual.
- Toda la generación que no este directamente asociada al corredor de EAT conformado por las estaciones SU5/MB5-SU5/MA5 (ver figura 7.1) ¹ coopera para lograr mayores márgenes de demanda y estabilidad de tensión en todas las contingencias. Esto incluye a la futura planta de UPM2. La central hidroeléctrica Palmar cumple con lo anterior en las contingencias SJ5-PA5x2 y CE5-SJ5/SU5-SJ5.
- El RAS aplica para la red futura en todas las contingencias. En aquellos casos donde es necesario disparar carga, logra mitigar los efectos en los escenarios propuestos. Se debe revisar los montos y algoritmos de disparo con el anillo cerrado. En cuanto a la acción DAL, solo debe quedar disponible para una eventual desconexión de tres equipos. Un ejemplo puede ser ante el faltante del anillo de EAT, se produce la doble contingencia SJ5-PA5.
- Esquemas de protección sistémica actuales como el DAF de líneas y el de carga, no actuaron ante ninguna contingencia.
- Las consecuencias sobre la generación eólica son mucho menores que en la actualidad. Decece notablemente la cantidad de parques eólicos que se ven afectados por las contingencias, comparando con los casos que fueron analizados para la red actual.
- Respecto a los recursos de reactiva en el sistema, se encontró que los reactores en CH5 y ME5 son de gran importancia en escenarios de valle de demanda. Sin embargo, en los escenarios con grandes demandas tener los reactores en servicio disminuye la posibilidad de alimentar un valor mayor de demanda.
- Se observó que, dada la salida de una de las líneas en las contingencias dobles, la restante tiene capacidad de seguir transfiriendo potencia y no es necesario, en la mayoría de los casos (solo en demandas pico), una estrategia de reducción de carga por la línea restante².

¹Palmar, CTM o generación térmica ingresando en PT5.

²Lógicamente, la cantidad de demanda que es posible abastecer depende de varios factores, entre ellos el flujo de potencia que hay por las líneas previo a la contingencia.

8.2. Líneas de Trabajo para el Futuro

- La sobrecarga de los equipos está directamente condicionada por los flujos de potencia previos en las líneas que forman parte de la contingencia y por ellas mismas. Con la red de EAT anillada, se aprecia que es posible tener una carga mayor en las líneas de forma previa, comparando con los escenarios vistos en la actualidad.
- Según resultados la Pcc deja de ser un inconveniente para la salida de servicio de la CME. Ninguna de las contingencias en la malla de EAT³, restringe el funcionamiento de la misma. Las restricciones de transferencia hacia Brasil son dadas por escenarios de demanda y límites de transferencia del sistema, pero no por el criterio actualmente utilizado.

8.2. Líneas de Trabajo para el Futuro

El presente proyecto deja varias líneas de estudio que puede ser interesante abordar desde el punto de vista operativo y estudios de la red.

- En algunos escenarios, por ejemplo en la contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, se encontró que el RAS es efectivo siguiendo la tabla de disparo dada para el evento SJ5-PA5x2. Sin embargo, se aprecia que hay variantes que son más efectivas, como lo es el hecho de cambiar, en algún caso, el disparo de carga de la zona sur a la zona noroeste. Sumado a esto, el disparo de líneas en 150 kV (ejemplo NPA-DOL), puede ser una alternativa que alivia las sobrecargas. Es necesario un estudio más exhaustivo para sacar conclusiones generales que cooperen, en caso de ser necesario, a actualizar el RAS.
- Tanto el DAF de carga como el de línea, no actuaron ante ninguna de las contingencias. Es recomendable un estudio para analizar nuevas configuraciones para ambas protecciones, dado que se observaron indicios de que una mala actuación de las mismas puede generar problemas no deseados como subtensiones (ver apéndice F.2).
- Siguiendo lo comentado en el punto anterior, también se recomienda un análisis particular para el DAGLin. Una posible línea de estudio es el análisis de la distribución de flujos de potencia en 150 kV ante la nueva topología, buscando evitar problemas ante la falta de líneas en AT y el posible disparo de generación resultante.
- Se observó de forma básica la contingencia SU5-SA5/SU5-SJ5 (ver apéndice F.1), observando problemas de estabilidad transitoria para escenarios con generación predominante proveniente de CTM (Uruguay) y, a la vez, gran generación fotovoltaica en la zona noroeste. Se obtuvieron oscilaciones inestables en frecuencia, ángulos internos de generadores y posterior pérdida de sincronismo, sobre todo en máquinas de CTM. Además se visualizaron oscilaciones de potencia importantes en la línea de interconexión entre el SEP

³Incluyendo contingencias simples.

Capítulo 8. Conclusiones

uruguayo y el sistema argentino (CE5-SJ5). No se cuenta con los modelos de generación fotovoltaicos para profundizar y realizar un correcto estudio. Por este motivo se sugiere dicha línea de trabajo como un caso de interés a tener en cuenta.

- En el proyecto, las herramientas de análisis para calcular las demandas límite, en particular en los casos donde el problema era la estabilidad de tensión, fueron las curvas PV. Para esto se utilizaron los subsistemas Montevideo y Uruguay como receptores de generación, dependiendo de la contingencia. Para realizar un estudio más completo, es necesario evaluar diferentes tipos de transferencia en torno al sistema.
- En la mayoría de las contingencias la CME se toma como disparo primario de carga y luego se hace un disparo en las zonas sur o este. Es recomendable profundizar en este resultado para obtener insumos operativos. Incluso se aprecia que puede ser de interés hacer un estudio comparativo entre la efectividad de quitar la CME y disparar carga en el sur y este del país.
- La transferencia en sentido Brasil-Uruguay, y las reducciones graduales en las transferencias por la CME, no fueron abordadas en este trabajo. Se recomienda un estudio particular para dichas situaciones.
- Se realizaron simulaciones dinámicas, modificando los tiempos de apertura de las faltas, debido a posibles fallas en los sistemas de protección. Se consideraron siempre faltas monofásicas fase tierra, no encontrando diferencias importantes en el caso de fallas en las protecciones (retardos de hasta 300 ms, ver apéndice F.3). Se recomienda probar distintos escenarios, con distintos tiempos de despeje de falta de las protecciones y faltas de otro tipo, como por ejemplo, faltas trifásicas.

Apéndice A

Modelado de Máquina Síncrona

A.1. Nomenclatura para Desarrollo del Modelo

- e_a, e_b y e_c la tensión instantánea en las fases del estator respecto al neutro.
- i_a, i_b y i_c son las corrientes instantáneas en las fases del estator.
- e_{fd} es la tensión en el bobinado de campo.
- i_{fd}, i_{kd} y i_{kq} corriente de campo y de circuitos amortiguadores respectivamente.
- R_{fd}, R_{kd} y R_{kq} resistencias en los circuitos rotóricos.
- L_{aa}, L_{bb} y L_{cc} son las autoinductancias de los bobinados del estator.
- L_{ab}, L_{bc} y L_{ca} son las inductancias mutuas entre los bobinados del estator.
- L_{afd}, L_{akd} y L_{akq} son las inductancias mutuas entre los bobinados del rotor y el estator.
- L_{ffd}, L_{kkd} y L_{kkq} son las autoinductancias de los circuitos del rotor.
- R_a es la resistencia de la armadura por fase.
- p es el operador diferencial $\frac{d}{dt}$.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice B

Datos Energéticos de Nuestro País

B.1. Datos MIEM

MW	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fósil / Fossil														
Turbinas de vapor <i>Steam turbines</i>	256,5	256,5	256,5	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	255,0	205,0				
Turbinas de gas <i>Gas turbines</i>	54,7	249,7	249,7	235,7	535,7	535,7	635,7	835,7	835,7	815,7	565,7	745,7	1.105,7	1.105,7
Motores / Engines	38,8	44,4	46,0	5,5	85,0	85,0	185,0	184,2	184,2	84,2	84,2	84,2	84,2	84,2
Total Fósil / Fossil	350,0	550,6	552,2	496,2	875,7	875,7	1.075,7	1.274,9	1.274,9	1.104,9	649,9	829,9	1.189,9	1.189,9
	22%	26%	26%	24%	33%	32%	37%	39%	34%	28%	17%	18%	24%	24%
Biomasa / Biomass														
Turbinas de vapor <i>Steam turbines</i>	21,6	14,9	13,7	13,5	234,6	242,1	243,0	413,0	413,0	423,0	423,0	423,0	423,0	423,0
Motores / Engines				1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7
Total Biomasa Biomass	21,6	14,9	13,7	14,5	235,6	243,1	244,0	414,0	414,6	424,6	424,6	424,6	424,6	424,7
	1%	1%	1%	1%	9%	9%	8%	13%	11%	11%	11%	9%	9%	9%
Hidro / Hydro														
Total Hidro / Hydro	1.199,0	1.519,0	1.538,0											
	76%	73%	73%	75%	57%	57%	53%	47%	41%	39%	39%	34%	31%	31%
Eólica / Wind														
Total Eólica / Wind					40,6	43,6	52,6	59,4	481,3	856,8	1.211,5	1.510,7	1.510,7	1.513,9
					2%	2%	2%	2%	13%	21%	31%	33%	31%	31%
Solar														
Total Solar					0,1	0,4	0,6	1,6	3,7	64,5	88,9	242,6	248,4	253,8
					0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	5%	5%	5%
TOTAL	1.570,6	2.084,5	2.104,0	2.048,6	2.690,0	2.700,8	2.911,0	3.287,9	3.712,5	3.988,7	3.912,9	4.545,7	4.911,5	4.920,2
	100%													

Figura B.1: Detalle de potencia instalada por fuente en los últimos años - Balance Energético Nacional (BEN) 2019 MIEM. Libro Balance Energético 2019.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice C

Datos de Protecciones Sistémicas

C.1. Tablas DAC de DAF

Los diferentes relés de subfrecuencia para disparos de cargas en distintas estaciones están configurado según la tabla C.1.

Etapas	Ajuste	Tiempo
0	-1.75Hz/s, 49.8Hz	140 ms
1	49.0Hz	100 ms
2	48.6Hz	100 ms
3	48.0Hz	100 ms
4	47.3Hz	100 ms

Tabla C.1: Tabla de configuración de etapas DAF

Las cargas disparadas en las diferentes estaciones son seleccionadas según la figura C.1.

Etapas	0	1	2	3	4
Estaciones y porcentaje de la estación que se dispara	BIF (100%)	MAL (100%)	RIV (92%)	PES (100%)	DUR (100%)
	PAN (100%)	PAZ (100%)	SOL (100%)	PIE (23%)	PIE (25%)
	PIE (53%)	MVC (62%)	MVA (85%)	TYT (58%)	ROD (99%)
	TRI (100%)	MVH (45%)	MVF (11%)	VAL (99%)	MVE (50%)
	MVC (34%)		MVL (16%)	MVH (48%)	
	MVE (21%)		NOR (26%)	MVL (78%)	
	MVF (48%)			NOR (16%)	
	MVG (100%)				
	MVJ (48%)				
	MVK (59%)				
	NOR (54%)				
	MVR (99%)				
	SVA (92%)				
	Porcentaje de la Etapa sobre la demanda del SIN	30%	10%	10%	10%

Figura C.1: Estaciones y porcentaje de disparo en cada etapa del DAF.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice D

Factores de Distribución y su Cálculo en Doble Contingencias

D.1. Factores de Distribución

En circuitos eléctricos lineales es posible utilizar varios teoremas que logran representar de forma más sencilla el sistema al que se conecta una impedancia desde sus bornes. Es así que surgen los teoremas de Thévenin y Norton, ampliamente difundidos.

Por otro lado, el teorema de superposición implica que la excitación de un sistema con múltiples fuentes es igual a la suma de resultados de sus excitaciones individuales.

Aplicando estos teoremas es posible estudiar el efecto que produce quitar una impedancia Z de un circuito interconectado, donde coexisten más impedancias, fuentes de tensión y corriente. Existe una relación directa entre la corriente que circulaba antes de quitar dicha impedancia, el valor previo relativo que tenía en el circuito y los nuevos valores de corriente obtenidos en las otras impedancias luego de quitarla.

Siguiendo el teorema de Norton, todo sistema visto en bornes de un equipo puede ser simplificado por una impedancia (Z_{Norton}), en paralelo con una fuente de corriente (I_{Norton}). A modo de ejemplo, en la figura D.1, se observa que la desconexión de la impedancia Z_1 en el circuito ocasiona que la corriente I_{Norton} total se distribuya de tal forma que solo depende del circuito correspondiente.

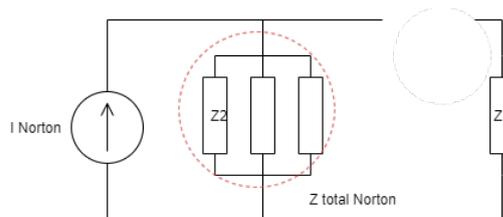


Figura D.1: Ejemplo Equivalente Norton con Desconexión de Impedancia.

Apéndice D. Factores de Distribución y su Cálculo en Doble Contingencias

La corriente que antes circulaba por I_1 , debe ahora tomar otro camino en el circuito, lo que depende de la topología del mismo. Se puede hacer dicha descomposición para cada fuente del sistema dando siempre la misma relación, ya que la impedancia Norton no depende de las fuentes involucradas. Por lo tanto existe una relación entre la corriente final que circula por Z_2 y la corriente que circulaba por Z_1 y Z_2 inicialmente. Se tiene entonces un factor que las relaciona:

$$I_{Z_2 \text{ final}} = I_{Z_2 \text{ inicial}} + (FD_{12} * I_{Z_1 \text{ inicial}}). \quad (D.1)$$

El PSS[®]E tiene la herramienta denominada ODTF que calcula Factores de Distribución (FD) en contingencias simples. Esta herramienta se basa en flujos de carga DC, donde las líneas de transmisión no presentan pérdidas activas y el sistema puede considerarse lineal en régimen. Sin embargo al realizar flujos de carga convencionales, los niveles de carga sobre las líneas de transmisión pueden hacer que estos factores no reflejen la realidad. Si los flujos de potencias presentan una carga elevada (cerca de sus RATE admisibles) sobre las líneas, existen pérdidas importantes, observando flujos entre extremos de la misma línea muy diferentes entre sí.

Además, la herramienta sirve para contingencias simples. En este trabajo las contingencias son dobles¹. Entonces, para obtener un método que pueda ser utilizado con la misma lógica en contingencias dobles, se debe hacer el siguiente análisis más detallado.

D.2. Factores de Distribución en Contingencias Dobles

En la figura D.2 se muestra la situación previa a la primer contingencia, donde P_i^1 es el **flujo de potencia activa sin contingencia o en régimen $N - 0$ por el equipo i** .

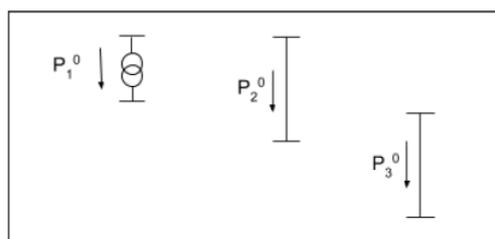


Figura D.2: Situación Previa Primera Contingencia.

La situación previa a la segunda contingencia se aprecia en la figura D.3. En este caso P_i^1 es el **flujo de potencia activa luego de la primera contingencia (régimen $N - 1$) por el equipo i**

Entonces, si definimos F_{ij}^0 como el factor de distribución entre los equipos i y j luego de la primera contingencia:

¹Salida de servicio de dos líneas de transmisión.

D.2. Factores de Distribución en Contingencias Dobles

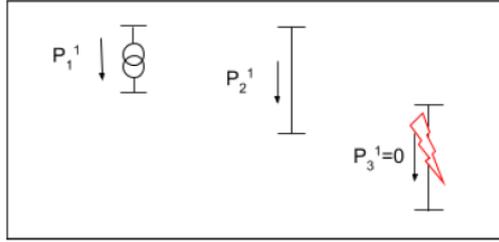


Figura D.3: Situación Previa Segunda Contingencia.

$$\begin{aligned}
 P_3^1 &= 0, \\
 P_2^1 &= P_2^0 + (F_{23}^0 * P_3^0), \\
 P_1^1 &= P_1^0 + F_{13}^0 * P_3^0.
 \end{aligned}
 \tag{D.2}$$

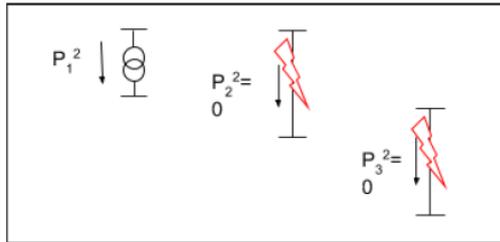


Figura D.4: Situación en Segunda Contingencia.

La situación final entonces, se puede ver en la figura D.4.

Definiendo:

- P_i^2 es el flujo de potencia activa luego de la segunda contingencia (régimen $N - 2$) por el equipo i .
- F_i^j es el factor de distribución entre los equipos i y j luego de la segunda contingencia.

Se tiene entonces:

$$\begin{aligned}
 P_1^2 &= P_1^1 + (F_1^2 * P_2^1), \\
 &= P_1^0 + (F_{13}^0 * P_3^0) + F_{12}^1 * (P_2^0 + (F_{23}^0 * P_3^0)), \\
 &= P_1^0 + (F_{13}^0 + F_{12}^1 * F_{23}^0) * P_3^0 + (F_{12}^1 * P_2^0), \\
 P_1^2 - P_1^0 &= (F_{13}^0 + F_{12}^1 * F_{23}^0) * P_3^0 + (F_{12}^1 * P_2^0).
 \end{aligned}
 \tag{D.3}$$

En este proyecto la utilización de los FD fue sustituida por los Factores de Reparto (FR) surgidos de la simple observación de flujos de potencia, solo de

Apéndice D. Factores de Distribución y su Cálculo en Doble Contingencias

validez inmediata en este trabajo. La utilización de los FD clásicos implica, como se vio en las fórmulas, hallar los FD para cada contingencia individual. Además, la herramienta implica implícitamente hallar el flujo de potencia entre el suceso de la contingencia simple y la doble. Es de orden aclarar que, para cálculos más precisos, como por ejemplo el ajuste de protecciones sistémicas, es recomendable utilizar los FD aquí definidos.

Apéndice E

Automatización de Software

E.1. Referencia a scripts utilizados

Para estudio en régimen:

- *ROSENA_PY_Seteo2023_v8.py*
- *ROSENA_PY_REPORTE_v7.py*
- *ROSENA_PY_PRINCIPAL_v7.py*
- *ROSENA_PY_DISPCARGA_v1.py*
- *ROSENA_PY_Consignas_v3.py*
- *ROSENA_PY_SeteoGen_v1.py*
- *ROSENA_PY_IngresoUPM_210MW.py*
- *ROSENA_PY_Setear_RATEA_RATEB_Inv.py*
- *ROSENA_PY_Reporte_Cargas_Neg.py*
- *ROSENA_PY_Sacar_Cargas_Negativas.py*
- *ROSENA_PY_Seteo_Demanda_V3.py*
- *ROSENA_PY_Disparo_Carga.py*

Para el estudio dinámico:

- *Arregla_owners_V5.py*
- *Owner907_V4.py*
- *Puesta_en_serv_gen_en_cero_v2.py*
- *Sacar_owner_905_907.py*
- *Inicializacion.py*
- *Canales_1.py*

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice F

Estudios Complementarios de Interés

F.1. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5 en Red Anillada

Al desconectar el denominado cruce norte (SU5-SA5) y luego realizar la simulación de la falta monofásica (utilizada en el contexto de nuestro estudio), en el extremo de SU5 en la línea SU5-SJ5, y en todos los escenarios bases del trabajo, se encontró que:

- En los escenarios 1-VM-E, 9-IM-E-EXB (escenarios con gran presencia de generación eólica, fotovoltaica y CTM) se producen oscilaciones inestables en la frecuencia y en ángulos internos de máquinas (ver figuras F.1 y F.2, para para el escenario 1-VM-E). Las oscilaciones son observadas en los generadores hidráulicos del SEP y sus barras de ingreso al sistema. Se observan las mayores oscilaciones es en máquinas conectadas a SU5.
- En aquellos escenarios donde la generación fotovoltaica en el noroeste no está presente, por ejemplo el 6-IX-E, las oscilaciones son de carácter estable; se producen y son de gran magnitud, pero tienden a estabilizarse (ver figuras F.3 y F.4, para el escenario 6-IX-E). Es importante remarcar que la generación de CTM se encuentra casi a pleno.
- Los parques solares fueron modelados como una carga negativa en el sistema, faltando los comportamientos dinámicos característicos de los mismos.

Apéndice F. Estudios Complementarios de Interés

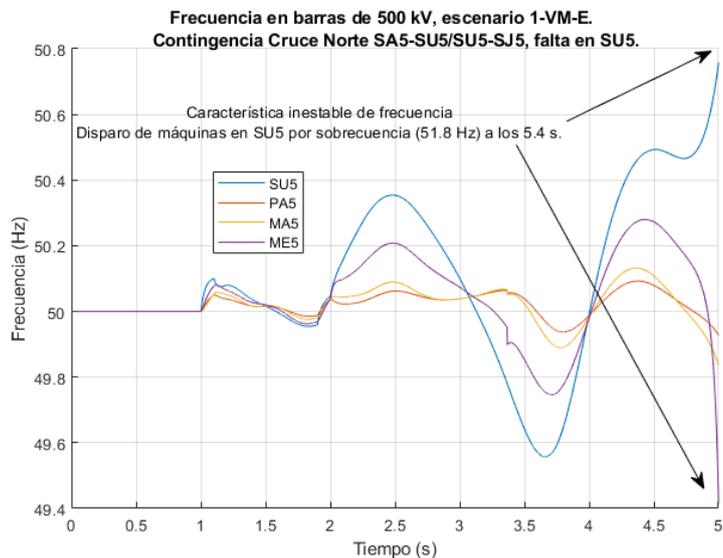


Figura F.1: Frecuencia barras en 500 kV, escenario 1-VM-E. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5, falta en extremo SU5.

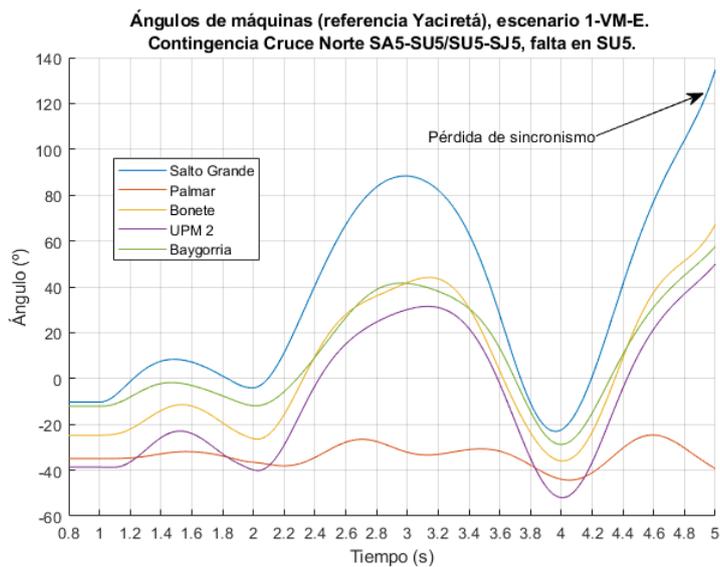


Figura F.2: Ángulos de máquinas (referencia Yaciretá), escenario 1-VM-E. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5, falta en extremo SU5.

F.1. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5 en Red Anillada

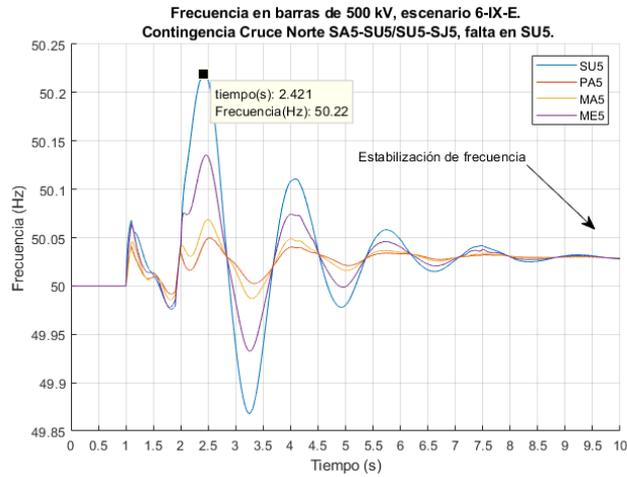


Figura F.3: Frecuencia barras en 500 kV, escenario 6-IX-E. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5, falta en extremo SU5.

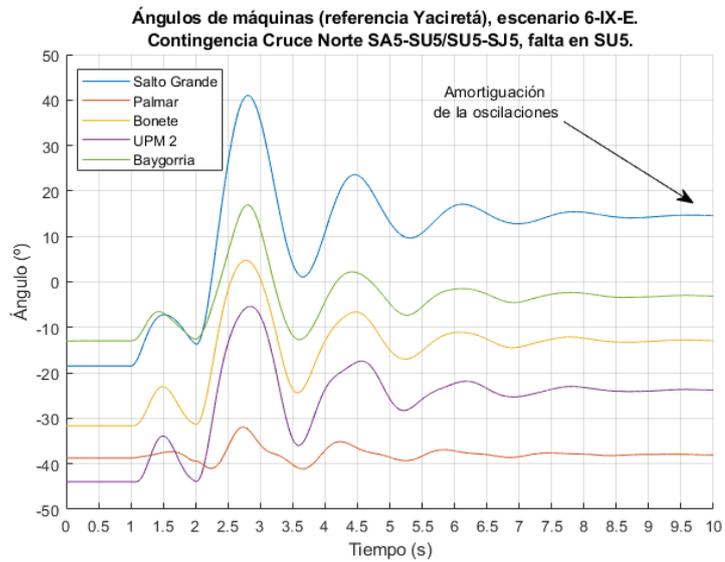


Figura F.4: Ángulos de máquinas (referencia Yaciretá), escenario 6-IX-E. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5, falta en extremo SU5.

F.2. Disparo DAF (líneas) Indebido en Anillo

Al simular el disparo de líneas por subfrecuencia, que hoy se encuentran configurado, se encontraron subtensiones en régimen en aquellos escenarios de pico de demanda, con muy poca generación eólica. Las subtensiones se dan en barras de RIV y TAC, llegando a un mínimo de 136 kV en escenario 8-IX-H.

La posibilidad de actuación del DAF de líneas por una situación de subfrecuencia proveniente de causas externas al SEP uruguayo (por ejemplo variaciones de frecuencia en el SEP argentino), resulta ser una actuación indeseada de la protección, estando el anillo de 500 kV completo.

F.3. Simulación con Apertura en 300 ms

En el transcurso del proyecto y con el afán de encontrar problemas de inestabilidad, se realizó modificaciones en las actuaciones de las protecciones cambiando el modelado de la falla.

Se consideró una apertura en el intento de recierre con retraso en la apertura de 200 ms , estando en falta durante 300 ms . No se observaron cambios considerables en los resultados, mas allá de diferencias transitorias en frecuencia y tensión, en el momento posterior a la apertura definitiva. Se observa en la figura F.5 que no se llega a producir pérdida de sincronismo. Tampoco se da la actuación de otras protecciones, como por ejemplo el DAF de cargas.

Lo mismo se puede decir ante la apertura definitiva de la línea sin recierres, donde no se encontraron grandes diferencias. En la figura F.6 se presentan resultados de simulaciones sin recierres, con aperturas en 100 ms y 300 ms .

En ambos casos, con y sin recierres, las gráficas mostradas en las figuras F.5 y F.6, son para la contingencia SJ5-PA5x2, el escenario 6-IX-E en la red con el futuro anillo.

Por último aclarar que no se realizaron simulaciones ante otro tipo de falta, como pueden ser bifásicas o trifásicas, que quedaron por fuera del alcance del presente estudio. Este camino puede ser una línea a seguir en futuros estudios.

F.3. Simulación con Apertura en 300 ms

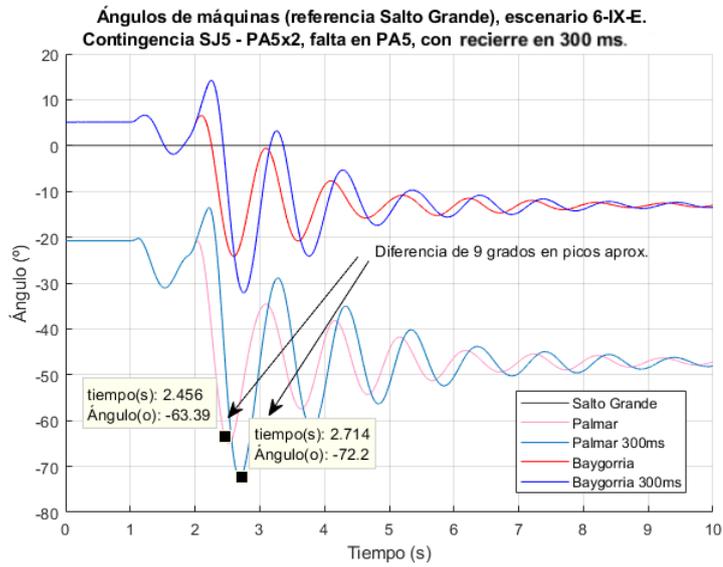


Figura F.5: Ángulos de máquinas, escenario 6-IX-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo PA5, sin disparos de carga y recierre con una apertura en 300 ms.

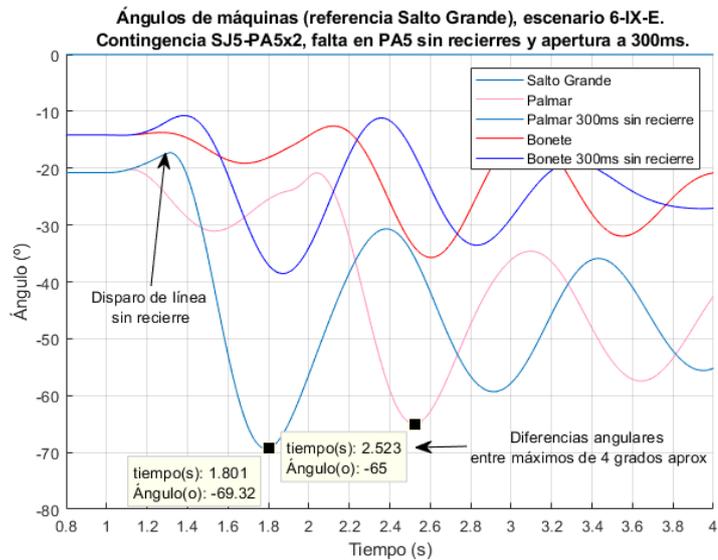


Figura F.6: Ángulos de máquinas, escenario 6-IX-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo PA5, sin disparos de carga sin recierre y con una apertura en 300 ms.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice G

Abreviatura de Nombres Estaciones de Transmisión

ACO	Aguas Corrientes	MI5	Montevideo I 500
ARA	Arapey	MVI	Montevideo I
ART	Artigas	MVJ	Montevideo J
BAY	Baygorria	MVK	Montevideo K
BIF	Bifurcación	MVL	Montevideo L
BON	Bonete	MVM	Montevideo M
BR5	Brujas 500	MVR	Montevideo R
CHA	Chamberlain	NOR	Norte
CH5	Chamberlain 500	NPA	Nueva Palmira
CE5	Colonia Elias 500	PA5	Palmar 500
CER	Compensador estático de reactiva	PP5	Playa de maniobras de Palmar 500
COL	Colonia	PAN	Pando
CON	Conchillas	PAY	Paysandú
CRI	Conversora de Rivera	PAZ	Pan de Azúcar
CUP	Compania de cemento portland	PES	Punta del Este
CUR	Concepción del Uruguay	PIE	Las Piedras
DUR	Durazno	PT5	Punta del Tigre 500
EFI	Efice	PTI	Punta del Tigre
EMA	Enrique Martínez	PTB	Punta del Tigre B
FBE	Fray Bentos	PTO	Paso de los Toros
FLO	Florida	RIV	Rivera
LIB	Libertad	ROC	Rocha
LIV	Livramento	ROD	Rodriguez
MAL	Maldonado	ROS	Rosario
MCO	Minas de Corrales	SAL	Salto
MDI	Manuel Díaz	SC5	San Carlos 500
ME5	Melo 500	SCA	San Carlos
MEB	Melo B	SA5	Salto Grande Argentina 500
MEL	Melo	SU5	Salto Grande Uruguay 500
MER	Mercedes	SGU	Salto Grande
MIN	Minas	SJ5	San Javier 500
MA5	Montevideo A 500	SOL	Solimar
MVA	Montevideo A	TAC	Tacuarembó
MB5	Montevideo B 500	TAB	Tacuarembó B
MVB	Montevideo B	TGO	Tomas Gomensoro
MVC	Montevideo C	TRI	Trinidad
MVE	Montevideo E	TYT	Treinta y Tres
MVF	Montevideo F	VAL	Valentines
MVG	Montevideo G	YOU	Young
MVH	Montevideo H	CME	Conversora de Melo

Tabla G.1: Nomenclatura utilizada para nombrar estaciones de EAT y AT en el SEP.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice H

Sistema Por Unidad (pu)

H.1. Motivación del Sistema Por Unidad [15]

En el análisis de los Sistemas de Potencia es conveniente el uso de sistemas por unidad (pu) de forma de normalizar las variables del sistema. De esta forma se eliminan las unidades físicas (por ejemplo: Voltio, Amperio, Ohmio) y se facilitan los cálculos, expresando las magnitudes del sistema en relaciones adimensionales. Las magnitudes físicas expresadas en pu , se definen según la siguiente relación:

$$\text{Magnitud en } pu = \frac{\text{Magnitud Real}}{\text{Valor de Magnitud Base}}. \quad (\text{H.1})$$

Una buena elección del sistema en por unidad, puede ser ventajoso en la reducción de los esfuerzos computacionales, simplificar la evaluación y facilitar en el entendimiento de las características del sistema. Los valores de las magnitudes bases se pueden elegir de forma independiente (casi de forma arbitraria) o ser producto de relaciones de las variables del sistema. De forma general, se eligen valores bases tales que en condiciones nominales, las variables tengan un valor igual a uno ($1 pu$).

H.2. Uso en Sistemas Eléctricos de Potencia [19]

La resolución de un Sistema Eléctrica de Potencia interconectado y con distintos niveles de tensión, trae consigo la incómoda actividad de ajustar o convertir impedancias a un mismo nivel de tensión. En los sistemas en pu los niveles de tensión desaparecen, y la red de potencia que incluye generadores, transformadores y líneas, se transforma en una red de impedancias únicamente.

En base a la ecuación (H.1), y a modo de ejemplo, se pueden definir las siguientes magnitudes típicas de los SEP, en pu :

$$S_{pu} = \frac{S}{S_B}, \quad V_{pu} = \frac{V}{V_B}, \quad I_{pu} = \frac{I}{I_B}, \quad Z_{pu} = \frac{Z}{Z_B}. \quad (\text{H.2})$$

Apéndice H. Sistema Por Unidad (pu)

En las relaciones anteriores, los numeradores pueden ser las magnitudes de los fasores, o números complejos, y los denominadores son siempre números reales (magnitudes bases). Respecto a dichas magnitudes bases, se necesitan al menos cuatro para definir el sistema en pu según (H.3). Usualmente, se seleccionan de forma independiente las magnitudes bases de Potencia Aparente S_B y Tensión de Línea U_B . Con esto, las magnitudes bases de Corriente I_B e Impedancia Z_B , quedan definidas según las leyes de circuitos:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \times U_B}, \quad Z_B = \frac{V_B}{I_B}, \quad V_B = \frac{U_B}{\sqrt{3}}. \quad (\text{H.3})$$

Para más ejemplos de aplicación (por ejemplo, los cambios de bases) de sistemas en pu , referirse la bibliografía indicada [19].

Por último, en el caso del presente proyecto, el software PSS[®]E trabaja con valores y sistemas en pu , además de brindar resultados de cálculos (flujos de carga o simulaciones dinámicas, por ejemplo), en pu .

H.3. Uso en el Modelado de Máquina Síncrona [15]

En el caso de la máquina síncrona, un sistema por unidad puede eliminar constantes arbitrarias y simplificar las ecuaciones matemáticas, de tal forma que se puedan expresar como circuitos equivalentes. Para el modelado de la máquina síncrona, presentado en la sección 2.3.4.1, donde se aplica la transformada de Park a sistemas de ecuaciones, es necesario elegir bases para formar un sistema por unidad de forma que se simplifiquen las ecuaciones que se plantean para el estator y el rotor. Para el primero es simple de seleccionar bases o un sistema por unidad, mientras que para el rotor hay que hacerlo de forma más cuidadosa.

En la bibliografía de referencia [15], en particular en el capítulo 3, donde se presenta el modelado completo de la máquina síncrona, se plantea que existen varias formas de seleccionar bases para definir el sistema en por unidad del rotor. Sin embargo, en dicha referencia se propone el sistema por unidad L_{ad} base recíproca, ampliamente difundida y aceptada (*the L_{ad} -base reciprocal per unit system*). Para detalles en la selección de las bases y como se escriben las ecuaciones que modelan la máquina síncrona en ejes $d - q - 0$ en pu , consultar las subsecciones de la sección 3.4 en [15].

Referencias

- [1] Ley N° 16.832. Actualización del sistema eléctrico nacional y creación de la unidad reguladora de la energía eléctrica - uree. <https://legislativo.parlamento.gub.uy/temporales/leytemp327619.htm>, 1997. Accedido 28-06-2020.
- [2] ADME. Informes y datos de generación y demanda. <https://adme.com.uy/>, 2020. Accedido 28-06-2020.
- [3] Reto Bertoni. Innovación y (sub)desarrollo. el caso de la energía eléctrica en Uruguay. *Boletín, Asociación Uruguaya de Historia Económica*, 2002.
- [4] Apuntes del curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia de Facultad de Ingeniería UdelaR. Sistemas de protección. estabilidad en frecuencia. <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=645>, 2016. Accedido 04-09-2020.
- [5] Apuntes del curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia de Facultad de Ingeniería UdelaR. Sistemas de protección. protección sistémica. <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=645>, 2016. Accedido 04-09-2020.
- [6] Apuntes del curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia de Facultad de Ingeniería UdelaR. Capítulo 3: Modelado de componentes de sep para estudios de estabilidad. <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=645>, 2020. Accedido 30-09-2020.
- [7] Apuntes del curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia de Facultad de Ingeniería UdelaR. Capítulo 5: Estabilidad transitoria. parte a. <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=645>, 2020. Accedido 30-09-2020.
- [8] Apuntes del curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia de Facultad de Ingeniería UdelaR. Estabilidad de tensión. <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=645>, 2020. Accedido 04-09-2020.
- [9] Apuntes del curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia de Facultad de Ingeniería UdelaR. Modelado de la máquina síncrona para estudios de estabilidad. <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=645>, 2020. Accedido 04-09-2020.

Referencias

- [10] Apuntes del curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia de Facultad de Ingeniería Udelar Fernando Berrutti. Modelado de parques eólicos. <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=645>, 2020. Accedido 13-09-2020.
- [11] Administración del Mercado Eléctrico. Informe anual 2015. *ADME*, 2015.
- [12] EnergeticaXXI. La energía eólica sigue creciendo en américa latina. <http://www.energetica21.com/descargar.php?seccion=articulos&archivo=yanP6QX91yFWXCISnI0K30mS0xpP0iCZKSTbqRQdXm2als0IqZpA.pdf>, 2016. Accedido 28-06-2020.
- [13] BID Invest. Tacuarembó - salto green transmission line. <https://www.idbinvest.org/es/projects/tacuarembó-salto-green-transmission-line>, 2019. Accedido 04-09-2020.
- [14] IRENA. Estadísticas de capacidad renovable 2020. <https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2020-ES>, 2020. Accedido 28-06-2020.
- [15] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1993.
- [16] MIEM. Mapas energéticos. https://www.miem.gub.uy/sites/default/files/descripcion_del_contenido.pdf, 2017. Accedido 28-06-2020.
- [17] Energía y Minería Ministerio de Industria. Balance energético preliminar 2019. <https://ben.miem.gub.uy/preliminar.html>, 2019. Accedido 09-06-2020.
- [18] Decreto N°278/002. Reglamento de transmisión de energía eléctrica. <http://archivo.presidencia.gub.uy/decretos/2002072503.htm>, 2002. Accedido 28-06-2020.
- [19] Hadi Saadat. *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1999.
- [20] SIEMENS. *PSSE 32.0.5 Volume II Program Application Guide*. SIEMENS, 2010.
- [21] Carson W. Taylor. *Power System Voltage Stability*. McGraw-Hill, 1994.
- [22] UTE. Mapas y datos para realizar simulaciones de carga. <https://portal.ute.com.uy/institucional/ute/utei/mapas-y-datos-para-realizar-simulaciones-de-carga>, 2018. Accedido 09-06-2020.
- [23] UTE. Ute cifras. <https://www.ute.com.uy/institucional/informacion-economico-financiera/ute-en-cifras>, 2019. Accedido 09-06-2020.

- [24] F. Alvarado y otros. Computation of closest bifurcations power systems. *IEEE*, 1994.
- [25] Ing. Diego Bentancur y otros. Desarrollo de plantas fotovoltaicas en gran porte conectadas al sistema eléctrico nacional de uruguay. *CIER*, 2013.
- [26] P. Kundur y otros. Definition and classification of power system stability. *IEEE/CIGRE*, 2004.
- [27] Reto Bertoni y otros. Energía y bienestar en uruguay: Electricidad y calidad de vida en el siglo xx. *Simposio N°29, Asociación Uruguaya de Historia Económica*, 2019.
- [28] Ventura Nunes y otros. Evaluación del potencial eólico de montevideo. *CLAG-TEE*, 2009.
- [29] Silvia Helena Machado Drummond y Stephanie Grunvald. Interconexión eléctrica entre uruguay y brasil. http://www.iirsa.org/proyectos/detalle_proyecto.aspx?h=1278, 2017. Accedido 04-09-2020.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Siglas y abreviaturas

AC - Corriente Alterna

AT - Alta Tensión

BT - Baja Tensión

CC - Cortocircuitos

CER - Compensador Estático de Reactiva

CME - Conversa de frecuencia de Melo

CTM - Comisión Técnico Mixta de Salto Grande

CTR - Central Térmica de Respaldo

DC - Corriente Continua

DNC - Despacho Nacional de Cargas - UTE - Uruguay

DNE - Dirección Nacional de Energía - Uruguay

EAT - Extra Alta Tensión

P_{cc} - Potencia de corto-circuito

P - Potencia Activa

PSS[®]E - Power System Simulator for Engineering

Q - Potencia Reactiva

RAS - Remedial Action Scheme

S - Potencia Aparente

SADI - Sistema Argentino de Interconexión

SEP - Sistema Eléctrico de Potencia

SIN - Sistema Inteconectado Nacional

UDELAR - Universidad de la República - Uruguay

UTE - Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - Uruguay

Referencias

y abreviaturas

Índice de tablas

3.1. Capacidad de generación hidráulica en nuestro país.	40
3.2. Parques eólicos más importantes.	41
3.3. Parques fotovoltaicos más importantes.	42
3.4. Generadores de biomasa más importantes.	42
3.5. Principales generadores térmicos.	43
3.6. Recursos de reactiva estáticos más importantes con valores a tensión nominal. Se consideran valores negativos al aporte inductiva (Q_L) y positivo al capacitivo (Q_C)	44
3.7. Contingencias que puede supervisar el RAS.	46
3.8. Contingencias en EAT del sistema actual consideradas para este estudio.	53
4.1. Escenarios base de generación para estudio.	58
4.2. Escenarios base de demanda para estudio.	60
5.1. Contingencias sistema anillado.	74
5.2. Tabla con flujos con y sin contingencia, de transformadores de EAT.	79
5.3. Tabla con flujos con y sin contingencia, en líneas representativas.	79
5.4. Convergencia primaria escenarios bajo contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.	88
5.5. Tabla con flujos con y sin contingencia, en líneas representativas. Sin escenarios del valle de demanda. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.	88
5.6. Factores de reparto en líneas representativas. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.	89
5.7. Tabla con flujos con y sin contingencia en líneas representativas.	110
5.8. Convergencia primaria escenarios bajo contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.	111
5.9. Tabla con flujos con y sin contingencia, en líneas representativas. Sin escenarios del valle de demanda. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.	112
5.10. Factores de reparto en líneas representativas. Contingencia BR5-MA5/CR5-MB5.	112
5.11. Tabla con flujos con y sin contingencia en líneas representativas. Escenarios sin transferencia por CME	126
5.12. Tabla con flujos con y sin contingencia en líneas representativas.	128

Índice de tablas

5.13. Tabla con flujos con y sin contingencia SJ5-PA5, de transformadores de EAT.	128
5.14. Factores de reparto en líneas representativas. Contingencia SJ5-PA5x2.	128
5.15. Factores de reparto en transformadores de EAT. Contingencia SJ5-PA5x2.	129
5.16. Diferencia de ángulos entre las barras SJ5 y PA5. Contingencia SJ5-PA5x2, con y sin UPM 2.	142
5.17. Generación y demanda en escenario 6-IX-CTM, tras modificaciones del 6-IX-E.	145
5.18. Generación y demanda en escenario 6-IX-E-EXB-UPM2 (con UPM 2 y transferencia por CME).	148
5.19. Tabla con flujos, con y sin contingencia CE5-SJ5 / SU5-SJ5, en líneas representativas.	154
5.20. Factores de reparto en líneas representativas. Contingencia CE5-SJ5 / SU5-SJ5.	154
5.21. Resumen de las demandas límites para los escenarios con pico de demanda.	158
5.22. Generación y demanda en escenario 8-IX-H tras modificación.	161
5.23. Tabla con flujos en líneas representativas, con y sin contingencia SU5-CH5 / CH5-ME5.	164
6.1. Conversión de carga para estudio dinámico.	173
6.2. Asociación de tablas de cálculo de disparo de carga del RAS, en contingencias del anillo respecto a las actuales.	178
6.3. Disparos de carga para escenarios del Grupo 1, contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.	186
6.4. Disparos de carga para escenario del Grupo 2, contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.	189
6.5. Disparos de parques eólicos en el escenario 5-VX-H. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.	191
6.6. Disparos de carga para escenarios del Grupo 3. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.	191
6.7. Verificación de RATES B luego de disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5.	191
6.8. Disparos de carga para escenarios del Grupo 1. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.	195
6.9. Disparos de carga para escenarios del Grupo 2. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.	200
6.10. Disparos de parques eólicos en el escenario 5-VX-H. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.	203
6.11. Verificación de RATE B luego de disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.	207
6.12. Disparos de carga escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2	222

6.13. Porcentajes de carga de líneas con y sin mitigación. Disparos de cargas y disparos de cargas y líneas. Escenario 6-IX-CTM, contingencia SJ5-PA5x2.	226
6.14. Disparos de carga escenario 6-IX-E-EXB sin y con UPM 2. Contingencia SJ5-PA5x2	227
6.15. Disparos de carga escenarios 1-VM-E y 8-IX-H. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	235
6.16. Disparos de carga escenario 8-IX-H-modificado. Contingencia CE-SJ5/SU5-SJ5.	240
6.17. Porcentajes de carga de líneas con y sin mitigación. Disparos de cargas y disparos de cargas y líneas. Escenario 8-IX-H-modificado (demanda 1800 MW), contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	243
7.1. Resumen de resultados para contingencia PA5-BR5/PA5-CR5. . .	251
7.2. Resumen de resultados para contingencia BR5-MB5/CR5-MA5. . .	255
7.3. Resumen de resultados para contingencia SJ5-PA5x2.	258
7.4. Resumen de resultados para contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5. . . .	261
7.5. Resumen de resultados para contingencia SU5-CH5/CH5-ME5. . .	263
7.6. Demandas límites a partir de curvas PV. Transferencia de potencia desde Argentina a Uruguay	265
C.1. Tabla de configuración de etapas DAF	275
G.1. Nomenclatura utilizada para nombrar estaciones de EAT y AT en el SEP.	289

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de figuras

2.1. Representación básica de red radial con diferentes parámetros y flujo de potencia.	4
2.2. Configuración de una barra genérica en un sistema de potencia. . .	6
2.3. Sistema de ecuaciones lineales utilizando aproximación por Taylor de primer orden.	8
2.4. Clasificación de estabilidad en sistemas de potencia. [26]	10
2.5. Representación monofásica de generador con conexión a través de transformador y línea, a una barra que representa una red grande (barra infinita).	11
2.6. Representación monofásica equivalente de generador con conexión a barra que representa una red grande (barra infinita).	12
2.7. Relación entre la potencia y el ángulo según ecuación 2.18	12
2.8. Cambio en δ luego de perturbación y su oscilación en el tiempo [15].	14
2.9. Diagrama esquemático de red radial sin pérdidas.	17
2.10. Ejemplo de curvas PV para sistemas como el de la figura 2.9 [15]. .	18
2.11. Tensión potencia y corriente sobre la carga según variación de la misma. Caso particular normalizado. [15].	19
2.12. Ejemplo de curvas QV para sistemas como el de la figura 2.9 variando la P entregada a la carga [15].	20
2.13. Estructura completa del SEP para análisis de estabilidad transitoria [15].	22
2.14. Máquina síncrona de polos salientes [15].	23
2.15. Circuito magnético elemental [15].	23
2.16. Circuito del rotor y estator [15].	24
2.17. Circuitos equivalentes para los ejes d y q [15].	26
2.18. Redes en ejes directo d y cuadratura q , identificando magnitudes en terminales de la máquina y su relación con el flujo [15].	27
2.19. Respuesta en frecuencia de la inductancia operacional en eje directo [15].	28
2.20. Tabla con valores típicos de los parámetros para modelar una máquina síncrona [15].	29
2.21. Control básico de generador síncrono [19]	30
2.22. Característica básica de funcionamiento del <i>governor</i> [19]	31
2.23. Diagrama de control típico para regulador de tensión en generador síncrono [19]	32

Índice de figuras

2.24. Diagramas representativos de generación eólica con velocidad variable. Arriba con máquina de inducción (<i>DFIG</i>) y abajo con generador sincrónico (<i>Full Converter</i>). [10]	33
2.25. Modelado de generador eólico para máquina de inducción (<i>DFIG</i>) [10].	33
3.1. Red eléctrica de 500 <i>kV</i> final del siglo <i>XX</i> e inicios del <i>XXI</i> .	36
3.2. Topología red EAT y ubicación de principales centros de generación. Año 2020.	37
3.3. Red de transmisión EAT y AT proyectada para el año 2023 [22].	38
3.4. Potencia instalada por fuente [17].	39
3.5. Energía anual en GWh consumida en Uruguay según tipo de generación [17].	39
3.6. Generación hidráulica del Uruguay. Barras asociadas a la generación: Bonete (BON), Baygorria (BAY), Palmar (PA5) y Salto Grande (SU5)	40
3.7. Red de transmisión en 150 <i>kV</i> incluyendo barras y generación proyectada para 2023.	43
3.8. Diagrama de lógica - RAS.	46
3.9. Eventos de la tabla 3.7 en diagrama esquemático de la red.	47
3.10. Tabla del RAS con estaciones a quitar de servicio bajo las diferentes contingencias.	47
3.11. Tiempo que debe permanecer la conexión a la red. Entre 49 <i>Hz</i> y 51 <i>Hz</i> la conexión debe ser permanente.	51
3.12. Curva PQ que deben respetar los generadores conectados a la red de AT.	51
3.13. Curva mínima de valores de tensión en función del tiempo que debe soportar la central generadora en el nodo de conexión.	52
3.14. Curva mínima de valores de tensión en función del tiempo que debe soportar la central generadora en el nodo de conexión en caso radial.	52
3.15. Identificación de contingencias actuales seleccionadas para el estudio.	54
4.1. <i>Slider</i> de la GOP modificado para 2023. En color negro, líneas y barras 150 <i>kV</i> . En rojo, líneas y barras 500 <i>kV</i> . Otros colores indican sobrecargas.	56
4.2. Picos de demanda de Invierno junto a aproximación de los datos.	59
4.3. Picos de demanda de Verano junto a aproximación de los datos.	60
4.4. Líneas y estaciones agregadas por el script en el norte y centro del país.	61
4.5. Líneas y estación CR5 agregada por el script en el sur del país.	61
4.6. Codificación de escenarios base, sin contingencias, para la red futura a 2023.	62
4.7. Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 <i>kV</i> . Escenario 1-VM-E.	63
4.8. Tensiones y Porcentajes de Carga en 500 <i>kV</i> . Escenario 2-VN-E-EXB.	64
4.9. Tensiones y Porcentajes de Carga en 500 <i>kV</i> . Escenario 3-VN-H.	65
4.10. Tensiones y Porcentajes de Carga en 500 <i>kV</i> . Escenario 4-VN-T.	66

4.11. Tensiones y Porcentajes de Carga en 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H-EXB.	67
4.12. Tensiones y Porcentaje de Carga en 500 <i>kV</i> . Escenario 6-IX-E. . .	68
4.13. Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 <i>kV</i> . Escenario 6-IX-E.	69
4.14. Tensiones y Porcentaje de Carga en 500 <i>kV</i> . Escenario 7-IX-T. . .	70
4.15. Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 500 <i>kV</i> y 150 <i>kV</i> . Escenario 9-IM-E-EXB.	71
5.1. Identificación de contingencias seleccionadas para el estudio.	74
5.2. Definición aproximada de la zona sur de la red de transmisión. . .	75
5.3. Definición aproximada de la zona oeste de la red de transmisión. . .	76
5.4. Definición aproximada de la zona este de la red de transmisión. . .	76
5.5. Definición aproximada de la zona centro y centro-sur de la red de transmisión.	77
5.6. Definición aproximada de la zona norte de la red de transmisión. . .	77
5.7. Curvas PV para el escenario 1-VM-E. Barras en 500 <i>kV</i> contingencia PA5-MA5/PA5-BR5. Red actual. Punto de partida de 506 <i>MW</i> en Montevideo.	83
5.8. Curvas PV para el escenario 3-VN-H. Barras en 150 <i>kV</i> contingencia SJ5-PA5x2. Red actual. Punto de partida de 834 <i>MW</i> en Uruguay.	85
5.9. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las sobrecargas para el escenario 3-VN-H luego de aplicada la contingencia. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	86
5.10. Curvas PV para el escenario 3-VN-H. Barras en 150 <i>kV</i> contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5. Red actual. Punto de partida de 834 <i>MW</i> en Uruguay.	87
5.11. Nivel de carga en líneas AT y EAT. Escenario 9-IM-E-EXB con transferencia por la CME, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	90
5.12. Nivel de carga en líneas AT y EAT. Escenario 9-IM-E, sin transfe- rencia por la CME, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	91
5.13. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones des- tacables para los escenarios 1-VM-E, 6-IX-E y 9-IM-E-EXB luego de aplicada la contingencia. Sobrecarga en RATE B solo para 9-IM- E-EXB. Contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	92
5.14. Tensiones en 500 <i>kV</i> para el 9-IM-E, sin transferencia por la CME. Antes y después de la contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	93
5.15. Comparativa ángulos. Escenario 9-IM-E, sin transferencia por CME, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	94
5.16. Curvas PV para el escenario 1-VM-E contingencia PA5-BR5 / PA5- CR5. Barras en 500 <i>kV</i> . Punto de partida de 902 <i>MW</i> en Montevideo.	95
5.17. Curvas PV para el escenario 9-IM-E, contingencia PA5-BR5 / PA5- CR5. Barras en 500 <i>kV</i> . Punto de partida de 1102 <i>MW</i> en Monte- video. Sin transferencia a Brasil.	96
5.18. Curvas PV para el escenario 9-IM-E-EXB, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 <i>kV</i> . Punto de partida de 805 <i>MW</i> en Montevideo. Con transferencia a Brasil.	96

Índice de figuras

5.19. Curvas QV para el escenario base 9-IM-E, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Sin transferencia a Brasil.	97
5.20. Curvas QV para el escenario base 9-IM-E-EXB, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Con transferencia a Brasil. . .	97
5.21. Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 kV. Escenario 5-VX-H-EXB con transferencia por CME, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	98
5.22. Comparativa ángulos barras en AT y EAT. Escenario 5-VX-H, sin transferencia por CME, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	99
5.23. Tensiones en barras de EAT. Escenario 5-VX-H sin transferencia a Brasil, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	100
5.24. Curvas PV para el escenario 5-VX-H sin transferencia a Brasil, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Punto de partida de 982 MW en Montevideo.	101
5.25. Curvas PV para el escenario 5-VX-H-EXB con transferencia a Brasil, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Punto de partida de 602 MW en Montevideo.	102
5.26. Curvas QV para el escenario base 5-VX-H-EXB con transferencia a Brasil, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. . . .	103
5.27. Curvas QV para el escenario base 5-VX-H sin transferencia a Brasil, contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV.	103
5.28. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 8-IX-H luego de aplicada la contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	104
5.29. Niveles de carga en líneas AT y EAT. Escenario 8-IX-H contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	105
5.30. Tensiones en barras de EAT. Escenario 8-IX-H contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	106
5.31. Comparativa ángulos. Escenario 8-IX-H contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5.	107
5.32. Curvas PV para el escenario 8-IX-H contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV. Punto de partida de 1099 MW en Montevideo.	108
5.33. Curvas QV escenario 8-IX-H contingencia PA5-BR5 / PA5-CR5. Barras en 500 kV.	108
5.34. Niveles de carga según RATE A y RATE B de líneas de AT y EAT. Escenario 9-IM-E-EXB con transferencia por CME, contingencia BR5-MA5/CR5-MB5.	113
5.35. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para los escenarios 1-VM-E, 6-IX-E y 9-IM-E-EXB luego de aplicada la contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5. Se indica en particular la sobrecarga del escenario 9-IM-E-EXB.	114

5.36. Tensiones en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IM-E sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	115
5.37. Ángulos en 500 <i>kV</i> , Escenario 9-IM-E con y sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	115
5.38. Curvas PV para una demanda inicial de 1704 <i>MW</i> y 945 <i>MW</i> en Montevideo. Escenario 9-IM-E sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	116
5.39. Curvas PV para una demanda inicial de 1250 <i>MW</i> y 499 <i>MW</i> en Montevideo. Escenario 9-IM-E con transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	117
5.40. Curvas QV barras en 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IM-E sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	118
5.41. Curvas QV barras en 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IM-E con transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	118
5.42. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para los escenarios 7-IX-T y 8-IX-H luego de aplicada la contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	119
5.43. Niveles de carga según RATE A y RATE B de las líneas de AT y EAT. Escenario 8-IX-H contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	120
5.44. Tensiones en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 8-IX-H contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	121
5.45. Comparativa de ángulos en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 8-IX-H contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	121
5.46. Curvas PV para una demanda inicial de 1522 <i>MW</i> y 603 <i>MW</i> en Montevideo. Escenario 5-VX-H sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	122
5.47. Curvas PV para una demanda inicial de 1554 <i>MW</i> . Escenario 5-VX-H con transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	123
5.48. Curvas QV barras en 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H sin transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	124
5.49. Curvas QV barras en 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H-EXB con transferencia por CME, contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	124
5.50. Tensiones en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 4-VN-T contingencia BR5-MB5 / CR5-MA5.	125
5.51. Porcentaje de carga según RATE A y RATE B de líneas en 150 <i>kV</i> . Escenario 8-IX-H con UPM2, contingencia BR5-MB5/CR5-MA5.	127
5.52. Niveles de carga de líneas en 500 <i>kV</i> . Escenario 7-IX-T: (a)Base. (b)Contingencia SJ5-PAx2.	130
5.53. Niveles de carga de líneas en 150 <i>kV</i> . Escenario 8-IX-H: (a)Base. (b)Contingencia SJ5-PAx2.	131
5.54. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 1-VM-E luego de aplicada la contingencia SJ5-PA5x2.	132
5.55. Perfil de tensiones en 500 <i>kV</i> . Escenario 7-IX-T: base y contingencia SJ5-PA5x2.	133

Índice de figuras

5.56. Comparativa ángulos en 500 <i>kV</i> . Escenario 6-IX-E: base y contingencia SJ5-PA5x2.	133
5.57. Curvas PV en barras de 500 y 31,5 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H-EXB: base y contingencia SJ5-PA5x2.	135
5.58. Curvas VQ barras en 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H-EXB: base y contingencia SJ5-PA5x2.	136
5.59. Niveles de carga en líneas en EAT y AT. Escenario 2-VN-E-EXB, contingencia SJ5-PA5x2.	138
5.60. Perfil de tensiones en 500 <i>kV</i> . Escenario 2-VN-E-EXB, con transferencia por CME: base y contingencia SJ5-PA5x2	139
5.61. Ángulos en 500 <i>kV</i> , contingencia SJ5-PA5x2. Escenarios: (a)3-VN-H. (b)2-VN-E-EXB.	140
5.62. Perfil de Tensiones barras en 500 <i>kV</i> . Escenario 7-IX-T con y sin UPM 2, contingencia SJ5-PA5x2.	141
5.63. Perfil de tensiones barras en 500 <i>kV</i> . Escenario 2-VN-E-EXB exportando por CME, con y sin UPM 2, contingencia SJ5-PA5x2. . .	141
5.64. Ángulos en barras de 500 <i>kV</i> . Escenarios con y sin UPM2, contingencia SJ5-PA5x2:(a)2-VN-E-EXB con transferencia CME. (b)6-IX-E.	142
5.65. Curvas PV en barras de 500 y 31,5 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H-EXB, contingencia SJ5-PA5x2.	143
5.66. Curvas VQ barras en 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H-EXB con y sin UPM 2. Contingencia SJ5-PA5x2	144
5.67. Curvas PV barras en 500 <i>kV</i> , demanda inicial 1381 <i>MW</i> . Escenario 6-IX-CTM compensación de reactiva enable y lock. Contingencia SJ5-PA5x2	146
5.68. Sobrecargas líneas en 150 <i>kV</i> . Escenario 6-IX-CTM, contingencia SJ5-PA5x2	146
5.69. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 6-IX-CTM luego de aplicada la contingencia SJ5-PA5 x 2.	147
5.70. Curvas PV en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 6-IX-E-EXB, con transferencia por CME, contingencia SJ5-PA5x2: (a)Con UPM 2. (b)Sin UPM 2.	149
5.71. Sobrecargas de líneas en 150 <i>kV</i> . Escenarios 6-IX-E-EXB y 6-IX-E-EXB-UPM2, con exportación por CME. Contingencia SJ5-PA5x2 .	150
5.72. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 6-IX-EXB, luego de aplicada la contingencia SJ5-PA5 x 2.	151
5.73. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 6-IX-EXB con UPM 2, luego de aplicada la contingencia SJ5-PA5 x 2.	152

5.74. Líneas sobrecargadas, escenario 1-VM-E contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	154
5.75. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 1-VM-E y 8-IX-H luego de aplicada la contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	155
5.76. Líneas y cables sobrecargados, escenario 8-IX-H contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	155
5.77. Niveles de carga líneas en EAT y AT. Escenario 8-IX-H, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	156
5.78. Ángulos en 500 y 150 <i>kV</i> . Escenario 1-VM-E, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	157
5.79. Tensiones en barras de EAT. Escenario 1-VM-E, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	158
5.80. Curvas PV para una demanda inicial de 2200 <i>MW</i> , barras en 500 <i>kV</i> . Escenario 1-VM-E, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	159
5.81. Curvas QV barras en 500 <i>kV</i> . Escenario 1-VM-E, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	159
5.82. Perfil de tensiones en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 3-VN-H, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	160
5.83. Ángulos en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 3-VN-H, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	161
5.84. Curvas PV para una demanda inicial de 1800 <i>MW</i> . Escenario 8-IX-H modificado, contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	162
5.85. Sobrecargas líneas en 150 <i>kV</i> . Escenario 8-IX-H-modificado, demanda escalada a 1800 <i>MW</i> , contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	163
5.86. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para el escenario 8-IX-H modificado luego de aplicada la contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5.	163
5.87. Niveles de carga en líneas de EAT y AT. Escenario 9-IM-E-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.	166
5.88. Red de EAT y AT. Representación gráfica de las apreciaciones destacables para los escenarios 1-VM-E y 9-IM-E-EXB luego de aplicada la contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.	167
5.89. Comparativa de ángulos en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IM-E-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.	168
5.90. Perfiles de tensiones en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IM-E-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.	169
5.91. Niveles de carga de líneas en AT y EAT. Escenario 5-VX-H-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.	170
5.92. Perfil de Tensiones en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.	171
5.93. Comparativa de ángulos en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H-EXB, contingencia SU5-CH5/CH5-ME5.	171

Índice de figuras

6.1. Histograma de variación de demanda según intervalos de 30 minutos. Máximos y mínimos en cada intervalo.	177
6.2. Histograma de variación de generación eólica según intervalos de 30 minutos. Máximos y mínimos en cada intervalo.	178
6.3. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 1-VM-E Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.	180
6.4. Tensión en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 1-VM-E Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.	181
6.5. Tensión en barras de 150 <i>kV</i> . Escenario 1-VM-E Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.	182
6.6. Ángulos de máquina. Escenario 1-VM-E Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.	183
6.7. Flujo de Potencia activa en Líneas y Transformadores. Escenario 1-VM-E Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.	183
6.8. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 3-VN-H Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.	184
6.9. Tensión en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 3-VN-H Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.	185
6.10. Ángulos de máquina. Escenario 3-VN-H Actual. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-MA5, falta en extremo de línea PA5.	185
6.11. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 6-IX-E. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	186
6.12. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 6-IX-E. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	187
6.13. Tensión en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 6-IX-E. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	188
6.14. Ángulos de máquina. Escenario 6-IX-E. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	188
6.15. Frecuencia en 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H-EXB. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	189
6.16. Frecuencia en 500 <i>kV</i> . Comportamiento en 30 segundos. Escenario 5-VX-H-EXB. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	190

6.17. Tensión en 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H-EXB. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	190
6.18. Frecuencia en 500 <i>kV</i> . Escenario 8-IX-H. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	192
6.19. Frecuencia en 500 <i>kV</i> . Comportamiento en 30 segundos. Escenario 8-IX-H. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	192
6.20. Tensión en 500 <i>kV</i> . Escenario 8-IX-H. Con disparo de carga. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	193
6.21. Ángulos de máquinas y potencia eléctrica entregada. Escenario 8-IX-H. Contingencia PA5-BR5/PA5-CR5, falta en extremo de línea PA5.	194
6.22. Frecuencia en 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IX-E-EXB. Con disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	196
6.23. Frecuencia en 150 <i>kV</i> . Escenario 9-IX-E-EXB. Con disparo de CME y carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo BR5.	197
6.24. Frecuencia en 500 <i>kV</i> . Comportamiento en 30 segundos. Escenario 9-IX-E-EXB. Con disparo de CME y carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo BR5.	198
6.25. Tensión en 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IX-E-EXB. Con disparo de CME y carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	198
6.26. Ángulos de máquinas y potencia eléctrica entregada. Escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	199
6.27. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	200
6.28. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 5-VX-H, comportamiento en 10 segundos. Con disparo de CME y de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	201
6.29. Tensión en barras de AT y EAT. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	202
6.30. Tensión en parques eólicos. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	203
6.31. Ángulos de máquinas y potencia eléctrica entregada. Escenario 5-VX-H. Con disparo de CME y de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo BR5.	204

Índice de figuras

6.32. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 7-IX-T. Con disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	205
6.33. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 7-IX-T. Con disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	205
6.34. Tensión en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 7-IX-T. Con disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	206
6.35. Ángulos de máquinas. Escenario 7-IX-T. Con disparo de carga. Contingencia BR5-MB5/CR5-MA5, falta en extremo de línea BR5.	206
6.36. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de CME y carga. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.	208
6.37. Flujo de Potencia en Líneas. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de CME y carga. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.	209
6.38. Tensión en barras de 500 <i>kV</i> y 150 <i>kV</i> . Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de CME y carga. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.	210
6.39. Ángulos de máquina. Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de CME y carga. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.	211
6.40. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 2-VN-E Actual. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.	212
6.41. Tensión en barras de 500 <i>kV</i> y 150 <i>kV</i> . Escenario 2-VN-E Actual. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.	213
6.42. Flujo de Potencia en Líneas Eléctricas. Escenario 2-VN-E Actual. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.	214
6.43. Ángulos de máquina. Escenario 2-VN-E Actual. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo de línea PA5.	214
6.44. Tensiones en 500 <i>kV</i> , escenario 8-IX-H. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.	215
6.45. Frecuencia en 500 <i>kV</i> , escenario 8-IX-H. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.	216
6.46. Ángulos de máquinas, escenario 8-IX-H. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.	216
6.47. Tensiones en 500 <i>kV</i> , escenario 6-IX-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.	217
6.48. Frecuencia en 500 <i>kV</i> , escenario 6-IX-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.	217
6.49. Frecuencia en 500 <i>kV</i> , escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.	218
6.50. Tensiones en 500 <i>kV</i> , escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.	219

6.51. Ángulos de máquina, escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5.	219
6.52. Frecuencia en 500 <i>kV</i> , escenario 2-VN-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado SJ5.	220
6.53. Tensiones en 500 <i>kV</i> , escenario 2-VN-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado SJ5.	221
6.54. Ángulos de máquina, escenario 2-VN-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado SJ5.	221
6.55. Tensiones en 500 <i>kV</i> , escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5 y disparo de carga de 300 <i>MW</i>	222
6.56. Frecuencia en 500 <i>kV</i> , escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5 y disparo de carga de 300 <i>MW</i>	223
6.57. Ángulos de máquinas, escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5 y disparo de carga de 300 <i>MW</i>	224
6.58. Tensiones en 500 <i>kV</i> , escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de líneas BOB-YOU, DOL-NPA, BON-BAY y 192 <i>MW</i> de cargas.	224
6.59. Frecuencia en 500 <i>kV</i> , escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de líneas BOB-YOU, DOL-NPA, BON-BAY y 192 <i>MW</i> de cargas.	225
6.60. Ángulos de máquinas, escenario 6-IX-CTM. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de líneas BOB-YOU, DOL-NPA, BON-BAY y 192 <i>MW</i> de cargas.	226
6.61. Tensión en barras de 500 <i>kV</i> , escenario 6-IX-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de carga y CME.	228
6.62. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> , escenario 6-IX-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de carga y CME.	229
6.63. Ángulos de máquina, escenario 6-IX-E-EXB. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de carga y CME.	230
6.64. Tensiones y frecuencias en barras de 500 <i>kV</i> , escenario 6-IX-E-EXB-UPM2. Contingencia SJ5-PA5x2, falta lado PA5. Disparos de CME.	231
6.65. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	232
6.66. Tensión en barras de 500 <i>kV</i> , escenario 9-IX-E-EXB Actual. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	233
6.67. Frecuencia en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de la CME. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	234
6.68. Tensión en barras de 500 <i>kV</i> . Escenario 9-IX-E-EXB Actual. Con disparo de la CME. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	234
6.69. Frecuencia y tensiones en 500 <i>kV</i> . Escenario 1-VM-E con disparos de carga (228 <i>MW</i> tabla RAS). Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	236

Índice de figuras

6.70. Potencia activa transferida por líneas de la zona oeste. Escenario 1-VM-E disparo de carga (tabla RAS). Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	237
6.71. Representación gráfica de resultados más notorios al quitar la línea DOL-NPA en el escenario 1-VM-E. Las flechas rojas indican el sentido del flujo en general por las zonas relevantes. La circunferencia los vínculos de AT-EAT en PA5 y SJ5 que toman la generación de la zona centro y oeste. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	237
6.72. Frecuencia en 500 <i>kV</i> , escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	238
6.73. Tensiones en 500 <i>kV</i> , escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	239
6.74. Ángulos de máquinas, escenario 2-VN-E-EXB. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	239
6.75. Tensiones en 500 <i>kV</i> y ángulos de máquinas. Escenario 8-IX-H-modificado con disparos de carga. Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	241
6.76. Frecuencia en 500 <i>kV</i> . Escenario 8-IX-H con disparos de carga de 720 <i>MW</i> . Contingencia CE5-SJ5/SU5-SJ5, falta en extremo de línea SU5.	242
6.77. Frecuencia en 500 <i>kV</i> . Tiempo total de simulación. Escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.	244
6.78. Frecuencia en 500 <i>kV</i> , Escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.	245
6.79. Tensión en 500 <i>kV</i> , escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.	246
6.80. Ángulos de máquina, escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.	246
6.81. Potencia activa en líneas, escenario 9-IX-E-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.	247
6.82. Frecuencia en 500 <i>kV</i> , escenario 5-VM-H-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.	248
6.83. Frecuencia en 500 <i>kV</i> , escenario 5-VM-H-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.	248
6.84. Tensión en 500 <i>kV</i> , escenario 5-VM-H-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.	249
6.85. Ángulos de máquina, escenario 5-VM-H-EXB. Contingencia CH5-ME5/CH5-SU5, falta en extremo de línea SU5.	249
7.1. Red de EAT para el año 2023. Señalizado del corredor conformado por líneas de EAT entre CTM y Montevideo.	266

B.1. Detalle de potencia instalada por fuente en los últimos años - Balance Energético Nacional (BEN) 2019 MIEM. Libro Balance Energético 2019.	273
C.1. Estaciones y porcentaje de disparo en cada etapa del DAF.	275
D.1. Ejemplo Equivalente Norton con Desconexión de Impedancia.	277
D.2. Situación Previa Primera Contingencia.	278
D.3. Situación Previa Segunda Contingencia.	279
D.4. Situación en Segunda Contingencia.	279
F.1. Frecuencia barras en 500 <i>kV</i> , escenario 1-VM-E. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5, falta en extremo SU5.	284
F.2. Ángulos de máquinas (referencia Yaciretá), escenario 1-VM-E. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5, falta en extremo SU5.	284
F.3. Frecuencia barras en 500 <i>kV</i> , escenario 6-IX-E. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5, falta en extremo SU5.	285
F.4. Ángulos de máquinas (referencia Yaciretá), escenario 6-IX-E. Contingencia SA5-SU5/SU5-SJ5, falta en extremo SU5.	285
F.5. Ángulos de máquinas, escenario 6-IX-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo PA5, sin disparos de carga y recierre con una apertura en 300 <i>ms</i>	287
F.6. Ángulos de máquinas, escenario 6-IX-E. Contingencia SJ5-PA5x2, falta en extremo PA5, sin disparos de carga sin recierre y con una apertura en 300 <i>ms</i>	287

Esta es la última página.
Compilado el domingo 21 febrero, 2021.
<http://iie.fing.edu.uy/>