



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Disparo Automático por Subfrecuencia

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

Agustin Castellano, Romina Silvano, Gustavo Viqueira

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

TUTOR

Nicolás Yedrzejewski..... Universidad de la República

TRIBUNAL

Michel Artenstein..... Universidad de la República

Álvaro Giusto..... Universidad de la República

José Munsch..... Universidad de la República

Montevideo
lunes 18 diciembre, 2017

Si lo que quieres es encontrar los secretos del universo, piensa en términos de energía, frecuencia y vibración.

NIKOLA TESLA

Agradecimientos

Queremos agradecer en primer lugar a nuestras familias y seres queridos por brindarnos el apoyo tan necesario a lo largo de todos estos años de la carrera.

A nuestro tutor, Nicolás Yedrzejewski, por orientarnos y acompañarnos durante el desarrollo del proyecto y por brindar los datos necesarios para la realización del mismo.

Una especial mención para Fernando Berrutti por sus valiosos aportes y su buena disposición para contestar dudas, y a Álvaro Musetti por permitirnos usar imágenes de su propiedad.

Resumen

La red eléctrica uruguaya ha experimentado grandes modificaciones en los últimos años. A raíz de esto, se vuelve necesario implementar protocolos de respuesta ante fallas diversas. Una de las contingencias más severas consiste en la desconexión intempestiva de las dos líneas de extra alta tensión que conectan las estaciones de San Javier y Palmar. La apertura de este vínculo supone una pérdida de generación en la red, ya que gran parte del territorio nacional queda desconectado de Salto Grande.

Este desbalance instantáneo entre potencia generada y potencia demandada provoca una caída en la frecuencia de la red. Para revertir esta situación es necesario balancear generación y demanda. Con este objetivo en mente, UTE diseñó un sistema de disparo automático de carga por subfrecuencia (DAF).

El objetivo de este proyecto radica en evaluar el desempeño de este sistema ante esta contingencia. Se estudia el período transitorio en los segundos posteriores a la falla para un conjunto de casos con distintos niveles de demanda y despachos de generación. Estos casos se armaron de manera que algunos sean representativos de escenarios típicos de operación real y otros tengan particularidades que pongan a prueba el desempeño del sistema de disparo de carga que es objeto de estudio en este trabajo.

Glosario

BAY - Central hidráulica Baygorria.

BON - Central hidráulica Rincón del Bonete.

BR5 - Línea de $500kV$ situada en Brujas.

CMO - Central de Motores (máquinas ubicadas en la central Batlle y Ordóñez).

CON-COL - Línea de $150kV$ situada entre Conchillas y Colonia Elía (Argentina).

CTM - Comisión Técnica Mixta de Salto Grande. Máquinas correspondientes tanto a Uruguay como Argentina.

CTR - Central Térmica de Respaldo (La Tablada).

DAF - Disparo automático por subfrecuencia.

DAFLIN - Disparo automático por subfrecuencia de la interconexión con Argentina en las líneas CON-COL y YOU-BOB.

DD - Relación entre el desbalance y la demanda de la isla.

DEMANDA - Potencia consumida por todas las cargas del territorio nacional.

DEMANDA ISLA - Potencia consumida por las cargas de la isla.

DESBALANCE - Flujo de potencia entrante a la isla por las líneas SJ-PAL 1 y 2, CON-COL y YOU-BOB 1 y 2.

E - Potencia entregada por generadores del tipo eólico.

ISLA - Parte del sistema que tiene tanto carga como generación y permanece energizada y aislada del resto del sistema. En este trabajo la isla excluye a Colonia, Soriano y el territorio al norte de San Javier.

MA5 - Barra de $150kV$ situada en Montevideo (Montevideo A).

MB5 - Barra de $500kV$ situada en Montevideo (Montevideo B).

MI5 - Barra de $500kV$ situada en Montevideo (Montevideo I).

PA5 - Barra de $500kV$ situada en Palmar.

PAL - Central hidráulica de Palmar.

PTI - Central térmica de Punta del Tigre.

PSSE - “Power System Simulation for Engineering” software desarrollado por Siemens para el estudio y simulación de redes eléctricas de potencia.

RN - Potencia proveniente de las centrales ubicadas en el Río Negro (Baygorria, Rincón del Bonete y Palmar).

SC5 - Barra de $500kV$ situada en San Carlos.

SG - Central hidráulica de Salto Grande. Máquinas correspondientes a Uruguay.

SJ5-PAL5 - Línea de alta tensión San Javier - Palmar ($500kV$).

T - Potencia entregada por generadores térmicos.

YOU-BOB - Línea de alta tensión Young - Bonete B ($500kV$).

Tabla de contenidos

Agradecimientos	III
Resumen	v
1. Introducción	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Importancia de la frecuencia en un sistema eléctrico de potencia	2
1.2.1. La frecuencia y su relación con la potencia	3
1.2.2. Subfrecuencia	5
1.2.3. Sobrefrecuencia	5
1.3. DAF: Disparo Automático por Subfrecuencia	5
1.4. Falla en la interconexión San Javier-Palmar	7
1.4.1. DAFLIN: Conexión con Argentina	7
1.5. Procedimiento	9
2. Fundamento teórico	11
2.1. Características de la Red Nacional	11
2.1.1. Generación	12
2.1.2. Transmisión	14
2.1.3. Distribución	16
2.1.4. Centros de carga	18
2.1.5. Influencia de la energía eólica	18
2.1.6. Compensación de reactiva	19
2.1.7. Relés de disparo por subfrecuencia	20
2.2. Criterios de desempeño de la red de transmisión	23
2.3. Análisis de perturbaciones en frecuencia para sistemas mul- timáquina	25
2.3.1. Influencia de la inercia	26
2.3.2. Tensión	28
2.4. Sistemas de control	29
2.4.1. Relevancia del control en un sistema eléctrico de potencia	29
2.4.2. Generadores	29
2.4.3. Cargas	32

Tabla de contenidos

2.4.4.	Turbina primaria	34
2.4.5.	Gobernador	35
2.4.6.	Flujo de carga en un sistema eléctrico de potencia . . .	40
2.4.7.	Control de generación	43
2.5.	Relés de protección y disparo de carga ante variaciones de frecuencia	44
2.5.1.	Diseño de circuitos de respuesta ante subfrecuencia . .	46
2.6.	Compensación de Reactiva	47
2.6.1.	Estabilidad en tensión	48
2.6.2.	Condiciones de operación	50
3.	Uso de PSSE y armado de casos	53
3.1.	Armado de casos	54
3.1.1.	Casos base	54
3.2.	Flujo de cargas estático	55
3.3.	Simulaciones dinámicas	56
3.3.1.	Paso de integración	61
3.3.2.	Datos para el armado de casos	62
3.3.3.	Armado de casos	64
3.4.	Protecciones	65
4.	Automatización de casos	67
4.1.	Programas en Python	67
4.1.1.	<i>corrercaso.py</i>	67
4.1.2.	<i>inicial.py</i>	68
4.1.3.	<i>exportar.py</i>	70
4.1.4.	<i>eolica.py</i>	70
4.2.	Programa en Matlab	70
5.	Resultados y análisis	73
5.1.	Limitaciones	73
5.2.	Distinción de casos según estaciones del año	74
5.2.1.	M2: Invierno vs Verano	75
5.3.	Frecuencia en la isla	76
5.4.	Resultados	77
5.4.1.	Caso M1	77
5.4.2.	Caso M1_1	80
5.4.3.	Caso M1_2	83
5.4.4.	Caso M2	85
5.4.5.	Caso M2_1	88
5.4.6.	Caso M2_2	90
5.4.7.	Caso M2_3	93
5.4.8.	Caso M2_4	95

Tabla de contenidos

5.4.9. Caso M3	96
5.4.10. Caso N1	99
5.4.11. Caso N1_1	101
5.4.12. Caso N1_2	103
5.4.13. Caso N1_3	107
5.4.14. Caso N1_4	108
5.4.15. N1_5	113
5.4.16. N1_6	114
5.4.17. N1_7	115
5.4.18. X1_1	118
5.4.19. X1_2	122
5.4.20. X2	123
5.4.21. X3_1	125
5.4.22. X3_2	126
5.4.23. X5	128
5.4.24. X5_1	131
5.4.25. X7	132
5.4.26. X7_1	133
5.5. Análisis global	135
5.5.1. Generalidades de la etapa por derivada	135
5.5.2. Tiempos de disparo de las etapas	136
5.5.3. Casos de actuación de todas las etapas	136
5.5.4. Tipos de generación y salida de servicio de las máquinas	137
5.5.5. DAFLIN	138
5.5.6. Casos en los que no actúa el DAF	139
6. Conclusiones	141
6.1. Líneas de acción para un trabajo futuro	142
A. Otras reglamentaciones vigentes	143
B. Disparo de carga	145
B.1. Métodos para disparo de carga	145
B.1.1. Manual/SCADA	146
B.1.2. Disparo automático	146
B.1.3. Disparo local	146
B.2. Relés de frecuencia, principios de medida y características . . .	148
B.2.1. Relés electromecánicos	148
B.2.2. Principios de operación	149
B.3. Ejemplo de sistema de disparo de carga por subfrecuencia . . .	150
B.4. Métodos de control de tensión	152
C. Programa principal	155

Tabla de contenidos

Referencias 159

Índice de tablas 161

Índice de figuras 164

Capítulo 1

Introducción

1.1. Generalidades

Un sistema eléctrico de potencia es aquel que convierte la energía proveniente de diversas fuentes (hidráulica, térmica, eólica, solar) en energía eléctrica, para luego transmitirla hacia los distintos centros de carga.

Para lograr que dicho sistema sea confiable, el mismo debe ser capaz de soportar perturbaciones ocasionando la menor pérdida de carga posible, minimizar los daños en los equipos que la integran, así como también asegurar la integridad del operador y usuario de la misma. Es necesario entonces prever respuestas para las contingencias más probables, evitando que estas generen que la red se encuentre en alguna de las situaciones descritas anteriormente.

Estrictamente, en lo que refiere a evitar los problemas de abastecimiento de energía, esto implica que el sistema eléctrico debe contar con un buen sistema de control, el cual debe realizar un balance entre generación, carga y pérdidas. Además, se suelen realizar interconexiones entre países vecinos, para solventar problemas de abastecimiento y posibilitar el intercambio comercial de energía entre países. Cabe destacar que la energía eléctrica en un sistema de potencia debe consumirse al unísono que se genera, ya que la misma no se puede acumular para comercializarla en otro momento.

Es importante mencionar también que un sistema eléctrico robusto es aquel que posee un alto grado de redundancia, es decir que ante una falla en un equipo el sistema pueda seguir funcionando mediante otro equipo de respaldo. Si bien una mayor redundancia tiene como resultado directo un sistema con mayor eficiencia, esto implica muchas veces una inversión tal que convertiría al sistema en inviable en términos económicos. Por ejemplo, una forma clave de lograr dicha redundancia es construyendo un mayor número de líneas de alta tensión, en particular líneas que se encuentren en paralelo, evitando de esta forma la pérdida de carga ante fallas en las líneas.

1.2. Importancia de la frecuencia en un sistema eléctrico de potencia

Una condición esencial para el correcto funcionamiento de un sistema de potencia es que la frecuencia del mismo se mantenga relativamente constante, ya que alteraciones de la frecuencia se traducen en variaciones en la velocidad de máquinas síncronas y asíncronas. Asimismo, una disminución considerable de la frecuencia trae como consecuencia un incremento en las corrientes magnetizantes tanto en transformadores como en motores de inducción. [7]

Para ahondar en el significado y relevancia del valor de la frecuencia se debe resaltar que cuando se define un sistema eléctrico de potencia en realidad se está describiendo un sistema electromecánico, ya que todo generador rotante tiene un motor primario que le proporciona dicha energía. Estos motores o turbinas se mueven a una velocidad que está íntimamente relacionada con la frecuencia del sistema. Es de común conocimiento que la frecuencia de la red nacional es de $50Hz$. Es importante señalar por qué el valor elegido es este y no otro.

La respuesta a esta pregunta se basa en mayor medida en efectos netamente mecánicos. Sucede que a lo largo del eje del equipo que mueve el generador, a frecuencias mucho menores a $50Hz$ así como también para valores mucho mayores a la misma, se dan fenómenos transitorios de desequilibrio de torsión. Esto quiere decir que los esfuerzos a los que estará sometido el equipo no serán parejos a lo largo del eje del mismo.

De este análisis se desprende la elección de la frecuencia de operación de los sistemas eléctricos. Las oscilaciones torsionales en generadores (en particular para generadores térmicos) es mínima para frecuencias cercanas a los $50Hz$. Como valor estándar de frecuencia se adoptó $50Hz$ en algunos países mientras que en otros (por ejemplo Brasil) se optó por un sistema de $60Hz$. Notar que si bien son distintos valores de frecuencia, ambos son del mismo orden. Otras razones a tomar en cuenta en la elección del valor de frecuencia a utilizar radica en las posibles pérdidas del sistema. A altas frecuencias aumentan las pérdidas por histéresis y Foucault, lo cual implicaría que el sistema fuera menos eficiente.

Se mantienen como únicos estos dos valores alrededor del mundo debido a una necesidad de estandarizar las frecuencias a utilizar para facilitar la comercialización de los equipos, siendo los motivos de elección de 50 ó $60Hz$ meramente históricos. Esta elección deviene de la preponderancia de la marca de los equipos a utilizar en cada país a fines del siglo XIX y principios del siglo XX. En dichos tiempos el mercado estaba dominado por dos compañías, una europea en la que se resolvió utilizar una frecuencia de $50Hz$ para sus máquinas y una estadounidense, en la cual se optó por los $60Hz$. Estas determinaciones se realizaron según el valor óptimo para las máquinas

1.2. Importancia de la frecuencia en un sistema eléctrico de potencia

rotativas que dichas empresas fabricaban en ese entonces.

1.2.1. La frecuencia y su relación con la potencia

La frecuencia a la que opera un sistema se encuentra íntimamente vinculada con el balance de potencia activa. Para un sistema eléctrico con un solo generador, dicho vínculo se obtiene a partir de la ecuación de movimiento del mismo (ecuación de swing):

$$I \frac{d\omega_m}{dt} = \tau_{neto} = \tau_m - \tau_e \quad (1.1)$$

Donde: I es el momento inercial de la máquina; ω_m la velocidad angular del rotor; τ_{neto} , τ_m y τ_e el par neto (o par acelerante), mecánico y electromagnético respectivamente.

Multiplicando a ambos lados de (1.1) por ω_m se obtiene:

$$I\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = P_{mec} - P_{elec} \quad (1.2)$$

Donde P_{mec} es la potencia mecánica entrante a la máquina y P_{elec} la potencia eléctrica saliente.

Un análisis de la igualdad anterior permite concluir que la velocidad de la máquina tenderá a aumentar cuando $P_m > P_e$, o a disminuir cuando $P_m < P_e$. En otras palabras, la máquina se acelera cuando la generación supera la demanda, y se desacelera en caso contrario.

La frecuencia eléctrica f de un sistema y la velocidad angular mecánica de la máquina se relacionan mediante:

$$\omega_m = \frac{2\pi}{p} f$$

Donde p es la cantidad de pares de polos del generador.

De esto último se desprende que, al igual que con la velocidad de la máquina, la frecuencia de la red aumenta cuando hay más generación que demanda, y disminuye en caso contrario. Esto último se resume en el diagrama de la figura 1.1

La “resistencia” que presenta un sistema eléctrico frente a desvíos en frecuencia depende de varios factores; entre ellos destacan la inercia de generadores y motores, los coeficientes de amortiguamiento asociados a los mismos y la arquitectura del sistema.

La potencia generada por las máquinas síncronas se encuentra en una relación de fuerte dependencia con el ángulo interno de dicha máquina, la cual es una relación no lineal. Si en vez de una única máquina síncrona lo que se tiene son varias máquinas interconectadas como suele suceder en un

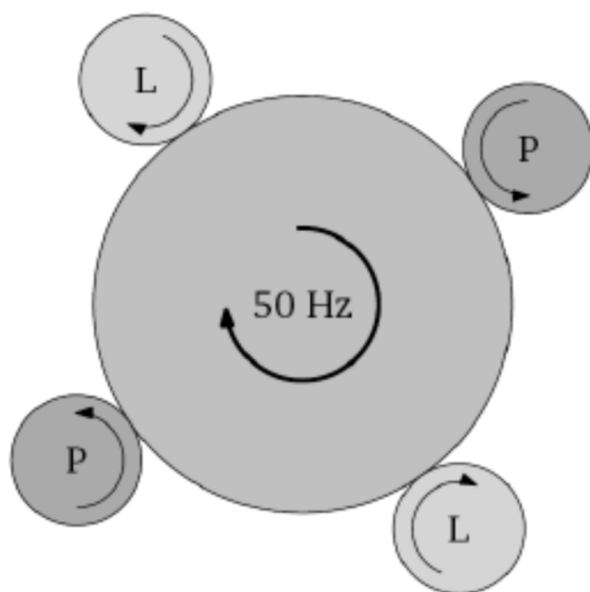


Figura 1.1: Variación de la frecuencia en función de generación (P) y demanda (L)

sistema eléctrico de potencia, esta relación se torna aún más compleja ya que todas las máquinas deben estar en sincronismo.

Por ejemplo, si se tiene un generador síncrono alimentando a un motor, también síncrono, la potencia activa intercambiada tiene la siguiente forma:

$$P = \frac{V_M \cdot V_G}{X_{tot}} \sin(\delta_{dif})$$

Es decir que depende del módulo de las tensiones de ambas máquinas, la reactancia total (de ambas máquinas y la línea que las une) y de la diferencia angular entre los potenciales de ambas máquinas síncronas.

Una parte muy importante de mantener el sistema en condiciones de estabilidad radica entonces en lograr que las máquinas que componen al sistema eléctrico se mantengan en sincronismo. Si el sistema se encuentra en régimen permanente, hay equilibrio y la velocidad de las máquinas síncronas permanecerá relativamente constante. En cambio, ante perturbaciones como cortocircuitos, las máquinas acelerarán o desacelerarán modificando la diferencia angular entre las mismas. Llegado un punto, y dada la naturaleza no lineal de la relación entre la potencia activa y el ángulo de las máquinas a la que ya se hizo referencia, una diferencia angular considerable puede reducir drásticamente la transferencia de potencia hacia las cargas. La respuesta de un sistema ante fallas está muy ligado a estas características. De haber un cortocircuito, u otro tipo de falla que derive en el aislamiento de la red cau-

1.3. DAF: Disparo Automático por Subfrecuencia

sará variaciones en la potencia reactiva y activa que se intercambia, lo que repercutirá, de acuerdo con lo mencionado anteriormente, en variaciones en el tensión y la frecuencia de la red. [7]

1.2.2. Subfrecuencia

El fenómeno de subfrecuencia, que es esencialmente el problema que se pretende analizar en este trabajo, ocurre cuando por alguna perturbación baja la frecuencia del sistema, afectando así a toda la red en cuestión.

Una posible estrategia para combatir este problema consiste en disminuir la carga (o demanda) de manera de estabilizar nuevamente el sistema. Esto se logra desconectando parte de la carga para lograr subir la frecuencia del sistema. Para ello es necesario implementar dispositivos de protección que actúen en consecuencia, estableciendo niveles y condiciones de actuación de tal forma de minimizar los servicios afectados.

1.2.3. Sobrefrecuencia

La sobrefrecuencia se da cuando ante perturbaciones en la red, dicha magnitud se eleva sobre su valor de régimen ($50Hz$ en Uruguay). En este caso el camino a seguir es sacar de servicio puntos de generación de manera coordinada para afectar lo mínimo al sistema en general.

1.3. DAF: Disparo Automático por Subfrecuencia

El sistema de disparo de carga actual no es adecuado para atender los requerimientos de la red en momentos de fallas críticas. Esto se debe principalmente al cambio en la matriz energética (incremento en la potencia instalada por concepto de parques eólicos) y al crecimiento en el consumo. En base a esto se tomó la decisión de implementar un sistema más rápido y eficaz para responder ante disminuciones en la frecuencia. La función primordial del sistema DAF es desconectar carga de manera automática, en diversas regiones del país, ante caídas considerables de la frecuencia de la red. Esta medida se usa como contingencia ante la presencia de una falla en la red eléctrica. Para lograr esto, se programan relés de detección y acción de modo que los mismos disparen determinada cantidad de carga. Los disparos ocurren a la salida de estaciones de transmisión. Cada disparo está asociado a la desconexión de un radial de distribución.

Estas acciones tienen lugar cuando la frecuencia cae por debajo de ciertos niveles preprogramados en los relés o cuando la rapidez de descenso es muy abrupta. Estas condiciones además deben mantenerse durante un cierto tiempo.

Capítulo 1. Introducción

El sistema se encuentra dividido en cinco etapas, numeradas de 0 a 4. La etapa 0 es la única que actúa teniendo en cuenta la tasa de cambio de la frecuencia de la red. Las restantes actúan cuando la frecuencia cae por debajo de cierto umbral. Las cinco etapas, sus condiciones de disparo y el tiempo en el que estas condiciones deben cumplirse para el disparo de carga se resumen en la tabla 1.1.

Etapas	Ajuste	Tiempo
0	$f < 49,8Hz$ $df/dt < -1,75Hz/s$	140ms
1	$f < 49Hz$	100ms
2	$f < 48,6Hz$	100ms
3	$f < 48Hz$	100ms
4	$f < 47,3Hz$	100ms

Tabla 1.1: Etapas del Sistema DAF

Los sistemas actuales de detección de subfrecuencia utilizan algoritmos que no son lo suficientemente rápidos para satisfacer las necesidades del sistema actual. Estos algoritmos tradicionales utilizan los cruces por cero para estimar valores de frecuencia. En estos se perciben errores de 10ms o más debido a que este método solamente permite obtener hasta dos muestras por ciclo. El algoritmo utilizado por el sistema DAF utiliza la capacidad de muestreo de los nuevos relés a instalar, que es de 8 muestras por ciclo, logrando así que la frecuencia sea estimada en 2ms. Para lograr esto, se muestrea el módulo y ángulo de la tensión en cada muestra y se compara con valores esperados.

Por ejemplo, en el sistema eléctrico uruguayo, que se maneja a una frecuencia de 50Hz, la diferencia entre dos muestras consecutivas es de 45° si dichas muestras se toman cada 2,5ms. Si la frecuencia cae, el ángulo que se medirá va a mostrar un retraso en el tensión de secuencia positiva respecto del ciclo anterior.

En primera instancia se colocarán equipos de acción en 25 estaciones diferentes, cada una con un relay asociado a una o más de una etapa del sistema DAF. Aunque se comenzará con 25 estaciones solamente, este sistema es expandible a 32 estaciones. Cada una de estas estaciones posee un equipo de acción asociado a una o dos etapas del DAF. El equipo actúa al darse alguna de las condiciones expuestas en la tabla 1.1, ordenando la apertura de los radiales de distribución correspondientes.

Como base para trabajar en el sistema se tomó una falla en la intercone-

1.4. Falla en la interconexión San Javier-Palmar

ción en $500kV$ entre las barras de San Javier y Palmar.

1.4. Falla en la interconexión San Javier-Palmar

Estando la red situada en distintos escenarios de generación y demanda, la misma es sometida a una falla en la interconexión San Javier-Palmar (de ahora en más *SJ-PAL*).

Las estaciones de San Javier y Palmar operan en $500kV$, y están conectadas entre sí por dos líneas en paralelo. El hecho de que existan dos líneas es para otorgarle cierta redundancia al sistema: en principio una línea debería ser capaz de transportar toda la potencia proveniente del noroeste del país. La falla ocurre, como se detallará más adelante, cuando salen de servicio ambas líneas de manera intempestiva.

Una falta en esta interconexión, junto con la posterior apertura de esas líneas, dejan a gran parte del sistema eléctrico uruguayo débilmente vinculado con el sistema argentino a través de conexiones en $150kV$.

Con la desconexión de las líneas de transmisión entre Palmar y San Javier, se pierde el vínculo con el noroeste del país, donde se encuentra un área importante de generación (Salto Grande) y la interconexión más robusta con el sistema eléctrico argentino. La falla es de gran importancia por dos razones:

1. Se pierde de forma abrupta mucha generación, provocando una caída en la frecuencia de la red.
2. Como el sistema uruguayo se desvincula del argentino, la inercia asociada a la red eléctrica disminuye, tornándose más susceptible a desbalances energéticos.

Siendo la mencionada interconexión la más importante del país debido a la cantidad de energía intercambiada, esta falla es la más indicada para estudiar el comportamiento del sistema en isla. Una definición somera de “funcionamiento en isla” refiere a una condición en la que parte del sistema de potencia permanece energizado y aislado del resto. Generalmente, esto implica grandes desbalances entre generación y demanda.

1.4.1. DAFLIN: Conexión con Argentina

En los párrafos anteriores se expuso que, al perderse el vínculo SJ-PAL, los sistemas interconectados uruguayo y argentino quedan vinculados en forma muy débil. Esta interconexión se realiza a través de las líneas Terra-Young y Colonia-Conchillas, ambas en $150kV$. En estas condiciones se producen grandes oscilaciones de potencia/frecuencia [10].

Capítulo 1. Introducción

Por ende, UTE consideró pertinente aislar al “resto” del sistema uruguayo (la isla) del litoral oeste-norte, produciendo la apertura de los dos vínculos antes mencionados. Existen entonces en estas líneas unos relés de subfrecuencia (de ahora en más *DAFLIN*), que actúan cuando la frecuencia cae por debajo de $49,5Hz$ durante un tiempo mayor a $100ms$. Sus características se resumen en la tabla 1.2

Es imperativo que la actuación de cualquiera de las etapas del DAF venga acompañada de la actuación del DAFLIN.

Etapa	Ajuste	Tiempo
DAFLIN	$f < 49,5Hz$	$60ms$

Tabla 1.2: Actuación del DAFLIN

Todo lo expuesto en esta sección, tanto en lo que refiere al estado del sistema uruguayo tanto antes como después de la pérdida de la interconexión SJ-PAL, se resume en las figuras 1.2 y 1.3.

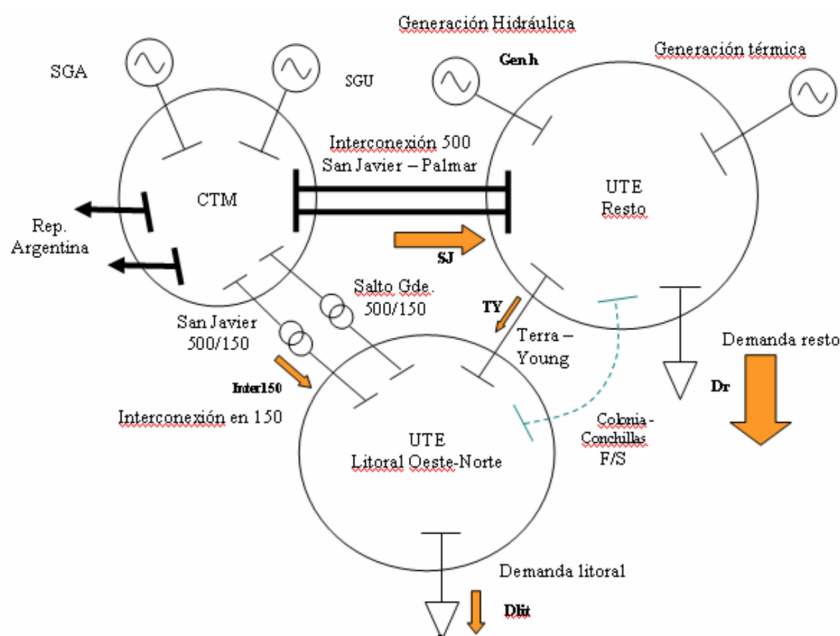


Figura 1.2: Sistema interconectado previo a la apertura de SJ-PAL (cortesía de A. Musetti).

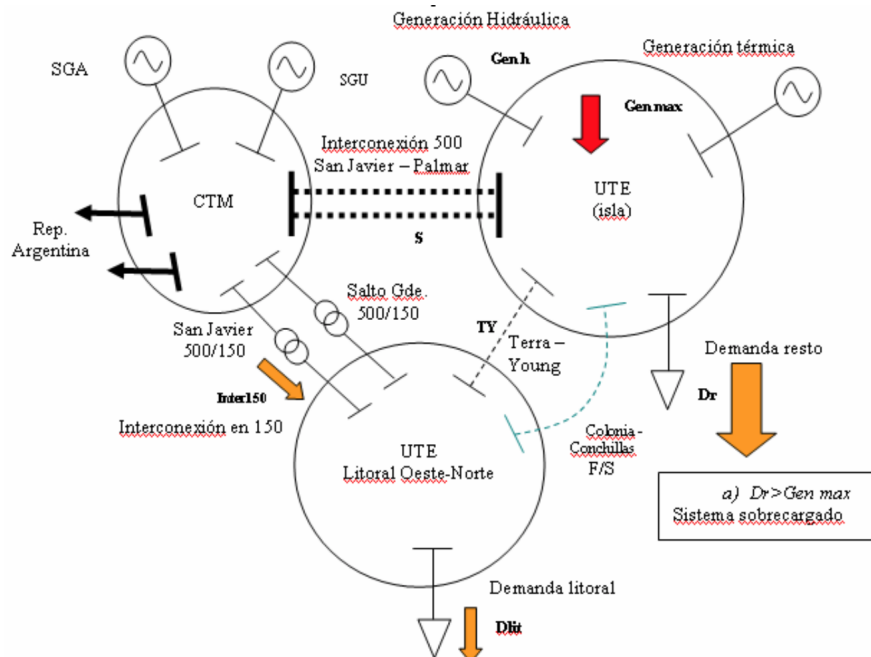


Figura 1.3: Sistema interconectado luego de la apertura de SJ-PAL (cortesía de A. Musetti).

1.5. Procedimiento

Para el análisis de desempeño del sistema DAF se utilizaron herramientas informáticas para analizar el efecto de las distintas contingencias en la red eléctrica nacional.

En particular, este proyecto se basó en el programa PSSE de Siemens, dado que es el programa utilizado por UTE y el Despacho Nacional de Cargas para el control de la red de transmisión uruguaya. A su vez, el mismo resulta de mucha utilidad a la hora de realizar corridas de flujo estático y simulaciones dinámicas en una red de transmisión.

Para este trabajo, se contó previamente con un modelo de la red realizado en este programa, que fue facilitado por UTE. Este modelo contiene tanto un diagrama esquemático de la red así como también los modelos de las distintas partes que la componen (generadores, líneas, etc.). Se hará hincapié en estos modelos más adelante en este trabajo.

Contando con estos modelos, se procedió a emular diversos escenarios de generación y demanda, sometiéndolos a la falla antes descripta para un posterior análisis de dicho comportamiento. Este proyecto se centra en el estudio de transitorios, por lo que si bien se utilizaron las corridas de flujo de carga en situación estática para un chequeo previo de los escenarios elegidos,

Capítulo 1. Introducción

la principal herramienta consiste en el uso de las simulaciones dinámicas.

Capítulo 2

Fundamento teórico

2.1. Características de la Red Nacional

En esta sección se describen las características más relevantes de la red uruguaya. Esta información resulta imperativa para adecuar el funcionamiento del sistema de protección a las necesidades de esta red en particular.

Los actores involucrados en el funcionamiento del sistema eléctrico uruguayo son:

- Ministerio de industria, energía y minería (MIEM)

El Ministerio de Industria, Energía y Minería es quien diseña e instrumenta las políticas estatales referidas entre otros al sector energético. Depende de este ministerio el desarrollo e instrumentación de dichas políticas energéticas, para lo cual es asesorado por la dirección nacional de energía.

- Administración del mercado eléctrico (ADME)

Además de administrar el mercado eléctrico (como su nombre lo indica) ADME es el encargado de operar el sistema eléctrico.

- Administración nacional de Usinas y Transmisiones eléctricas (UTE)

UTE es un ente estatal autónomo que presta los servicios de transmisión y distribución de la energía eléctrica en el mercado uruguayo. Aparte de esto genera y comercializa energía eléctrica.

- Comisión técnica mixta de salto grande (CTM)

La comisión técnica mixta es un organismo binacional que controla la generación de la central hidroeléctrica de Salto Grande. Perteneció tanto a Uruguay como Argentina por lo que la producción de electricidad de la central se asigna a ambos Estados en partes iguales.

Capítulo 2. Fundamento teórico

■ Generadores privados

Siendo la generación de energía una actividad libre, hay varios privados dedicados a la generación de energía eléctrica. Los mismos venden la energía que producen mediante contratos con UTE.

■ Unidad reguladora de servicios de energía y agua (URSEA)

La URSEA se encarga, entre otras cosas, de la regulación y fiscalización de toda actividad de generación, transmisión y distribución eléctrica.

Para realizar un estudio de la red eléctrica uruguaya, es conveniente dividir a la misma en tres grandes grupos: Generación, Transmisión y Distribución.

2.1.1. Generación

El sistema de generación está dispuesto a lo largo de todo el país. Por su capacidad instalada, la generación eléctrica se divide en tres tipos:

- Generación convencional Este item engloba las grandes centrales generadoras, que se conectan directamente a la red de transmisión.
- Generación distribuida Son las centrales generadoras medianas y pequeñas, que se conectan a las redes de distribución y transmisión.
- Microgeneración Son centrales generadoras pequeñas, que se conectan en baja tensión.

Históricamente la generación de energía eléctrica en Uruguay ha sido únicamente hidráulica y térmica. Sin embargo, en los últimos años, la matriz energética del país ha cambiado ya que se ha realizado una importante incorporación de energías renovables como la Eólica y la Solar Fotovoltaica. Todo esto ha resultado en la reducción de los consumos de combustibles fósiles derivados del petróleo, reduciendo entonces la generación por métodos térmicos en general. Estos cambios requieren una actualización de la red y, en consecuencia, del sistema de protecciones de la misma. Uruguay cuenta con una potencia instalada de $3896MW$. Los puntos de generación de energía se encuentran distribuidos a lo largo del todo el país. Los distintos métodos de generación de energía utilizados en nuestro país son: Hidráulica, Eólica, Fotovoltaica y Térmica (fósil y biomasa).

La generación hidráulica del país consta de $1538MW$ y se encuentra dividida principalmente en dos sectores; uno en el norte, donde se encuentra la represa de Salto Grande la cual es compartida con Argentina. Salto Grande es la central hidráulica más importante del país. La represa hidroeléctrica está constituida por 14 turbinas Kaplan de $135MW$ de potencia cada una

2.1. Características de la Red Nacional

dando así un total de $1890MW$, y está diseñada para dar un promedio de generación media anual de $6700GWh$ aunque a los efectos del estudio de la red uruguaya se contabilizará la mitad de esa potencia, dado que la otra mitad es entregada a la República Argentina [2]. El otro sector de generación hidráulica del país está ubicado sobre el Río Negro y que comprende a las represas de Palmar, Baygorria y Rincón del Bonete. En la tabla 2.1 se pueden ver las características de los generadores hidráulicos, los cuales se encuentran modelados en el software a utilizar.

La generación térmica consta de $676MW$ y se centraliza en el sur del país, en las centrales Batlle, Punta del Tigre y Tablada, estas se alimentan a partir de gas oil y fuel oil. Las características de los generadores pueden verse en la tabla 2.2.

La generación eólica se distribuye por todo el territorio nacional, teniendo los principales aportes en el centro y este del país. En la tabla 2.3 se describen los parques generadores de la red a usar para la este trabajo.

Nombre	Ubicacion	Máquinas	P(kW)/máquina	Ptotal(kW)
Salto Grande	Salto	7	135	945
Palmar	Rio Negro	3	111	333
Baygorria	Rio Negro	3	36	108
Rincon del Bonete	Rio Negro	4	38	152

Tabla 2.1: Generación Hidraulica

Nombre	Ubicacion	Máquinas	P(MW)/máquina	Ptotal(MW)
Central Batlle	Montevideo	8	13.137	104.11
Punta del Tigre	San Jose	6	62	372
CTR	Montevideo	2	100	200

Tabla 2.2: Generación Térmica

Capítulo 2. Fundamento teórico

Nombre	Ubicacion	Ptotal(kW)
Terra	Artigas	67
Peralta	Tacuarembó	50
Aguas Leguas 1	Tacuarembó	50
Aguas Leguas 2	Tacuarembó	50
Astidey	Flores	50
Cardonal	Flores	50
Polesine	Florida	50
Luz de Loma	Florida	20
Luz de Mar	Florida	18
Luz de Rio	Florida	50
Rosendo	Colonia	70
Fingano	Maldonado	50
RSU	Maldonado	50
GEMSA	Maldonado	42
KE	San José	17

Tabla 2.3: Generación Eolica

2.1.2. Transmisión

La red de transmisión es la que transporta la energía desde los centros de generación hacia las distintas estaciones para luego ser volcada a las redes de distribución. Opera en alta tensión, en los niveles de $500kV$ y $150kV$.

Vale la pena destacar que es en la red de transmisión donde se instalarán los relés de detección y acción del sistema DAF. En la tabla 2.4 se muestran datos generales de la red de transmisión uruguaya.

Uno de los puntos más importantes de la red de transmisión uruguaya es el llamado “cuadrilátero de Salto Grande”, el cual está conformado por cuatro estaciones de extra alta tensión ($500kV$) interconectadas entre sí. El nombre cuadrilátero proviene de la forma en la que se disponen geográficamente dichas estaciones. Dos de éstas se encuentran en el predio de la central hidroeléctrica de Salto Grande y son las puntas superiores del cuadrilátero. Una de las estaciones que conforman una de las puntas inferiores de dicho cuadrilátero se encuentra en Argentina (Colonia Elía) y la otra en Uruguay (San Javier).

En el Centro de Control Unificado, que también se encuentra en el complejo hidroeléctrico, se realizan diversas tareas de medida, protección y también de comando a distancia de las estaciones.

El cuadrilátero tiene salidas hacia las redes de Argentina y Uruguay, donde se transfiere la energía para su transmisión y distribución por parte de

2.1. Características de la Red Nacional

SISTEMA DE TRANSMISIÓN			
1. EXTENSIÓN DE LA RED (km de líneas y cables)			
	2013	2014	2015
Circuitos de 60kV	96	61	61
Circuitos de 150kV	3566	3687	3813
Circuitos de 230kV	11	11	11
Circuitos de 500kV	772	794	1078
2. SUBESTACIONES (Por tensión más elevada)			
	2013	2014	2015
De 60kV	1	1	1
De 150kV	49	60	67
De 230kV	1	1	1
De 500kV	7	8	9
3. POTENCIA EN TRANSFORMADORES (MVA)			
	2013	2014	2015
a) en SERVICIO en líneas de transmisión			
De 60kV	30	30	30
De 150kV	3369	3532	3825
De 500kV	1800	2400	2650
b) en SERVICIO a la salida de máquinas generadoras (elevadores)			
De 60kV	166	166	0
De 150kV	1492	1662	1662
De 500kV	333	333	333

Tabla 2.4: Datos de la red de transmisión

UTE (Uruguay) y TRANSENER (Argentina).

La interconexión con Brasil, por otra parte, se realiza en la estación convertora de Melo con una capacidad de $500MW$ y conexión en $500kV$ y en la estación convertora de Rivera con $70MW$, en $150kV$. Vale la pena destacar que la interconexión con Brasil es muy diferente a la que se realiza con Argentina ya que debido a las diferencias en la frecuencia nominal de las redes de estos países es necesario que la conexión se realice mediante estaciones convertoras de frecuencia.

Capítulo 2. Fundamento teórico

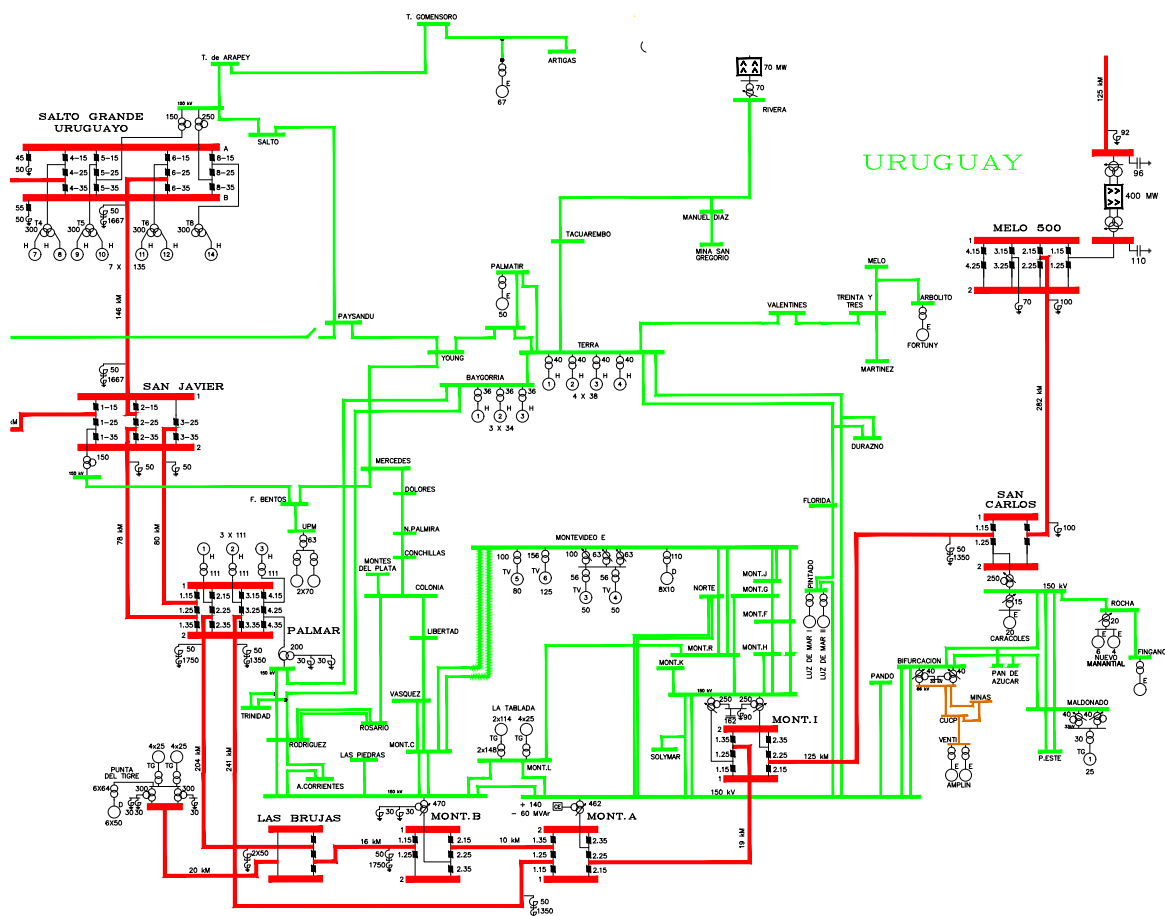


Figura 2.1: Mapa de la Red de Transmisión Nacional.
Rojo: 500kV
Verde: 150kV

2.1.3. Distribución

La red de distribución refiere a aquella parte de la red eléctrica que se encuentra en media y baja tensión. Ésta transmite energía eléctrica desde las distintas estaciones y subestaciones hasta los consumidores finales. Constituida por varios radiales, esta sección de la red maneja niveles de tensión medios ($31,5kV$; $22kV$; $15kV$; $6,3kV$) y bajos ($400V$, $230V$).

En la figura 2.5 se muestran datos generales de la red de distribución uruguaya.

Es importante destacar que los relés de protección del sistema DAF se encuentran en la red de transmisión pero su disparo se realiza a nivel de distribución, ya que su función consiste en la desconexión de ramales de

2.1. Características de la Red Nacional

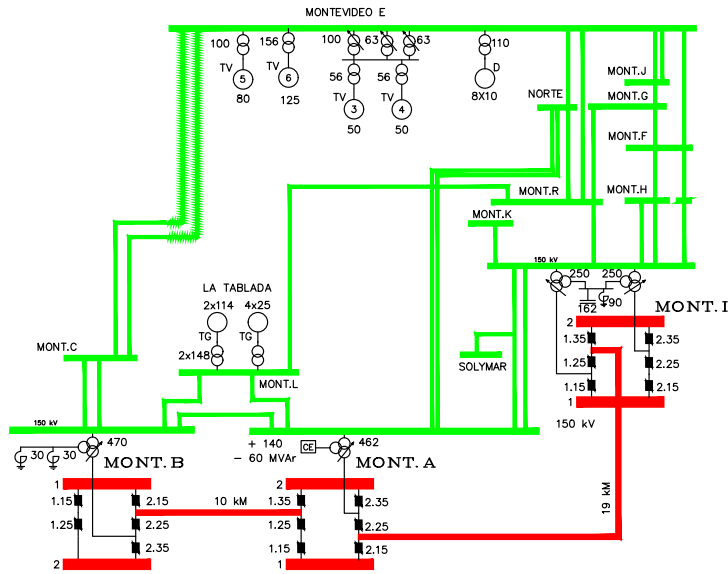


Figura 2.2: Anillo de Montevideo.
 Rojo: 500kV
 Verde: 150kV

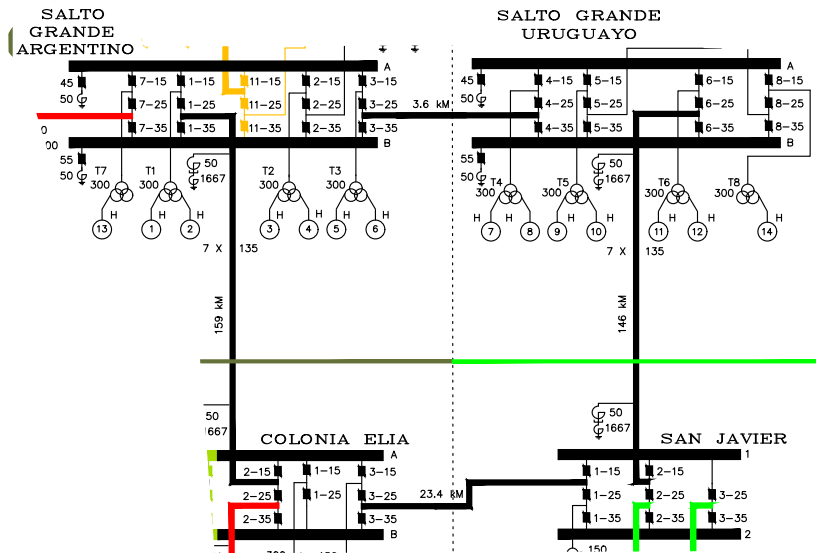


Figura 2.3: Cuadrilátero de Salto Grande

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN					
1. EXTENSIÓN DE LA RED (km de líneas y cables)					
	2013	2014	2015		
Redes de:			Montevideo	Interior	Total
60 kV y 30 kV	4566	4617	541	4216	4757
22 kV 15 kV y 6 kV	47749	48977	2210	48014	50224
220 V y 400 V	26572	26967	7297	20410	27707
2. POTENCIA DE TRANSFORMADORES (MVA)					
	2013	2014	2015		
			Montevideo	Interior	Total
Estaciones MT/MT	3487	3598	1729	1947	3678
Subestaciones MT/BT	4121	4251	1819	2544	4363
3. CANTIDAD DE ESTACIONES Y SUBESTACIONES					
	2013	2014	2015		
			Montevideo	Interior	Total
Estaciones MT/MT	291	295	62	235	297
Subestaciones MT/BT	48285	49937	4319	46528	50847

Tabla 2.5: Datos de la red de distribución

distribución.

2.1.4. Centros de carga

Si bien las cargas se encuentran dispersas por todo el país, las mismas se concentran mayoritariamente en Montevideo. En particular, las estaciones Montevideo A, Montevideo B y Montevideo I constituyen el mayor centro de carga del país. Éstas reciben energía en $500kV$, para luego transmitirla hacia otras estaciones en $150kV$. Los picos de demanda de energía se dan generalmente en invierno, con valores cercanos a los $2000MW$. En verano los picos rondan los $1900MW$.

2.1.5. Influencia de la energía eólica

Como fue mencionado anteriormente, un factor que ha influido sensiblemente en la red eléctrica nacional ha sido el incremento en la generación eólica. La misma constituye una alternativa amigable al medio ambiente y ha desplazado particularmente a la energía térmica, la cual ha quedado relegada a las centrales de Punta del Tigre, Tablada y Central Batlle.

Al realizarse esta migración paulatina a las energías renovables, entrando en servicio parques cuya generación es mayor, se tienen casos donde la po-

2.1. Características de la Red Nacional

tencia generada proviene mayoritariamente de parques eólicos. A su vez la energía eólica puede afectar el comportamiento de la red tanto a nivel estático como dinámico, por lo que los casos con altos niveles de energía eólica deben manejarse con más cuidado por su nivel de complejidad.

Referido a la energía eólica, es importante mencionar que en términos de inercia, estos generadores no se comportan como las máquinas sincrónicas que se utilizan en otros tipos de energía más convencionales. En particular, se tiene pérdida total de inercia debido a la conversión AC/DC/AC. Lo que sucede en este caso es que los convertidores desacoplan la red de potencia respecto a la red de frecuencia variable de los generadores eólicos.

A raíz de esto, el efecto oscilatorio de las máquinas y la inercia que pudieran aportar al sistema quedan enmascarados por los convertidores. Como resultado de esto, el sistema recibe una inyección de potencia eléctrica sin que la máquina aporte una ecuación de movimiento -es decir, sin aporte de inercia-.

Al aumentar la inyección de potencia sin aporte de inercia, el sistema es más vulnerable ante variaciones de frecuencia y ángulo durante las contingencias.

En conclusión, y de forma de describir este inconveniente de manera escueta, el impacto del aumento de la generación eólica supone una mayor circulación de potencia por la red, sin un correspondiente aumento de la inercia total del sistema. Consecuentemente, una red que cuente con un mayor porcentaje de generación eólica resulta más sensible a las perturbaciones que pudiesen ocurrir a menos que los generadores eólicos tengan incorporados sistemas de control especiales.

El cambio en la matriz energética y el favorecimiento de la puesta en servicio de generadores eólicos pueden implicar la salida de servicio de generadores sincrónicos, con lo cual la situación sería aún más desfavorable. [3]

2.1.6. Compensación de reactiva

Tal como se detallará más adelante, la compensación de potencia reactiva a nivel de transmisión tiene como objetivo principal regular la tensión en la red. UTE cuenta con compensadores de reactiva a nivel de transmisión en el interior del país y dentro del anillo de Montevideo. En este último caso, la compensación tiene lugar en las estaciones Montevideo A, Montevideo B y Montevideo I. Debajo se detallan las unidades correspondientes a cada estación. La potencia nominal de cada equipo es a tensión nominal.

- Montevideo A:
 - Banco de condensadores de 113MVAR en total, dividido en 1 paso de 29MVAR y 4 pasos de 28MVAR.

Capítulo 2. Fundamento teórico

- Bobina de 85MVAR controlada por tiristores.

La compensación se realiza en $31,5kV$

▪ Montevideo B:

- Dos reactores de 30MVAR cada uno, conectados manualmente por el operador.

La compensación es en $13,8kV$

▪ Montevideo I:

- 6 condensadores de 27MVAR cada uno.
- 3 bobinas de 30MVAR cada una.

La compensación se realiza en $31,5kV$

2.1.7. Relés de disparo por subfrecuencia

En esta sección se procederá a describir brevemente los relés utilizados en el sistema de disparo actuales para su implementación en el sistema DAF.

2.1.7.1. Relés de disparo de carga

Los relés utilizados para disparo de carga son modelo SEL-451 de la marca Schweitzer, los cuales se basan en tecnología de microprocesadores. Este tipo de tecnología -así como otras alternativas- se describen en la sección B.2.

Poseen seis niveles de disparo posibles, que pueden configurarse tanto para disparo por subfrecuencia como para sobrefrecuencias así como también por tasa de cambio de la frecuencia. En la figura se ilustran algunas de las características de los componentes para detección de subfrecuencia y sobrefrecuencia de estos relés.

2.1. Características de la Red Nacional

Underfrequency and Overfrequency Elements

Pickup Range:	40.01–69.99 Hz, 0.01 Hz steps
Accuracy, Steady State plus Transient:	± 0.005 Hz for frequencies between 40.00 and 70.00 Hz
Maximum Pickup/Dropout Time:	3.0 cycles
Time-Delay Range:	0.04–400.0 s, 0.01 s increments
Time-Delay Accuracy:	$\pm 0.1\% \pm 0.0042$ s
Pickup Range, Undervoltage Blocking:	20–200 V_{LN} (Wye)
Pickup Accuracy, Undervoltage Blocking:	$\pm 2\% \pm 0.5$ V

Figura 2.4: Características de la protección por subfrecuencia del relé SEL-451

Estos relés estiman el valor de frecuencia utilizando la técnica de cruce por cero. Este valor es posteriormente filtrado, para eliminar posibles anomalías y de forma similar calcula la derivada de la misma.

En la figura 2.5 se muestra un esquema básico del relé. Notar que se obtienen diversos parámetros a partir de la medida de tensión mediante las entradas $VF0_i$ ó $VF1_i$ según se seleccione. $FREQ$ representa la frecuencia estimada del sistema, mientras que $DFREQ$ representa la derivada.

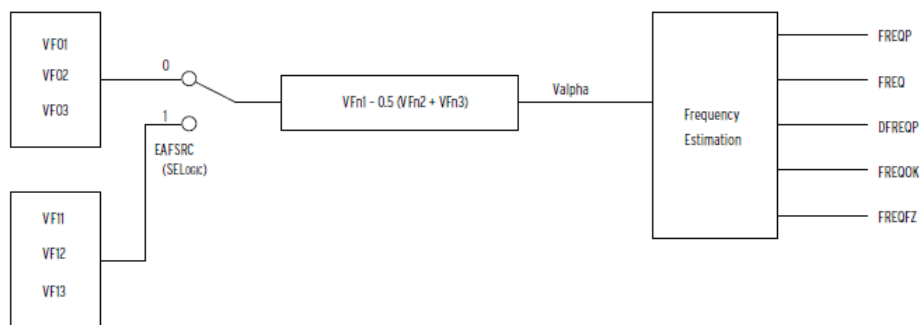


Figura 2.5: Estimación de la frecuencia en el relé SEL-451

Capítulo 2. Fundamento teórico

2.1.7.2. Relés del DAFLIN

Los relés utilizados para la desconexión del sistema argentino (DAFLIN) son de la marca Schneider, modelo MiCOM P141.

La lógica de este relé provee al usuario de dos opciones disponibles:

- Protección contra subfrecuencias

Esta opción provee de cuatro etapas de disparo por subfrecuencia, cuyas características se muestran en la figura 2.6.

12.11	Underfrequency Protection
	Accuracy
Pick-up:	Setting ± 0.025 Hz
Drop-off:	1.05 x Setting ± 0.025 Hz
DT operation:	$\pm 2\%$ or 50 ms whichever is greater *
	* The operating time will also include a time for the relay to frequency track (20 Hz/second)

Figura 2.6: Características de la protección por subfrecuencia del relé Schneider MiCOM P141

- Protección avanzada contra subfrecuencias

En lugar de la opción anterior, puede habilitarse una configuración avanzada para protección contra subfrecuencias, que consiste de 9 etapas y cuyas características se muestran en la figura 2.7

12.13	Advanced Over/Underfrequency 'f+t' Protection [81U/81O]
	Accuracy
Pick-up:	Setting ± 10 mHz
Drop-off:	Setting +20mHz, ± 10 mHz (underfrequency) Setting -20mHz, ± 10 mHz (overfrequency)
Operating timer:	$\pm 2\%$ or 50 ms whichever is greater
12.13.1	Operating & Reset Time
Operating time* (underfrequency):	<100 ms for Fs/Ff ratios less than 2 <160 ms for Fs/Ff ratios less than 6 <230 ms otherwise
Operating time* (overfrequency):	<125 ms for Fs/Ff ratios less than 2 <150 ms for Fs/Ff ratios less than 30 <200 ms otherwise
Reset time*:	<200 ms
* Reference conditions:	Tested using step changes in frequency with Freq.Av.Cycles setting = 0 and no intentional time delay.
Fs/Ff ratios as stated, where:	Fs = start frequency - frequency setting Ff = frequency setting - end frequency

Figura 2.7: Características de la protección avanzada por subfrecuencia del relé Schneider MiCOM P141

2.2. Criterios de desempeño de la red de transmisión

Es importante destacar que este relé cuenta con la posibilidad no solamente de apertura por umbral de frecuencia y por tasa de cambio de la misma (derivada) sino también por promedio de tasa de cambio. Las diferencias entre las mismas se explican con más profundidad en la sección B.2.2. [5]

2.2. Criterios de desempeño de la red de transmisión

A los efectos de evaluar el desempeño del sistema DAF, es importante conocer la reglamentación vigente respecto de los criterios mínimos de desempeño aceptables para el sistema, en particular en lo que refiere a situaciones post-contingencias en la red.

Para poder contrastar los resultados obtenidos con esta reglamentación, resulta relevante extraer estos criterios del reglamento de transmisión de energía eléctrica.

Es importante tomar en cuenta que los criterios de desempeño varían según el estado de la red. Con esto se pretende destacar que las normas son más laxas si la red se encuentra en un estado post-contingencia que si el régimen de operación es normal. Es de interés en este proyecto considerar la normativa para el primero de los estados mencionados, ya que se encuentra en estudio el transitorio que abarca el momento de la contingencia y los primeros ciclos luego de la actuación del sistema DAF.

Del reglamento de transmisión se extrae:

▪ Tensión

- En condiciones normales el nivel de tensión aceptable se encuentra entre 0,95 y 1,05 por unidad para 500 kV, y entre 0,93 y 1,07 por unidad para 150 kV o menos. Dentro de esas condiciones el flujo de potencia por las interconexiones deberá permanecer por debajo de la potencia máxima de transmisión.
- Luego de contingencias simples el nivel de tensión debe estar entre 0,93 y 1,07 por unidad para 500 kV, y entre 0,9 y 1,1 por unidad para 150 kV o menos.
- En condiciones posteriores a cualquier contingencia la operación deberá realizarse en un nivel de tensión entre 0,85 y 1,20 por unidad de la tensión nominal. Estos niveles de tensión no podrán tener una duración mayor que 60 segundos contados a partir de la contingencia.

Capítulo 2. Fundamento teórico

- Si alguna contingencia produce niveles excesivamente bajos de tensión en partes de la red, de existir un esquema de desconexión de carga por baja tensión, se procederá a disparar carga automáticamente, utilizando relés de baja tensión.

En la figura 2.8 se ilustra la curva de soportabilidad de sobretensiones en extra alta tensión. Se superponen en el gráfico distintas curvas, ya que se comparan criterios tomados por distintas fuentes.

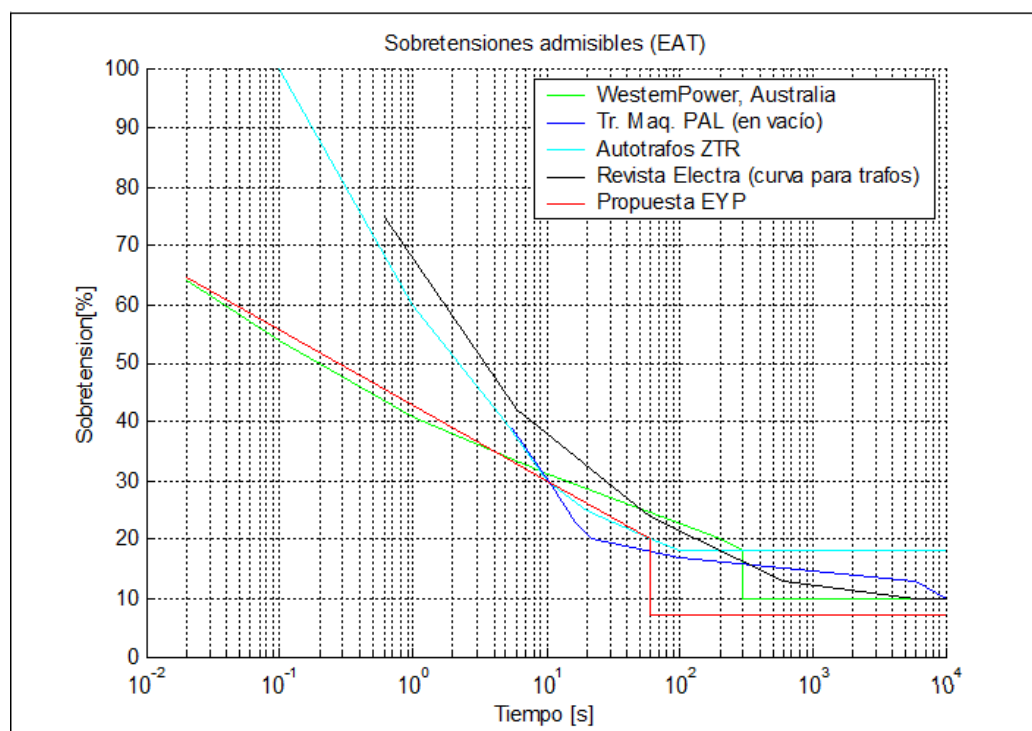


Figura 2.8: Curva de soportabilidad en EAT

- Factor de potencia
 - Los distribuidores y grandes consumidores deberán tener un factor de potencia superior a 0,95 reactivo.
- Frecuencia
 - La frecuencia nominal del sistema es 50 Hz por lo que los equipamientos del mismo deben estar diseñados para una frecuencia nominal de 50 Hz, controlada dentro de los límites de $\pm 0,2$ Hz en condiciones normales y tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos $+3/-2,5$ Hz durante 3 segundos.

2.3. Análisis de perturbaciones en frecuencia para sistemas multimáquina

- A fin de asegurar el balance entre generación y demanda en condiciones de emergencia, un porcentaje de la carga debe estar controlada por equipos de desconexión automática por baja frecuencia. Las cargas esenciales no formarán parte de este sistema. La selección del ajuste del mismo está a cargo del despacho nacional de cargas. Ante contingencias simples no se deberá superar un porcentaje de la desconexión de carga que propondrá el despacho y aprobará el regulador.
- Ángulo interno de generadores sincrónicos
Según estudios de estabilidad desarrollados por UTE suele tomarse $\Delta\varphi < 120^\circ$ siendo ésta la diferencia entre el ángulo interno de la máquina a estudiar y el de la máquina de referencia.
- Tiempo de simulación
Siguiendo la línea del ítem anterior, las entidades nacionales e internacionales utilizan como criterio para realización de simulaciones dinámicas un tiempo de 20s

[4]

2.3. Análisis de perturbaciones en frecuencia para sistemas multimáquina

Es conocido el hecho de que una pérdida abrupta de generación en un sistema eléctrico estará acompañado por una disminución de la frecuencia, la cual no decaerá en forma instantánea sino que tendrá una determinada tasa de decaimiento.

Inicialmente, la tasa de decaimiento de la frecuencia de un sistema dependerá únicamente de la cantidad de sobrecarga e inercia del mismo. Sin embargo, conforme la frecuencia sigue decayendo, el sector del sistema que aún puede proveer generación incrementará su torque intentando compensar la baja en frecuencia por lo que la tasa de decaimiento de la misma disminuirá.

Asumiendo que no hay acción de gobernadores ni control de ningún tipo, la frecuencia se estabilizaría en un valor menor del normal. Si se consideran acciones de control, la frecuencia del sistema podría estabilizarse en un valor aún más cercano al nominal. De cualquier manera, la frecuencia resultante sería reducida, por lo que esto podría derivar en una mayor pérdida de generación antes que cualquier acción correctiva pueda ser emprendida.

La tasa de disminución de la frecuencia es, a su vez, de naturaleza oscilatoria debido a la interacción de los generadores conectados en la red.

Capítulo 2. Fundamento teórico

Si bien en general no es posible determinar en forma analítica las oscilaciones de la frecuencia que puedan ocurrir en un sistema de tamaño considerable durante una contingencia -esto solo puede ser apreciado mediante análisis computacionales muy detallados- sí es posible determinar y predecir con una precisión razonable la tasa de decaimiento promedio de la frecuencia que pueda ocurrir para distintos casos de deficiencia en generación. En este análisis primario, no se considerará la acción del gobernador de velocidad ya que es difícil generalizar su efecto. Los sistemas de control se discutirán en secciones posteriores de este trabajo.

2.3.1. Influencia de la inercia

La relación entre la inercia y la frecuencia deriva de la ecuación 1.1. Esta sección se referirá a la inercia como parámetro que afecta a la frecuencia. Por lo tanto, se reescribe la ecuación mencionada en función de la constante de inercia H , donde dicha constante y el momento de inercia cumplen la relación:

$$H = \frac{I}{2}\omega^2$$

$$\frac{H}{f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \tau_m - \tau_e$$

Además, la velocidad de rotación de la máquina síncrona puede escribirse, en función de la frecuencia como:

$$\frac{d\delta}{dt} + \omega_0 = 2\pi f$$

donde ω_0 es la velocidad de sincronismo y f la frecuencia de la máquina. Entonces:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\tau_m - \tau_e}{2H} f_0 = \tau_{neto} \frac{f_0}{2H}$$

Cuando hay una pérdida de generación debido a una falla, si se asume que el torque de los generadores que permanecen en servicio es constante al igual que el demandado por la carga, por lo que la derivada de la frecuencia en función del tiempo será una constante. Para una constante de inercia $H = 5$ y para distintos valores de sobrecarga, tomando el porcentaje de sobrecarga como:

$$\%sobrecarga = \frac{\tau_L - \tau_{Gremanente}}{\tau_{Gremanente}}$$

En la figura 2.9 se ilustra este ejemplo para una red de frecuencia nominal 60 Hz.

2.3. Análisis de perturbaciones en frecuencia para sistemas multimáquina

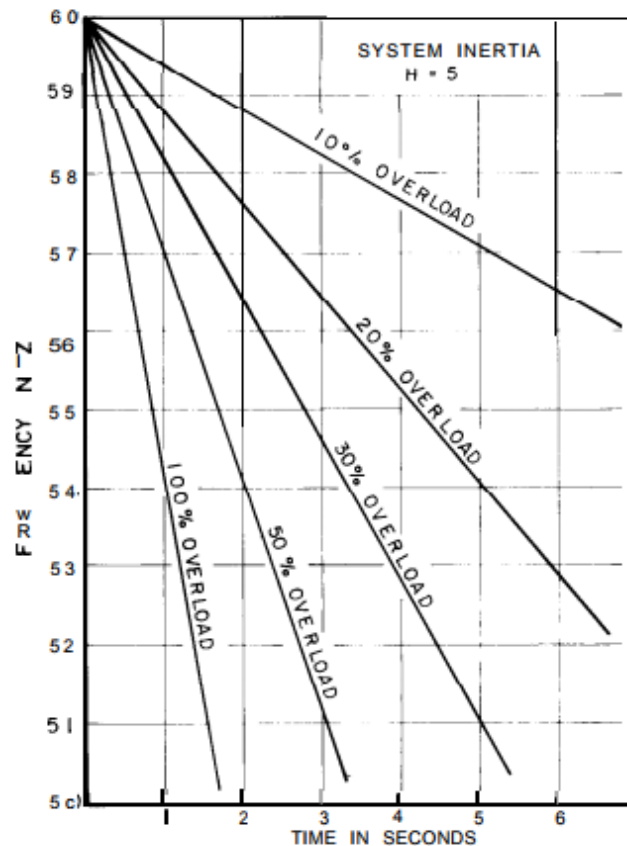


Figura 2.9: Tasa de cambio de la frecuencia en función del tiempo

Cabe destacar que la tasa de cambio de la frecuencia en función del tiempo está, entonces, íntimamente relacionada con la inercia. Cuánto mayor sea la inercia que haya en el sistema, menor será la derivada de la frecuencia y viceversa.

De la misma manera puede observarse la restauración del sistema, es decir si se dispara carga por debajo de la cantidad necesaria, la potencia demandada disminuirá por lo que la derivada caerá pero a menor velocidad. Si la carga se dispara por escalones, se puede observar cómo la pendiente negativa de la frecuencia se vuelve menos pronunciada, hasta volverse positiva en el último escalón de disparo. Ver figura 2.10.

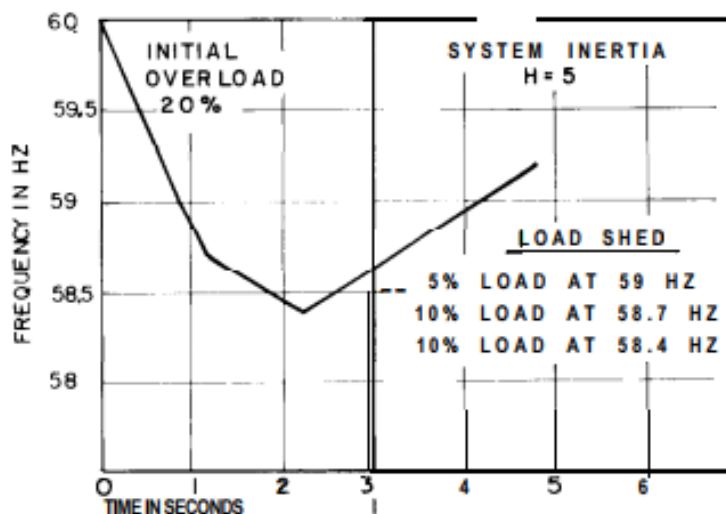


Figura 2.10: Disparo de carga por escalones

Este enfoque es, sin embargo, por demás pesimista puesto que en realidad los torques de los generadores remanentes así como también los de las cargas variarán con la frecuencia.

En el caso de los generadores, el torque de los mismos varía en forma inversa con la frecuencia, es decir en función de f^{-1} . Para pequeñas variaciones de frecuencia entonces, el torque en el generador aumentará en la misma proporción en que la frecuencia disminuya.

Para las cargas, en contrapartida, el torque varía en forma directa con la frecuencia aunque con un exponente desconocido - que generalmente toma un valor de entre 1 y 2-.

Estas observaciones implican la disminución de los efectos antes mencionados puesto que ante una reducción en la frecuencia las máquinas tienden a aumentar la potencia generada, pudiendo en algunos casos (donde la falla no fuese tan grave) estabilizarse la frecuencia sin necesidad de disparar carga.

2.3.2. Tensión

La tensión también ejerce su influencia en un sistema eléctrico durante una falla. Sin embargo, es difícil sacar conclusiones acerca del comportamiento de las mismas ya que mientras que en algunas barras la tensión puede encontrarse en el valor nominal, en otras la misma será más alta y en otras inclusive podría llegar a ser más baja.

Como consecuencia de esto, debe observarse entonces que ante una contingencia algunas máquinas podrían salir de servicio tanto por tensión elevada como por tensión insuficiente, aunque como fue mencionado resulta muy

difícil anticipar estos comportamientos, pues dichos resultados dependerán en gran parte de la arquitectura de la propia red. [9]

2.4. Sistemas de control

2.4.1. Relevancia del control en un sistema eléctrico de potencia

El diseño de un sistema eléctrico de potencia eficiente trae aparejados, inevitablemente, problemas de control. Es por este motivo que resulta imprescindible contar con un sistema de control eficiente, que permita un buen funcionamiento de los generadores, de manera que éstos funcionen dentro de los parámetros aceptables para prevenir daños en los equipos. A raíz de esto, es que debe controlarse la velocidad de rotación de las máquinas generadoras, de modo que la misma se mantenga relativamente constante. A lo largo de este capítulo se realizará un análisis físico matemático de lo antes mencionado, plasmando las ecuaciones siempre en valores por unidad.

2.4.2. Generadores

Como fue mencionado anteriormente, es imperativo evitar variaciones importantes en la velocidad de rotación de los generadores. Para cumplir con este objetivo es que se necesita igualar los pares eléctrico y mecánico de estas máquinas. Como se detallará a continuación, la relación entre dichos pares está íntimamente conectada con la velocidad rotacional. Si se igualan los pares eléctrico y mecánico la velocidad rotacional ω se mantiene constante.

A modo de ejemplo, si se toma un sistema eléctrico muy simple que consta de un único generador funcionando en régimen al cual se le incrementa la carga en determinado momento, puede verse que como resultado la velocidad rotacional decrementa. Esto debe evitarse, dado que como se mencionaba anteriormente, puede dañar el equipo. Para esto debe contarse con un sistema de control, que incremente el par mecánico de la máquina cuando la carga aumenta, de forma de evitar estas variaciones de velocidad.

Para ilustrar lo antes mencionado, se muestra en la figura un modelo simple de un generador

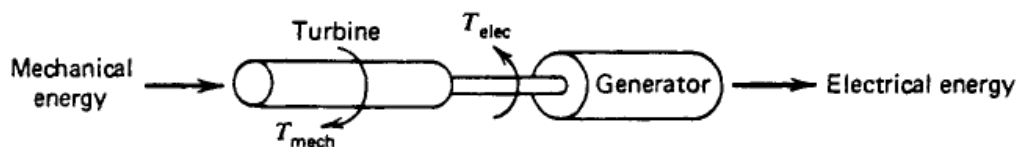


Figura 2.11: Modelo simple de generador

Capítulo 2. Fundamento teórico

En el sistema de control entran una serie de variables, que se procesan para luego enviar “órdenes” al sistema de potencia de modo de mantener la estabilidad. En la siguiente figura puede observarse un esquema de un sistema de control para un sistema eléctrico de potencia.

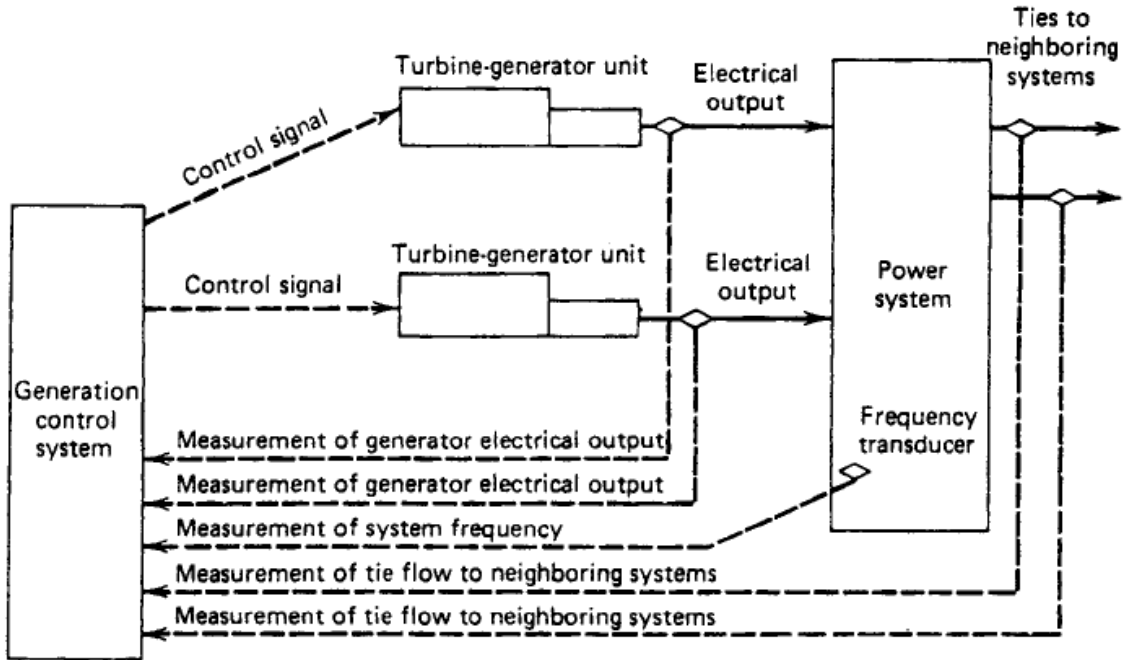


Figura 2.12: Sistema de control

Recordando la expresión de la ecuación (1.2):

$$\frac{d\omega}{dt}I = \tau_{neto} \quad (2.1)$$

Y

$$M = \omega I \quad (2.2)$$

Se denotará a partir de este punto $\frac{d}{dt}\omega$ derivada respecto al tiempo de la magnitud deseada como $\dot{\omega}$.

Donde I es el momento de inercia, $\dot{\omega}$ la aceleración rotacional, τ_{neto} el par neto en la máquina y M el momento angular.

De allí se desprende que:

$$P_{neto} = \omega\tau_{neto} = \omega\dot{\omega}I = \dot{\omega}M \quad (2.3)$$

Para comenzar el análisis de estabilidad se supondrá en un principio que la máquina se encuentra con una velocidad rotacional constante así como

también un ángulo de fase constante (δ_o y ω_o). Que el ángulo sea constante quiere decir que la posición del rotor depende del tiempo en forma lineal y la velocidad rotacional del mismo es constante. Esto sucede cuando el generador se encuentra funcionando a la velocidad de sincronismo. Alrededor de estas condiciones de régimen se considerarán las desviaciones $\Delta\delta$ y $\Delta\omega$ para estudiar de esta forma el comportamiento ante perturbaciones alrededor de los valores de régimen.

Por lo tanto, si la velocidad angular se puede escribir como:

$$\omega = \omega_o + \dot{\omega}t$$

Las variaciones en el ángulo de fase de la máquina pueden escribirse como:

$$\Delta\delta(t) = \int (\omega_o + \dot{\omega}t)dt - \int \omega_o dt$$

Por lo tanto, las variaciones en la velocidad rotacional se pueden escribir:

$$\Delta\omega = \dot{\omega}t = \Delta\dot{\delta}$$

De acuerdo con esto se puede concluir que :

$$\tau_{neto} = I\dot{\omega} = I\Delta\dot{\omega} = I\Delta\ddot{\delta}$$

Estas desviaciones están intrínsecamente relacionadas con la potencia de estos generadores, por lo que en términos de balance de potencias puede escribirse que:

$$P_{neta} = P_{mec} - P_{elec}$$

Escribiendo esta ecuación tanto para los valores en régimen como para las perturbaciones descriptas anteriormente, se obtiene que:

$$P_{neta} = \Delta P_{neta} + P_{neta_o}$$

Por lo que :

$$P_{neta_o} = P_{mec_o} - P_{elec_o}$$

$$\Delta P_{neta} = \Delta P_{mec} - \Delta P_{elec}$$

Entonces:

$$P_{neta} = (P_{mec_o} - P_{elec_o}) + (\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec})$$

Y:

$$\tau_{neto} = (\tau_{mec_o} - \tau_{elec_o}) + (\Delta\tau_{mec} - \Delta\tau_{elec})$$

Capítulo 2. Fundamento teórico

Por lo que:

$$P_{neta} = (\omega_o + \Delta\omega)\tau_{neta}$$

Finalmente:

$$(P_{mec_o} - P_{elec_o}) + (\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec}) = (\omega_o + \Delta\omega)[(\tau_{mec_o} - \tau_{elec_o}) + (\Delta\tau_{mec} - \Delta\tau_{elec})]$$

Esta ecuación puede ser simplificada dado que, al referirse a valores en régimen $P_{mec_o} = P_{elec_o}$. Una relación análoga sucede si tomamos en cuenta los pares. A su vez, se pueden despreciar los productos entre las variaciones de velocidad y las variaciones de par, por ser valores muy pequeños en comparación con los otros términos. De esta forma, la expresión anterior resulta:

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec} = \omega_o(\Delta\tau_{mec} - \Delta\tau_{elec})$$

Se puede concluir entonces que el par está relacionado a los cambios en la velocidad:

$$(\tau_{mec_o} - \tau_{elec_o}) + (\Delta\tau_{mec} - \Delta\tau_{elec}) = I \frac{d}{dt} \Delta\omega$$

Luego como en régimen los pares eléctrico y mecánico son iguales y utilizando las expresiones anteriores se concluye que:

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec} = \omega_o I \frac{d}{dt} (\Delta\omega) = M \frac{d}{dt} (\Delta\omega)$$

Esto puede verse en forma de diagrama de bloques

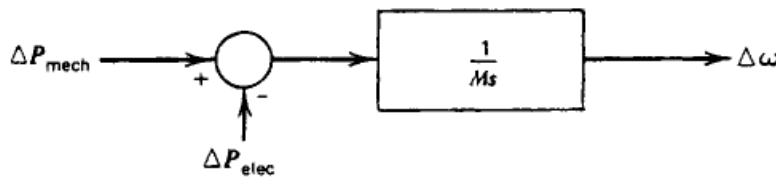


Figura 2.13: Control de un generador

2.4.3. Cargas

Las cargas en un sistema eléctrico de potencia son muy variables. Estas pueden consistir en resistencias prácticamente puras, motores de diversas características entre otros. Dado que una parte muy importante de las cargas en un sistema de potencia consiste en motores, cuyo consumo está relacionado con la frecuencia, se modelarán este tipo de cargas. De acuerdo con esto,

puede estipularse que las variaciones en potencia a partir de la frecuencia son de la forma:

$$\Delta P_{Carga} = C\Delta\omega$$

Siendo C entonces el cociente entre el porcentaje de variación de potencia y el porcentaje de variación en frecuencia.

Dado que se está trabajando en valores por unidad, hay que tener en cuenta que si la base del sistema es distinto al valor nominal de la carga, se debe multiplicar esto por el cociente entre la potencia nominal de la carga y la base que se está tomando para obtener así la relación entre porcentajes deseada.

El cambio en la potencia eléctrica de una carga puede separarse entonces entre aquella parte que es sensible a los cambios en la frecuencia y aquella que no la es.

Se puede escribir de esta forma:

$$\Delta P_{elec} = \Delta P_C + D\Delta\omega$$

Donde el primer término no depende de los cambios en la frecuencia. El diagrama de bloques de la figura 2.13 se modifica entonces, de forma de reflejar la dependencia de la potencia consumida por la carga con la frecuencia de rotación. Esto se ilustra en la figura a continuación:

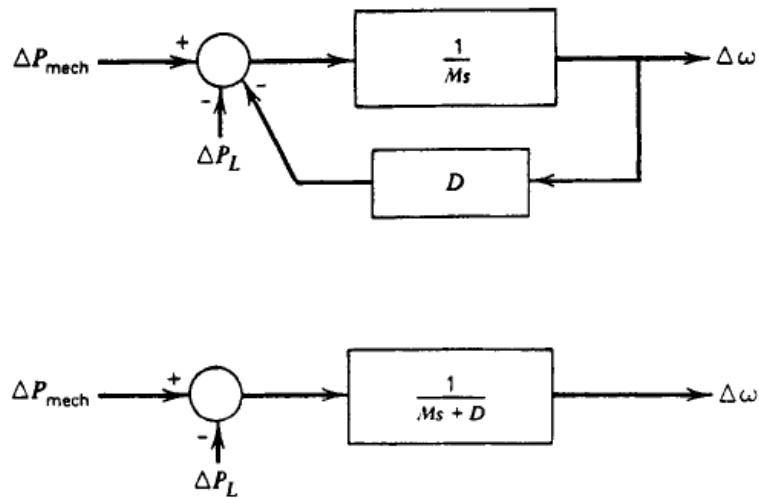


Figura 2.14: Control de un generador

En un sistema de potencia, sin embargo, se tienen varios generadores funcionando al mismo tiempo, por lo que el esquema se torna bastante más complejo. Esto es así ya que deben tomarse en cuenta las diferencias entre los ángulos de fase de las máquinas que pertenecen al sistema. Para el análisis

Capítulo 2. Fundamento teórico

que concierne aquí sin embargo, se puede realizar la simplificación de que la frecuencia es la misma en las partes de la red que están fuertemente interconectadas. El momento angular se puede considerar entonces como un único valor equivalente para este conjunto de generadores, así como también el coeficiente C introducido anteriormente. Nuevamente se ilustra este diagrama a continuación:

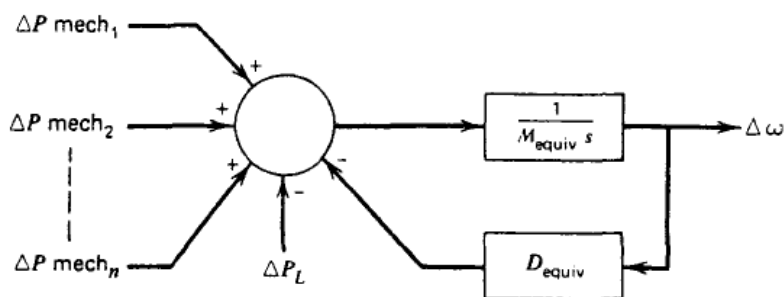


Figura 2.15: Control de un generador

2.4.4. Turbina primaria

Los generadores que componen un sistema eléctrico de potencia pueden ser de diversa índole. En el caso del sistema eléctrico uruguayo, como ya fue mencionado, se cuenta con energías hidráulica, térmica y eólica. Los modelos para los diferentes tipos de generadores son distintos y con niveles de complejidad variable, ya que las turbinas que mueven los generadores hidráulicos no se modelan igual que las turbinas a vapor. Para cada modelo deben tenerse en cuenta las características particulares de las turbinas a modelar. Sin embargo, a los efectos de lo que se quiere ilustrar en este texto, basta con contar con un modelo básico, basado en las turbinas a vapor. Se ilustra entonces un modelo más completo, en el cual se incluye además del generador y la carga la turbina principal que mueve a dicho generador.

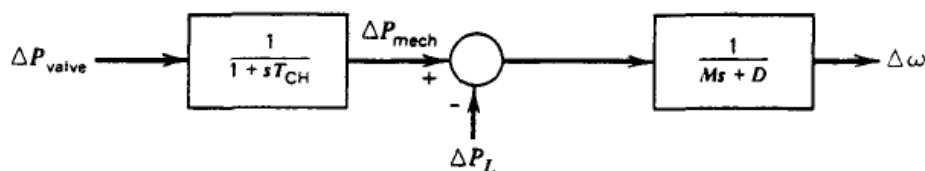


Figura 2.16: Bloque de control

Donde T_{ch} es una constante de tiempo y ΔP_{valv} es el cambio en la posición de la válvula respecto de la nominal

2.4.5. Gobernador

Si se asume que la unidad generadora está equipada con una turbina cuya potencia mecánica es fija, sucede entonces que cualquier cambio en la carga que se encuentra conectada al generador implica que la frecuencia cambie para compensar este cambio en la carga, lo cual podría suponer que la misma varíe fuera de los límites aceptables. Para solucionar esto, se coloca un sistema de control que ajusta la apertura de las válvulas de tal forma de ajustar la potencia mecánica suministrada en función de la carga, evitando así las variaciones de frecuencia.

El sensado de las variables relevantes se hace por medios electrónicos, mientras que la variación en la apertura de las válvulas comúnmente está dada por mecanismos que combinan sistemas electrónicos, mecánicos e hidráulicos.

Para devolver la frecuencia a valores nominales, se trabaja con el error proveniente de la diferencia entre la frecuencia de referencia (nominal) y la frecuencia a la que el sistema está trabajando en el momento. Nuevamente, y a pesar de que los sistemas de control actuales poseen una complejidad mucho mayor, con el fin de ilustrar lo que se desea plasmar en este texto se hará uso de un sistema muy simple conocido como gobernador isócrono (que como fue explicar anteriormente funciona de tal forma que mantiene a la frecuencia fija comparando la misma con un valor de referencia y ajustando en función de ella).

En este modelo, la señal de error producto de la resta (que es llamada $\Delta\omega$) es amplificada y negada. Luego se integra para producir una señal Δp de la válvula, que hace variar la posición de la misma, es decir abriendo o cerrando la válvula de vapor en función de las necesidades de incremento o decremento de potencia mecánica.

Se ilustra a continuación el modelo completo de todo lo explicado hasta este punto.

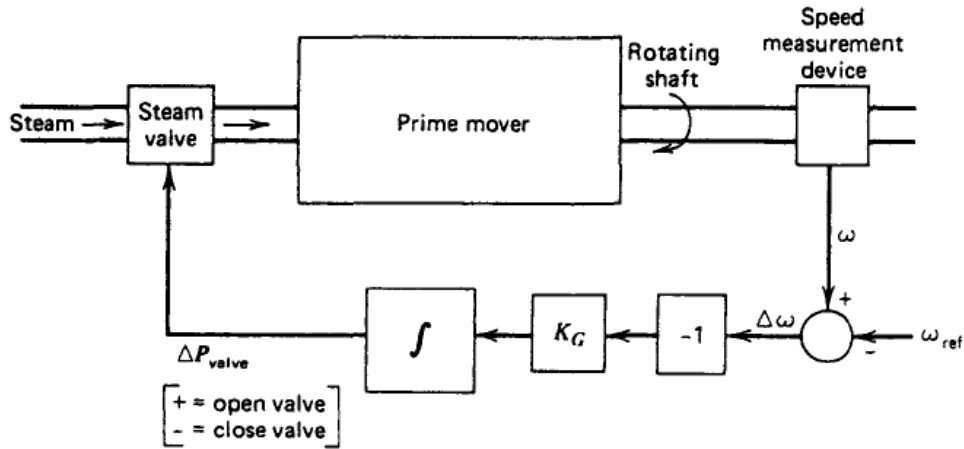


Figura 2.17: Bloque de control con gobernador

El modelo indicado anteriormente posee sin embargo un problema importante y es que solamente sirve para un único generador. Si dos o más generadores se conectaran a la misma red, ambos tendrían que tener exactamente el mismo seteo de velocidad, o de otra forma cada uno de ellos intentaría imponer su propia velocidad. Para poder conectar dos o más generadores debe añadirse al diagrama de bloques presentado anteriormente algún tipo de realimentación de modo que esto no suceda.

Para solucionar el problema mencionado se puede implementar un sistema que haga que el error se anule para diferentes velocidades además de añadir una referencia para la carga. En el diagrama de bloques que se ilustra a continuación $\frac{1}{R}$ es la ganancia neta del gobernador y T_G una constante de tiempo. El valor de R a su vez determina la pendiente de la recta, es decir la relación entre el cambio en la potencia de salida y la frecuencia, pudiéndose escribir como:

$$R = \frac{\Delta P}{\Delta \omega} pu$$

Esto resulta en una relación lineal entre la frecuencia del equipo y la salida del mismo (en valores por unidad). La pendiente en dichas gráficas es conocida como "droop". Como resultado, puede lograrse un sistema de control que imponga cambios proporcionales en el generador, respecto de las variaciones demandadas por la carga. Para dos generadores con distintas características, habrá una única frecuencia a la cual el cambio en la potencia demandada por la carga será el mismo. Se ilustra entonces el diagrama de bloques mencionado, junto con gráficas que muestran la característica lineal mencionada entre la frecuencia y la potencia de dichos generadores en por unidad.

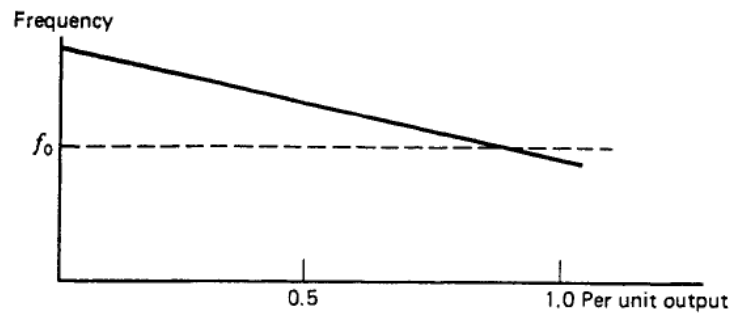
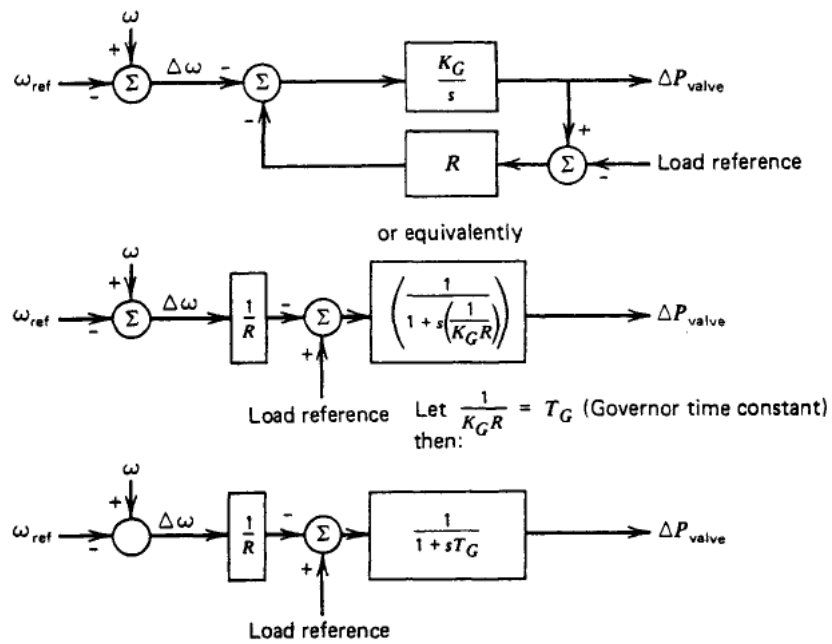


FIG. 9.12 Speed-droop characteristic.

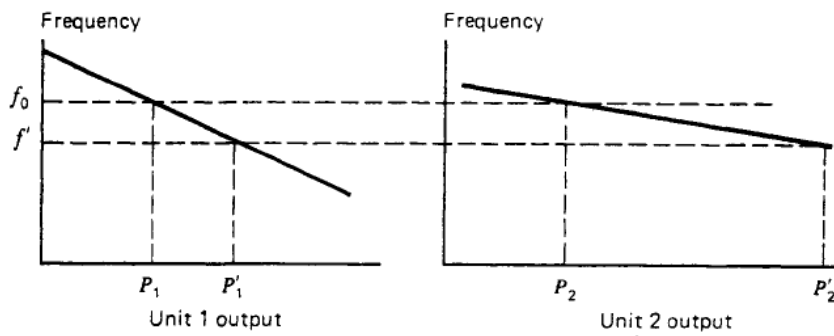


Figura 2.18: Bloque de control

Asimismo puede observarse a continuación la regulación de la velocidad para este tipo de máquinas.

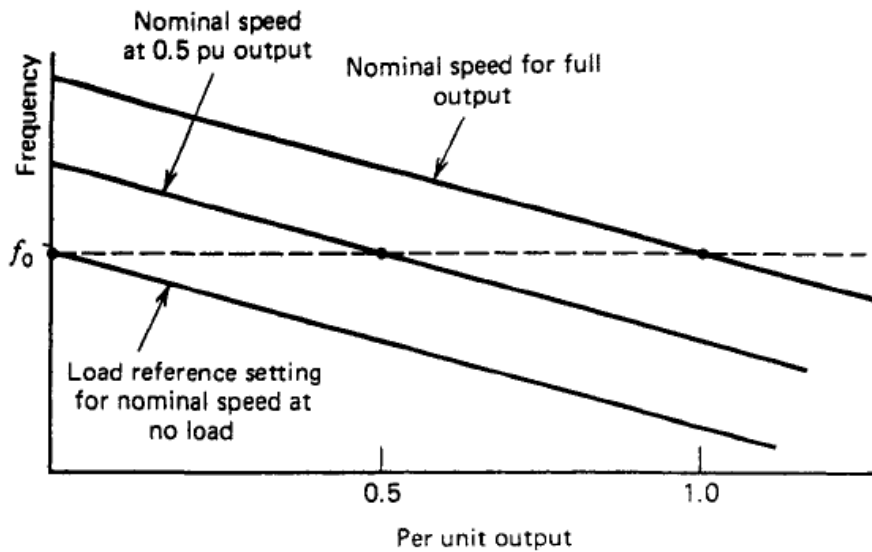


Figura 2.19: Regulador de velocidad

Como puede verse en la gráfica de la figura 2.18, si los dos generadores del ejemplo se encuentran funcionando a una frecuencia nominal f_0 y ocurre un aumento en la demanda, es decir la potencia demandada por la carga es mayor, se tiene un incremento en el factor ΔP_{carga} . Esto tiene como resultado un descenso en la velocidad de los generadores. Para contrarrestar este efecto, los gobernadores correspondientes buscan una nueva potencia de salida de modo de encontrar una nueva frecuencia de operación denominada f' .

El aumento en la potencia mecánica es proporcional a la pendiente de droop de cada una de las unidades, es decir que el incremento neto en ambos generadores es igual al aumento de la demanda en la carga.

Es decir:

$$\Delta P_{carga} = P'1 - P1 + P'2 - P2$$

Vale la pena destacar que la nueva frecuencia también depende de las características de frecuencia de la carga conectada a estos generadores.

Puede observarse en los diagramas de bloques que hay una entrada llamada "referencia de la carga" la cual puede alterarse para que el gobernador entregue la frecuencia deseada para cualquier potencia de salida. Es este el parámetro que debe ajustarse para mantener la frecuencia en el valor nominal.

Finalmente se puede ilustrar un diagrama de bloques completo de este sistema, que incluye el gobernador, la turbina el generador y la carga. Este sistema de control se diagrama de la siguiente manera:

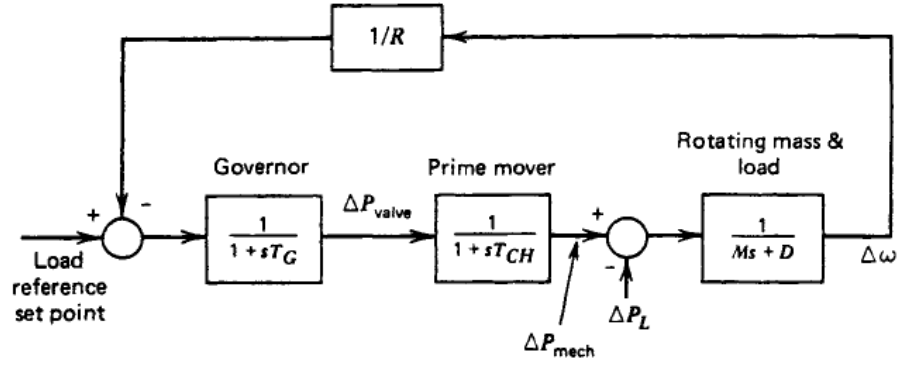


Figura 2.20: Diagrama completo de sistema de control

El análisis de este sistema de control se puede realizar utilizando como herramienta a la transformada de Laplace, por lo que dado un cambio en la potencia de la carga escrito de la forma:

$$\Delta P_{carga}(s) = \frac{\Delta \omega}{s}$$

La función de transferencia del sistema es de la forma:

$$\Delta \omega(s) = \Delta P_{carga}(s) \frac{\frac{-1}{Ms+D}}{1 + \frac{1}{R} \frac{1}{1+sT_G} \frac{1}{1+sT_H} \frac{1}{Ms+D}}$$

A partir de esta función de transferencia, se halla el valor de $\Delta \omega$ en régimen hallando el límite con s tendiendo a cero de la función de transferencia antes mencionada, de modo que:

$$\Delta \omega_{reg} = \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta \omega(s)] = \frac{-\Delta P_{carga} \frac{1}{D}}{1 + \frac{1}{R} \frac{1}{D}} = \frac{-\Delta P_{carga}}{\frac{1}{R} + D}$$

Si D fuera cero, esta expresión se simplificaría en forma notoria, siendo simplemente:

$$\Delta \omega_{reg} = -R \Delta P_{carga}$$

Si hubiesen varios generadores, cada uno con su gobernador y turbina correspondientes conectados al sistema, la expresión para el cambio en la frecuencia sería :

$$\Delta \omega = \frac{-\Delta P_{carga}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}}$$

2.4.6. Flujo de carga en un sistema eléctrico de potencia

Se puede modelar la potencia activa que fluye entre dos barras de un sistema de potencia de la siguiente manera:

$$P_{fluj o} = \frac{1}{X_{lin}}(\theta_1 - \theta_2)$$

Siendo X_{lin} la reactancia de la línea y θ los ángulos en los extremos de las barras. A partir de desviaciones de los ángulos nominales se obtienen entonces desviaciones en el flujo de potencia activa, por lo que se denota:

$$P_{fluj o} + \Delta P_{fluj o} = \frac{1}{X_{lin}}[(\theta_1 + \Delta\theta_1) - (\theta_2 + \Delta\theta_2)] = \frac{1}{X_{lin}}(\theta_1 - \theta_2) + \frac{1}{X_{lin}}(\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2)$$

Por lo que:

$$\Delta P_{fluj o} = \frac{1}{X_{lin}}(\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2)$$

Donde estos ángulos coinciden con los de las máquinas conectadas a estas barras, es decir $\Delta\delta$.

Entonces, utilizando que la velocidad rotacional es la derivada de la posición angular y utilizando transformadas de Laplace, se puede escribir:

$$\Delta P_{fluj o} = \frac{T}{s}(\Delta\omega_1 - \Delta\omega_2)$$

Siendo T un coeficiente conocido como “rigidez de la línea”.

Pensando en un sistema simple, donde hay dos máquinas conectadas por una línea, la dirección del flujo de potencia que circula por la línea depende del desfase relativo entre las dos barras pertenecientes a cada una de las máquinas.

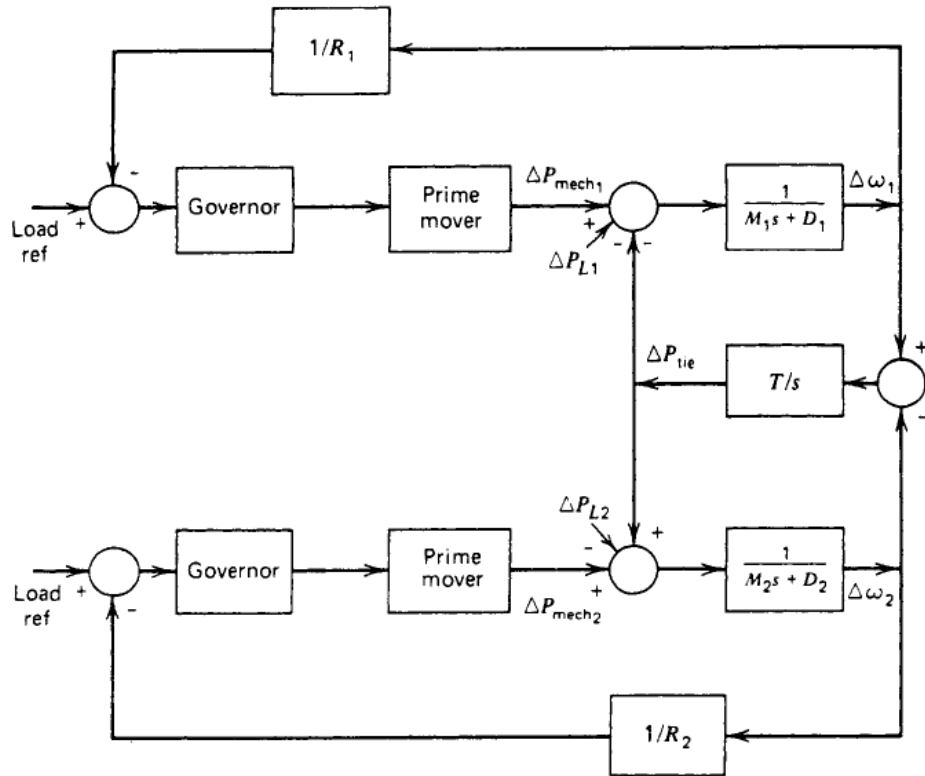


Figura 2.21: Sistema de dos barras y una línea

Si sucede que hay un incremento de carga en uno de los dos sectores antes mencionados, se podrá observar un transitorio que consta de oscilaciones llamadas “oscilaciones de sincronización”. Es de interés conocer la frecuencia en régimen, que es la misma para los dos sectores interconectados, luego de que se haya disipado dicho fenómeno.

Entonces, en régimen:

$$\Delta\omega = \Delta\omega_1 = \Delta\omega_2$$

Y:

$$\frac{d}{dt}\Delta\omega_1 = \frac{d}{dt}\Delta\omega_2 = 0$$

Además:

$$\Delta P_{mec1} - \Delta P_{lin} + \Delta P_{carga1} = \Delta\omega D_1$$

$$\Delta P_{mec2} + \Delta P_{lin} = \Delta\omega D_2$$

$$\Delta P_{mec1} = \frac{-\Delta\omega}{R_1}$$

Capítulo 2. Fundamento teórico

$$\Delta P_{mec2} = \frac{-\Delta\omega}{R_2}$$

Utilizando las ecuaciones anteriores, pueden obtenerse expresiones para las variaciones en velocidad rotacional así como también para los cambios en la potencia de la línea. Dichas expresiones se resumen a continuación:

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_{carga1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2}$$

$$\Delta P_{linea} = \frac{-\Delta P_{carga1}(\frac{1}{R_2} + D_2)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2}$$

Al analizar entonces la respuesta de la frecuencia ante un cambio abrupto de la potencia demandada por la carga (es decir un cambio en forma de escalón), se obtiene que siempre existe un error en la frecuencia a raíz de ese cambio. En la figura siguiente se denotan las gráficas para estos cambios en la frecuencia como consecuencia de cambios en la potencia demandada.

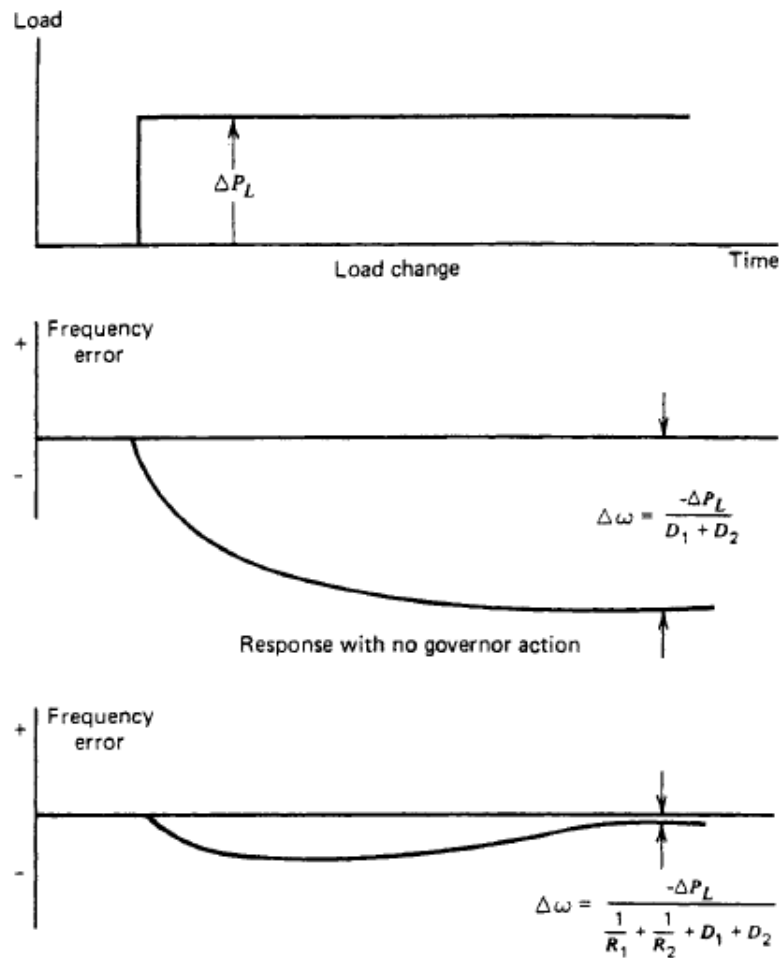


Figura 2.22: Respuesta de la frecuencia ante un escalón de carga demandada

2.4.7. Control de generación

Se emplean métodos de generación automática con el fin de mantener la frecuencia y el flujo de carga en valores aceptables, así como también mantener la generación en un valor deseado (no solo en referencia a aspectos técnicos sino también económicos).

Como fue explicado en este capítulo, un cambio en la carga demandada produce un cambio en frecuencia correspondiente, el cual debe ser contenido para no caer en valores demasiado alejados del nominal.

Hay distintos métodos para controlar la generación, algunos de los cuales serán mencionados a continuación.

- Control integral

Este tipo de control consiste en agregar un bloque integrador, el cual fuerza el error a cero ajustando la referencia de velocidad de la máquina.

■ Control de líneas

Este tipo de control es necesario dado que los sistemas eléctricos de potencia no se encuentran en isla. Es decir, dada la red eléctrica de un país la misma se encuentra (por lo general) interconectada con otros sistemas eléctricos. El intercambio energético entre ambos sistemas debe ser controlado, ya que depende de aspectos económicos que conciernen a la comercialización de energía de los países en cuestión. En este caso entonces, no es aceptable que si la carga de un país se encuentra conectada tanto a su red como a la del país vecino, un aumento de carga produzca un incremento en la generación de ambos países en forma “natural”. En este caso es muy importante el control del flujo de potencia, para no incurrir en costos innecesarios. [13]

2.5. Relés de protección y disparo de carga ante variaciones de frecuencia

Como se mencionó en la introducción de este documento, es necesario modificar la cantidad de carga conectada a un sistema eléctrico de potencia si, como resultado de alguna falla, la frecuencia del mismo varía más allá de los parámetros aceptables.

Sin una protección contra subfrecuencias el sistema de potencia se iría deteriorando. Un exceso de carga por sobre la generación implica que esta potencia faltante debe ser provista por los generadores, los cuales bajan su velocidad considerablemente para poder proveer la potencia faltante. La inestabilidad resultante de esta situación termina por provocar la desconexión de generadores debido a la apertura de sus protecciones por lo que el sistema eléctrico se torna más inestable.

Vale la pena destacar que no todas las centrales generadoras se comportan de la misma manera. Mientras que una central hidráulica puede soportar descensos de frecuencia de hasta un 10 % una central térmica no soporta más de un 5 % ya que, debido a sus características de funcionamiento la pérdida de frecuencia deriva en más pérdida de potencia y así sucesivamente, causando daños severos en las turbinas de vapor.

Internacionalmente, se han recomendado fuertemente los programas que involucran el despeje de carga luego de fallas importantes en el sistema eléctrico de potencia.

El sistema eléctrico puede seguir subsistiendo si se desconecta un suficiente porcentaje de carga de tal forma que la generación disponible sea suficiente para abastecer la carga que permanezca conectada al sistema. De no realizarse esta desconexión, el resultado sería un mayor descontrol en la red eléctrica, pudiendo perderse otros generadores y transformadores, derivando eventual-

2.5. Relés de protección y disparo de carga ante variaciones de frecuencia

mente en una pérdida total de la generación. Esto implicaría además que se necesite una mayor cantidad de tiempo para restaurar el sistema.

Es con este objetivo que se colocan relés de detección y acción, para llevar a cabo la desconexión de un determinado porcentaje de carga, que depende de la naturaleza y magnitud de la falla que originó el cambio en frecuencia en primera instancia.

Los disparos de carga son planificados a partir de estudios dinámicos que muestran el desbalance más probable entre generación y demanda y cuyos resultados son inherentes a cada sistema eléctrico particular. Estos estudios tienen en cuenta todas las acciones que ocurren dada una caída en la frecuencia nominal de una red. Se debe contar también con una coordinación entre los sistemas eléctricos que estén interconectados, ya que una acción posible es abrir las líneas de interconexión para restaurar la frecuencia. En contrapartida, en lugares donde puede preverse un exceso de generación respecto a la demanda, estos relés pueden utilizarse para disparar generación en forma automática, de modo de prevenir una subida excesiva de la frecuencia.

Luego que la contingencia haya sido controlada, los relés pueden utilizarse para restaurar la carga antes disparada, teniendo en cuenta que haya pasado el suficiente tiempo para que el sistema haya vuelto a sus condiciones de régimen.

Dichos elementos de protección se colocan en estaciones de transmisión y/o distribución donde se encuentren los mayores centros de carga, de modo de desconectar la misma cuando se detecta que la frecuencia ha llegado a ciertos umbrales pre-programados.

En algunos casos, incluso se programa una desconexión de elementos de generación, dada la eventualidad que los mismos no puedan recuperarse de ciertas contingencias. Esto también se hace en algunos casos para proteger las cargas de los clientes conectados a dichos generadores dada la eventualidad de que esa parte del sistema pudiese quedar en isla (se desea evitar que estas cargas reciban el impacto de un cambio importante en frecuencia o tensión). Sin embargo, esta desconexión de generadores debe estar bien coordinada con el disparo de carga. Esto es así dado que, si se desconectan demasiados generadores previo al disparo de carga se pierde la inercia del sistema así como también el flujo de reactiva necesario para estabilizar los niveles de tensión.

Los programas nacionales de disparo de carga automático deben, entonces, asegurar que la frecuencia pueda restaurarse luego de los eventos más críticos que pudiesen suceder en el sistema - es decir que deben diseñarse teniendo en cuenta las máximas demandas que pudiesen ocurrir - de modo de prever un disparo de carga suficiente, y que permita el retorno de la frecuencia a valores nominales en el menor tiempo posible. Esto también logra impedir la pérdida de generación debido a la desconexión de las protecciones

inherentes a estos equipos, mencionadas anteriormente.

2.5.1. Diseño de circuitos de respuesta ante subfrecuencia

Hay tres aspectos que es necesario conocer para lograr un sistema de disparo de carga que sea efectivo. Estos son:

- El máximo nivel de sobrecarga

Es muy difícil determinar cuál será la máxima sobrecarga que pueda alcanzar el sistema, en particular en redes muy grandes con gran cantidad de interconexiones resulta prácticamente imposible prever qué zonas quedarán en isla y cuál será el desbalance resultante.

Algunos estudios de estabilidad, sin embargo, pueden proveer de información acerca de cuáles son los puntos más probables de separación para el sistema interconectado, y en consecuencia se puede estimar una sobrecarga para esa área.

- La máxima carga a disparar

La cantidad de carga a disparar por el sistema debe ser suficiente para lograr restaurar la frecuencia a valores cercanos a los nominales. Para esto, la carga disparada debe casi equiparar el nivel de sobrecarga.

Sin embargo, no es esencial que la frecuencia sea restaurada exactamente a su valor nominal debido a que si se acerca lo suficiente a este valor el sistema puede lograr llegar al mismo mediante mecanismos de control (por ejemplo, control secundario).

Si el sistema no cuenta con mecanismos de control que posibiliten llevar la frecuencia a valores nominales, podría aumentarse levemente la generación para lograr este objetivo.

En relevamientos realizados a redes de potencia en donde se utiliza el disparo por subfrecuencia, se encuentra que la mayoría dispara entre el 20 % y el 50 % de la carga. En menor medida se dispara entre el 10 y el 25 % mientras que algunos sistemas disparan entre un 50 % y un 75 % de carga. Por más exagerada que parezca esta última cifra, no hay razón para detener el disparo de carga si la frecuencia no se ha restaurado.

Generalmente, la carga suele dispararse por etapas de manera de optimizar la cantidad de carga disparada. A su vez, estos disparos deben distribuirse de manera coherente a lo largo de la red de potencia para evitar espurios que puedan causar la apertura de líneas de transmisión. [9] [12]

- El nivel de frecuencia al que se comenzará a disparar carga

El nivel al cual debería iniciarse el disparo de carga debe ser elegido considerando varios factores, principalmente debe estar por encima del umbral al cual el sistema no podría recuperarse o dejara de operar. En sistemas aislados, esta frecuencia normalmente es menor, mientras que para sistemas interconectados el nivel de la frecuencia al cual debería iniciarse el disparo de carga es mayor.

Como se mencionó anteriormente, es difícil determinar la configuración ideal de los relés de disparo por subfrecuencia, y estas pruebas consisten normalmente en procedimientos de ensayo y error.

Para comenzar a seleccionar los parámetros del sistema de disparo, se debe elegir primero la cantidad de etapas en las que se disparará carga y el porcentaje de carga a ser disparada por cada una.

La cantidad de pasos en general está determinada por la máxima carga a disparar, dado que a mayor cantidad de carga es aconsejable dividir los disparos en una mayor cantidad de pasos. En general, la cantidad de disparos debe ser de entre tres y cinco dado que la experiencia ha indicado que estas son las cantidades ideales para disparar la menor carga posible logrando los objetivos deseados.

El porcentaje de carga a disparar por etapa no es crucial. En general, el primer umbral de disparo está relacionado con la potencia del generador más grande o de la capacidad de recuperación de las líneas. La cantidad de carga a disparar en el resto de las etapas no tiene un procedimiento específico.

El procedimiento para seleccionar los parámetros de configuración de los relés es similar en muchos aspectos a los utilizados para cualquier otro relé de protección. Debe asegurarse la selectividad por medio de la coordinación de los tiempos para lo cual es necesario instaurar retardos entre disparos de las distintas etapas, de forma de no incurrir en desconexiones innecesarias de carga.

Si bien es imposible generalizar acerca del tiempo óptimo de retardo para todos los sistemas, el mismo suele encontrarse entre los 0,3 y los 0,4 segundos aunque para algunos tipos de carga en particular se podría requerir más tiempo. [9] [12]

2.6. Compensación de Reactiva

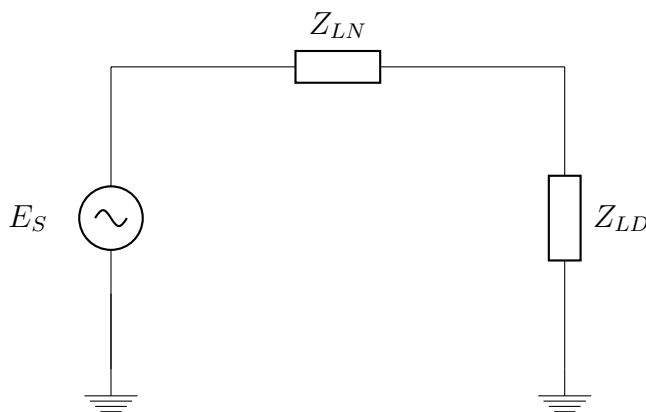
La compensación de reactiva tiene como objetivo principal el control de tensión en diversos puntos de la red. Se busca que las tensiones en todas las barras de la red se mantengan relativamente cercanos a su valor nominal. Un sistema se vuelve inestable desde el punto de vista de la tensión cuando un cambio en el sistema provoca, en general, una caída incontrolable de la

tensión. El factor esencial causante de la inestabilidad es la incapacidad de suministrar la potencia reactiva necesaria.

2.6.1. Estabilidad en tensión

Un criterio posible para estabilidad en tensión consiste en que la tensión en cada barra del sistema aumenta cuando la inyección de reactiva en esa barra aumenta. De esta manera, un sistema es inestable (desde el punto de vista de la tensión) si en alguna barra la tensión disminuye

La forma más fácil de abordar el problema consiste en considerar un circuito sencillo, formado por una fuente de tensión constante (E_S) alimentando una carga (Z_{LD}) a través de una impedancia serie (Z_{LN}). Este esquema bien puede representar la alimentación de un radial de distribución a una zona de carga, estando abastecido el primero mediante un sistema de transmisión.



Las impedancias complejas pueden representarse como:

$$\hat{Z}_{LN} = Z_{LN} \angle \theta$$

$$\hat{Z}_{LD} = Z_{LD} \angle \varphi$$

Durante este ejemplo se usará una red fuertemente inductiva, con $\tan(\theta) = 10$ y un factor de potencia $\cos(\phi) = 0,95$ inductivo.

Se puede demostrar que la corriente por la malla verifica:

$$I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{E_S}{Z_{LN}} \quad (2.4)$$

Siendo:

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right)^2 + 2 \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \right) \cos(\theta - \varphi)$$

2.6. Compensación de Reactiva

De esta forma, la tensión sobre la carga es:

$$V_R = Z_{LD} I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} E_S \quad (2.5)$$

La potencia activa abastecida a la carga vale:

$$P_R = V_R I \cos(\varphi) = \frac{Z_{LD}}{F} \left(\frac{E_S}{Z_{LN}} \right)^2 \cos(\varphi) \quad (2.6)$$

En la figura 2.23 se presentan las gráficas de (2.4), (2.5) y (2.6) en función del cociente Z_{LN}/Z_{LD} . Las tres magnitudes están debidamente normalizadas.

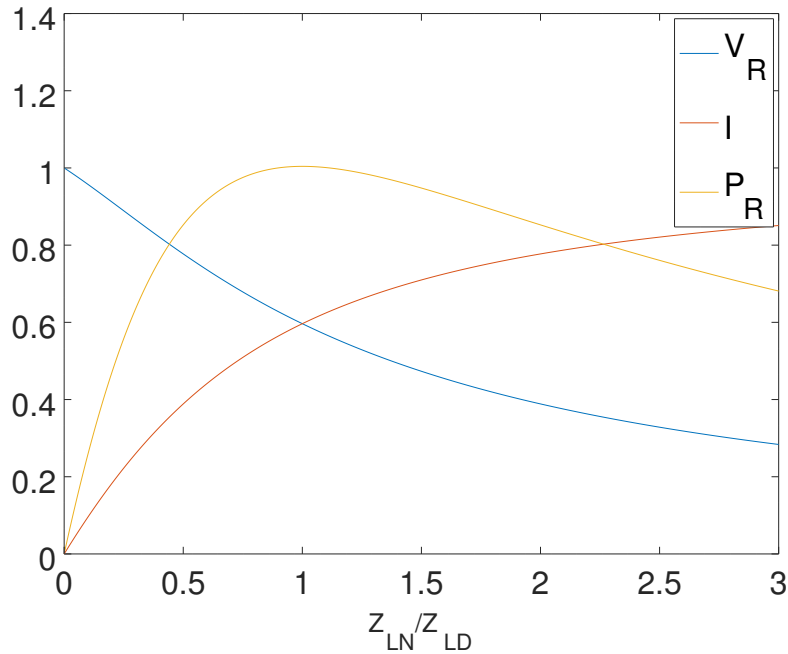


Figura 2.23: Tensión, corriente y potencia sobre la carga en función de la demanda de la carga

Notar cómo la potencia transmitida es máxima (P_{max}) cuando la caída de tensión en la línea posee magnitud V_R . Es decir, cuando $Z_{LN} = Z_{LD}$. Este punto de operación supone el límite de estabilidad del sistema. A partir de ahí, si la impedancia de la carga disminuye también disminuye la potencia consumida. El sistema posee dos puntos de funcionamiento posibles para cualquier otro valor de potencia $P_R < P_{max}$. Uno corresponde a una corriente alta y tensión pequeña (generalmente inestable); el otro a una corriente más pequeña y un valor de tensión cercano al nominal (generalmente estable).

Lo que se busca generalmente es operar cerca de valores nominales de tensión. Idealmente para valores de Z_{LN}/Z_{LD} menores al que intersecta a las curvas de tensión (azul) con potencia (amarilla).

Capítulo 2. Fundamento teórico

Variar la impedancia de la carga es inviable para lograr consumir una potencia $P > P_{max}$. Viendo la ecuación 2.6 es claro que la única forma de lograrlo es aumentando la tensión de alimentación E_S o aumentando el factor de potencia $\cos(\phi)$. Para ilustrar este último concepto es útil graficar el vínculo entre la potencia de la carga P_R y su tensión V_R , para distintos factores de potencia. Esto se ilustra en la figura 2.24.

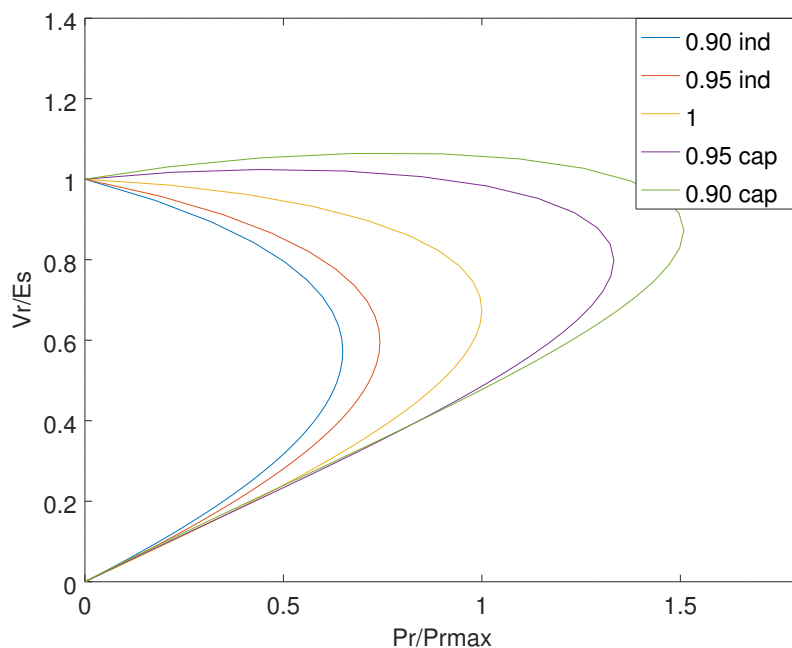


Figura 2.24: Curva P-V para distintos $\cos(\phi)$
ind = "inductivo", cap = "capacitivo"

En el eje vertical se muestra la tensión en la carga, normalizada a partir del tensión de la fuente. En el horizontal, la potencia consumida por la carga normalizada según la potencia máxima a factor de potencia unitario. Es deseable trabajar en un punto de funcionamiento "por encima" del extremo relativo de cada curva.

2.6.2. Condiciones de operación

El control de tensión y potencia reactiva debe cumplir ciertas condiciones para lograr ser eficiente, optimizando el rendimiento de la red eléctrica. Estas condiciones pueden resumirse en tres puntos:

- Los niveles de tensión en los puntos de conexión en los terminales de todos los equipos deben estar dentro de cierto rango aceptable. Tanto las máquinas generadoras como los motores de los consumidores están

2.6. Compensación de Reactiva

diseñados para operar dentro de ciertos niveles de tensión. Si estos permanecieran fuera de este rango por demasiado tiempo, su desempeño se ve afectado, e incluso pueden llegar a dañarse los equipos.

- El flujo de reactiva suele querer minimizarse para disminuir las pérdidas en la red. A su vez, un menor flujo de reactiva posibilita mayor circulación de potencia activa para el sistema de potencia.

El problema de la mantención de las tensiones dentro de rangos adecuados es difícil de solucionar, dado que la red abastece a varias cargas con generación proveniente de diversos generadores. Conforme varía la demanda, también lo hacen los requerimientos de generación de las unidades que componen la red.

En contraste con la frecuencia, que depende del balance de potencia activa de la red en general, el control de tensión óptimo se realiza colocando compensadores en forma dispersa en la red.

[7]

Capítulo 3

Uso de PSSE y armado de casos

Se realizará en esta sección una breve descripción de las herramientas a utilizar para el desarrollo de este proyecto. El análisis estático y dinámico de la red eléctrica se realizó mediante el programa PSSE. Para esto se trabajó de dos maneras distintas. La primera consistió en preparar los casos directamente en la interfaz del programa (utilizada en las primeras partes del proyecto, para preparar los casos iniciales y realizar ciertas configuraciones base) y la segunda, que supuso la automatización de la corrida de flujos estáticos así como también de las simulaciones dinámicas.

A su vez se procedió a programar varios scripts en Python, que se comunican directamente con el PSSE. Los mismos incorporan en su código todos los parámetros a incluir para la corrida automática de los casos. Una vez obtenidos los resultados a partir de corridas sucesivas del script de Python, se realizó el análisis de los distintos casos. Para exportar los datos en forma gráfica se utilizó el programa Matlab.

Una explicación más detallada de los programas y su funcionamiento se realiza en el siguiente capítulo.

Como se mencionó anteriormente, se cuenta con un modelo de la red eléctrica uruguaya proporcionado por UTE. Este modelo se encuentra en el programa PSSE.

El modelo proporcionado consiste en un diagrama esquemático de todos los puntos de generación del país, así como también todas las barras y líneas que las interconectan. Cabe destacar que el modelo con el que se contó en esta oportunidad data del año 2015, por lo que algunos de los parques eólicos que se pusieron en servicio recientemente no se encuentran modelados en este sistema.

3.1. Armado de casos

El primer paso para la evaluación del sistema DAF consistió en el armado de un grupo de casos que permitieran extrapolar la eficiencia del sistema a un nivel más general. El criterio para la selección de dichos casos se explicará más adelante. Tal como se expuso en esta misma sección, se cuenta con el esquema ya modelado de la red nacional, así como con una serie de casos base a partir de los cuales se realizaron modificaciones en términos de generación y demanda.

Cabe destacar que el armado de los casos debe realizarse con cuidado, dado que ante situaciones extremas la red en isla puede tornarse inestable. En este contexto, no es correcto realizar una evaluación del desempeño del disparo de los relés, ya que si el sistema es inestable actuarán otro tipo de protecciones que no se encuentran modeladas en nuestro esquema de la red. Sin embargo, casos de esta índole han sido probados y documentados. A pesar de no contar con los modelos de las protecciones de máquinas y líneas de transmisión, se deja constancia en el análisis realizado si las magnitudes exceden sus límites permitidos. Si el caso lo amerita, el mismo es resimulado sacando de servicio las máquinas o líneas defectuosas “a mano” - sin utilizar las herramientas de automatización implementadas para la corrida de los casos-.

En contrapartida, si la red se encuentra en un valle -y más aún si la generación proveniente de Salto Grande no es sustancial-, es posible que los relés de subfrecuencia no actúen, estabilizándose el sistema en forma autónoma y sin necesidad de disparar cargas. Este escenario es plausible ya que si la demanda es mínima y también lo es el flujo de potencia proveniente de la interconexión, las consecuencias de la falla no son notorias. Estas condiciones, sin embargo, no son habituales.

Otro punto a considerar es la influencia del momento del día y la estación del año en la demanda y la generación. Esto quiere decir que los casos podrían diferir de acuerdo a la estación. A su vez, en un mismo momento del año deben realizarse distinciones entre día y noche.

3.1.1. Casos base

Tal como fue adelantado en numerosas ocasiones, UTE brindó varios “casos base” sobre los cuales trabajar e introducir modificaciones. Éstos son archivos en formato *.sav*, que pueden ser leídos por PSSE.

Cada caso intenta modelar la situación en la que se encuentra la red eléctrica. Se caracteriza por:

- La cantidad de máquinas rotativas en servicio, con su potencia de generación asociada.

3.2. Flujo de cargas estático

- Las cargas conectadas a la red, con su respectivo consumo.
- Las conexiones entre puntos determinados de la red, pudiendo haber líneas o transformadores fuera de servicio dependiendo del escenario a considerar.

Se contó en un principio con 9 casos base, que pretenden modelar situaciones de la red en diversos escenarios. Por la nomenclatura brindada, de aquí en más se hablará de *casos M*, *casos X* y *casos N*. Los primeros fueron empleados para modelar la red en situaciones de picos de demanda durante el día. Los segundos, en tanto, corresponden a picos durante la noche. Por último, en los terceros se tiene a la red en un “valle”, momento en el cual la demanda es pequeña.

Los casos base se resumen en la tabla 3.1.

Nombre	Tipo
M1	Pico mediodia
M2	Pico mediodia
X1	Pico noche
X2	Pico noche
X3	Pico noche
X4	Pico noche
X5	Pico noche
X6	Pico noche
N1	Valle

Tabla 3.1: Casos base

3.2. Flujo de cargas estático

Una vez establecidas las fuentes de generación y la demanda de la red, se procede a realizar una corrida de flujo estático mediante la herramienta *Power Flow* de PSSE. La misma permite corroborar la estabilidad en régimen del caso diagramado. La corrida del flujo estático supone la resolución de un extenso sistema de ecuaciones no lineales. Para esto, PSSE ofrece tres métodos numéricos distintos: Newton-Raphson de pendiente constante, Newton-Raphson desacoplado y Gauss seidel. Durante todo el proyecto se empleó el segundo de estos métodos.

Como una breve reseña del funcionamiento de estos dos métodos numéricos se explican a continuación los mismos en forma general.

Capítulo 3. Uso de PSSE y armado de casos

El criterio de aceptación de un caso en términos estáticos consiste esencialmente en el cumplimiento de tres condiciones. En primer lugar, la convergencia del método numérico empleado. En segundo lugar, las tensiones en barras deben mantenerse dentro de ciertos límites razonables. Asimismo, no deben existir sobrecargas en las líneas de transmisión. Por último, el flujo de potencia a través de la barra de “swing” (barra de referencia) debe mantenerse acotado entre ciertos valores mínimos y máximos. Las características de la barra de swing se resumen en la tabla 3.2.

Nombre	Ubicacion	Un	Pmax(kW)	Pmin(kW)	Qmax(kW)	Qmin(kW)
EMBANUCL	Embalse (Córdoba)	22kV	649	129,8	409,9	-267,5

Tabla 3.2: Características de la barra de swing

Como paso previo a la corrida del flujo estático, se saca de servicio una de las dos líneas de la interconexión San Javier-Palmar. Gracias a esto, la falla producida durante la simulación dinámica se realiza únicamente sobre la línea en funcionamiento.

Todo lo expuesto en esta sección se realizó en todo momento mediante la interfaz del programa PSSE y no fue automatizado. Supuso una herramienta imprescindible de chequeo de parámetros previo al análisis dinámico.

3.3. Simulaciones dinámicas

Como se introdujo en la sección 1.5, una parte central del proyecto consistió en correr simulaciones dinámicas en PSSE.

El primer paso en este sentido supuso la conversión de los modelos de cargas y generadores. Estas conversiones son internas al PSSE, y se realizan de forma tal que la respuesta transitoria del sistema sea más cercana a la realidad.

Los generadores se “transforman” en modelos de corriente constante. En otras palabras, se les realiza un equivalente Norton:

El objetivo principal de la conversión de las cargas es representar de una forma más realista la dependencia de la potencia consumida en función de la tensión. PSSE permite adoptar un modelo híbrido en el que las cargas dejan de comportarse únicamente como objetos que consumen una potencia activa (P) y reactiva (Q) constante. Una cierta proporción de la potencia se mantiene constante, mientras que la proporción restante se hace dependiente de la tensión mediante un modelo de admitancia constante.

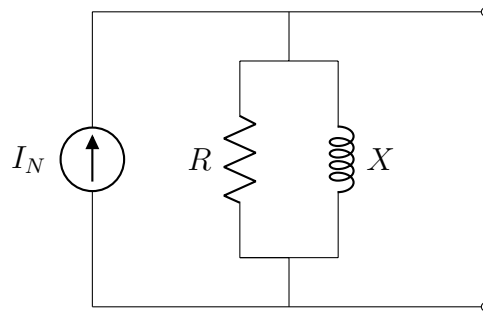


Figura 3.1: Equivalente Norton para generadores

Los parámetros elegidos fueron en base a lo dispuesto por UTE en el documento [4], y se presentan en la tabla 3.3.

Modelo	Proporción	
	P(%)	Q(%)
Admitancia constante	70	0
Potencia constante	30	100

Tabla 3.3: Conversión dinámica de cargas

Luego de la conversión de cargas y generadores se importan los modelos dinámicos de la red brindados por UTE a partir de un archivo de texto en formato *.dyr*. En éste se encuentran parámetros tales como:

- Inercia, amortiguamiento y masa de máquinas rotativas.
- Control primario de generadores.
- Modelo de generadores eólicos.
- Relés del DAF con sus respectivas etapas asociadas, así como también los parámetros que los caracterizan.
- Relés del DAFLIN.

Una vez realizado esto, el programa se encuentra listo para correr las simulaciones dinámicas. Cabe recordar que el flujo estático explicado en la sección anterior se corre con una sola línea de la interconexión en servicio.

3.3.0.1. Modelos dinámicos de generadores y relés

- Generadores convencionales

Para el modelado de los generadores convencionales, se utilizan modelos “nativos” del PSSE.

Capítulo 3. Uso de PSSE y armado de casos

Como ejemplo, se detallará el modelo “GENSAL”, que es un modelo de polos salientes utilizado para las máquinas de Palmar.

Como puede observarse en la figura 3.2, los parámetros entrantes al modelo son: potencia mecánica ,excitación y tensión en la barra. Los parámetros de salida son la velocidad de la máquina, la corriente del equivalente Norton (3.1), la tensión en sus terminales y el ángulo interno de la máquina.

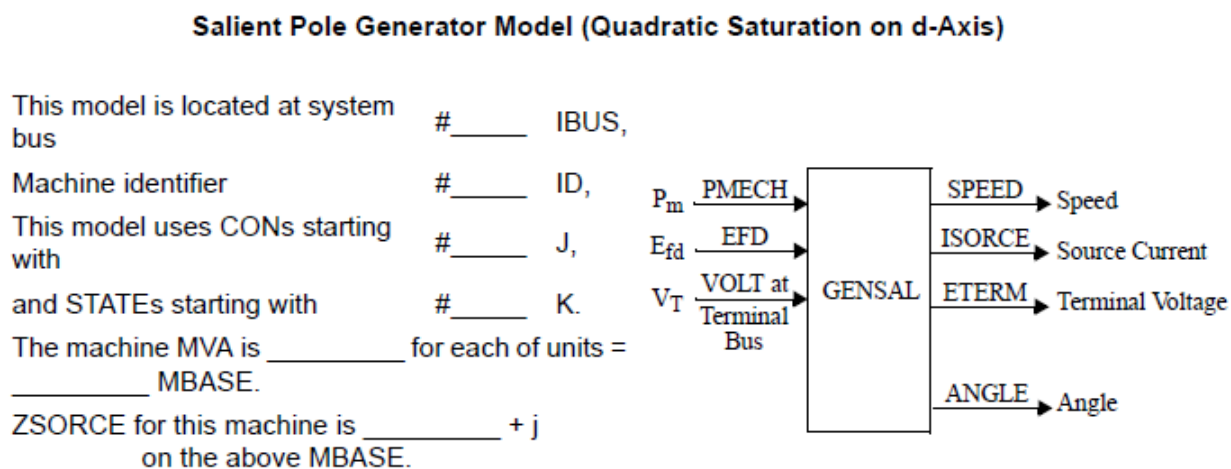


Figura 3.2: Modelo GENSAL (utilizado para las máquinas de Palmar)

En la tabla 3.4 pueden observarse los parámetros intrínsecos de la máquina. Observar que para este modelo se utiliza la descomposición en los ejes directo y de cuadratura.

Barra	Modelo	ID	T'd0	T''d0	T''q0	H	D	Xd	Xq	X'd	X''d=X''q	Xl	S(1.0)	S(1.2)
98511	'GENSAL'	1	7.1	0.05	0.09	3.75	0	0.72	0.51	0.27	0.21	0.14	0.0982	0.3433

Tabla 3.4: Parámetros dinámicos para un generador de Palmar

Donde T'_{d0} es la constante de tiempo transitoria, T''_{d0} la constante subtransitoria, T''_{q0} la constante subtransitoria en cuadratura, H es la constante de inercia de la máquina, D el amortiguamiento, X_d y X_q las reactancias en eje directo y cuadratura respectivamente, X'_d y X''_d las reactancias transitoria y subtransitoria respectivamente.

- Generadores eólicos

3.3. Simulaciones dinámicas

Como fue mencionado anteriormente, en este trabajo no se cuenta con los modelos para todos los parques eólicos que se encuentran en servicio en la actualidad. Particularmente los que se han conectado a la red en forma más reciente. Los parques cuyos modelos de PSSE fueron utilizados para este trabajo se ilustran en la tabla 2.3.

A diferencia de los generadores convencionales, para los parques eólicos se cuenta con modelos que son básicamente una “caja negra” ya que no es posible acceder a sus parámetros desde el programa PSSE.

A su vez, aún no se cuenta con modelos que discriminen las características de los distintos parques eólicos que están conectados a la red. Por lo tanto, si bien cada parque es único, el modelo de PSSE con el que se realizó este trabajo permanece incambiado para los distintos parques.

Lo que sí se conoce es que cada parque se representa mediante una única máquina. Es decir, la potencia de todos los generadores que conforman el parque es representada no por una cantidad de máquinas igual a la cantidad de generadores que se tiene en la realidad.

- Relés

- Modelo de etapas por derivada

En la tabla 3.5 se muestra un ejemplo de configuración de los parámetros de un relé de etapas por derivada.

Barra	Modelo	f1	t1	frac1	f2	t2	frac2	f3	t3	frac3	TB	df1	df2	df3
95590	DLSHBL	49.8	0.100	1.0	0	0	0	0	0	0	0.08	1.75	0	0

Tabla 3.5: Disparos para Trinidad (etapa 0)

- f_i Son los niveles de frecuencia que se pueden configurar, se podrán configurar varias etapas en un solo relé.
 - t_i Si el valor de frecuencia permanece este tiempo por debajo del valor de frecuencia preestablecido, se da la orden de disparar la carga correspondiente.
 - $frac_i$ Es el porcentaje de carga para disparar en dicha estación.
 - T_B Tiempo de actuacion de la protección.
 - df_i Es el valor de la derivada de la frecuencia para el cual disparará la etapa por derivada del relé.

- Modelo de etapas por nivel

En la tabla 3.6 se ilustra un ejemplo de disparo de etapas por nivel.

Capítulo 3. Uso de PSSE y armado de casos

Barra	Modelo	f1	t1	frac1	f2	t2	frac2	f3	t3	frac3	TB
95210	LDSHBL	49.0	0.100	0.11	48.6	0.100	0.63	0	0	0	0.08

Tabla 3.6: Disparos para Montevideo C (etapas 1 y 2)

- f_i Son los niveles de frecuencia que se pueden setear, se podrán configurar varias etapas en un solo relé.
 - t_i Si el valor de frecuencia permanece este tiempo por debajo del valor de frecuencia preestablecido, se da la orden de disparar la carga correspondiente.
 - $frac_i$ Es el porcentaje de carga para disparar en dicha estación.
 - T_B Tiempo de actuación de la protección.
- **DAFLIN**
 Los relés de subfrecuencia en las líneas de $150kV$ que conectan Uruguay con Argentina tienen asociados un modelo dinámico creado por UTE.

Modelo	Barra 1	Barra 2	Línea id	fmax	fmin	t1	tb
'DAFLIN'	92690	92961	1	54.0	49.5	0.1	0.06

Tabla 3.7: Ejemplo de configuración para el relé en la línea entre Colonia y Conchillas.

Donde f_{max} y f_{min} son las configuraciones de sobrefrecuencia y subfrecuencia respectivamente, t_1 el tiempo durante el cual debe mantenerse la frecuencia por por debajo (o por arriba) de la configuración para que se efectúe el disparo, t_b el tiempo de actuación de la protección.

Es interesante aclarar que, en este caso, el modelo asociado al relé no es coherente con lo que se tiene en la realidad. El tiempo asociado a t_1 es nulo para los relés físicos.

3.3.0.2. Esquema de la falla SJ-PAL

A continuación se resume de forma esquemática como se simula la falta SJ-PAL en PSSE. Con esto se trata de simular un “recierre no exitoso”:

1. Correr la simulación durante $2s$ (eliminación de posibles transitorios).
2. Durante $100ms$, falta monofásica fase-tierra en la línea activa.
3. Apertura de la fase en falta. Correr durante $800ms$.
4. Reenganche no exitoso: Recierre de la fase en falta fase-tierra durante $100ms$.

5. Apertura trifásica de la línea.

Simultáneamente se graba también un archivo *progress*, que describe la simulación dinámica paso a paso. De notarse entonces alguna irregularidad que deriva en la inestabilidad de los casos, se puede recurrir a este archivo para analizar la razón y consecuencias de estas eventualidades.

3.3.1. Paso de integración

Es importante elegir un paso de integración adecuado para la realización de los análisis dinámicos. Si bien un paso de integración demasiado pequeño puede resultar (en casos donde el sistema eléctrico es complejo, como en este caso ya que se está analizando la red eléctrica de un país completo) en corridas de flujo demasiado extensas, que además de demorar demasiado tiempo no aportan información extra y pueden incluso hacer que el programa deje de funcionar, también hay problemas si se utiliza un paso de integración demasiado grande. En este último caso lo que sucede es que se pierde información, por lo cual a veces puede parecer que un caso es inestable o se pierde el momento en el que se dispara un relé.

Al comienzo de este trabajo, las simulaciones se realizaron con un paso de integración $\delta = 1ms$, que es un valor fuertemente utilizado para simulaciones de esta índole en UTE. Conforme se fue avanzando con el proyecto fue notorio, sin embargo, que era necesario disminuir el paso de integración. Se ensayó entonces un paso de integración de $0,5ms$ y se pudo notar empíricamente que los resultados diferían en forma significativa. Como ejemplo de esto se ilustra aquí un mismo caso para dos pasos de integración diferentes.

En la figura 3.3 se muestra el resultado de correr un mismo escenario con pasos de integración de $1ms$ y $0,5ms$. A simple vista es claro que los resultados son abismalmente distintos: con un paso de integración pequeño el sistema logra mantenerse relativamente estable, mientras que un paso de integración mayor deviene en una inestabilidad global para el sistema.

La diferencia esencial radica en que al emplear $\delta = 1ms$, en muchas instancias aparecen oscilaciones numéricas en las variables de interés: oscilaciones propias de un método de integración numérica inexacto. Estos “rizados” de alta frecuencia provocan, en algunos casos particulares, que no pueda actuar la Etapa 0 del DAF (asociada a un disparo por derivada), aumentando aún más la inestabilidad del sistema. Observar lo antedicho en la figura 3.4.

Vale la pena destacar que, para no caer en errores de redondeo, es importante que el paso de integración sea un número que termine en 5 o en 0. [8] De otra forma, para simulaciones más largas, el error de redondeo se hace intolerable luego de cierto punto. A su vez, según se obtuvo de un estudio elaborado por Siemens, el máximo período para simular con un delta de $0,5ms$ es de 1165 horas.

Capítulo 3. Uso de PSSE y armado de casos

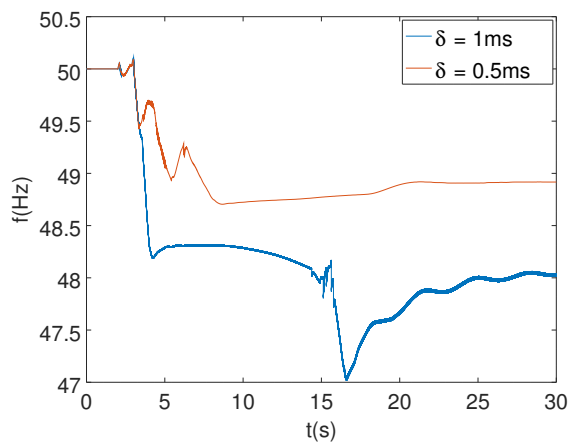


Figura 3.3: Frecuencia en isla para un mismo caso con dos pasos de integración distintos

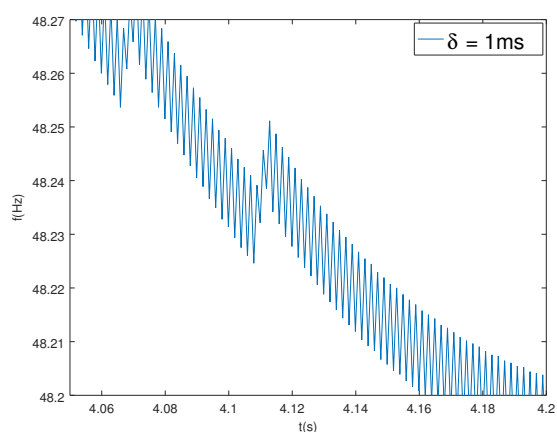


Figura 3.4: Rizado de alta frecuencia con paso de integración $\delta = 1\text{ms}$

Cabe mencionar que el trabajo con un paso de integración tan pequeño supuso un gran aumento en los tiempos de simulación. Esto constituyó otro punto a favor para la realización de programas de automatización.

3.3.2. Datos para el armado de casos

Como se citó anteriormente UTE brindó una serie de datos sobre los relés del DAF y la carga a disparar según el caso, esta información se presenta en la tabla 3.8.

3.3. Simulaciones dinámicas

Estación	Nro.PSSE	Etapa	Fracción de carga a disparar por estación					
			Invierno 2014			Verano 2015		
			Noche	Día	Valle	Noche	Día	Valle
MVA	95102	0	1	1	1	1	1	1
MVC	95210	0	0.26	0.24	0.24	0.33	0.34	0.33
		1	0.55	0.5	0.53	0.44	0.42	0.44
MVE	95261/262/263	0	0.22	0.21	0.21	0.26	0.24	0.21
		4	0.48	0.52	0.45	0.44	0.5	0.39
MVF	95310	0	0.57	0.61	0.59	0.58	0.64	0.6
MVG	96320	0	0.92	0.92	0.92	0.94	0.93	0.94
MVH	95331/332	0	0.31	0.30	0.30	0.31	0.30	0.30
		3	0.65	0.63	0.64	0.65	0.65	0.64
MVJ	95270	0	0.54	0.45	0.50	0.46	0.47	0.43
MVL	95121	0	0.06	0.09	0.07	0.09	0.1	0.06
		3	0.94	0.91	0.93	0.91	0.9	0.94
MVK	95340	0	0.65	0.58	0.64	0.52	0.55	0.56
MVR	96371/372	0	0.81	0.82	0.83	0.83	0.84	0.85
NOR	95110	0	0.76	0.75	0.72	0.72	0.65	0.75
		3	0.24	0.25	0.28	0.28	0.35	0.25
SVA	95630	0	0.97	0.96	0.97	0.97	0.97	0.97
SOL	94/95380	2	1	1	1	1	1	1
BIF	94/95710	0	1	1	1	1	1	1
PAZ	95720	0	1	1	1	1	1	1
MAL	95730	2	1	1	1	1	1	1
PES	95750	3	1	1	1	1	1	1
ROD	95580	4	1	1	1	1	1	1
DUR	95530	4	1	1	1	1	1	1
PAN	94/95770	1	1	1	1	1	1	1
TRI	95590	0	1	1	1	1	1	1
PAN	94/95770	1	1	1	1	1	1	1
PIE	94/95280	1	1	1	1	1	1	1
RIV	95401	2	0.866	0.862	0.761	0.84	0.83	0.75
TYT	94/95430	2	0.731	0.721	0.642	0.799	0.76	0.6
VAL	95420	3	0.98	0.98	0.96	1	1	1

Tabla 3.8: Carga a disparar por estación

Esta tabla puede rearmarse, presentando el porcentaje de carga disparada por etapa para cada tipo de caso (M, X o N), en invierno y verano. El porcentaje de carga es en base a la demanda total de la red. Observar que el total de carga ronda un 70 % para todos los escenarios. Es decir, aún si actúan todas las etapas, hay partes del sistema que permanecen con carga. Los datos se

Capítulo 3. Uso de PSSE y armado de casos

muestran en 3.9.

Etapa	M inv. (%)	M ver. (%)	X inv. (%)	X ver. (%)	N inv. (%)	N ver. (%)
0	30	27	31	27	29	29
1	10	9	12	9	12	12
2	10	11	11	12	10	10
3	10	11	10	12	11	11
4	10	11	9	11	9	9
Total	70	69	73	71	71	71

Tabla 3.9: Carga a disparar por etapa

3.3.3. Armado de casos

En esta sección se describirán los distintos escenarios a analizar. Se incluyen tanto casos exitosos, donde el sistema actúa en forma satisfactoria disparando las distintas etapas por derivada y por niveles de frecuencia, como también casos inestables, en donde no es posible analizar el comportamiento del sistema DAF. En estos últimos se estudiará con cierta profundidad el motivo de la inestabilidad.

3.3.3.1. Proceso de armado de casos

Como se explicó anteriormente, en principio se contó con 9 casos base, a partir de los cuales se generaron los casos de análisis. Para ello se debió ajustar generación y demanda.

Para el ajuste de la demanda, PSSE cuenta con el comando *scale* que escala la misma al valor que se le asigne, de manera que al escalar, por ejemplo, en un 20 % menos este comando reducirá todas las cargas presentes en ese caso en un 20 %, conservando el factor de potencia de las mismas.

Luego, los cambios en generación se realizan manualmente sobre las máquinas de la red, teniendo en cuenta la actualización de la generación y la permanencia del flujo de carga estático dentro de los parámetros permitidos (convergencia del flujo de carga, valores de P y Q en la barra *swing*) tal como se especificó en la tabla 3.2.

Si corresponde, se modifica la generación en:

- Salto Grande
- Palmar
- Baygorria
- Bonete

- PTI
- CMO
- CTR
- Parques eólicos

Observar que no se modifica la generación de la CTM total, sino únicamente la correspondiente a las máquinas de Uruguay (SG). Tampoco se modifica la generación entregada por UPM y Montes del Plata por no depender de UTE.

Los cambios en generación se realizan teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Todos los generadores de una misma central entregan la misma potencia.
- Las máquinas térmicas, en caso de estar operando, lo hacen a plena potencia.

El ajuste individual en cada generador, permite también cambiar el “desbalance de la isla” alterando la dependencia con Salto Grande. Esto es fundamental para el desarrollo de este trabajo.

PSSE permite especificar “propietarios” para cada una de las máquinas generadoras, barras, líneas, cargas etc.

3.4. Protecciones

Tanto las máquinas como las líneas de transmisión en extra alta tensión ($500kV$) cuentan, en algunos casos, con diversas protecciones ante irregularidades en tensión, frecuencia, etc.. Estas configuraciones no se encuentran simuladas en PSSE. Sin embargo, serán tenidas en cuenta a la hora de estudiar la estabilidad de cada uno de los casos.

Posteriormente, al observar las curvas que se obtuvieron producto de la simulación dinámica, se tomaron en cuenta varios criterios:

Como criterios primordiales se tomaron:

- El nivel de tensión, el cual no es aceptable por debajo o por encima de cierto umbral, en caso de serlo, actuarán protecciones al respecto que están por fuera del DAF.

Capítulo 3. Uso de PSSE y armado de casos

- El ángulo de las máquinas, siempre referido a una máquina perteneciente a la isla y que permanezca en servicio, debe permanecer acotado por cierto valor, de otro modo estará evidenciando problemas de “estabilidad angular” lo que repercutirá en la actuación de protecciones en los generadores, sacandolos de servicio. En particular se tomó como criterio que el ángulo de las máquinas sea menor a 120 grados.
- La potencia activa, cuya gráfica es esencial como indicador del disparo por subfrecuencia. Es claro que teniendo en cuenta dónde se disparan las cargas y los porcentajes de disparo de las mismas, las caídas en la potencia activa indican directamente el disparo del relé correspondiente. Al realizar entonces el análisis de cada caso se observa la potencia en cada barra para discernir si se disparó carga.

La idea detrás del armado de casos radica en poder contemplar el desempeño del DAF en un abanico abarcativo de escenarios, luego extrapolables a situaciones similares.

En las tablas 3.10 y 3.11 se presentan los datos brindados por UTE para las protecciones existentes. En las columnas que corresponde, “ T(s) ” refiere al tiempo durante el cual se debe sobrepasar el límite de tensión/frecuencia para que actúen las protecciones.

Máquinas	Subfrecuencia		Sobrefrecuencia		Subtensión		Sobretensión 1		Sobretensión 2	
	f(Hz)	T(s)	f(Hz)	T(s)	V(pu)	T(s)	V(pu)	T(s)	V(pu)	T(s)
PAL	47,5	3	53	3			1,2	0,3		
BAY							1,4	4		
BON	49	0,12					1,15	0,2	1,25	0,08
PTI	48	5	52	5	0,8	3	1,2	1		
CTR										
CMO	47,5	4	57,5	3	0,8	2	1,12	4	1,4	0,5

Tabla 3.10: Protecciones para las máquinas de la isla

Líneas	Sobretensión 1		Sobretensión 2	
	V(pu)	T(s)	V(pu)	T(s)
MA5-PA5	1,2	10	1,3	0
MI5-SC5	1,15	10		
BR5-PA5	1,2	10	1,3	0
BR5-MB5	1,2	10	1,3	0
BR5-PT5	1,2	10	1,3	0
ME5-SC5	1,15	10		

Tabla 3.11: Protecciones en líneas de 500kV

Capítulo 4

Automatización de casos

Una parte importante de este trabajo consistió en la realización de herramientas informáticas de forma tal de optimizar las corridas de casos en PSSE y su posterior análisis. Gracias a los programas realizados, estas tareas pudieron llevarse a cabo en forma automática, disminuyendo considerablemente el tiempo necesario para correr los casos a analizar.

A lo largo del capítulo se procederá cronológicamente, detallando el armado de los programas y su evolución a medida que fueron realizados.

4.1. Programas en Python

PSSE es capaz de interactuar con el lenguaje de programación de alto nivel *Python*. Éste se instala conjuntamente con el PSSE. Es por esto que aprender sobre la comunicación entre Python y PSSE puede ser de gran utilidad, ya que facilita el armado de programas.

4.1.1. *corrercaso.py*

Como se detalló en el capítulo 3, una vez armados los casos base y sometidos a una corrida de flujo estático, el paso siguiente consiste en realizar la simulación dinámica de la falla y posterior evolución de las magnitudes relevadas en toda la red. La falla, simulada siempre de igual manera, suponía una tarea ardua y repetitiva. Es por esto que surgió la propuesta de automatizar, en principio, la simulación de la misma.

De aquí nació el primer programa, que consiste en la corrida de una simulación dinámica sobre un escenario cualquiera. El mismo se realizó con el objetivo de ser relativamente interactivo con el usuario. Al correr el programa desde la consola del sistema, el mismo pide como primer requerimiento que le sea dicho cuál de los tres integrantes del proyecto está trabajando. En función de esto, especifica las rutas de archivos e instalación de PSSE. En

Capítulo 4. Automatización de casos

segundo lugar, se pide como entrada el caso a correr. De existir, el programa procede a pedir las configuraciones de los relés y el porcentaje de carga a disparar por estación (ver tabla 3.8): esencialmente ver si el usuario quiere correr el caso con la configuración de invierno o de verano correspondiente.

Una vez especificadas todas estas condiciones, el programa comienza la simulación dinámica, y guarda el archivo de salida *.out* y el archivo de progreso *.dat* con un nombre derivado del caso corrido.

4.1.2. *inicial.py*

Uno de los grandes contratiempos al observar los resultados de las simulaciones dinámicas fue que en muchos escenarios, a diferencia de lo esperado la tensión en varios puntos de la red se desviaba mucho de su valor nominal. En la gran mayoría de estos casos se constataban subtensiones considerables y mantenidas en el tiempo, del orden de $0,5pu$ o menores. Claro está que extraer conclusiones de resultados así resulta inviable.

Lo que no había sido considerado hasta ahora era la compensación estática de reactiva que ocurre en algunas estaciones del anillo de Montevideo. En las estaciones Montevideo A (MVA), Montevideo B (MVB) y Montevideo I (MVI) se cuenta con bancos de condensadores e inductores, que regulan la tensión en Montevideo entregando o consumiendo reactiva según sea necesario. Estos equipos se presentaron en la sección 2.1.6, y sus características se resumen en la tabla 4.1. Cabe aclarar que al exponer la reactiva de cada unidad se toma la convención del equipo inyectando potencia a la red. De esta forma, un inductor entrega reactiva negativa y un capacitor positiva.

Estación	Tensión (kV)	Equipo	Qmax(MVA)	Pasos(MVA)	
MVA	31,5	Banco de condensadores	141	1×29	4×28
		Bobina controlada por tiristores	-85	8×5	9×5
MVB	13,8	Reactores	60	2×-30	
MI	31,5	Condensadores+bobinas	$-30 < Q < 81$	1×-30	3×27
		Condensadores+bobinas	$-60 < Q < 81$	2×-30	3×27

Tabla 4.1: Compensación de Reactiva: Bancos y sus pasos

El único equipo que tiene asociado un modelo dinámico es la bobina controlada por tiristores de la estación MVA. En MVB se tienen dos reactores que son operados manualmente por el usuario, y que estarán en servicio o no dependiendo del caso en cuestión.

Los demás bancos de condensadores e inductores se encuentran modelados en PSSE, pero no tienen asociados parámetros dinámicos. Es por esto

4.1. Programas en Python

que durante la simulación no actúan de forma automática, entregando o consumiendo reactiva de la red según sea necesario. La incorporación de la compensación de reactiva se realizó de forma manual. En vez de agregar modelos dinámicos para cada banco, se modificó e incorporó al programa inicial un código brindado por UTE, donde la compensación se realiza en pasos durante los primeros segundos posteriores a la falla.

La compensación se corre un total de 14 veces, porque se tienen 14 pasos de compensación: 5 en MVA, 4 en una barra de MI y 5 en otra barra de MI (ver última columna de la tabla 4.1). Como condición inicial se tiene a la simulación dinámica ubicada en $t = 3,2s$. En otras palabras, ya ha ocurrido la falta y hace $200ms$ que la red se encuentra en isla.

Se muestra a continuación un esquema del código implementado.

1. Medir tensión en *MVA*.
2. En función del valor, ajustar la potencia reactiva de un banco.
3. Correr simulación durante $300ms$.
4. Volver a 1.

La incorporación de la compensación de reactiva mejoró en gran medida el desempeño del sistema en varios escenarios. A modo de ejemplo, se muestra la frecuencia de la red y la tensión en la barra de $500kV$ de Brujas, para un mismo caso con y sin compensación.

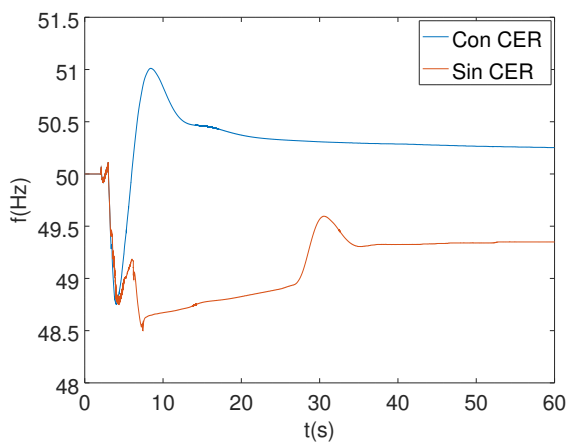


Figura 4.1: Frecuencia en la isla: CER vs. No CER (caso M1_1)

Capítulo 4. Automatización de casos

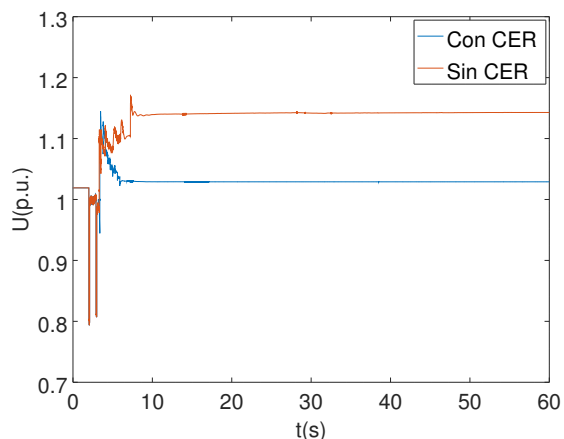


Figura 4.2: Tensión en BR: CER vs. No CER (caso M1_1)

4.1.3. *exportar.py*

Un tercer programa se vale de módulos de PSSE y Excel para exportar todos las simulaciones dinámicas (archivos en formato *.out*) a planillas de Excel. Cada columna corresponde a una variable (tiempo, tensión en Palmar, etc.). Una vez que se tienen los datos en formato *.xlsx*, se los puede procesar con Matlab.

4.1.4. *eolica.py*

El último programa armado en Python se creó para automatizar la visualización de los parques eólicos que salen de servicio en cada caso. Esta desconexión se observa en el archivo *progress* creado al correr cada simulación dinámica. De ocurrir el desenganche de algún parque, éste puede constatarse buscando en el archivo *progress* una línea similar a la que sigue:

```
GXX043 at 98800 – Machine tripped on undervoltage of 0.79905 pu at 5.24330 s
```

El programa *eolica.py* se encarga de abrir todos los archivos *progress* y entregar en un archivo de resumen las salidas de servicio constatadas para cada parque, junto con su motivo.

4.2. Programa en Matlab

Se optó por Matlab como herramienta para procesar y presentar los datos por su robustez y simpleza gráfica.

4.2. Programa en Matlab

#N1_1_inv #BUS	Nombre	Razon	?(pu)	T(s)
98800	Aguas Leguas 1	Umin	0.79905	5.2433
98801	Aguas Leguas 2	Umin	0.79905	5.2433
98790	Peralta	Umin	0.76896	5.2438
98372	Gemsa	Umax	1.2002	5.26781
98702	RSU	Umax	1.20022	5.27782
98781	Fingano	Umax	1.20015	5.28582
98524	Polesine	Umax	1.2005	5.28732
98910	Luz de Loma	Umax	1.20416	5.28782
98911	Luz de Mar	Umax	1.20494	5.28782
98912	Luz de Rio	Umax	1.20055	5.29082
98611	Rosendo	Umax	1.20032	5.29983
98594	Astidey	Umax	1.20014	5.30783
98595	Cadonal	Umax	1.20014	5.30783

Figura 4.3: Ejemplo de salidas de servicio para N1_1

Un único programa, *procesar.m* comienza abriendo la planilla de Excel detallada en la sección anterior. El mismo procede a graficar y guardar figuras de todas las magnitudes de interés (frecuencia en la isla, tensión en máquinas, etc.). A su vez, guarda un archivo de texto *resumen.txt* donde se detallan las etapas del DAF que actúan en un caso determinado, la apertura de las líneas del DAFLIN en $150kV$ y los disparos de las protecciones asociadas a máquinas o líneas de $500kV$.

```

-----
MAQUINAS
-----
Subfrecuencia: PTI = 0 CMO = 1 PAL = 1
Sobrefrecuencia: PTI = 0 CMO = 0 PAL = 0
Subtension: PTI = 0 CMO = 0
Sobretension1: PTI = 0 CMO = 1 PAL = 1 BAY = 0 BON = 1
Sobretension2: PTI = X CMO = 1 PAL = X BAY = X BON = 1
Angulo: PTI = 0 CMO = 0 PAL = 0 BAY = 0 BON = 0
-----
Barras en 500kV
-----
Sobretension1: MVA = 0 BR = 0 PT = X MI = 1 SCA = 1
Sobretension2: MVA = 1 BR = 1
-----
ETAPAS DAF
-----
E0 = 5.19 E1 = 5.45 E2 = 5.47 E3 = 5.55 E4 = 5.63

```

Figura 4.4: Ejemplo del resumen obtenido para un caso

Capítulo 5

Resultados y análisis

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones dinámicas para cada uno de los casos armados. Cada escenario viene acompañado de una breve introducción sobre los tipos de generación que lo componen y en qué proporciones. Se muestra la frecuencia de la red junto a las etapas del DAF que actúan, así como la evolución de otras magnitudes de interés, como la tensión en distintos nodos de la red o los ángulos de las máquinas.

Los datos obtenidos se extraen de la tabla adjunta a este documento. En la misma pueden resumirse los resultados de las simulaciones de cada caso, a partir de las cuales se realizan los análisis presentados en esta sección.

El capítulo comienza plasmando ciertas consideraciones que se tomaron en cuenta a la hora de hacer el trabajo, con sus respectivas justificaciones.

5.1. Limitaciones

Previo a la realización de análisis acerca de los resultados obtenidos en los estudios realizados, es pertinente tener en cuenta ciertas limitaciones relacionadas a los modelos e información con la que se contó al momento de realizar este proyecto. Asimismo, existen algunas salvedades respecto de estos análisis. Estas observaciones, -algunas de las cuales ya se han adelantado a lo largo de los capítulos anteriores de este trabajo- se listan a continuación:

- No se encuentran modeladas en el PSSE las protecciones de las máquinas generadoras (a excepción de los parques eólicos), por lo que debe mencionarse que, únicamente si se cumplen todas las condiciones mencionadas anteriormente en este trabajo para la permanencia en servicio, la simulación presentada condice con la realidad.

Dado que se estudiaron en forma manual los resultados respecto a las tensiones y otros parámetros, se identificaron los casos en los que los

Capítulo 5. Resultados y análisis

generadores deberían salir de servicio debido a estos criterios. De esta forma, para este tipo de casos la simulación es válida hasta el momento en que la máquina pasa el umbral en el cual debería salir de servicio.

En algunos casos, sin embargo, se repitieron las simulaciones sacando de servicio “manualmente” estos generadores. Para los mismos la simulación resulta válida hasta el final.

- No está modelada la regulación secundaria de frecuencia, por lo que dicha magnitud no necesariamente retorna a los $50Hz$ luego de eliminada la contingencia. Lo que sucede luego del transitorio no es objeto de estudio en este proyecto.
- El modelo de la red con el que se cuenta tiene el parque generador actualizado al año 2015, por lo que algunos parques eólicos que están en servicio en la actualidad no se encuentran modelados. Los resultados respecto de la red actual pueden tener variaciones en contraste con los estudios realizados.
- El modelo de generación eólica con el que se trabajó es el mismo para todos los parques. En la realidad esto no es así, y se deberían considerar aspectos particulares de los parques que componen la red. El uso de este modelo podría resultar en diferencias entre lo observado en este estudio y un posible evento en la realidad.
- Este estudio se realizó utilizando el programa PSSE. Por lo tanto, la medida de la frecuencia que se analizó depende fuertemente del algoritmo usado por este programa. En la realidad, la red utiliza los sistemas de medida incorporados en los relés instalados, por lo que esto puede derivar en otras diferencias respecto de las ocurrencias reales.

5.2. Distinción de casos según estaciones del año

Tal como se resumió en la tabla 3.8, cada estación asociada al esquema DAF presenta dos configuraciones distintas de carga a disparar dependiendo del momento del año (invierno/verano). Por esta razón, todos los casos armados a lo largo de este trabajo fueron simulados con ambas configuraciones.

Lo que se constató a partir de las simulaciones es que la estación del año no es una variable relevante, pues los resultados para casos de invierno o verano con la misma generación y demanda son esencialmente iguales. Las magnitudes observadas (tensión, frecuencia, ángulo, etc.) son muy similares y el comportamiento global de la red no presenta diferencias sustanciales. Es por esto que a lo largo de este capítulo se presenta cada caso corrido

5.2. Distinción de casos según estaciones del año

únicamente con los porcentajes de disparo de cada radial correspondientes a invierno.

No obstante, en lo que sigue, se contrastan a modo de ejemplo los resultados obtenidos para un caso corrido con ambas configuraciones.

5.2.1. M2: Invierno vs Verano

En las figuras 5.1 y 5.2 se puede apreciar claramente la similitud en frecuencia y tensión para el caso M2, corrido con las configuraciones de invierno y verano. Supone una muestra fehaciente de lo que sucede para todos los otros casos.

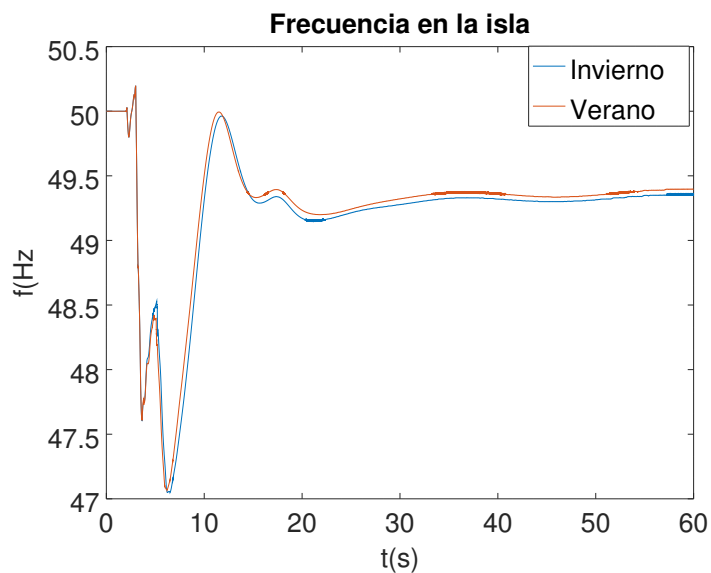


Figura 5.1: Frecuencia en la isla

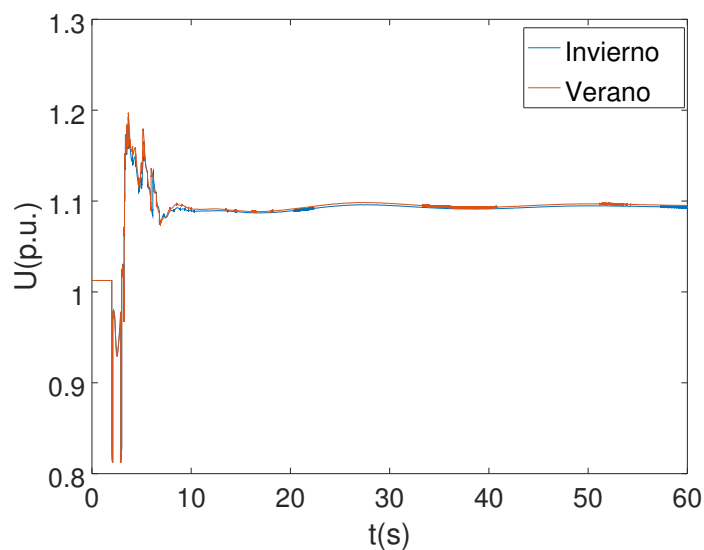


Figura 5.2: Tensión en MVA

5.3. Frecuencia en la isla

La frecuencia es esencialmente la misma para toda región de la isla. La mayor diferencia entre dos puntos se da, generalmente, pocos segundos después de la apertura de la línea SJ5-PAL5. Luego de varios segundos de simulación, las diferencias se tornan prácticamente imperceptibles. Se hablará entonces de aquí en más de la “frecuencia de la isla”, sin ahondar demasiado sobre dónde se la mide.

Como ejemplo se tiene la gráfica de la figura 5.3, comparando la frecuencia en Montevideo A con la medida en los bornes de las máquinas de Palmar, para el caso M2. A partir de $t = 3s$, las frecuencias se solapan.

Distinto es lo que sucede al comparar la frecuencia en la isla con la del noroeste del país. Dichos valores difieren, como es de esperarse. Se presenta a modo de ejemplo, para el mismo caso de la gráfica anterior, las frecuencias en San Javier y Palmar.

5.4. Resultados

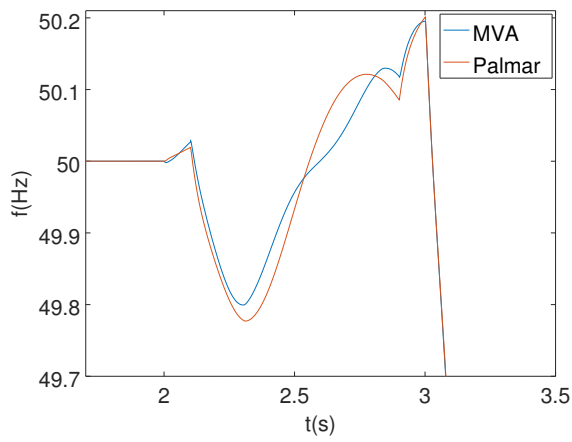


Figura 5.3: Frecuencia en la isla: MVA y Palmar

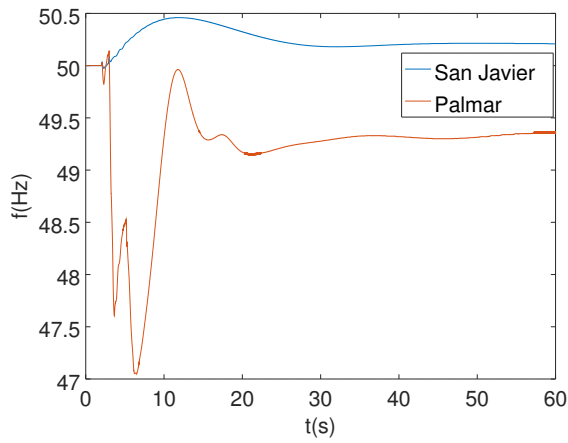
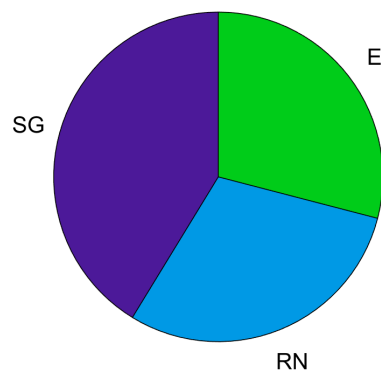


Figura 5.4: Diferencia en la frecuencia: San Javier y Palmar (caso M2)

5.4. Resultados

5.4.1. Caso M1



Datos	P(MW)
SG	770
RN	554
T	0
E	542
Demanda	1956
Demanda Isla	1850,6
Desbalance Isla	755

Tabla 5.1: M1 - Generación y demanda

Capítulo 5. Resultados y análisis

M1 es uno de los casos base correspondientes a picos de demanda durante el día. Además de ser empleado para la construcción de otros casos, el mismo fue simulado.

El caso corresponde a un pico de demanda, ubicándose en $1956MW$. En este caso (y en los dos que derivan de él, presentados más adelante), la generación se compone en su totalidad por energías renovables. Aquí Salto Grande proporciona el 41 % de la misma, mientras que el resto proviene en igual proporción desde Río Negro y parques eólicos. Como consecuencia de la falla, la frecuencia comienza a descender, presentando un mínimo en el entorno de los $48Hz$.

De forma de contrarrestar esta situación, actúan 3 de las 5 etapas del DAF en una ventana de $500ms$. Estos disparos cercanos provocan una restitución rápida de la frecuencia, presentando un pico de $51Hz$. Conforme avanza el tiempo, se estabiliza en un valor un poco por encima del nominal (ver figura 5.5).

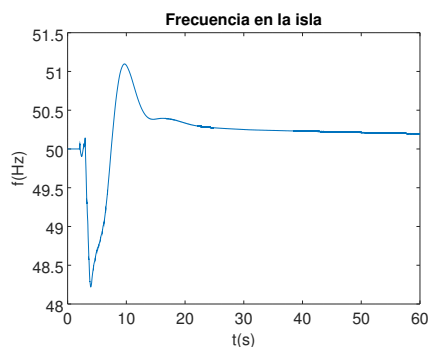


Figura 5.5: M1 - Frecuencia en la isla

DAF	T(s)
E0	3,28
E1	3,63
E2	3,80
E3	
E4	

Tabla 5.2: M1 - Etapas DAF

Se verificó que en este caso no actúa ninguna protección en máquinas o líneas de $500kV$.

5.4. Resultados

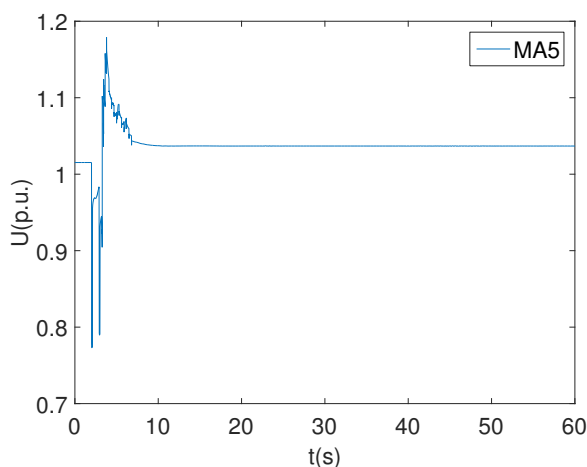


Figura 5.6: M1 - Tensión en MA5

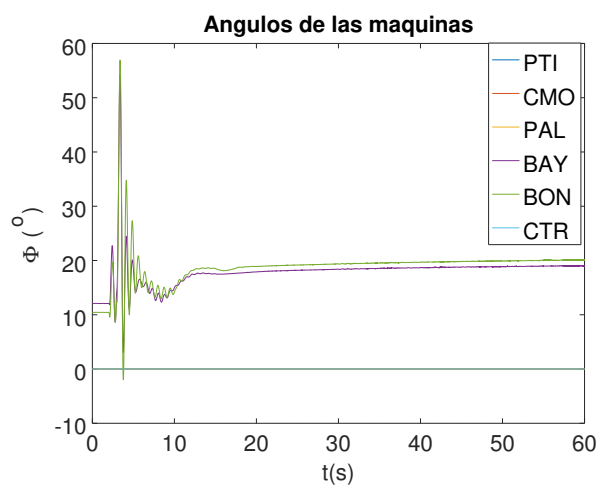


Figura 5.7: M1 - Ángulos de las máquinas

Al observar detenidamente la gráfica de tensión en Montevideo A (figura 5.6), se aprecian picos de tensión entre los 5 y 10s. Esta forma de onda está presente en las demás tensiones del sistema, tanto en líneas como en bornes de las máquinas. En la figura 5.8 se puede ver la gráfica ampliada en la zona de interés.

Notar como a partir de $t = 3,2s$ aparecen escalones de tensión cada $300ms$, ya sean ascendentes o descendentes. Aquí se evidencia claramente la actuación discreta de los bancos de compensación de reactiva, detallados en la sección 2.1.6.

El ejemplo más claro es el primer escalón, ya que supone un salto más abrupto. Notar que, luego de una caída en la tensión, se produce una restitución inmediata de la misma.

Cabe destacar a su vez, que si se cuentan los picos de tensión estos son exactamente 14, coincidiendo con la cantidad de pasos de compensación disponibles (mencionados también en 2.1.6).

Capítulo 5. Resultados y análisis

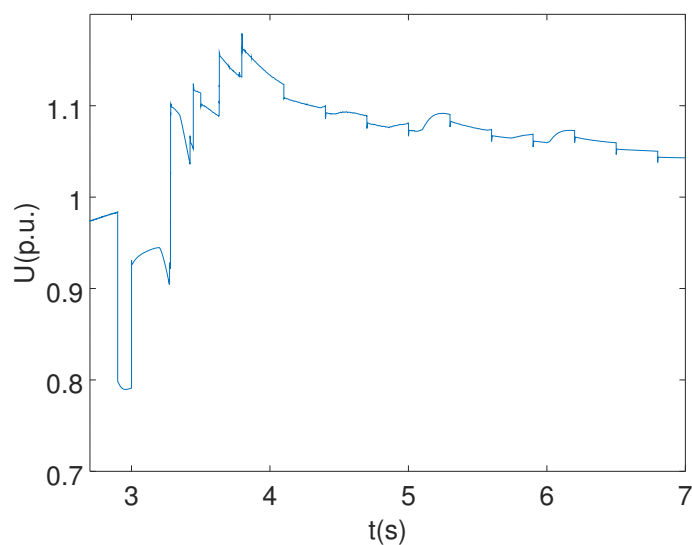
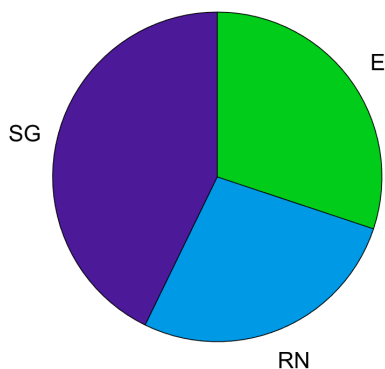


Figura 5.8: M1 - Tensión en MA5: Zoom

5.4.2. Caso M1_1



Datos	P(MW)
SG	770
RN	488
T	0
E	542
Demanda	1700
Demanda Isla	1513,1
Desbalance Isla	483

Tabla 5.3: M1_1 - Generación y demanda

Se crea a partir de M1, quitando $66MW$ de generación hidráulica en Río Negro.

En este escenario actúan las etapas 0 y 1 del DAF de forma casi conjunta, habiendo menos de $500ms$ de diferencia entre disparos (ver tabla 5.4). La frecuencia en la isla presenta un mínimo por debajo de los $49Hz$. El disparo de una cantidad sustancial de carga provoca un aumento abrupto de la frecuencia, llegando a observarse un máximo cercano a $51Hz$. Luego de los $40s$

de simulación, se observa una tendencia a la estabilización de f en un valor ligeramente superior a $50Hz$ (ver figura 5.9).

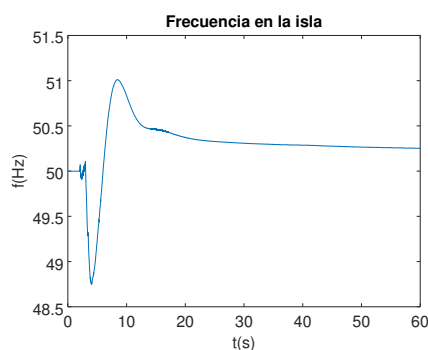


Figura 5.9: M1_1 - Frecuencia en la isla

DAF	T(s)
E0	3,38
E1	3,81
E2	
E3	
E4	

Tabla 5.4: M1_1 - Etapas DAF

Las magnitudes relevadas en las máquinas se mantienen dentro de límites razonables, no excediéndose en ningún caso de los valores estipulados por las protecciones. Esto es cierto también para las líneas de $500kV$. Asimismo, no hay pérdida de ningún generador eólico.

En las figuras que siguen se muestran a modo de ejemplo la tensión en Palmar y el ángulo interno de las máquinas.

Notar que, si bien la tensión en Palmar presenta picos tanto de subten-sión como de sobretensión, los valores de la misma se encuentran dentro de los parámetros aceptados para situaciones post-contingencia, para las con-tingencias del tipo más complejo, según el reglamento de transmisión. Estos criterios fueron detallados en la sección 2.2.

En referencia a los ángulos internos de las máquinas, puede verse que los mismos se encuentran dentro de los parámetros esperados según los valores también mencionados en la sección 2.2.

Capítulo 5. Resultados y análisis

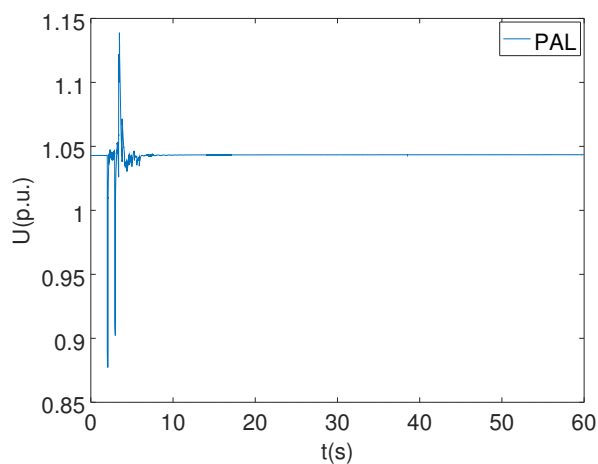


Figura 5.10: M1_1 - Tensión en PAL

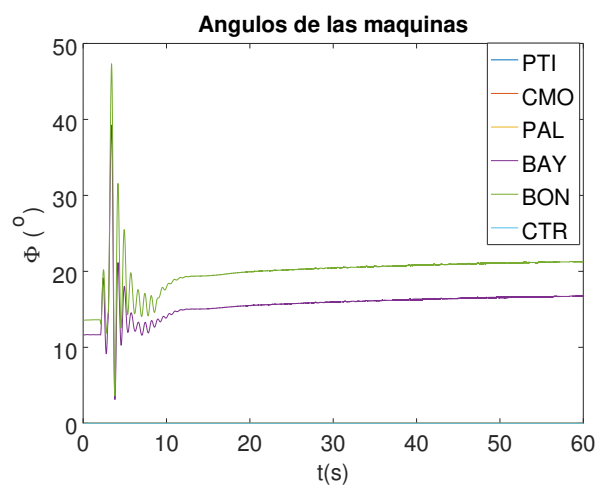


Figura 5.11: M1_1 - Ángulos de las máquinas

M1_1 Evidencia del funcionamiento del control primario

Se elige este caso para ilustrar el funcionamiento del control primario, esencialmente por dos razones.

- Se cuenta con el modelo del control primario de los generadores de la central hidroeléctrica de Palmar.
- En este caso, las máquinas de dicha central comienzan aportando un gran porcentaje de potencia (82% de la nominal) y la frecuencia post-contingencia se encuentra por encima de $50Hz$.

Estos dos puntos convierten este caso en un escenario idóneo para la visualización de este tipo de control.

5.4. Resultados

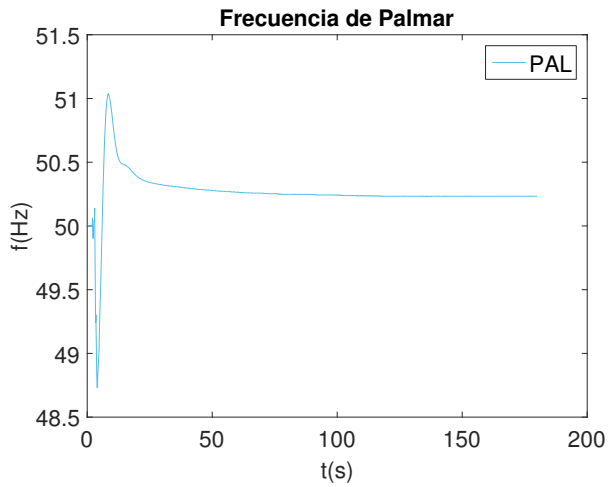


Figura 5.12: M1_1 - Frecuencia en bornes de Palmar

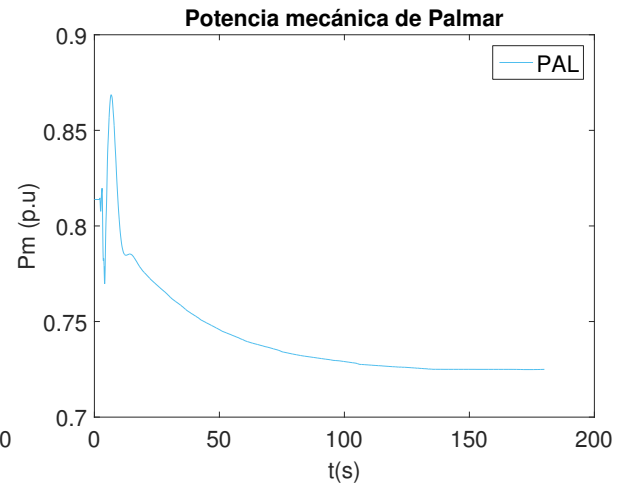
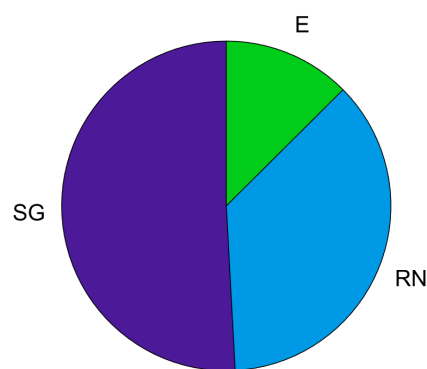


Figura 5.13: M1_1 - Potencia mecánica en bornes de Palmar

Se observa como, luego de la falla, la potencia en bornes de los generadores de esta central tiende a disminuir. Esto se encuentra en concordancia con el hecho de que la frecuencia se encuentra por encima de su valor nominal, tal y como fue detallado en la sección 2.4.

Notar que, de todas maneras, la frecuencia no retorna exactamente a su valor nominal, pudiendo atribuirse esto a la inexistencia del modelo del control secundario.

5.4.3. Caso M1_2



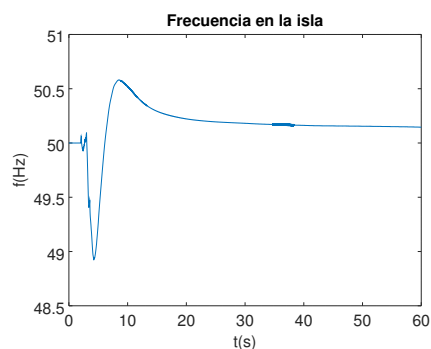
Datos	P(MW)
SG	770
RN	554
T	0
E	190
Demanda	1400
Demanda Isla	1257,4
Desbalance Isla	513

Tabla 5.5: M1_2 - Generación y demanda

M1_2 se crea realizando pequeñas modificaciones al caso anterior.

Capítulo 5. Resultados y análisis

Se quitan, en igual proporción, aproximadamente $300MW$ de generación eólica y demanda. Es interesante observar que la etapa 0 del DAF actúa al mismo tiempo que en el caso M1_1, a los $3,38s$.



DAF	T(s)
E0	3,38
E1	4,24
E2	
E3	
E4	

Tabla 5.6: M1_2 - Etapas DAF

Figura 5.14: M1_2 - Frecuencia en la isla

Contrastándolo con el caso anterior, el comportamiento del sistema es muy similar. Sin embargo, se observa que la desviación en frecuencia es menor: en particular, la frecuencia máxima en la isla ronda los $50,5Hz$ ($51Hz$ en M1_1). Esto puede suponer un primer indicio de que el sistema presenta un comportamiento menos abrupto respecto de la frecuencia si se tiene menor cantidad de generación eólica.

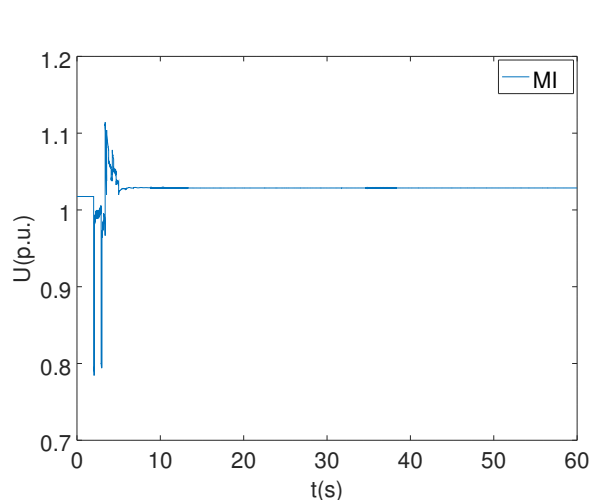


Figura 5.15: M1_2 - Tensión en MI

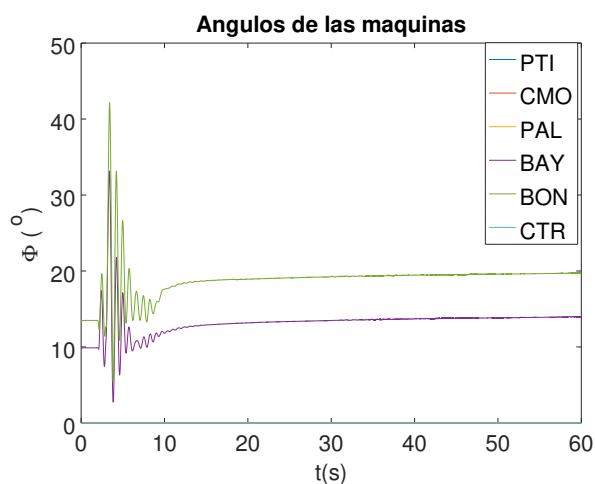


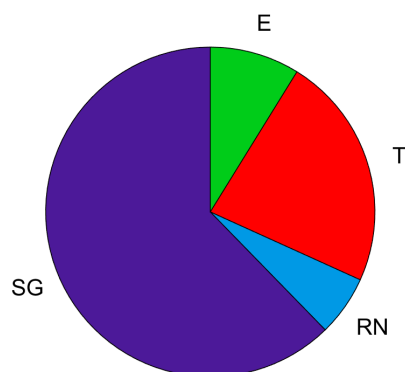
Figura 5.16: M1_2 - Ángulos de las máquinas

Cabe destacar, observando la figura 5.15, que la tensión alcanza el valor mínimo aceptable en el reglamento de transmisión. Como fue mencionado anteriormente, este valor es de $0,8$ pu. En la gráfica puede verse que, por un breve instante, el pico de subtensión alcanza (llegando incluso a estar

mínimamente por debajo) este valor. A pesar de esto, es relevante considerar que se está simulando una de las peores contingencias posibles para la red nacional. Dada la ínfima separación del umbral previsto por el reglamento de transmisión y el corto tiempo en el que esto es observable, no se considera problemático.

En contrapartida, no hay observaciones a realizar respecto a la sobreten-sión. Además, los ángulos de las máquinas permanecen dentro de los valores aceptados.

5.4.4. Caso M2

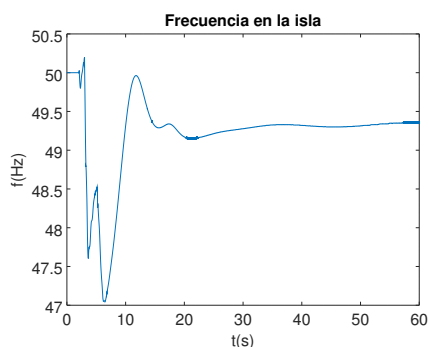


Datos	P(MW)
SG	945
RN	90
T	348
E	133,8
Demanda	1956
Demanda Isla	1774
Desbalance Isla	1202

Tabla 5.7: M2 - Generación y demanda

M2 constituye el otro caso base correspondiente a un pico de demanda durante el día. Al igual que en M1, la demanda se sitúa en el entorno de los $2000MW$. En este escenario, sin embargo, se tiene la particularidad de que la represa de Salto Grande opera a plena potencia: todas las turbinas se encuentran generando $135MW$. La otra fuente de generación hidroeléctrica está compuesta por Palmar, brindando unos escasos $30MW$ por máquina para un total de $90MW$. Éste es el primer escenario analizado donde actúan las 5 etapas del DAF. Notar que el desbalance de la isla es sustancial, representando un 61% de la demanda total. Otro dato interesante para destacar es que la actuación de la última etapa del DAF se da un tiempo considerable luego de la actuación de las otras 4.

Capítulo 5. Resultados y análisis



DAF	T(s)
E0	3,24
E1	3,37
E2	3,52
E3	3,66
E4	6,14

Tabla 5.8: M2 - Etapas DAF

Figura 5.17: M2 - Frecuencia en la isla

A pesar de la baja frecuencia obtenida, no se constatan disparos por subfrecuencia en ninguna de las máquinas de la isla. Asimismo, los ángulos de las máquinas se mantienen dentro del límite de 120° , como se evidencia en la figura 5.21. No obstante, 14 grupos de aerogeneradores salen de servicio. En el informe de progreso que genera el PSSE figura el mensaje creado por los propios modelos de cada molino que indica salida por “baja velocidad de rotación”. La excepción es el parque Gemsa, que sale de servicio por sobretensión. Todo esto se resume en la tabla 5.9.

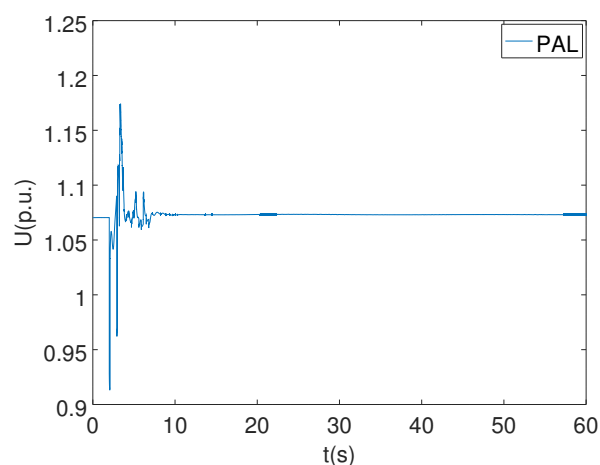


Figura 5.18: M2 - Tensión en Palmar

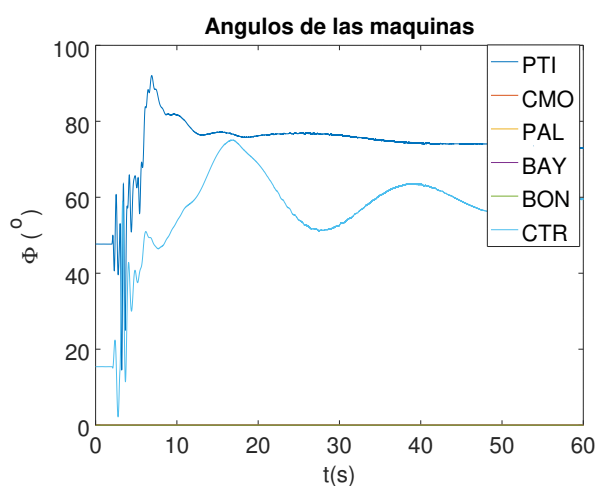


Figura 5.19: M2 - Ángulos de las máquinas

Bus	Nombre	Disparo	Valor(p.u.)	T(s)
98372	Gemsa	Sobretension	1.10	3.81
98702	RSU	Subvelocidad	0.639	4.83
98781	Fingano	Subvelocidad	0.639	4.89
98524	Polesine	Subvelocidad	0.639	4.92
98910	Luz de Loma	Subvelocidad	0.639	4.94
98912	Luz de Rio	Subvelocidad	0.639	5.08
98800	Aguas Leguas 1	Subvelocidad	0.640	5.08
98801	Aguas Leguas 2	Subvelocidad	0.640	5.08
98790	Peralta	Subvelocidad	0.639	5.10
98594	Astidey	Subvelocidad	0.639	5.11
98595	Cadonal	Subvelocidad	0.639	5.11
98611	Rosendo	Subvelocidad	0.639	5.14
98911	Luz de Mar	Subvelocidad	0.640	5.23

Tabla 5.9: M2 - Disparo de generadores eólicos

Cómo se observa en dicha tabla, la salida de servicio de los generadores se da entre 3,81s y 5,23s. En este lapso de tiempo, la generación perdida únicamente por parques eólicos asciende a 134MW. Esta pérdida sustancial puede ser una de las razones que explica el comportamiento de la frecuencia en los primeros 10 segundos de simulación.

Luego de la actuación de las etapas 0, 1, 2 y 3 el desbalance entre generación y demanda disminuye, y la frecuencia de la red comienza a restituirse. Sin embargo, el desenganche súbito de varios parques y la consecuente pérdida de generación trae consigo un descenso en la frecuencia. En última instancia, esto provoca el disparo de la etapa 4 del DAF, en un tiempo considerablemente mayor al de las anteriores.

En las siguientes imágenes se presenta la velocidad de rotación y la potencia eléctrica inyectada a la red por el generador equivalente del parque Fingano, en la ventana de tiempo de interés. Luego de la salida del parque, la velocidad de rotación se mantiene constante y la potencia eléctrica nula. Cabe recordar que este y todos los otros parques emplean un modelo equivalente de una máquina eléctrica desconocido. No se sabe a ciencia cierta qué representa la “velocidad de rotación”.

Capítulo 5. Resultados y análisis

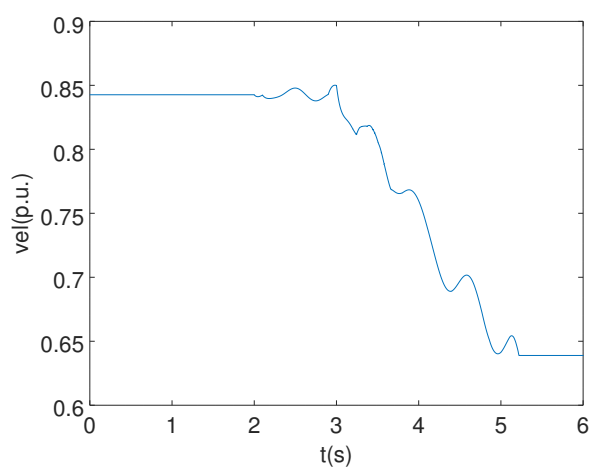


Figura 5.20: M2 - Velocidad en Fingano

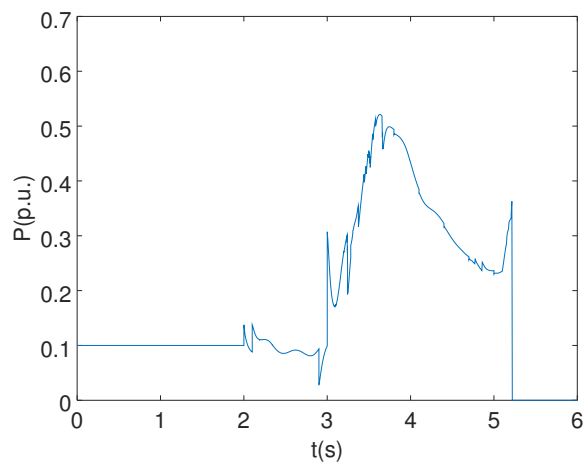
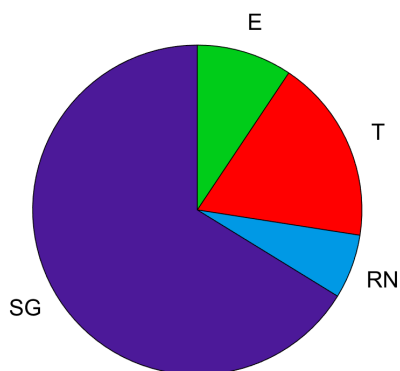


Figura 5.21: M2 - Potencia eléctrica en Fingano

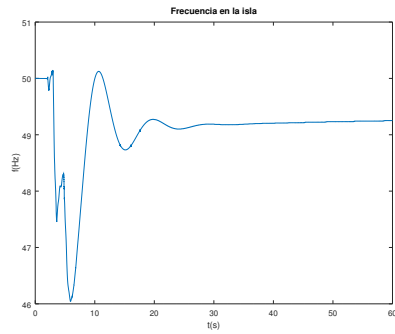
5.4.5. Caso M2_1



Datos	P(MW)
SG	945
RN	90
T	258
E	134
Demanda	1700
Demanda Isla	1549
Desbalance Isla	1067

Tabla 5.10: M2_1 - Generación y demanda

M2_1 se crea quitando 90MW de generación térmica (sacando de servicio las máquinas de CTR) con respecto al caso M2 y escalando la demanda a 1700MW (en contraste con su valor original cercano a 2000MW en el caso anterior).



DAF	T(s)
E0	3,22
E1	3,34
E2	3,40
E3	3,62
E4	5,29

Tabla 5.11: M2_1 - Etapas DAF

Figura 5.22: M2_1 - Frecuencia en la isla

La evolución de la frecuencia es relativamente similar a la de M2. Tiende a estabilizarse en las inmediaciones de los $49,2Hz$, valor algo menor que el observado para el caso anterior. Actúan todas las etapas del DAF, aunque un poco más juntas en el tiempo.

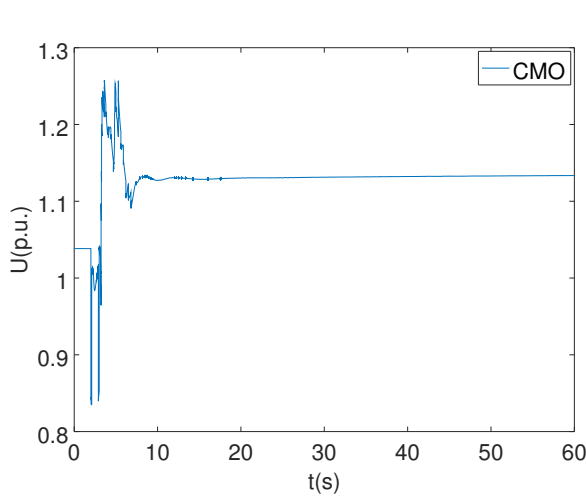


Figura 5.23: M2_1 - Tensión en CMO

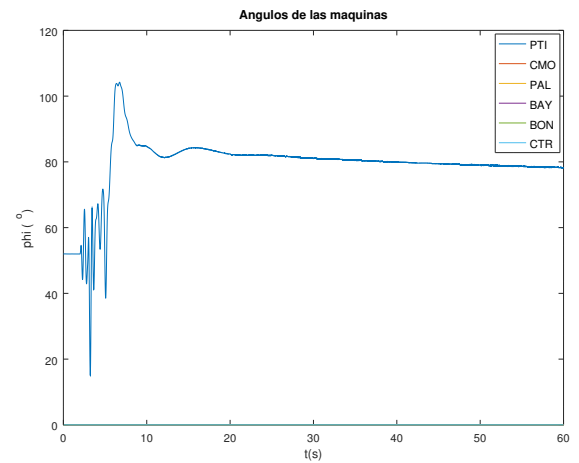


Figura 5.24: M2_1 - Ángulos de las máquinas

Salen de servicio los mismos parques eólicos que para el caso M2, en tiempos similares a éste.

Respecto de lo estipulado en el reglamento de transmisión, no se observa que la tensión salga de los parámetros establecidos para situaciones post-contingencia, tanto respecto a sobretensión como a subtenación, y los ángulos de las máquinas permanecen a su vez dentro de los valores aceptados.

M2_1: Evidencia del funcionamiento del control primario

Al igual que para el caso M1_1, este escenario es idóneo para la visualización del desempeño del control primario.

Capítulo 5. Resultados y análisis

La diferencia esencial con el caso mencionado es, sin embargo, que el control primario en esta oportunidad actúa incrementando la potencia - con el fin de aumentar la frecuencia -. Nuevamente ante la ausencia del modelo de control secundario, la frecuencia no se estabiliza en $50Hz$.

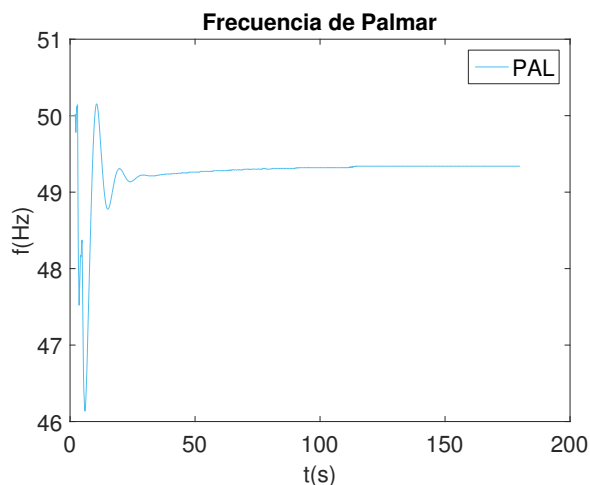


Figura 5.25: M2_1 - Frecuencia en Palmar

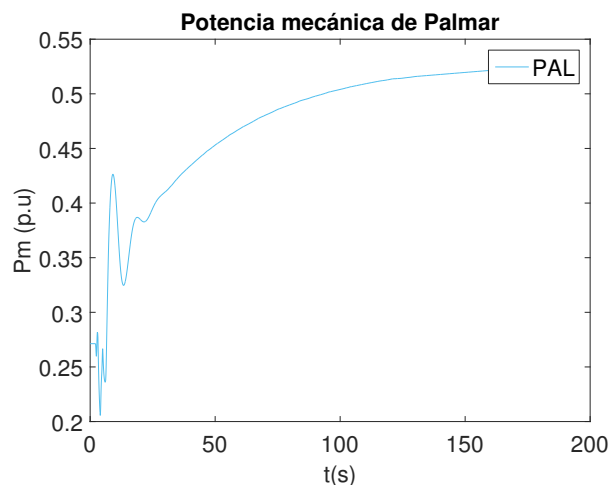
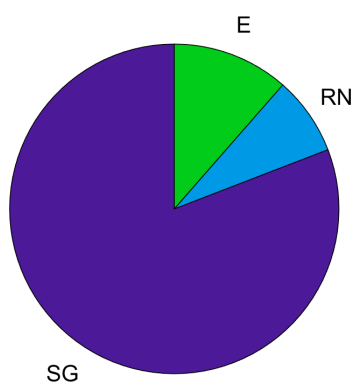


Figura 5.26: M2_1 - Potencia mecánica en Palmar

5.4.6. Caso M2_2



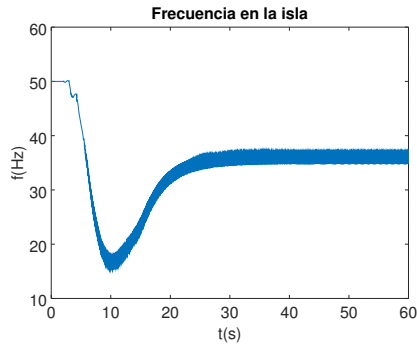
Datos	P(MW)
SG	945
RN	90
T	0
E	134
Demanda	1500
Demanda Isla	1366,7
Desbalance Isla	1142,9

Tabla 5.12: M2_2 - Generación y demanda

Este caso se crea a partir del anterior, quitando toda la generación térmica ($258MW$) y disminuyendo en forma acorde la demanda, situándola en $1500MW$. Observar que el desbalance de la isla ($1143MW$) corresponde a un 76% de la demanda total. Por otro lado, al quitar $250MW$ de generación térmica se pierde una cantidad sustancial de la inercia de la isla.

5.4. Resultados

Bajo estas dos hipótesis, todo indica que este caso no se va a comportar tan bien como los dos anteriores. Esto queda en evidencia en la figura 5.27.



DAF	T(s)
E0	3,20
E1	3,32
E2	3,38
E3	3,46
E4	3,69

Tabla 5.13: M2_2 - Etapas DAF

Figura 5.27: M2_2 - Frecuencia en la isla

La actuación de las 5 etapas del DAF se da en un intervalo de $500ms$. Sin embargo, claramente esto no es suficiente, ya que la frecuencia de la red continúa descendiendo hasta un valor menor a $20Hz$. Antes de llegar a este mínimo, el método de integración usado por PSSE falla en su convergencia, y comienzan a observarse los rizados de alta frecuencia descritos en 3.3.1. Es claro entonces que este caso es inestable, y que no puede analizarse el desempeño del sistema. Para ilustrar esto puede observarse, por ejemplo, la tensión en Montevideo A (figura 5.28).

Este pico de tensión ocasiona el disparo de las máquinas de Palmar a los $7,26s$. Instantáneamente disparan las líneas que unen Palmar con *MA5* y *BR5* y las que unen Brujas con *MB5* y *PTI5*.

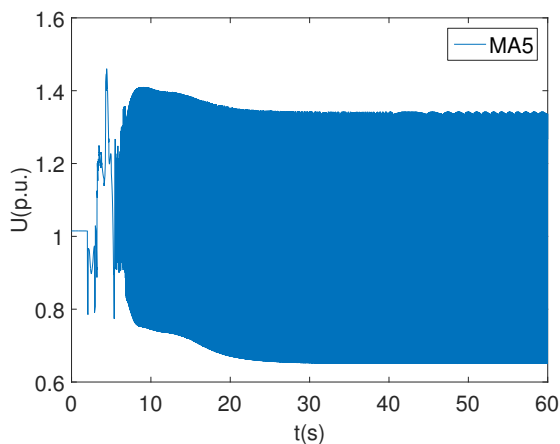


Figura 5.28: M2_2 - Tensión en MA5

Los factores determinantes para la inestabilidad del caso son dos:

Capítulo 5. Resultados y análisis

- En primer lugar la alta dependencia con la central generadora de Salto Grande (la cual aporta un 81 % de la generación de este caso) implica que una contingencia en la línea SJ5-PAL5 hace que la isla quede prácticamente sin generación.
- Dada la naturaleza de la generación de la isla, la inercia en el sistema es ínfima (solamente el 40 % de la generación remanente aporta inercia), favoreciendo la inestabilidad del sistema.

M2_2: Disparo de protecciones

Para obtener un resultado más acorde con la realidad, se procede a simular el caso sacando de servicio las máquinas y líneas señaladas anteriormente.

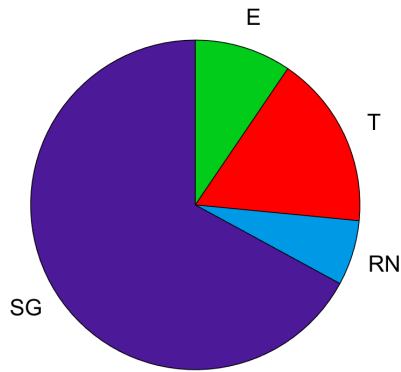
En la tabla 5.14 Se ilustran los tiempos y causas de las salidas de servicio de los generadores de Palmar y las líneas mencionadas.

T(s)	Equipo	Motivo
7,26	Línea MA5-PA5	Sobretensión 2
7,26	Línea BR5-PA5	Sobretensión 2
7,26	Línea BR5-MB5	Sobretensión 2
7,26	Línea BR5-PTI5	Sobretensión 2
7,26	Generadores Palmar	Subfrecuencia

Tabla 5.14: M2_2 - Salidas de servicio

Sin la realización del disparo manual de líneas y generadores, se observaban las oscilaciones de la figura 5.28. Al disparar las protecciones el método numérico no converge, impidiendo terminar la simulación. Esto acaba por confirmar la inestabilidad del caso.

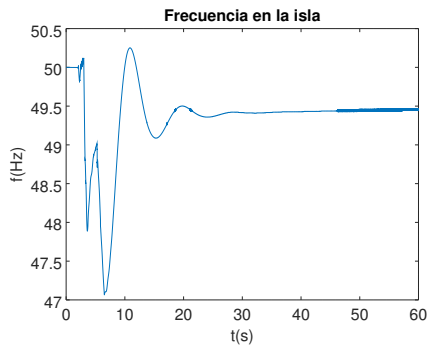
5.4.7. Caso M2_3



Datos	P(MW)
SG	945
RN	90
T	240
E	134
Demanda	1500
Demanda Isla	1359
Desbalance Isla	895

Tabla 5.15: M2_3 - Generación y demanda

Tomando como base el caso anterior, se agregan únicamente 240MW de generación térmica (provenientes de PTI). Como la demanda se mantiene incambiada, el desbalance de la isla disminuye y su inercia aumenta en forma considerable. Entre estos dos factores, es de esperar que el comportamiento de la red mejore respecto al caso anterior.



DAF	T(s)
E0	3,22
E1	3,36
E2	3,51
E3	3,71
E4	6,50

Tabla 5.16: M2_3 - Etapas DAF

Figura 5.29: M2_3 - Frecuencia en la isla

También en este caso actúan las 5 etapas del DAF, y nuevamente se constata que la última etapa dispara considerablemente después que las otras 4. La gráfica de frecuencia es muy similar a la del caso M2_1 (ver figura 5.22). Sin embargo, el mínimo valor de frecuencia en la isla es un poco mayor (47Hz contra 46Hz). En contrapartida, se observa un sobretiro en frecuencia levemente mayor.

Los mismos 13 parques eólicos salen de servicio, aunque en este escenario casi todos por sobretensión (a excepción de Rosendo). Como la tensión es un parámetro que se copia bastante a lo largo de la isla, el desenganche de los

Capítulo 5. Resultados y análisis

parques se da de manera conjunta, ocurriendo cerca de los 5,3s. Nuevamente, esto explica la bajada abrupta de la frecuencia, que en última instancia provoca la actuación de la última etapa del DAF.

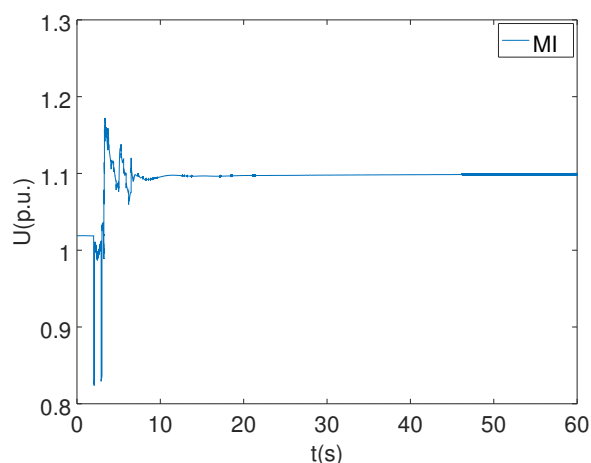


Figura 5.30: M2_3 - Tensión en MI

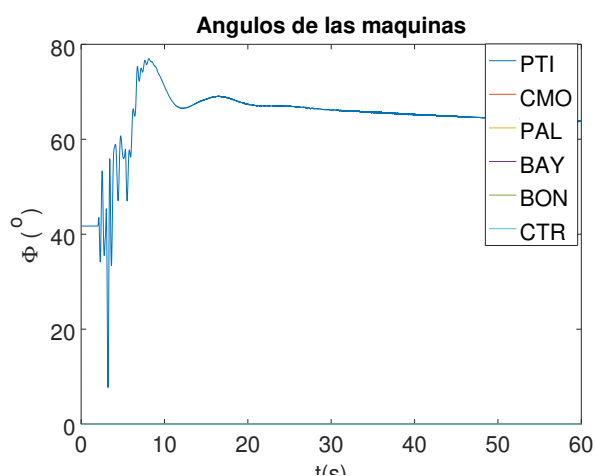
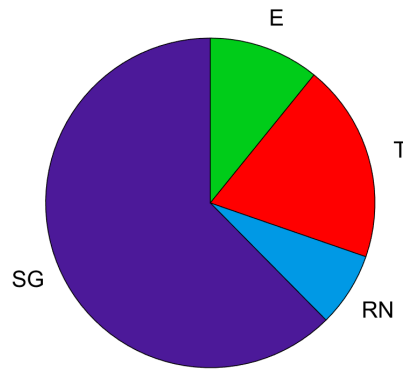


Figura 5.31: M2_3 - Ángulos de las máquinas

Efectivamente, el comportamiento de la red mejora respecto al caso anterior, debido a que en este escenario la actuación del sistema es suficiente para lograr, junto con el control primario, una recuperación adecuada de la frecuencia de la red. Dicha frecuencia logra estabilizarse luego de la actuación de todas las etapas del sistema de disparo, situándose la misma en un valor cercano a los $49,5Hz$. El hecho de que se disponga de $240MW$ extra, y que éstos a su vez provengan de un tipo de generación cuyas máquinas aportan mayor cantidad de inercia, implica que para este escenario se logre la restauración de la frecuencia en valores cercanos a la nominal.

Como observación respecto de los valores de tensión y de los ángulos en las máquinas generadoras convencionales, los mismos se encuentran en su totalidad respecto de los límites permitidos por el reglamento, detallados en la sección 2.2.

5.4.8. Caso M2_4

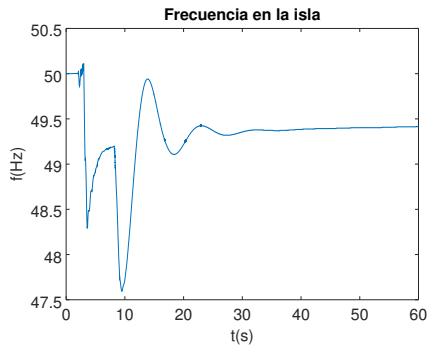


Datos	P(MW)
SG	770
RN	90
T	240
E	134
Demanda	1300
Demanda Isla	1170,5
Desbalance Isla	707

Tabla 5.17: M2_4 - Generación y demanda

Se reduce la potencia generada por Salto Grande a $110MW$ por máquina. Esta disminución de casi $200MW$ de generación se compensa con un descenso similar en la demanda de la red. El desbalance de la isla baja con respecto al caso anterior.

El disparo automático por subfrecuencia no difiere sustancialmente al registrado en los casos anteriores (con excepción del caso patológico M2_2).



DAF	T(s)
E0	3,24
E1	3,51
E2	3,65
E3	9,12
E4	

Tabla 5.18: M2_4 - Etapas DAF

Figura 5.32: M2_4 - Frecuencia en la isla

Actúan las etapas 0, 1 y 2 relativamente cercanas. Tal como sucede en los casos anteriores, la última etapa en disparar lo hace defasada con las demás. Finalmente, la frecuencia de la red se estabiliza cerca de $49,5Hz$.

Al igual que en los otros casos, toda la generación eólica sale de servicio. Esto ocurre momentos antes de la actuación de la etapa 3 del DAF (entre $8,2s$ y $8,9s$). En este escenario, el motivo de salida de todos los parques es el mismo: por disminución de velocidad.

Capítulo 5. Resultados y análisis

No actúa ninguna otra protección y todas las magnitudes se encuentran conformes con el reglamento de transmisión.

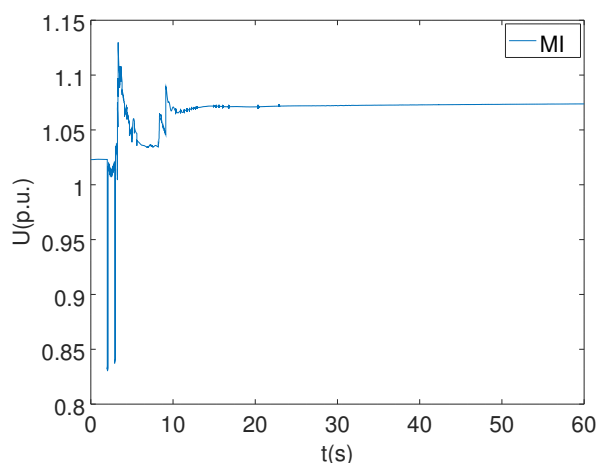


Figura 5.33: M2_4 - Tensión en MI

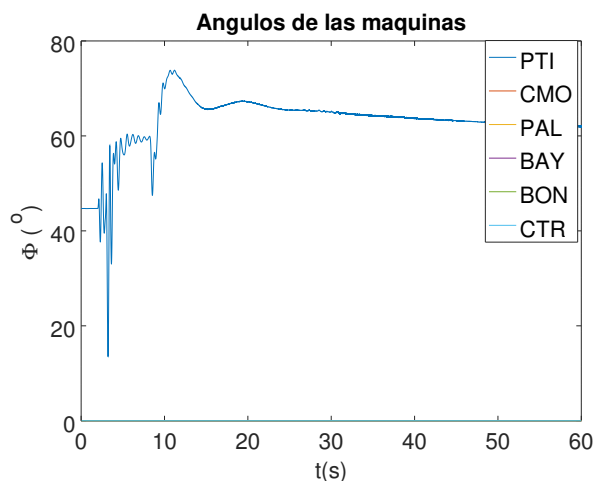
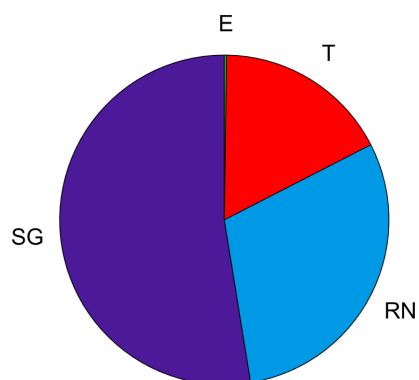


Figura 5.34: M2_4 - Ángulos de las máquinas

5.4.9. Caso M3



Datos	P(MW)
SG	945
RN	539
T	330
E	0
Demanda	1850
Desbalance Isla	1660
Desbalance	805

Tabla 5.19: M3 - Generación y demanda

Como último caso dentro de los picos de demanda durante el día, se tiene a M3. Armado a partir de M2, este caso fue creado en base al pico histórico de demanda durante el día ocurrido en el año 2016. Tuvo lugar el 12 de febrero de ese año, durante las primeras horas de la tarde. En la figura 5.35 se presentan los datos de generación y demanda suministrados por ADME.

El caso se arma con Salto Grande a plena potencia (135MW por máquina). Las tres centrales hidroeléctricas de Río Negro trabajan cerca de su

5.4. Resultados

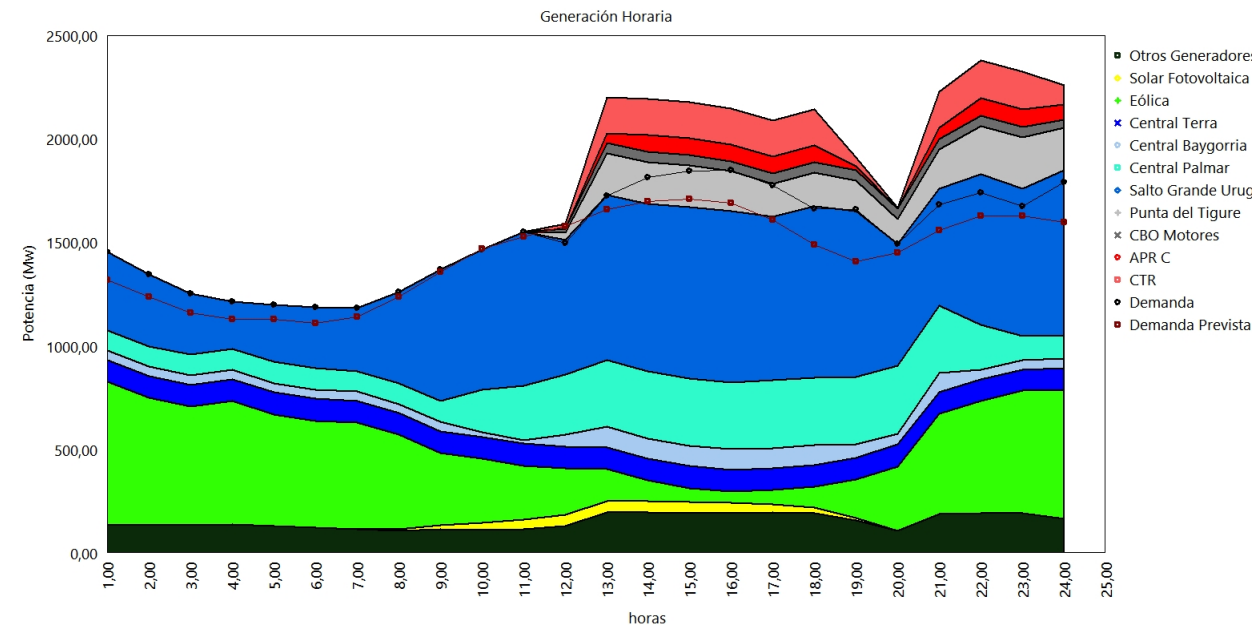
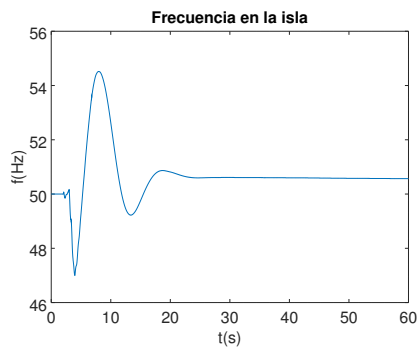


Figura 5.35: M3 - Generación y demanda - 12/02/16 (ADME)

potencia nominal, y Punta del Tigre aporta 330MW de generación térmica. Se toma como nulo el aporte de generación eólica.



DAF	T(s)
E0	3,29
E1	3,51
E2	3,63
E3	3,73
E4	3,98

Tabla 5.20: M3 - Etapas DAF

Figura 5.36: M3 - Frecuencia en la isla

El disparo de todos los relés del DAF se da entre $3,29\text{s}$ y $3,98\text{s}$, es decir, en poco menos de 700ms . Luego de la actuación de los mismos, se observa el sobretiro en frecuencia más alto hasta ahora: 54Hz . Finalmente, la frecuencia se estabiliza en un valor algo mayor al nominal.

El alto valor de frecuencia accionaría las protecciones por sobrefrecuencia en Palmar, a los $9,43\text{s}$. A su vez, las sobretensiones vistas a lo largo de la red (mayores a $1,3\text{pu}$) provocarían la salida de las líneas conectadas a las barras de Montevideo A y Brujas, conjuntamente en $4,1\text{s}$. Los ángulos de las máquinas, como se ve en la figura 5.38, se mantienen dentro de límites

razonables.

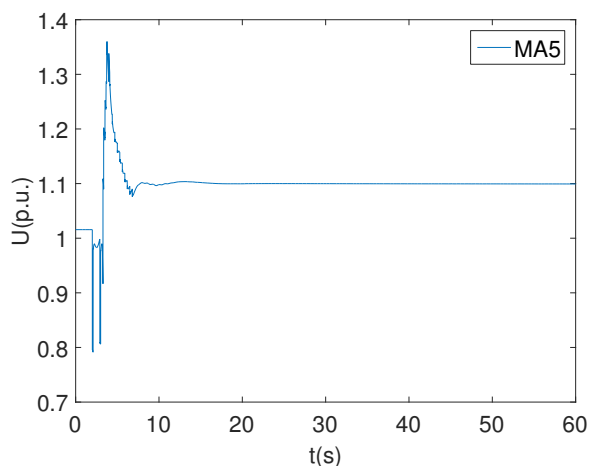


Figura 5.37: M3 - Tensión en MA5

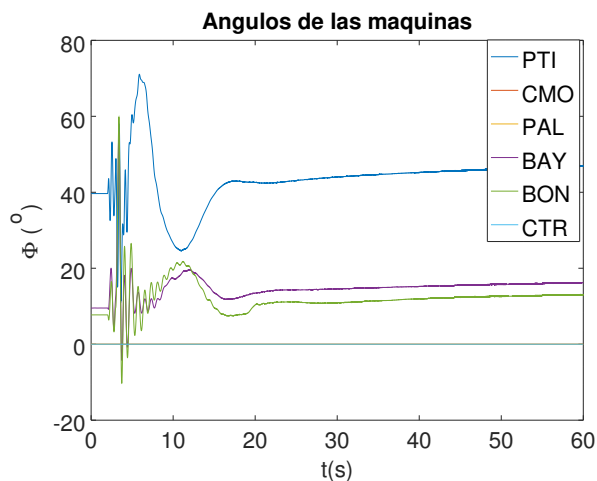


Figura 5.38: M3 - Ángulos de las máquinas

M3: Disparo de protecciones

Con el fin de presentar un resultado más realista, se resimula el caso sacando de servicio las líneas de $500kV$ y las unidades generadoras en el momento en que actúan sus protecciones. El tiempo de desconexión de cada línea/máquina se presenta en la tabla 5.21.

T(s)	Equipo	Motivo
4,20	Línea MA5-PA5	Sobretensión 2
4,20	Línea BR5-PA5	Sobretensión 2
4,20	Línea BR5-MB5	Sobretensión 2
4,20	Línea BR5-PTI	Sobretensión 2
9,43	Generadores Palmar	Sobrefrecuencia
10,99	Generadores PTI	Sobrefrecuencia

Tabla 5.21: M3 - Salidas de servicio

Notar cómo con la salida de las líneas de $500kV$ la isla queda subdividida en tres regiones.

PTI y Brujas quedan interconectadas y formando una isla independiente. Como no hay demanda en esta isla, la frecuencia medida en PTI aumenta, provocando en última instancia la salida de servicio de las máquinas de esta central por sobrefrecuencia.

Montevideo A queda conectada en $500kV$ a las estaciones de MVI, San Carlos y Melo. La estación de $500kV$ de Palmar no queda conectada a nin-

5.4. Resultados

guna otra central en extra alta tensión. Se mantienen conexiones débiles en $150kV$ entre el sur y sur-este del país.

Gracias a lo expuesto anteriormente, la frecuencia ya no se copia a lo largo de la isla “original”. La evolución de la frecuencia en las tres regiones introducidas se observa en la figura 5.39. Se presenta también la tensión en Baygorria (figura 5.40).

Claramente el caso es inestable.

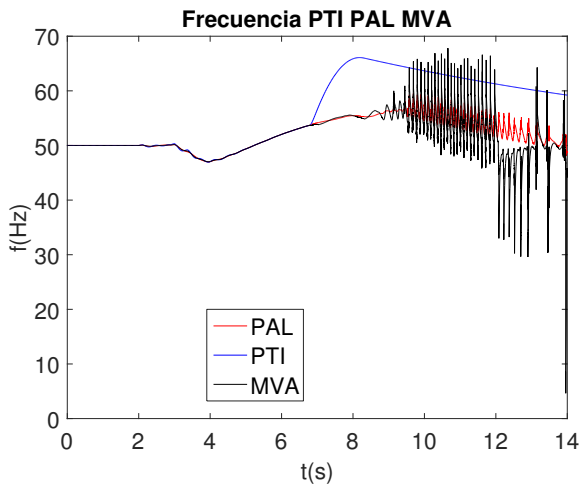


Figura 5.39: M3 - Frecuencias en la red

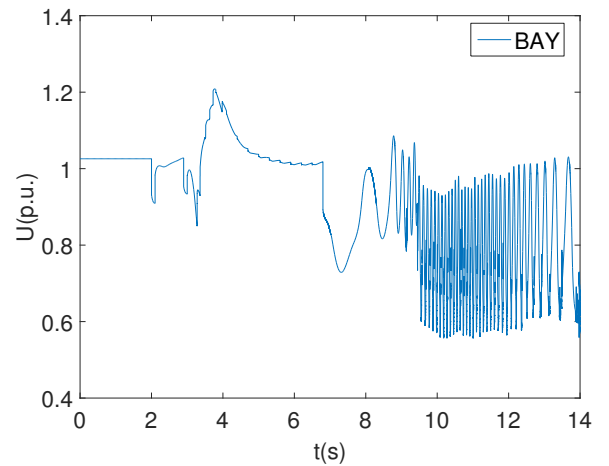
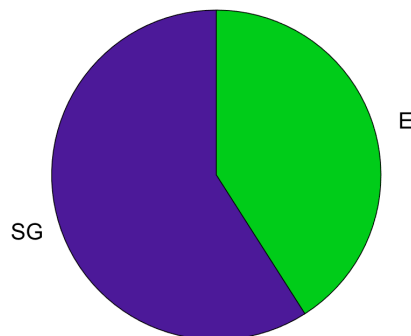


Figura 5.40: M3 - Tensión en Baygorria

5.4.10. Caso N1



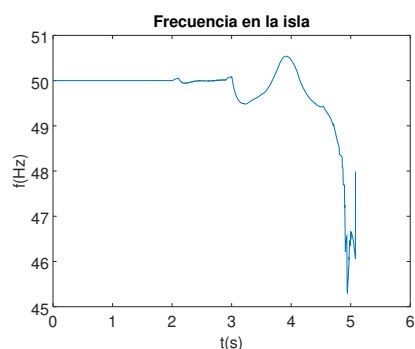
Datos	P(MW)
SG	770
RN	0
T	0
E	534
Demanda	875
Demanda Isla	823,4
Desbalance Isla	289

Tabla 5.22: N1 - Generación y demanda

Luego de presentar los casos M, se muestran los resultados obtenidos para casos N, correspondientes a valles de demanda.

Capítulo 5. Resultados y análisis

Uno de los casos base con los que se trabajó fue N1. El mismo está compuesto por generación 100 % renovable, con Salto Grande aportando $770MW$ y los parques eólicos aportando $534MW$. A priori es de esperar que, dada la poca inercia de la red al quedar en isla, el desempeño del sistema no sea satisfactorio.



DAF	T(s)
E0	4,73
E1	4,90
E2	4,97
E3	5,05
E4	

Tabla 5.23: N1 - Etapas DAF

Figura 5.41: N1 - Frecuencia en la isla

A partir de $t = 4,92s$ la simulación no converge; la corrida dinámica se extiende poco más de $5s$. Abriendo el archivo *progress* de este caso, se ve que el valor medido de derivada de frecuencia se vuelve infinito.

```

DLSHBL AT BUS 95110 LOAD 1 STAGE 2 PICKUP TIMER STARTED AT TIME =
4.872 FREQ = 47.766
DFREQUENCY/DTIME = *****
    
```

Si se observan las gráficas arrojadas por el PSSE para distintas barras, los valores de tensión de las mismas se dispararían a valores superiores a $80pu$, por lo que claramente el caso es inestable.

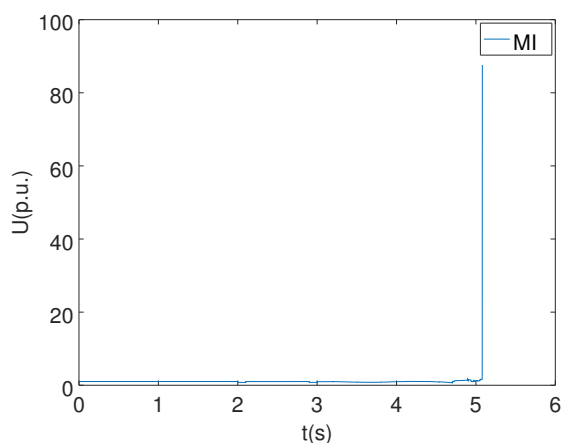
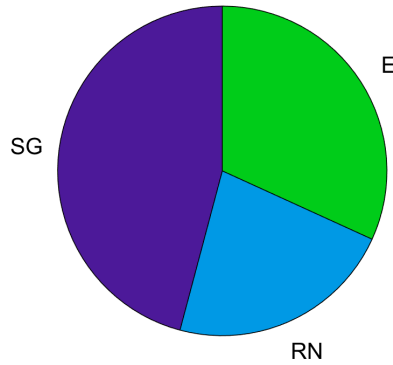


Figura 5.42: N1 - Tensión en MI

5.4.11. Caso N1_1

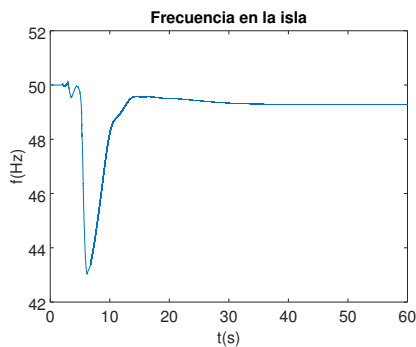


Datos	P(MW)
SG	770
RN	375
T	0
E	534
Demanda	1200
Demanda Isla	1121,8
Desbalance Isla	213

Tabla 5.24: N1_1 - Generación y demanda

N1_1 se crea a partir del caso base N1. La generación está compuesta al 100 % por energías renovables. Durante éste (y los otros casos derivados de N1 y N2) Salto Grande genera 110MW por máquina. El aporte de Río Negro es considerable, con contribución de Palmar y Baygorria. Por último, todos los parques eólicos se encuentran funcionando, brindando a la red más de 500MW.

Observar lo pequeño que es el desbalance de la isla en proporción con la demanda (18%). Se podría intuir, en primera instancia, que con un desbalance tan pequeño el sistema debería comportarse de manera satisfactoria.



DAF	T(s)
E0	5,19
E1	5,45
E2	5,47
E3	5,55
E4	5.63

Tabla 5.25: N1_1 - Etapas DAF

Figura 5.43: N1_1 - Frecuencia en la isla

Todas las etapas del DAF actúan dentro de una ventana de 440ms. La frecuencia presenta un mínimo bastante pronunciado, cercano a 43Hz. Luego de 30s de simulación, se estabiliza en un valor algo menor a 50Hz.

Luego de la actuación de la etapa 0, pero previo a la actuación de la etapa 1 se constata la salida de servicio de todos los generadores eólicos de la red.

Capítulo 5. Resultados y análisis

En el caso de Peralta, Aguas Leguas 1 y Aguas Leguas 2 la salida es por subtensión. Para los 9 restantes el disparo es por sobretensión.

La baja frecuencia provocaría el desenganche de las máquinas de Palmar. A su vez, Rincón del Bonete saldría de servicio por sobretensión. También se constatan sobretensiones críticas en barras de $500kV$, en las estaciones de Montevideo A, Brujas y San Carlos. Estas sobretensiones, del orden de $1,4pu$ coinciden en el tiempo con el descenso abrupto de la frecuencia de la red.

Al ver de cerca las gráficas de tensión en distintos puntos del sistema, se constata la aparición de los rizados de alta frecuencia descritos en 3.3.1. Se ilustran estos rizados en las figuras 5.44 y 5.45.

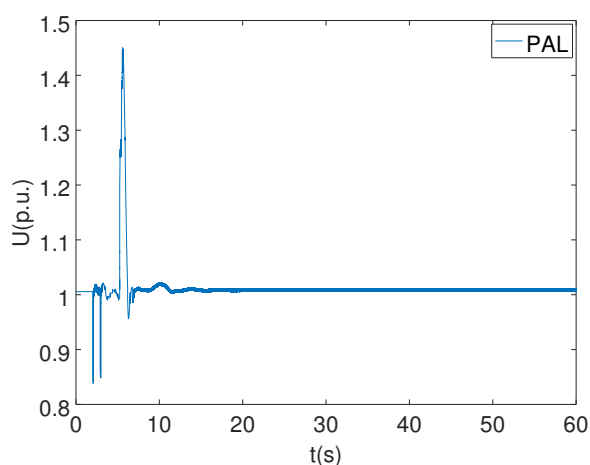


Figura 5.44: N1_1 - Tensión en PAL

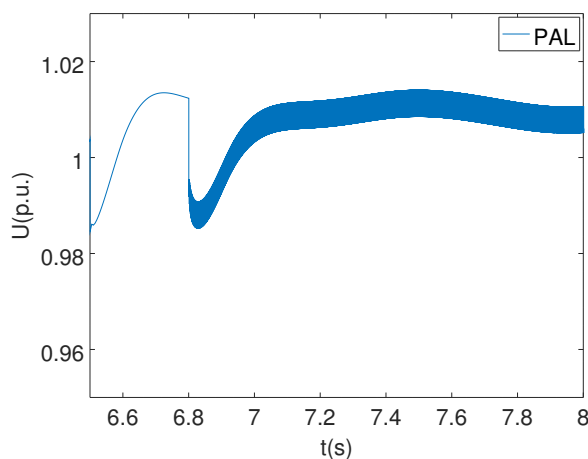


Figura 5.45: N1_1 - Tensión en PAL: Zoom

N1_1: Disparo de protecciones

Al igual que para M3, se resimula este caso desconectando máquinas y líneas cuando corresponde. Las salidas de servicio se resumen en la tabla 5.26. Observar que la salida de servicio de las líneas y la central de Palmar se da entre medio de la actuación de las etapas del DAF.

T(s)	Equipo	Motivo
5,26	Línea MA5-PA5	Sobretensión 2
5,26	Línea BR5-PA5	Sobretensión 2
5,26	Línea BR5-MB5	Sobretensión 2
5,26	Línea BR5-MB5	Sobretensión 2
5,55	Generadores Palmar	Sobretensión 1

Tabla 5.26: N1_1 - Salidas de servicio

5.4. Resultados

Se muestran a su vez la frecuencia en dos nodos de la red y la tensión en Baygorria, única central generadora que permanece en servicio. Observar cómo no se da la actuación de las protecciones por sobretensión en estas máquinas, ya que es muy holgada ($1,4pu$ durante 4 segundos). De tener configuradas protecciones por subtensión, seguramente actuarían.

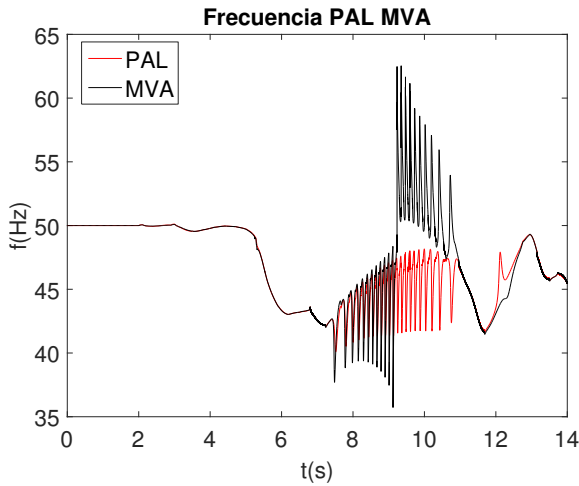


Figura 5.46: N1_1 - Frecuencias en la red

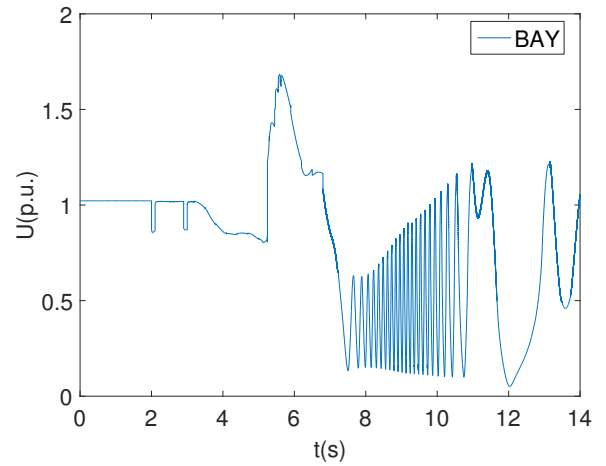
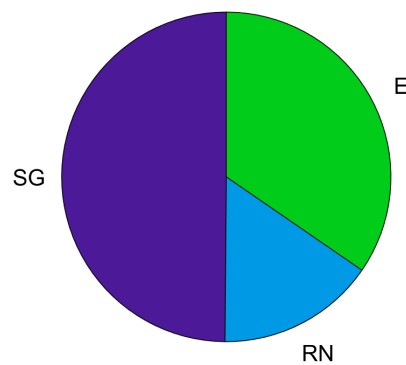


Figura 5.47: N1_1 - Tensión en Baygorria

5.4.12. Caso N1_2

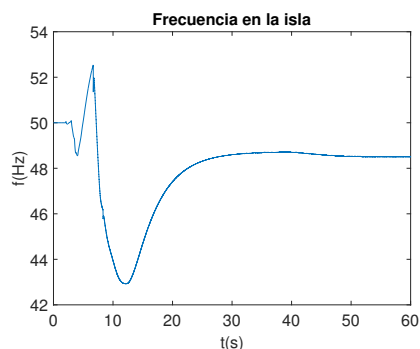


Datos	P(MW)
SG	770
RN	240
T	0
E	534
Demanda	1200
Desmanda Isla	1119,2
Desbalance Isla	345

Tabla 5.27: N1_2 - Generación y demanda

N1_2 se construye disminuyendo la generación hidráulica del caso anterior. En particular, salen de servicio las máquinas de Rincón del Bonete, y la generación en Palmar se reduce a $80MW$ por máquina.

Capítulo 5. Resultados y análisis



DAF	T(s)
E0	3,71
E1	3,77
E2	4,10
E3	7,74
E4	7,89

Tabla 5.28: N1_2 - Etapas DAF

Figura 5.48: N1_2 - Frecuencia en la isla

También aquí disparan todas las etapas del DAF, pero relativamente dispersas en el tiempo. Luego de la actuación de las 3 primeras etapas, se aprecia un aumento considerable en la frecuencia, alcanzando un máximo mayor a $52Hz$. De ahí en más el descenso se torna abrupto y pronunciado, similar al observado en el caso N1_1. Luego de un mínimo absoluto de $43Hz$, la frecuencia se estabiliza en el valor más pequeño visto hasta ahora, $48Hz$.

La sobrefrecuencia observada provoca la salida de servicio de 12 de los 13 generadores eólicos en $t = 6,68s$, contribuyendo esto a la posterior caída en la frecuencia. Dos segundos más tarde, el único parque en servicio (Fingano) se desconecta, esta vez por subfrecuencia.

Otra implicancia de la baja frecuencia es el desenganche de las máquinas de Palmar, lo cual elimina la poca inercia remanente en la red y empeora el desempeño del sistema. Al igual que para N1_1, se observan oscilaciones numéricas en tensión a lo largo de la red.

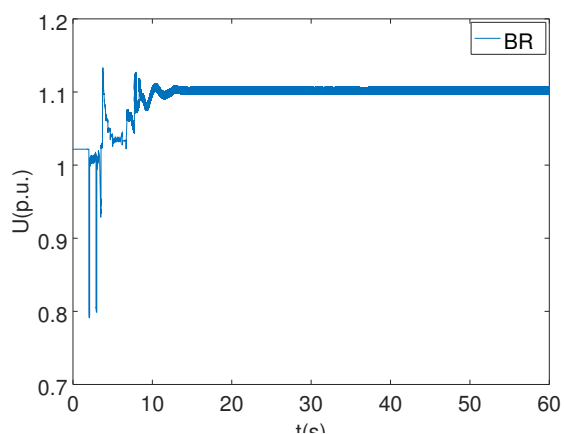


Figura 5.49: N1_2 - Tensión en BR5

N1_2: Disparo de protecciones

Se resimula este escenario quitando de servicio las máquinas de Palmar en el supuesto tiempo de actuación de las protecciones (tabla 5.29).

T(s)	Equipo	Motivo
10,66	Generadores Palmar	Subfrecuencia

Tabla 5.29: N1_2 - Salidas de servicio

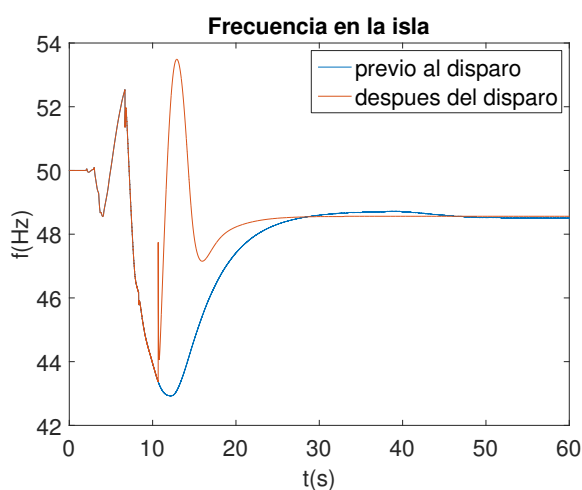


Figura 5.50: N1_2 - Frecuencias en la red

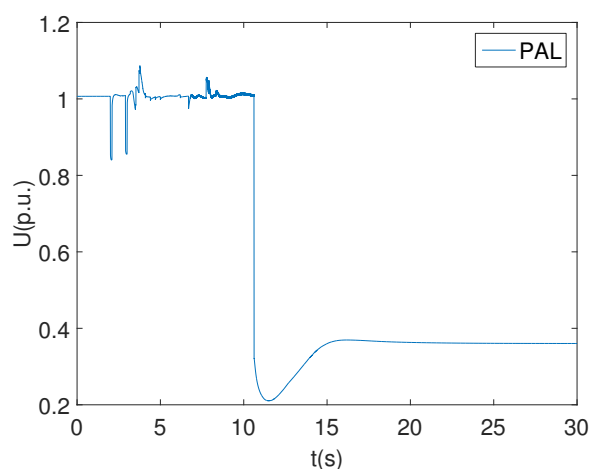


Figura 5.51: N1_2 - Tensión en Palmar

Como se ve en las figuras 5.50 y 5.51 la tensión en Baygorria cae a valores inadmisibles al desconectar los generadores de Palmar. Estos valores del orden de 0,2 o 0,3pu conllevan a una disminución de la potencia demandada por las cargas.

Recordar que, como se expuso en 3.3, la potencia asociada al modelo dinámico de las cargas verifica:

$$P_{din} = 0,7Y_L U^2 + 0,3P_0$$

Donde U es la tensión de la carga (en tiempo real), Y_L es la admitancia asociada a la carga y P_0 la potencia original de la carga.

En otras palabras, hay una gran dependencia de la potencia de la carga con la tensión. Si la tensión desciende demasiado, como es el caso, la potencia consumida por las cargas disminuye aún más. Esto desacentúa el desbalance entre generación y demanda en la isla, provocando un pico de sobrefrecuencia.

Resulta a primera vista inusual que la frecuencia y la tensión logren estabilizarse en valores distintos a cero, habiendo perdido toda la generación de

Capítulo 5. Resultados y análisis

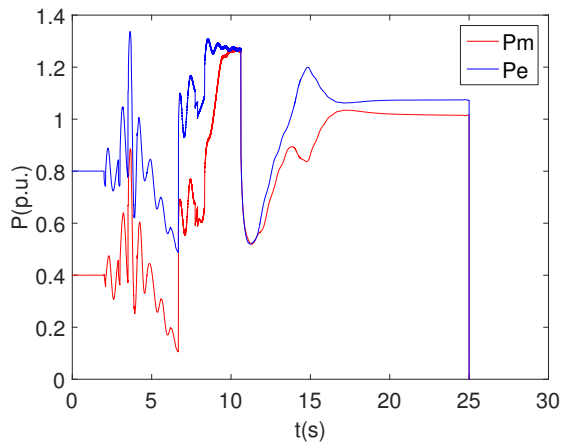


Figura 5.54: N1_2 - Potencia mecánica y eléctrica en MDP

la isla. Sin embargo, esto no es correcto, ya que Montes del Plata permanece en servicio. Esta planta, como se explicó brevemente en 3.3.3.1, no ha sido considerada a la hora del armado de casos. De contar con las protecciones de estos generadores (ya sea conociendo sus configuraciones o teniéndolas modeladas), esta planta saldría de servicio, empeorando aún más la situación del sistema.

Para mostrar esto, se simula, la salida de servicio de Montes del Plata, constatándose el colapso inmediato de la red eléctrica (figuras 5.52, 5.53, 5.54).

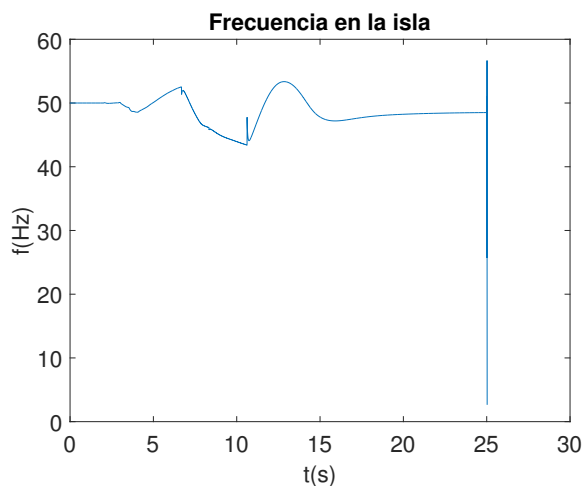


Figura 5.52: N1_2 - Frecuencia en la isla

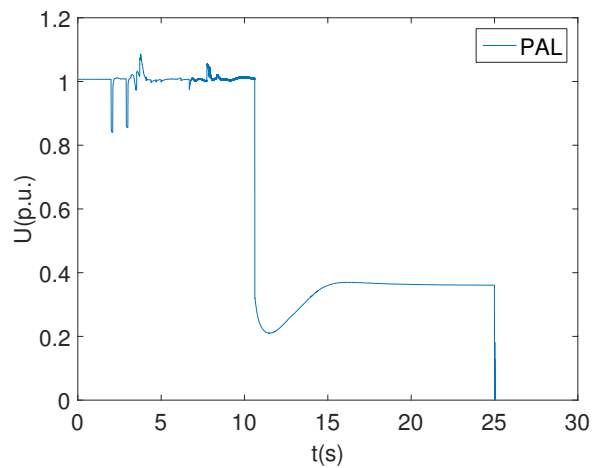
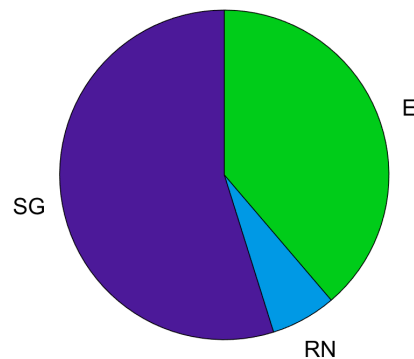


Figura 5.53: N1_2 - Tensión en Palmar

5.4.13. Caso N1_3



Datos	P(MW)
SG	770
RN	90
T	0
E	544
Demanda	800
Demanda Isla	753,3
Desbalance Isla	119

Tabla 5.30: N1_3 - Generación y demanda

Al igual que los otros valles, N1_3 presenta generación por fuentes renovables. La potencia proveniente de Salto Grande se mantiene incambiada, hay alta incidencia de energía eólica, totalizando 544MW . El resto de la generación proviene de Río Negro, con Palmar aportando 30MW por máquina. El desbalance de la isla es pequeño, 119MW .

La gráfica de frecuencia se corresponde con una oscilación amortiguada entorno a 50Hz , con una amplitud pico a pico de aproximadamente $0,4\text{Hz}$. No actúa ninguna etapa del DAF, y luego de 40s el sistema retorna a su frecuencia nominal.

Tampoco se activan las protecciones de ninguna máquina de la red, y todas las magnitudes se mantienen dentro de límites razonables.

En la figura sabemos se muestra el flujo de potencia entre las barras de Conchillas y Colonia Elía. Observar que la forma de onda de la potencia es similar a la de la frecuencia (figura 5.55). Estas oscilaciones presentan un período de aproximadamente 2 segundos, característico de oscilaciones de potencia entre áreas en un sistema eléctrico [11]. Esta oscilación, que demora poco más de 30 segundos en amortiguarse por completo, puede suponer un problema y eventualmente la actuación de alguna protección que no se encuentra modelada.

Capítulo 5. Resultados y análisis

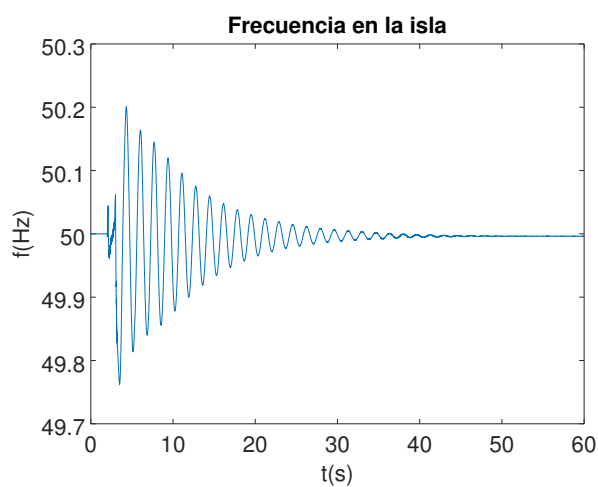


Figura 5.55: N1_3 - Frecuencia en la isla

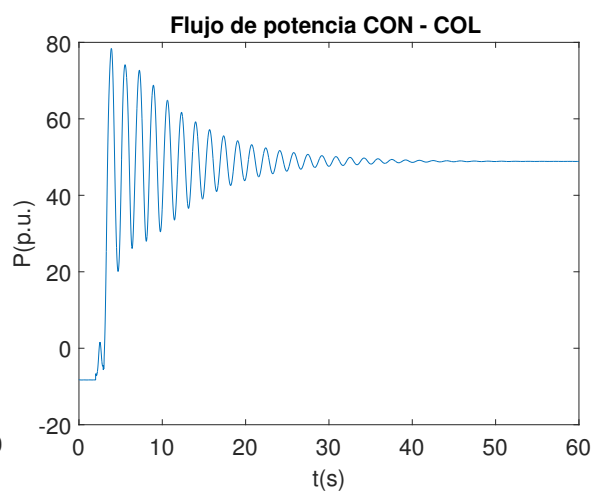
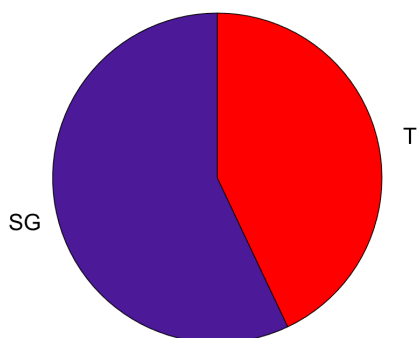


Figura 5.56: N1_3 - Flujo de Potencia CON-COL

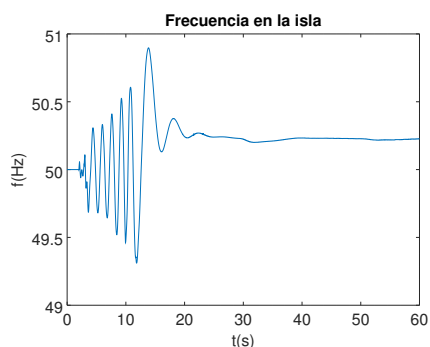
5.4.14. Caso N1_4



Datos	P(MW)
SG	770
RN	0
T	580
E	0
Demanda	800
Desmanda Isla	685,5
Desbalance Isla	106

Tabla 5.31: N1_4 - Generación y demanda

N1_4 es el único caso tipo valle con generación térmica. El aporte de Río Negro y de parques eólicos del caso anterior se intercambia por máquinas de las tres centrales térmicas que permanecen en funcionamiento en el país: PTI (300MW), CMO (80MW) y CTR (200MW). El desbalance de la isla es pequeño, siendo apenas superior al 13% de la demanda del país.



DAF	T(s)
E0	9,94
E1	
E2	
E3	
E4	

Tabla 5.32: N1_4 - Etapas DAF

Figura 5.57: N1_4 - Frecuencia en la isla

La frecuencia de la red tiene una evolución interesante. Durante los primeros 10 segundos presenta oscilaciones de amplitud creciente entorno a $50Hz$. La única etapa del DAF en actuar es la 0. Luego de un transitorio donde se aprecia un máximo cercano a $51Hz$, la frecuencia se estabiliza cerca de su valor nominal.

Vale la pena observar las gráficas de flujo de potencia en las líneas de $150kV$ que vinculan Uruguay con Argentina, descriptas en 1.4.1.

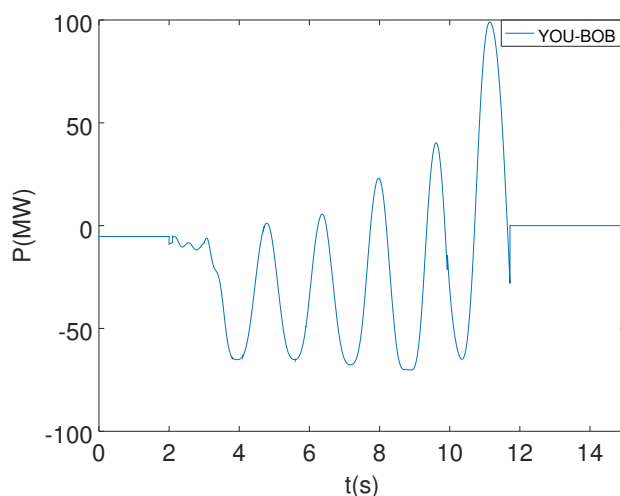


Figura 5.58: N1_4 - DAFLIN: Flujo de Potencia entre Young y Bonete B

Mientras las líneas están operando, aparecen oscilaciones de potencia del orden de $100MW$ de amplitud. Éstas crecen luego de que actúa la etapa 0 del DAF, hasta que se verifica la condición de subfrecuencia ($49,5Hz$ durante $100ms$) y se abren las líneas.

La tensión en varios puntos de la red presenta fluctuaciones importantes, como se muestra en la figura 5.60.

Los ángulos de los generadores térmicos se mantienen acotados dentro de una banda razonable (figura 5.61). Cabe destacar que en este caso se eligió

Capítulo 5. Resultados y análisis

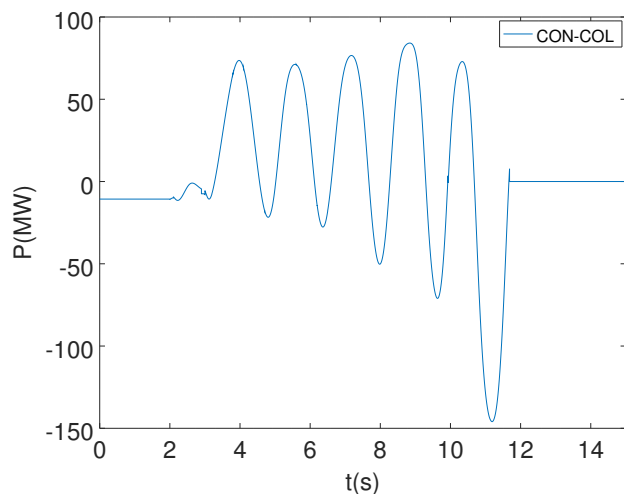


Figura 5.59: N1_4 - DAFLIN: Flujo de Potencia entre Conchillas y Colonia

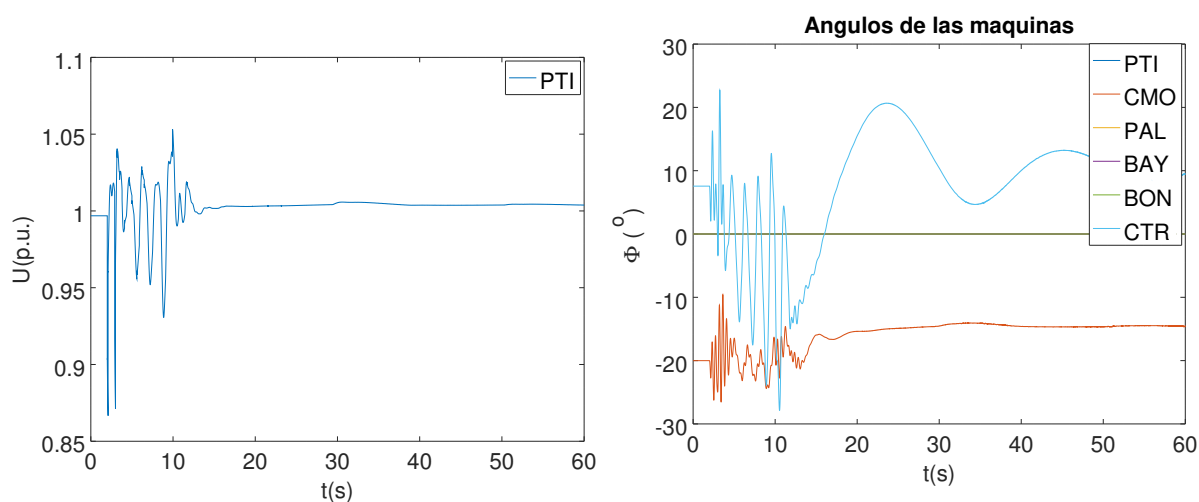


Figura 5.60: N1_4 - Tensión en PTI

Figura 5.61: N1_4 - Ángulos de las máquinas

una máquina de Punta del Tigre como referencia angular, puesto que Palmar se encuentra fuera de servicio.

No se constata la actuación de las protecciones de ninguna máquina ni línea de alta tensión.

N1_4: Modificaciones en la configuración del DAFLIN

Debido a la inusual separación entre el disparo de la etapa 0 y los relés del DAFLIN, este caso resulta ejemplar para ensayar algunas modificaciones en las configuraciones de los relés de subfrecuencia en líneas de $150kV$. Interesa ver si la evolución de la frecuencia mejora visiblemente al cambiar alguno de

los parámetros de los equipos.

Cabe recordar que los 3 relés, situados en las líneas de Colonia-Conchillas y en las dos líneas Young-Bonete B, tienen configurado un umbral de $49,5Hz$, un tiempo de permanencia de $100ms$ y un tiempo de actuación del interruptor de $80ms$ (datos presentados en la tabla 1.2).

En primera instancia se optó por mantener el umbral en su valor preestablecido y volver instantáneo el tiempo de actuación del relé. La única diferencia constatada en las gráficas fue, como es de esperarse, una actuación de los relés del DAFLIN $100ms$ antes que en el caso original.

Para conseguir resultados más contundentes se ensayó el escenario con umbrales de $49,6Hz$ y $49,7Hz$. Los resultados son interesantes: para una de las configuraciones actúa únicamente la etapa 1 del DAF, para la otra no se constata la actuación de ninguna etapa. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 5.33.

Configuración	Umbral DAFLIN (Hz)	DAFLIN (s)	Etapas 0 (s)	Etapas 1 (s)
Original	49,5	11,75	No	9,94
Modificación 1	49,6	8,55	No	No
Modificación 2	49,7	8,42	No	9,10

Tabla 5.33: N1_4 - Distintos ajustes para DAFLIN

Como se puede observar en la tabla, con el ajuste “modificación 1” actúa la etapa 1 del DAF, mientras que con el ajuste “modificación 2” no actúa ninguna etapa. Las diferencias en frecuencia para los 3 casos se presentan en la figura 5.62. En 5.63 se comparan puntualmente los resultados obtenidos para los umbrales modificados.

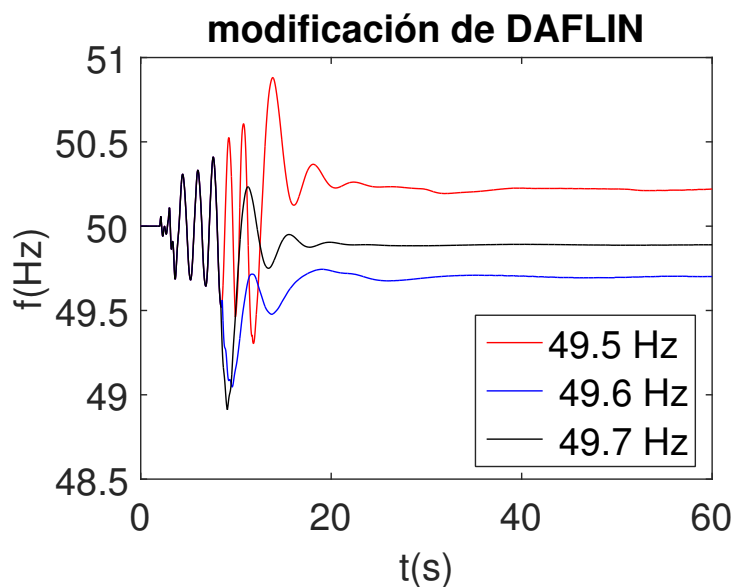


Figura 5.62: N1_4 - Frecuencia para distintos umbrales de DAFLIN

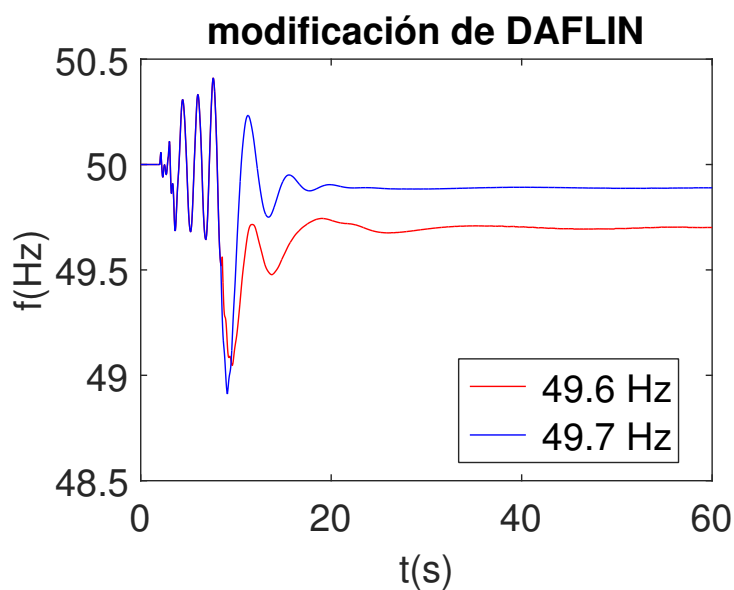
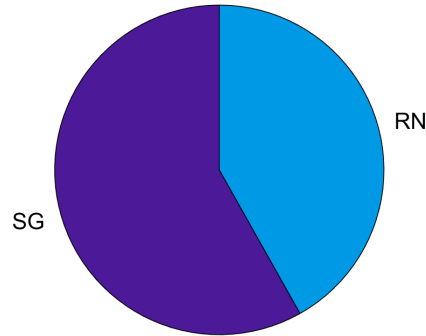


Figura 5.63: N1_4 - Comparación entre las dos configuraciones

Notar como en ambos casos la frecuencia presenta una oscilación menos respecto al caso original.

La estabilización más cercana a 50 Hz se da para la “Modificación 2”, mientras que en la 1 la frecuencia tiende a un valor por debajo del nominal. Esta mejora en la frecuencia se da a costa de un disparo de carga.

5.4.15. N1_5



Datos	P(MW)
SG	770
RN	555
T	0
E	0
Demanda	800
Demanda Isla	693,1
Desbalance Isla	139

Tabla 5.34: N1_5 - Generación y demanda

El caso N1_5 se arma en base al caso anterior, permaneciendo incambiada la generación de Salto Grande (aporta 770 MW de potencia) pero intercambiando la generación térmica por energía renovable del tipo hidráulica proveniente del Río Negro.

En este caso, Palmar aporta el 95 % de su potencia nominal, mientras que Rincón del Bonete y Baygorria aportan cada una el 92 % de sus respectivas potencias nominales.

La frecuencia de la red se comporta mucho mejor que en la anterior. Las oscilaciones observadas en la misma son de escasa amplitud, dándose su máximo en los primeros segundos. El pico máximo de estas oscilaciones no alcanza los $50,3Hz$ mientras que el mínimo apenas desciende por debajo de los $49,7Hz$.

El tipo de oscilación es subamortiguada, con un transitorio que se extingue rápidamente, y una frecuencia de régimen que se asemeja a los $50Hz$ nominales de la red eléctrica.

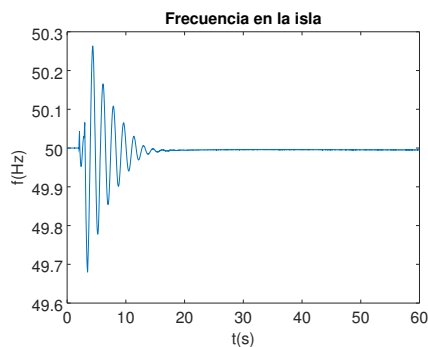


Figura 5.64: N1_5 - Frecuencia en la isla

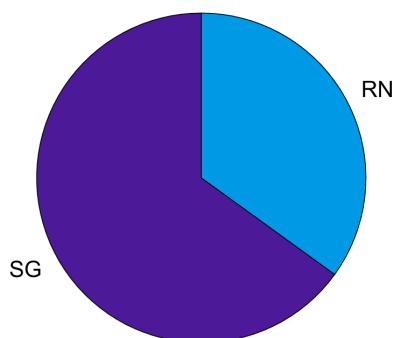
DAF	T(s)
E0	
E1	
E2	
E3	
E4	

Tabla 5.35: N1_5 - Etapas DAF

Capítulo 5. Resultados y análisis

Notar que la respuesta de la frecuencia se asemeja al caso N1_3. Sin embargo, en este escenario las oscilaciones se amortiguan más rápido.

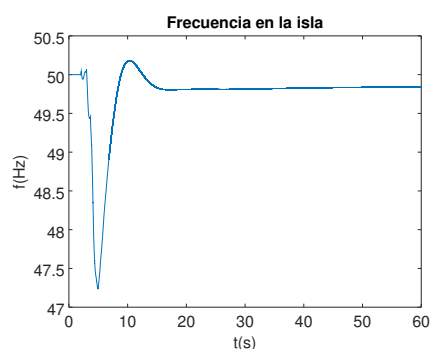
5.4.16. N1_6



Datos	P(MW)
SG	770
RN	414
T	0
E	0
Demanda	797
Demanda Isla	689,7
Desbalance Isla	139

Tabla 5.36: N1_6 - Generación y demanda

En los dos casos que siguen se modifica la generación propuesta para N1_5, de forma tal de apreciar la actuación del sistema DAF. En ambos la generación de Salto Grande se mantiene incambiada. Únicamente se introducen modificaciones sobre el aporte de Río Negro: en N1_6 las centrales encendidas Palmar y Baygorria, mientras que en N1_7 se encienden Palmar y Rincón del Bonete.



DAF	T(s)
E0	
E1	4,09
E2	4,21
E3	4,38
E4	4,96

Tabla 5.37: N1_6 - Etapas DAF

Figura 5.65: N1_6 - Frecuencia en la isla

La frecuencia desciende luego de la falla, pero no lo suficientemente deprisa como para que actúe la etapa 0 del sistema. Sí actúan las otras 4 etapas del mismo, la última de éstas cerca de $t = 5s$. La frecuencia logra reestablecerse muy cerca de su valor nominal. Una particularidad de este caso es que los relés de DAFLIN disparan $500ms$ antes que la primera etapa del DAF.

5.4. Resultados

Se constatan rizados de alta frecuencia en tensión en varios puntos de la red, como se evidencia en la figura 5.66. No se evidencia la actuación de ninguna de las protecciones en máquinas o líneas de $500kV$.

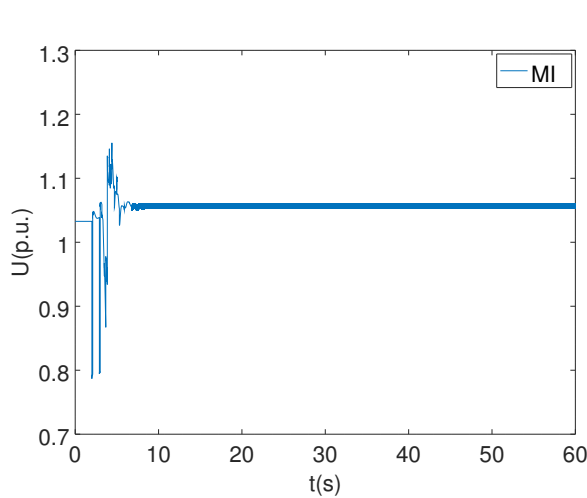


Figura 5.66: N1_6 - Tensión en MI

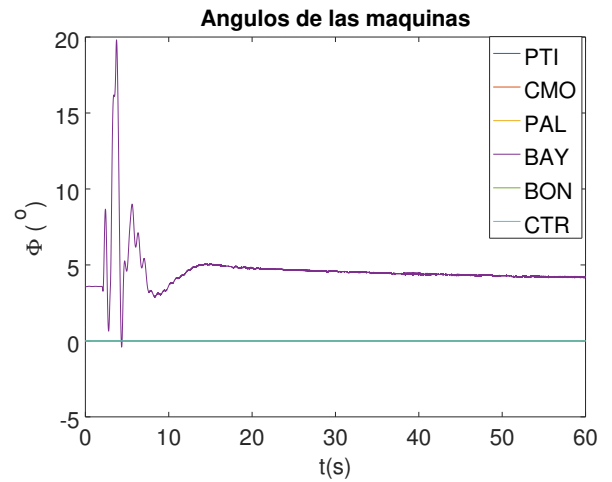
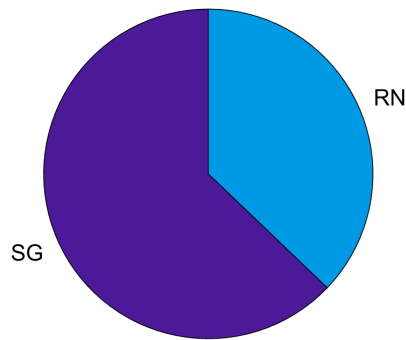


Figura 5.67: N1_6 - Ángulos de las máquinas

5.4.17. N1_7



Datos	P(MW)
SG	770
RN	455
T	0
E	0
Demanda	797
Demanda Isla	689,7
Desbalance Isla	139

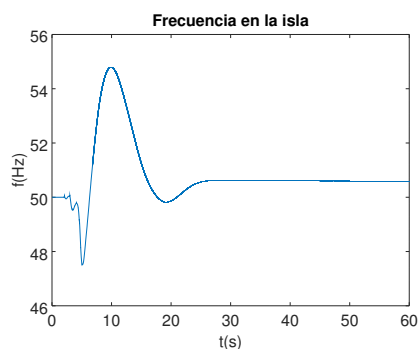
Tabla 5.38: N1_7 - Generación y demanda

Como se adelantó en la presentación del caso anterior, en N1_7 la generación de Río Negro proviene de Palmar y Rincón del Bonete. La demanda y el desbalance de la isla se mantienen incambiados con respecto a N1_6.

La diferencia primordial en frecuencia con el caso anterior radica en que en éste sí actúa la etapa 0 del DAF. El disparo de las tres etapas siguientes

Capítulo 5. Resultados y análisis

se realiza rápidamente, provocando una subida intempestiva de la frecuencia. Se observa el máximo en frecuencia más sustancial hasta ahora: 55Hz . Luego de esto, el sistema se estabiliza con su frecuencia ligeramente por encima de su valor nominal.



DAF	T(s)
E0	4,59
E1	4,83
E2	4,91
E3	5,04
E4	

Tabla 5.39: N1_7 - Etapas DAF

Figura 5.68: N1_7 - Frecuencia en la isla

El pico de sobrefrecuencia mencionado viene acompañado de otros de sobretensión, apreciándose tensiones del orden de $1,6\text{pu}$ en algunos casos (ver figura 5.69). La situación desfavorable de la red provocaría la salida de servicio de todos los generadores de la isla: Rincón del bonete por sobretensión y Palmar por sobrefrecuencia y sobretensión. A su vez, el pico en tensión provocaría la apertura de las líneas de extra alta tensión con extremos en Montevideo A y Brujas.

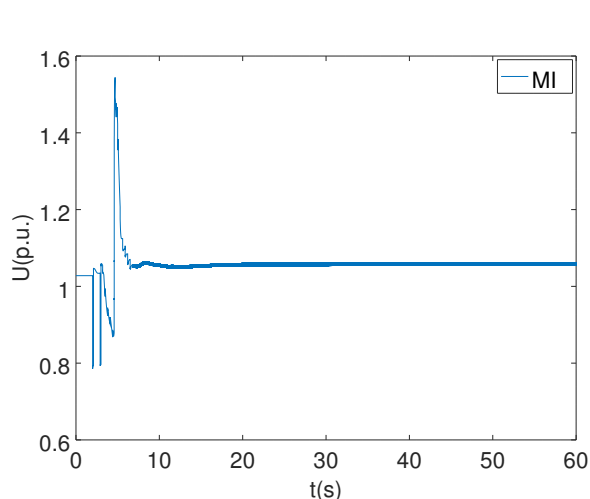


Figura 5.69: N1_7 - Tensión en MA5

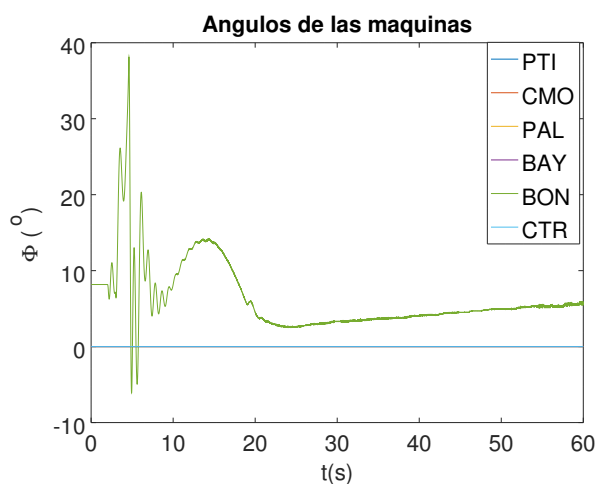


Figura 5.70: N1_7 - Ángulos de las máquinas

N1_7: Disparo de protecciones

Se ensaya este mismo caso quitando de servicio las líneas y los generadores en sus tiempos de salida correspondiente. Observar, como se presenta en la tabla 5.40, que la salida de servicio de todas las unidades se da en tiempos muy cercanos.

T(s)	Equipo	Motivo
4,59	Línea MA5-PA5	Sobretensión 2
4,59	Línea BR5-PA5	Sobretensión 2
4,59	Línea BR5-MB5	Sobretensión 2
4,59	Línea BR5-MB5	Sobretensión 2
4,72	Generadores Bonete	Sobretensión 2
4,89	Generadores Palmar	Sobretensión 1

Tabla 5.40: N1_7 - Salidas de servicio

Al igual que sucedió con M3 y N1_1, la apertura de las líneas de $500kV$ subdivide a la red en 3 regiones. Se presenta entonces en la figura 5.71 la evolución de la frecuencia en las barras de Palmar y Montevideo A. Luego de la apertura de todos los equipos las dos magnitudes se mantienen prácticamente iguales hasta aproximadamente 7 segundos. A partir de ahí difieren, y en $t = 8,33s$ comienzan oscilaciones numéricas que poco tiempo después provocan la finalización de la simulación. La última línea arrojada por el archivo *progress* lee:

```
%7.2776 M22
NETWORK NOT CONVERGED AT TIME = 8.4317
```

Se presenta a su vez la tensión en Bonete (figura 5.72). Observar como la tensión se dispara de $0,7pu$ a $1,3pu$ en el instante en que los generadores salen de servicio.

Capítulo 5. Resultados y análisis

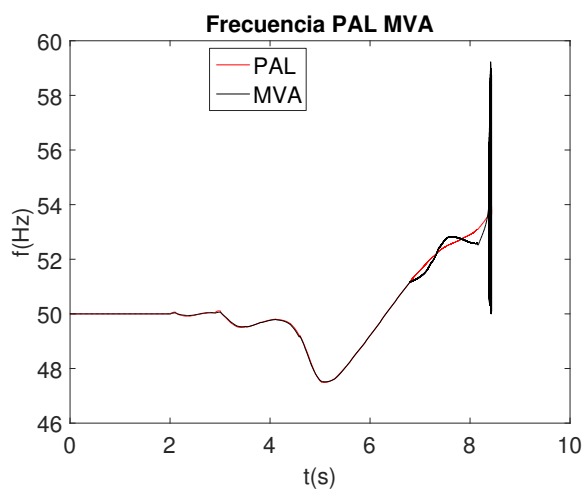


Figura 5.71: N1_7 - Frecuencias

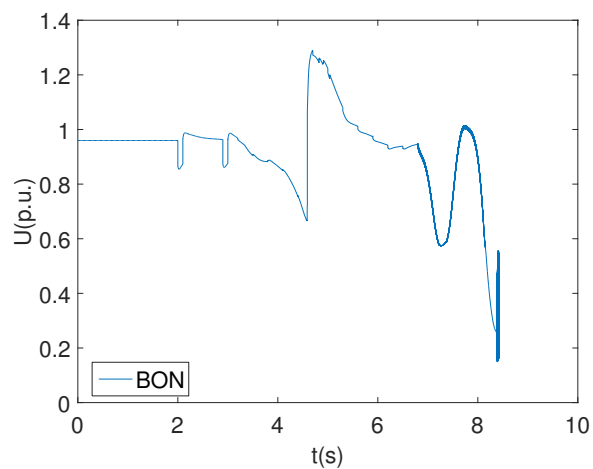
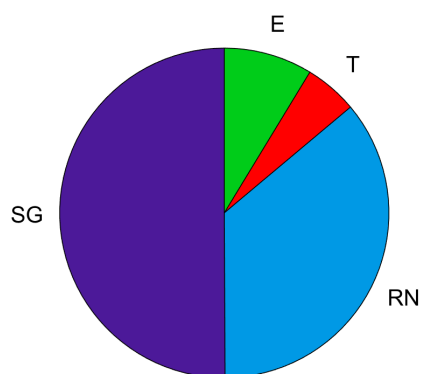


Figura 5.72: N1_7 - Tensión en Bonete

5.4.18. X1_1



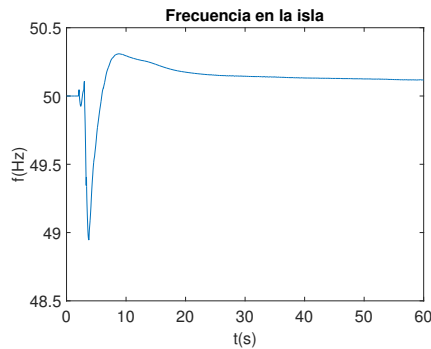
Datos	P(MW)
SG	770
RN	555
T	80
E	134
Demanda	1700
Demanda Isla	1329,4
Desbalance Isla	562

Tabla 5.41: X1_1 - Generación y demanda

La última familia de casos a analizar son los correspondientes a picos de demanda nocturnos. El primero a ser estudiado es X1_1.

X1_1 es un caso de pico de demanda nocturna que surge a partir de X1. La generación hidráulica es considerable, equivale al 86 % de la generación total. La central térmica de CMO aporta 80 MW.

5.4. Resultados



DAF	T(s)
E0	3,32
E1	11,21
E2	
E3	
E4	

Tabla 5.42: X1_1 - Etapas DAF

Figura 5.73: X1_1 - Frecuencia en la isla

La evolución de la frecuencia es interesante. Rápidamente actúa la etapa 0 del DAF, lo que provoca una ligera restitución de la misma. Sin embargo, en vez de seguir subiendo la frecuencia se estanca, y en determinado momento el descenso vuelve a ser abrupto. La etapa 1 dispara 8 segundos después que la anterior. En la segunda mitad de la simulación se observa un asentamiento de la frecuencia en un valor menor a $49Hz$. En los últimos 10 segundos se aprecian oscilaciones numéricas.

La caída a partir de $t = 10s$ se explica por la salida de servicio simultánea de varios parques eólicos. Entre $t = 10,6s$ y $t = 11,9s$ se da la desconexión de los 13 aerogeneradores que se encontraban operativos, quitando intempestivamente $134MW$ de la red. Esto supone un 17% menos de generación en la isla.

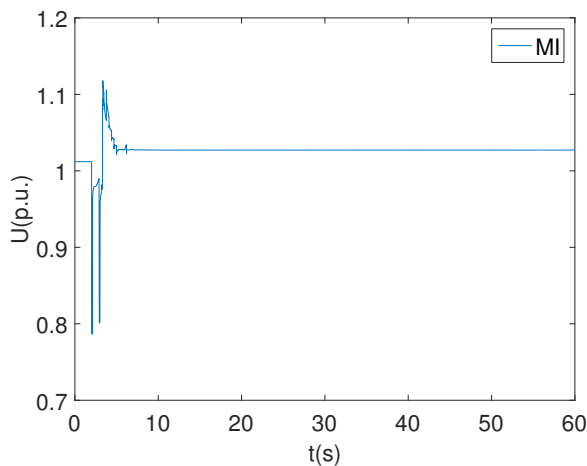


Figura 5.74: X1_1 - Tensión en MI

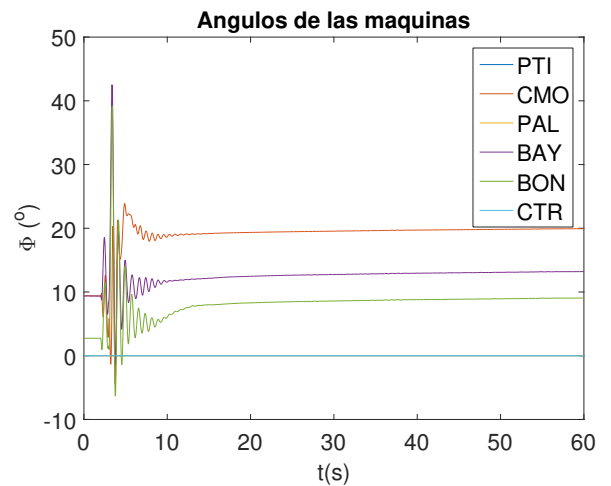


Figura 5.75: X1_1 - Ángulos de las máquinas

A excepción de los molinos, todos los demás equipos y líneas se mantienen en servicio. La oscilación numérica en los últimos 10 segundos de simulación se aprecia en todas las variables relevadas.

X1_1: Modificaciones en la configuración del esquema DAF

Dado que el caso anterior presenta una irregularidad peculiar en frecuencia, supone un buen punto de partida para probar algunas modificaciones sobre las etapas del DAF. Resulta interesante ensayar este mismo escenario pero con un umbral superior para la etapa 1 del sistema. Se trata entonces de conseguir una actuación menos espaciada de las etapas 0 y 1 que venga acompañada, de una mejora en la respuesta del sistema.

Con esta idea en mente se ensaya el mismo caso con dos umbrales distintos para la etapa 1, resumidos en la tabla 5.43.

Cabe recordar que el ajuste para la etapa 0 supone el cumplimiento de dos condiciones: frecuencia por debajo de $49,8Hz$ y $\frac{df}{dt} < -1,75Hz$.

Etapa 1	Umbral (Hz)
Original	49,0
Modificación 1	49,3
Modificación 2	49,5

Tabla 5.43: X1_1 - Distintos ajustes para etapa 1 del DAF

La frecuencia para ambas configuraciones puede verse en las figuras 5.76 y 5.77. En ambas gráficas se usa la misma escala, para así apreciar las sutiles diferencias entre ellas. A simple vista el ajuste “Modificación 2” (configuración de la etapa 1 en $49,5Hz$) es el mejor comportado de los dos. El mínimo de frecuencia es ligeramente mayor en este caso ($49,3Hz$ contra $49,1Hz$). El sobretiro y la respuesta en régimen es el mismo para ambos casos.

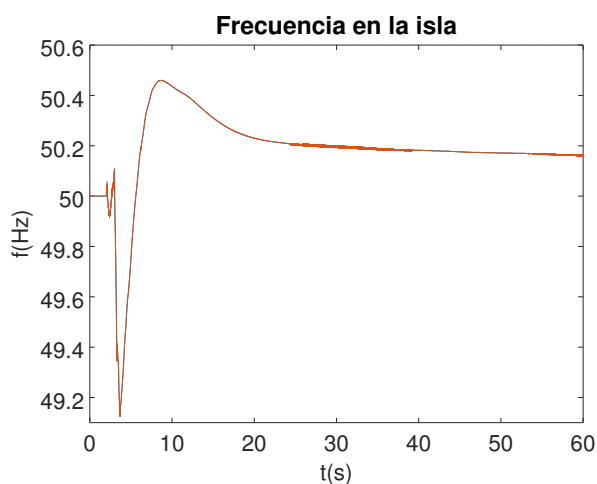


Figura 5.76: X1_1 - Ajuste E1 = $49,3Hz$

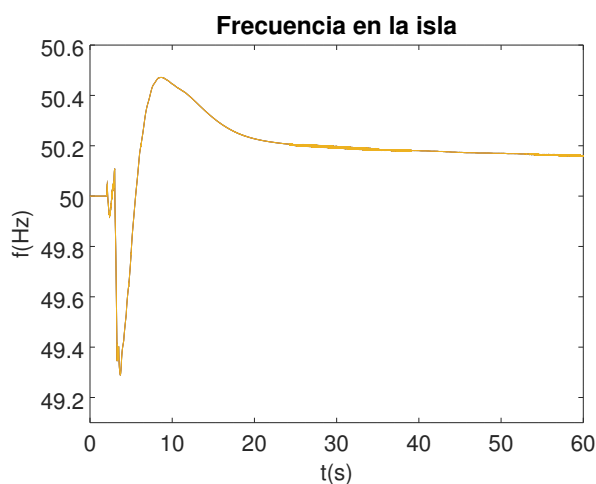


Figura 5.77: X1_1 - Ajuste E1 = $49,5Hz$

En la imagen 5.78 se aprecia el momento en que los distintos escenarios

5.4. Resultados

comienzan a diferenciarse. Además de observarse una mejoría en la frecuencia de la red, las tensiones a lo largo del sistema se mantienen más cercanas a su valor nominal (ver 5.79)

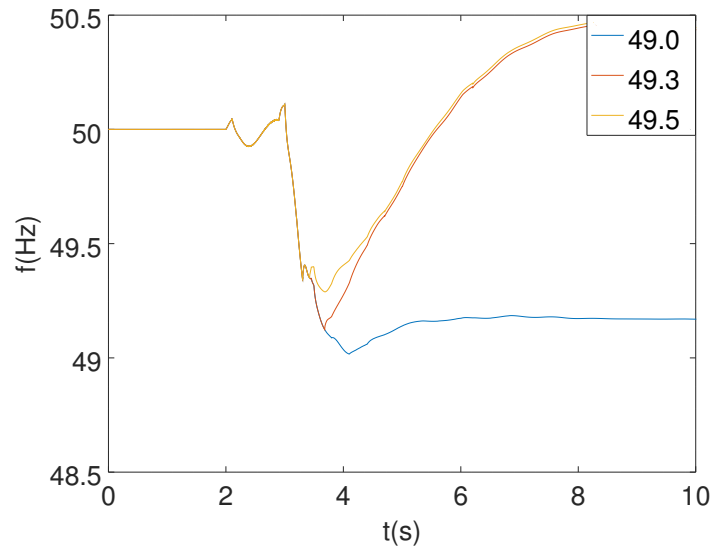


Figura 5.78: X1_1 - Diferencias en frecuencia para los 3 esquemas

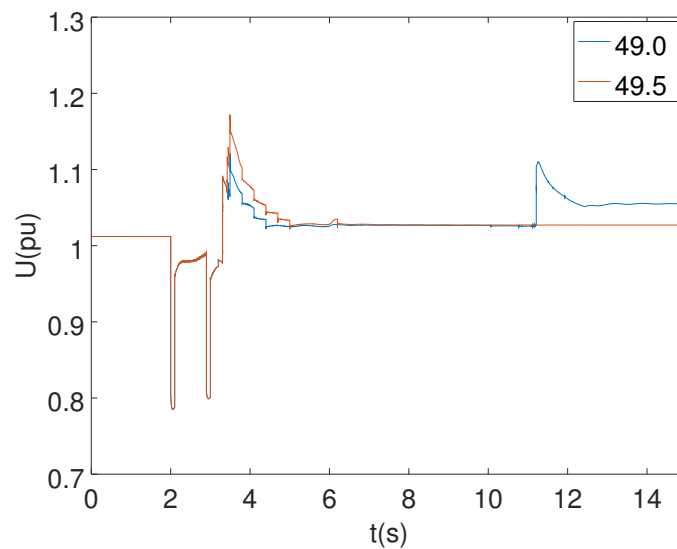


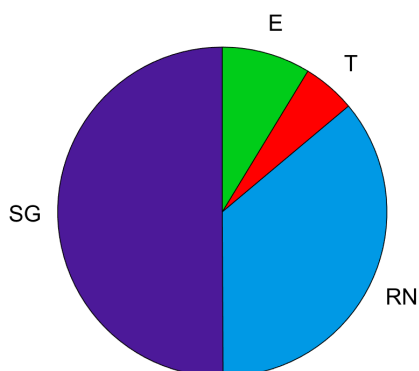
Figura 5.79: X1_1 - Tensión en MA5 para las dos configuraciones más distintas

Resulta evidente que, para este caso particular, la cercanía entre las etapas 0 y 1 es muy beneficiosa para el sistema. El disparo de una mayor cantidad de carga de manera conjunta permite la restitución de la frecuencia de la red.

Capítulo 5. Resultados y análisis

El otro factor determinante, presente en cualquiera de las dos modificaciones propuestas, es que todos los generadores eólicos se mantienen en servicio.

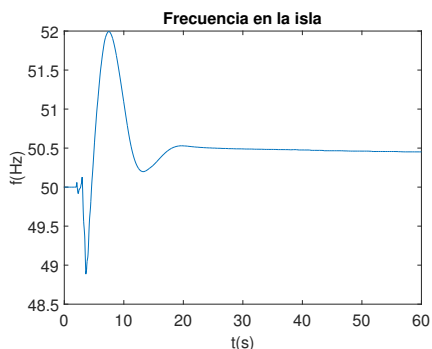
5.4.19. X1_2



Datos	P(MW)
SG	770
RN	555
T	350
E	134
Demanda	1900
Demanda Isla	1509,7
Desbalance Isla	472

Tabla 5.44: X1_2 - Generación y demanda

En X1_2 se aumenta la demanda $200MW$ con respecto al caso anterior (para un total de $1900MW$). La central de Punta del Tigre entra en servicio para suplir esta diferencia, aportando un total de $270MW$. Dados estos cambios, el desbalance de la isla resulta menor que en el caso anterior.



DAF	T(s)
E0	
E1	3,82
E2	
E3	
E4	

Tabla 5.45: X1_2 - Etapas DAF

Figura 5.80: X1_2 - Frecuencia en la isla

En este caso se aprecia un fenómeno interesante, hasta ahora no observado. Se da la actuación únicamente de la etapa 1, en particular sin actuación de la etapa por derivada. Luego del disparo de carga la frecuencia se reestablece, no sin antes presentar un máximo superior a $51Hz$. Finalmente se estabiliza en un valor superior al nominal.

Salvando este fenómeno, no se aprecian otras anomalías. Todos los generadores se mantienen en servicio durante y después de la falla.

5.4. Resultados

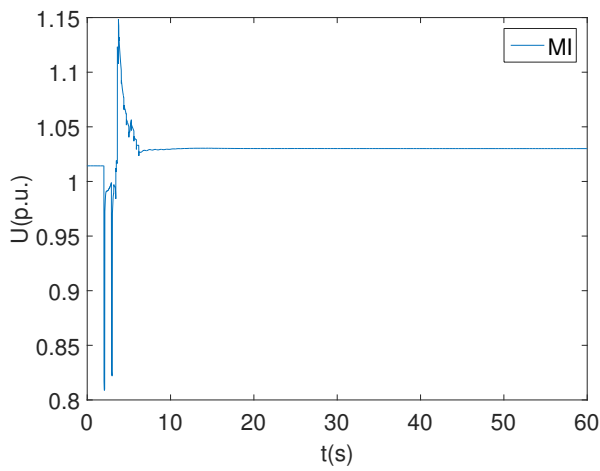


Figura 5.81: X1_2 - Tensión en MI

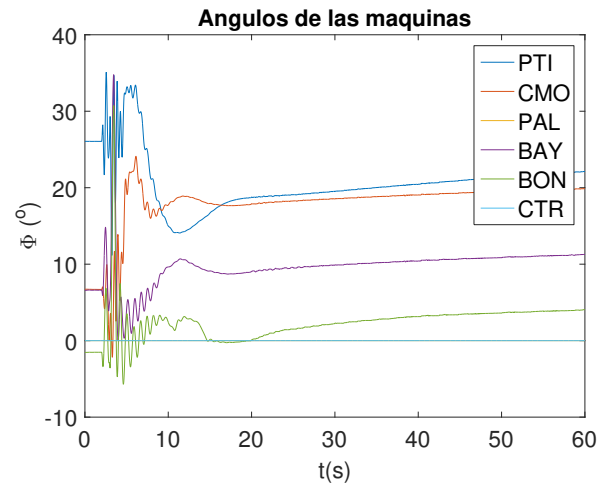
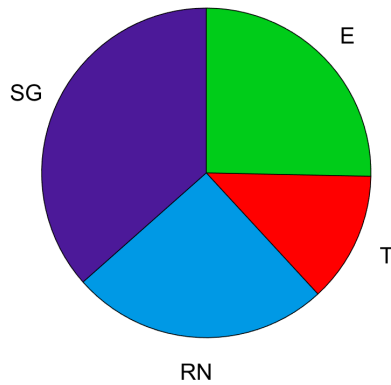


Figura 5.82: X1_2 - Ángulos de las máquinas

5.4.20. X2

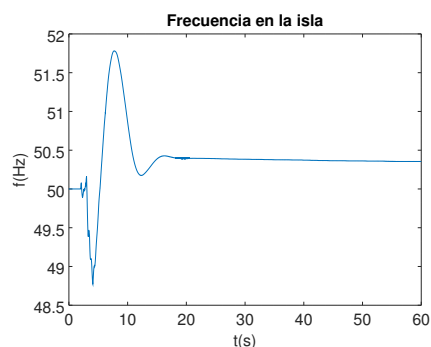


Datos	P(MW)
SG	770
RN	534
T	270
E	534
Demanda	2089
Demanda Isla	1947
Desbalance Isla	589

Tabla 5.46: X2 - Generación y demanda

X2 es otro de los casos bases de picos de demanda nocturnos. Presenta la mayor demanda de todas las vistas hasta ahora (2089MW). La generación hidráulica y eólica tienen una fuerte presencia; la generación térmica corresponde aproximadamente a un 50% de la instalada.

Capítulo 5. Resultados y análisis



DAF	T(s)
E0	3,32
E1	4,08
E2	
E3	
E4	

Tabla 5.47: X2 - Etapas DAF

Figura 5.83: X2 - Frecuencia en la isla

Las etapas disparadas y su tiempo de actuación se presentan en la tabla 5.47, con la etapa 0 actuando cerca de 3,3s y la etapa 1 disparando 700ms más tarde. Estas dos instancias pueden observarse en la gráfica de la frecuencia como pequeñas muescas. Luego de estos fenómenos la frecuencia sube, no sin antes presentar una desviación por sobrefrecuencia mayor a la observada por subfrecuencia.

Todos los equipos de la red permanecen en servicio.

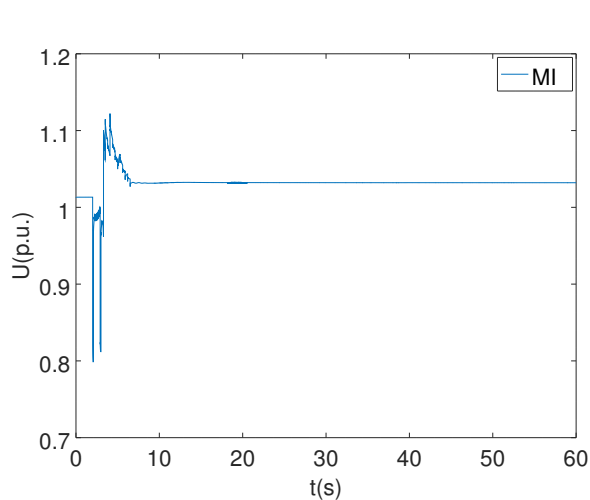


Figura 5.84: X2 - Tensión en MI

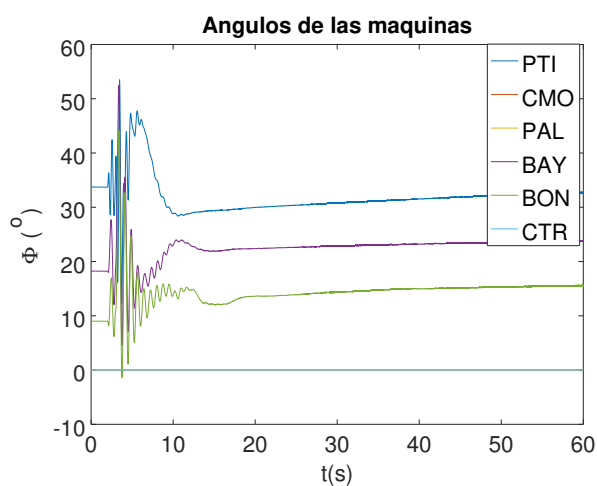
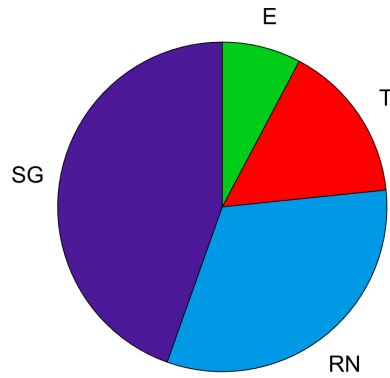


Figura 5.85: X2 - Ángulos de las máquinas

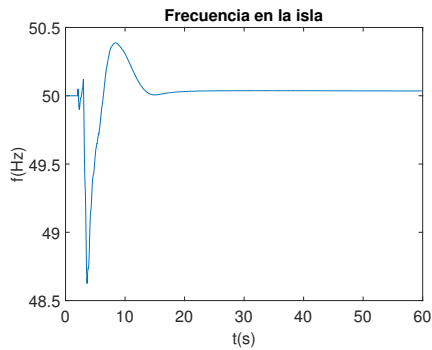
5.4.21. X3_1



Datos	P(MW)
SG	770
RN	555
T	270
E	134
Demanda	1700
Demanda Isla	1531,5
Desbalance Isla	574

Tabla 5.48: X3_1 - Generación y demanda

Tanto X3_1 como X3_2 son dos escenarios similares creados a partir de X3. En X3_1 la generación por fuentes convencionales es considerable, correspondiendo a un 92% del total. El desbalance de la isla asciende a la tercera parte de la demanda.



DAF	T(s)
E0	3,62
E1	3,67
E2	
E3	
E4	

Tabla 5.49: X3_1 - Etapas DAF

Figura 5.86: X3_1 - Frecuencia en la isla

Tal como se puede ver en la figura 5.86, luego de la falla la frecuencia desciende abruptamente. Esto ocasiona la actuación de la etapa 0 del DAF. También se da la actuación de la etapa 1, tan solo 50ms después de la anterior. El mínimo observado es de $48,7Hz$. Luego de alcanzarlo, la frecuencia asciende presentando un sobretiro de $0,5Hz$ a los 10 segundos. Finalmente se estabiliza en un valor cercano a $50Hz$.

Tanto las tensiones en la red como los ángulos de las máquinas se mantienen dentro de los límites esperados. No se da la salida de ningún equipo, ni siquiera de generadores eólicos.

Capítulo 5. Resultados y análisis

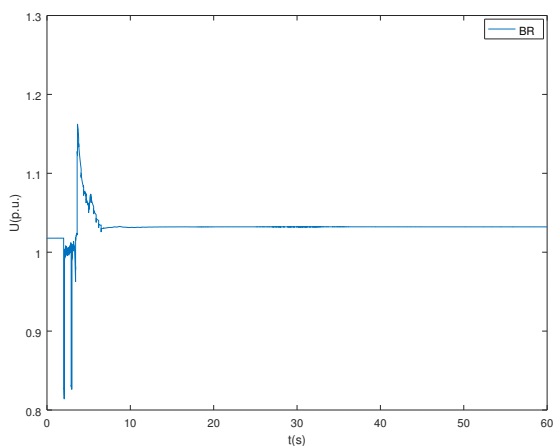


Figura 5.87: X3_1 - Tensión en MI

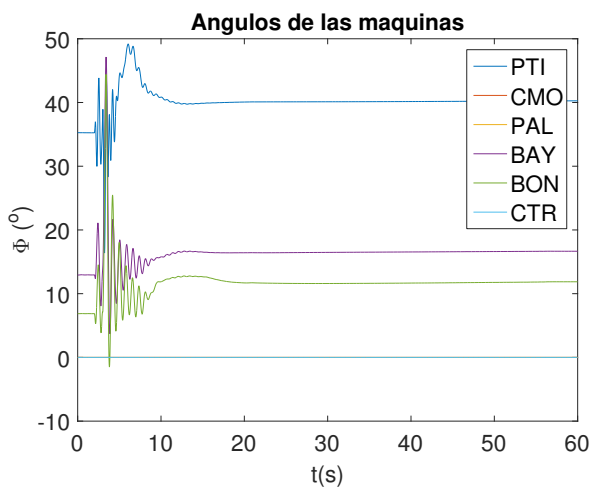
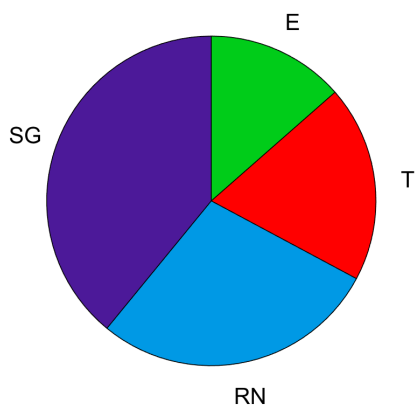


Figura 5.88: X3_1 - Ángulos de las máquinas

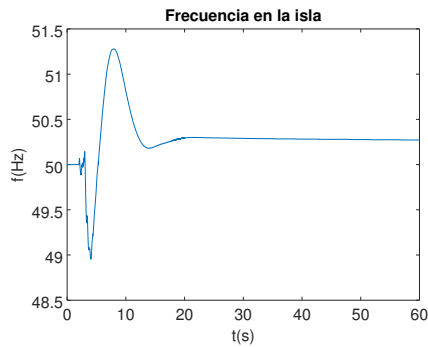
5.4.22. X3_2



Datos	P(MW)
SG	770
RN	555
T	380
E	267
Demanda	1950
Demanda Isla	1776,5
Desbalance Isla	576

Tabla 5.50: X3_2 - Generación y demanda

X3_2 se genera a partir del caso anterior, incrementando tanto demanda como generación. La demanda se escala - como es usual - preservando el factor de potencia de las cargas, pasando de $1700MW$ a $1950MW$. Para abastecer esa demanda se duplica la generación eólica (pasando de $134MW$ a $267MW$, y aumenta en $110MW$ la generación térmica: Punta del Tigre pasa a generar un total de $300MW$ (antes $270MW$) y se ponen en servicio las máquinas de CMO a $10MW$ cada una, para un total de $80MW$. El desbalance de la isla se mantiene prácticamente incambiado.



DAF	T(s)
E0	3,31
E1	4,13
E2	
E3	
E4	

Tabla 5.51: X3_2 - Etapas DAF

Figura 5.89: X3_2 - Frecuencia en la isla

Actúan las mismas etapas del DAF, aunque con una separación ligeramente mayor a la del caso anterior. Cada apertura de los relés puede observarse como “notches” en frecuencia (ver figura 5.89).

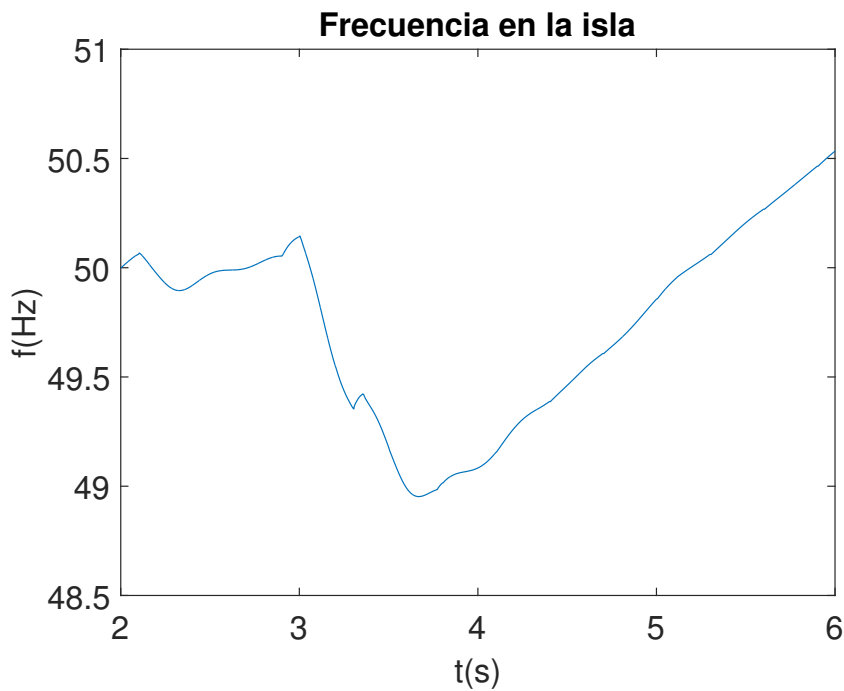


Figura 5.90: X3_2 - notches en frecuencia

Al igual que en el caso anterior, los ángulos se mantienen dentro de la banda aceptable de 120° . Nuevamente todas las máquinas se mantienen en servicio. Lo mismo sucede con las líneas de $500kV$.

Capítulo 5. Resultados y análisis

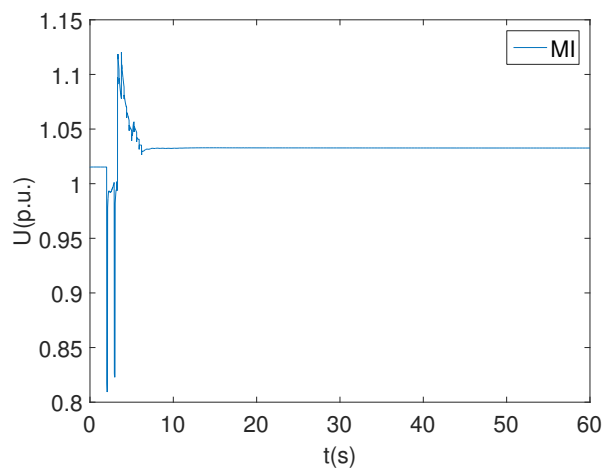


Figura 5.91: X3_2 - Tensión en MI

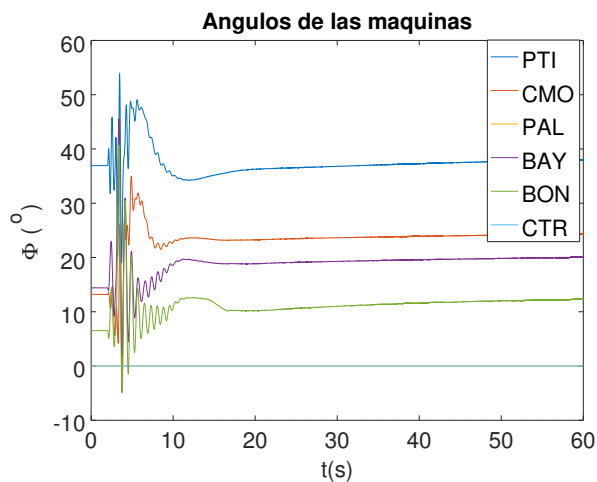
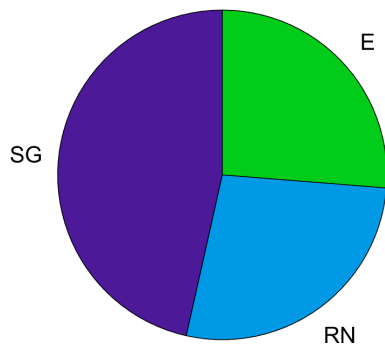


Figura 5.92: X3_2 - Ángulos de las máquinas

5.4.23. X5

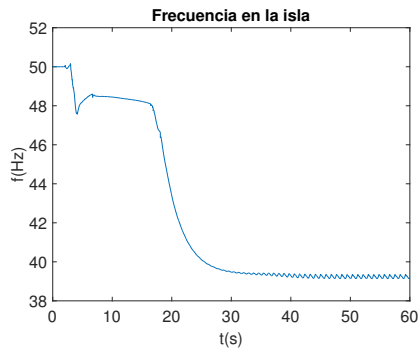


Datos	P(MW)
SG	945
RN	545
T	0
E	534
Demanda	2090
Demanda Isla	2171
Desbalance Isla	1083

Tabla 5.52: X5 - Generación y demanda

X5 es otro de los casos base originales de invierno. La generación se compone únicamente de fuentes renovables, con todas las unidades generadoras de la red trabajando cerca de su máxima potencia. La demanda se sitúa ligeramente por encima de 2000MW , y el desbalance de la isla es sustancial: corresponde al 50% de la demanda total.

5.4. Resultados



DAF	T(s)
E0	3,30
E1	3,56
E2	3,81
E3	3,98
E4	17,50

Tabla 5.53: X5 - Etapas DAF

Figura 5.93: X5 - Frecuencia en la isla

Entre los 3 y 4 segundos se da la apertura de los relés de las etapas 0, 1, 2 y 3. Esto corresponde al primer mínimo relativo que se observa en la figura 5.93. La frecuencia responde al disparo de carga y comienza a aumentar, pero luego se estanca en una meseta de más de 10 segundos y retoma su descenso. Durante esta bajada dispara la última etapa del esquema, pero claramente no es suficiente. La frecuencia cae a valores inaceptables: del orden de $40Hz$. Durante la última mitad de la simulación se observan oscilaciones de amplitud sostenida en todas las variables de interés.

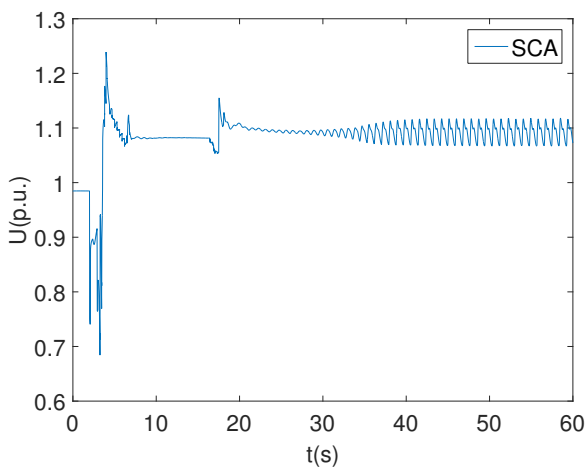


Figura 5.94: X5 - Tensión en SCA

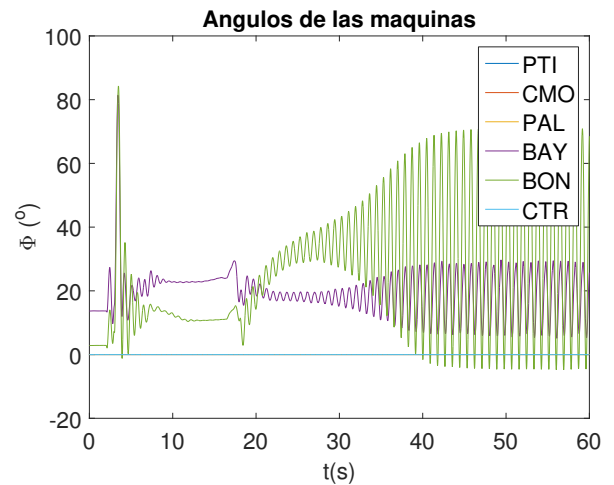


Figura 5.95: X5 - Ángulos de las máquinas

Claramente este escenario es inestable. Supone un indicio de que si la proporción desbalance/demanda es importante, el sistema no puede soportar la pérdida de generación. Esto se ve acentuado por el hecho de que la inercia del sistema no es sustancial, ya que la mitad de la generación remanente en la isla proviene del viento.

Todos los generadores eólicos salen de servicio, por motivos diversos. Los tres primeros parques en desconectarse son los de Gemsa, RSU y Fingano

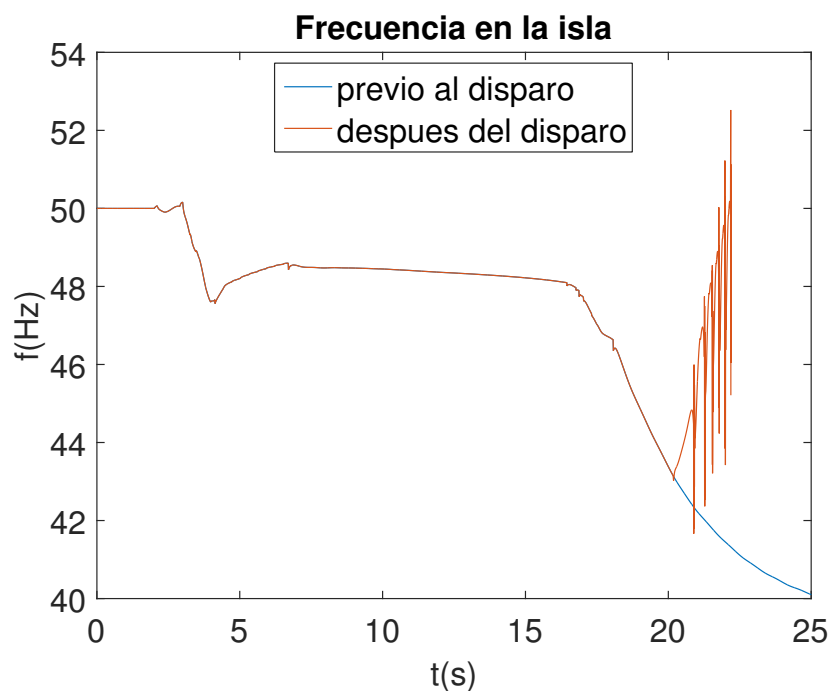


Figura 5.96: Comparación: frecuencia con y sin actuación de protecciones

entre 4,13s y 6,70s. Salen de servicio por sobretensión. Casi 10 segundos después se da la salida por subvelocidad de las unidades de Rosendo, Polesine, Astidey, Cadonal, Luz de Mar, Luz de Río y Luz de Loma. Finalmente, a los 18s se da la desconexión por subfrecuencia de los últimos parques todavía en operación: Peralta, Aguas Leguas 1 y Aguas Leguas 2.

De igual forma se da la salida de servicio de las máquinas de Palmar.

X5 : Disparo de protecciones

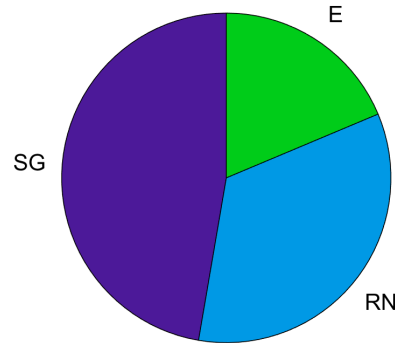
Se resimula este caso quitando de servicio Palmar a los 20,17s, como muestra la tabla 5.54.

T(s)	Equipo	Motivo
20,17	Generadores Palmar	Subfrecuencia

Tabla 5.54: X5 - Salidas de servicio

Observar la diferencia en la evolución de la frecuencia (con respecto al caso original) luego de la desconexión de Palmar. Poco tiempo después el método numérico no converge, finalizando la simulación.

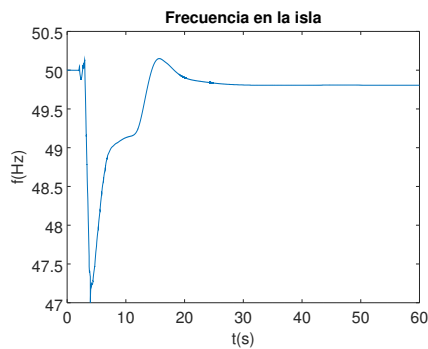
5.4.24. X5_1



Datos	P(MW)
SG	770
RN	554
T	0
E	304
Demanda	1600
Demanda Isla	1398,6
Desbalance Isla	541

Tabla 5.55: X5_1 - Generación y demanda

X5_1 se crea con la idea de conseguir un caso con un comportamiento más ameno que el anterior. Intuitivamente, se opta por disminuir la generación eólica en 230MW y bajar consecuentemente la demanda del país en 400MW . El desbalance de la isla corresponde en este caso a un 34% de la demanda.



DAF	T(s)
E0	3,25
E1	3,49
E2	3,60
E3	3,80
E4	4,13

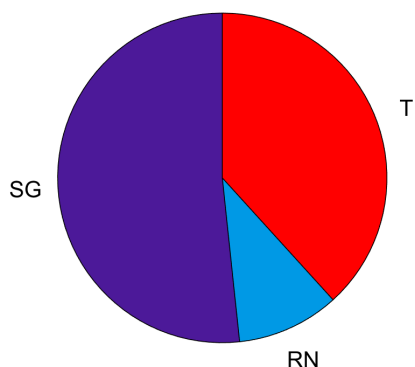
Tabla 5.56: X5_1 - Etapas DAF

Figura 5.97: X5_1 - Frecuencia en la isla

Actúan todas las etapas del sistema, y en este caso es suficiente para reestablecer la frecuencia de la red. Si se lo compara con el caso anterior, el resultado es ampliamente positivo. Un factor fundamental para esta mejora en el comportamiento es que solo salen de servicio los parques de Gemsa, RSU y Polesine. Al igual que en su predecesor, las salidas son por sobretensión.

Los parques que permanecen en servicio en este caso son Rosendo, Astiey y Cadonal.

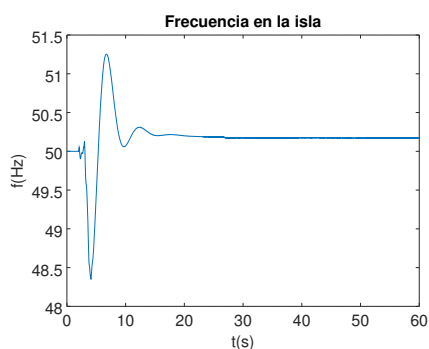
5.4.25. X7



Datos	P(MW)
SG	770
RN	150
T	570
E	0
Demanda	1400
Demanda Isla	1233,4
Desbalance Isla	513,4

Tabla 5.57: X7 - Generación y demanda

X7 es uno de los casos base de picos de consumo nocturno, el mismo no corresponde exactamente a un pico pues la demanda es 1400MW. La generación tiene gran componente térmico, en contraposición con el caso anterior. La generación térmica es casi el doble que la hidráulica de la isla. Al contar con generación eólica, la isla queda con una inercia importante, teniendo en cuenta que el desbalance de la isla corresponde solamente al 36,6% de la demanda.



DAF	T(s)
E0	3,74
E1	3,78
E2	3,92
E3	
E4	

Tabla 5.58: X7 - Etapas DAF

Figura 5.98: X7 - Frecuencia en la isla

Actúan las tres primeras etapas del DAF relativamente juntas en el tiempo. A raíz de esto, la frecuencia se estabiliza cerca de su valor nominal.

La única anomalía destacable en este caso es la salida de servicio por sobretensión de las máquinas de Rincón del Bonete.

5.4. Resultados

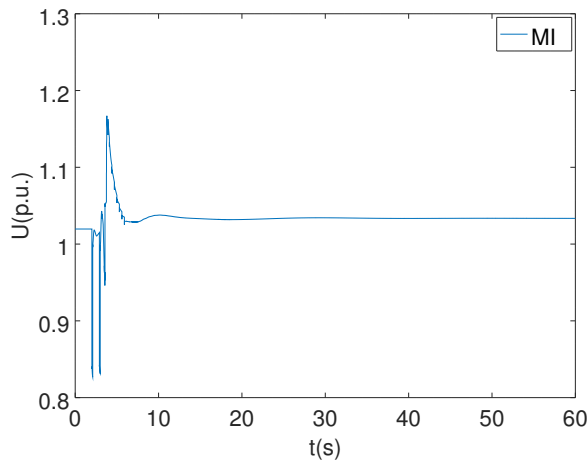


Figura 5.99: X7 - Tensión en MI

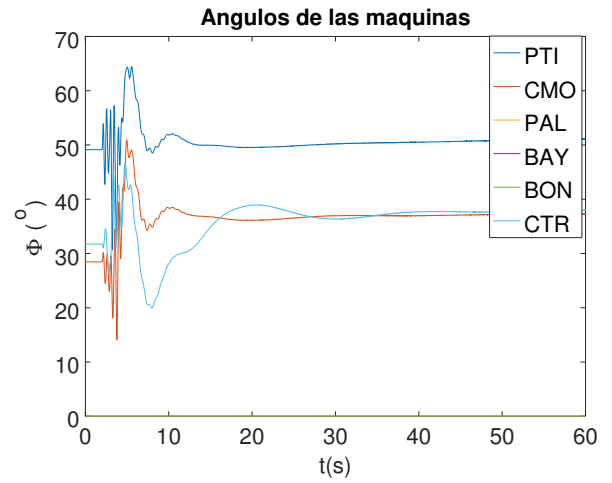
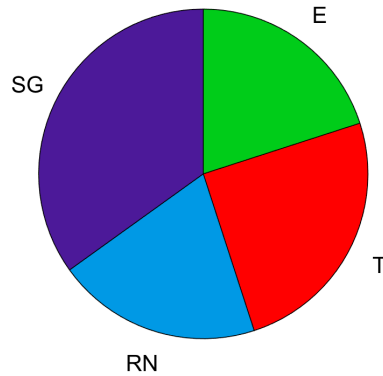


Figura 5.100: X7 - Ángulos de las máquinas

5.4.26. X7_1



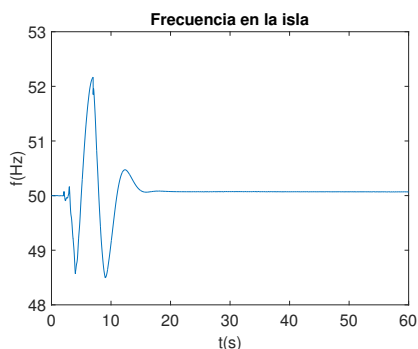
Datos	P(MW)
SG	945
RN	554
T	674
E	542
Demanda	2600
Demanda Isla	2336,2
Desbalance Isla	564,4

Tabla 5.59: X7_1 - Generación y demanda

Este caso nace a partir del anterior. En el mismo se intenta hacer una previsión a futuro.

Con este objetivo, se armó un caso cuya demanda es 33% mayor que el máximo registrado. En este caso, toda la generación disponible en el país está a tope pero el desbalance de la isla es de solamente un 20%. Se puede ver en el gráfico 5.101 como al quedar en isla después de la actuación de las etapas 0, 1 y 2 la frecuencia del sistema se estabiliza en $50,07Hz$.

Capítulo 5. Resultados y análisis



DAF	T(s)
E0	4,01
E1	3,96
E2	9,03
E3	
E4	

Tabla 5.60: X7_1 - Etapas DAF

Figura 5.101: X7_1 - Frecuencia en la isla

Es interesante observar que la etapa 1 actúa $50ms$ antes de la etapa 0, es decir que su actuación es prácticamente al unísono, provocando un pico de frecuencia abrupto y de amplitud considerable.

Esto provoca la salida conjunta por sobrefrecuencia de los 13 parques eólicos que se encontraban en servicio. Esta desconexión se da aproximadamente a los $7s$. Esto ocasiona una nueva caída de la frecuencia, provocando en última instancia la actuación de la etapa 2 del DAF a los $9,03s$ lo cual permite en última instancia que se alcance el valor de régimen antes mencionado.

Salvando el caso de los aerogeneradores, no se tienen problemas de actuación de protecciones en ninguna máquina por tensión y/o frecuencia. En la figura 5.102 se observa la evolución temporal de la tensión luego del transitorio, teniendo el pico máximo de $1,15pu$ en el momento en el que se queda en isla y estabilizándose alrededor de los $10s$. Los ángulos de las máquinas se comportan de forma similar logrando una estabilización de sus valores en un tiempo cercano a los $10s$, esto se ilustra en el gráfico 5.103.

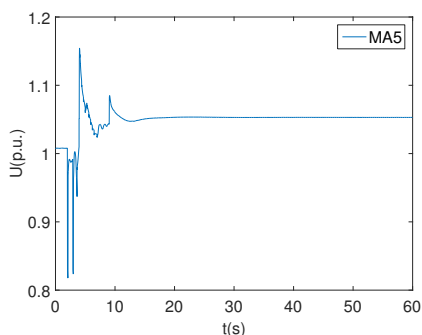


Figura 5.102: X7_1 - Tensión en MA5

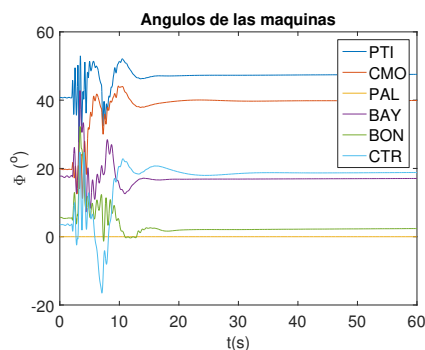


Figura 5.103: X7_1 - Ángulo de las máquinas

5.5. Análisis global

Hasta este punto, se han discriminado los escenarios en M, N ó X debido a las distinciones usuales según la información brindada por UTE y utilizada en la práctica por este ente.

El problema con esta clasificación inicial radica en que la demanda y generación son parámetros muy variables, incluso a lo largo de una misma jornada. Es por este motivo que el análisis del comportamiento del sistema en base a este agrupamiento no resulta de mucha utilidad para poder observar la respuesta de la red en forma general.

A su vez, es importante destacar la relevancia de la inercia en el estudio de la frecuencia. Tratándose de la evaluación del desempeño del sistema ante una contingencia extrema, es más importante discriminar los casos según los tipos de generación y su proporción que la cantidad de potencia entregada a la red. Esto podría deberse a la íntima relación entre el tipo de generación y la inercia que la misma aporta al sistema.

Otro parámetro a destacar, es la relación entre el desbalance y la demanda de la isla (de ahora en adelante DD) dado que esto informará acerca del grado de severidad de la falla. Luego de la contingencia se pierde intempestivamente un monto de generación igual al desbalance de la isla.

Es por este motivo que de ahora en adelante se organizará el análisis en base a estos dos parámetros, para realizar un estudio global, que permita sacar conclusiones acerca del comportamiento del sistema DAF.

5.5.1. Generalidades de la etapa por derivada

En base a los resultados analizados, es destacable el hecho de que si $DD > 31\%$, generalmente se activa la etapa 0 del DAF (disparo por derivada). Esto sucede porque DD es lo suficientemente alto como para que se dé una disminución súbita de la frecuencia.

Existen, sin embargo, algunas excepciones a lo dispuesto anteriormente. Un ejemplo es X1_2. En este caso $DD = 31,3\%$ y únicamente actúa la etapa 1. En esta situación particular, puede observarse que la generación eólica corresponde a menos de un 9% de la demanda de la isla. Se concluye entonces que, en este escenario, la mayor parte de la generación aporta inercia al sistema. Debido a esto, si bien la frecuencia cae, esta caída no resulta tan brusca y no provoca la actuación de la etapa por derivada.

En contrapartida, se observa un escenario en el cual $DD < 31\%$ y sí actúa la etapa 0 del sistema. En el caso X7_1 $DD = 24\%$. En este caso la actuación de la etapa 0 puede explicarse por la falta de inercia, dado que todos los generadores eólicos operan a plena potencia siendo el aporte de este tipo de generación casi 30% del total de la isla.

Capítulo 5. Resultados y análisis

Otra observación interesante es que en casi todos los casos en los que actúa la etapa 0, la misma lo hace entre los 3,2 y 4,0 segundos de simulación (es decir entre los 200ms y 1s después de la falla). Esto viene de la mano con el hecho de que el disparo por derivada se constata en el primer tramo de descenso de la frecuencia.

Una excepción a lo antedicho es el caso patológico N1_4, en el cual la etapa 0 actúa a los 9,94s. Recordar que éste es el caso en el que se presentan las oscilaciones de potencia sostenidas en la línea de interconexión con Argentina. Estas oscilaciones “se copian” en la frecuencia, resultando como consecuencia el disparo por derivada.

Es destacable también lo que sucede en X7_1, donde se evidencia la actuación de la etapa 1 antes de la etapa por derivada. Sin embargo, aquí la diferencia en tiempos es mínima, habiendo solamente 50ms entre disparos.

Respecto a la coordinación con las demás etapas solamente en 2 escenarios actúa la etapa 1 sin un previo disparo en la etapa 0. Estos son X1_2 (analizado anteriormente) y N1_6, en el cual actúan solamente las etapas por umbral. Esto presumiblemente, es justificable debido a que no existe aporte de energía eólica en ese caso, atenuando la caída de la frecuencia.

Dejando de lado estas excepciones, el disparo en la etapa 0 generalmente está acompañado de un disparo en la etapa 1, con un margen no mayor a 700ms. Esto sucede porque el disparo de carga de la etapa 0 no suele ser suficiente para la restitución de la frecuencia, activándose entonces las etapas por umbral.

5.5.2. Tiempos de disparo de las etapas

Se observa que la actuación de las distintas etapas del sistema se da, en general, en un período de tiempo acotado. El menor espaciamiento en el disparo de las etapas, para un caso en el cual actúan todas ellas, es de 500ms.

Los escenarios en los cuales la actuación de las distintas etapas se da en varios segundos son pocos. Tal es el caso de N1_2, donde las últimas dos etapas actúan 4s después que las 3 primeras. Todos estos casos tienen la particularidad de que luego de la actuación de las primeras etapas, los generadores eólicos salen de servicio. Esto supone una pérdida de generación, lo que provoca un nuevo descenso de frecuencia.

5.5.3. Casos de actuación de todas las etapas

Si actúan todas las etapas, generalmente puede observarse una presencia considerable de generación eólica. Nuevamente, puede atribuirse esto a que la inercia aportada por este tipo de generación es nula.

A su vez, en casi todos los casos en los cuales actúan todas las etapas y existe aporte de la generación eólica, la misma sale de servicio. Esto se explica

dado que la frecuencia llega a valores muy bajos (tanto así que es necesaria la actuación de las etapas 3 y 4). Una frecuencia de $48Hz$ o menor implica que varias magnitudes a lo largo de la red (tensión, frecuencia, velocidad de rotación, etc.) se desvíen de su valor nominal. En particular, los parques eólicos salen de servicio si se verifica alguna de las siguientes condiciones:

- Tensión mayor a $1,1p.u.$
- Tensión menor a $0,8p.u.$
- Frecuencia mayor a $52,15Hz$
- Frecuencia menor a $46,0Hz$
- Velocidad de rotación menor a $0,64p.u.$

Cabe destacar que, a su vez, los casos en los cuales actúan todas las etapas son en general aquellos en los que $DD > 40\%$. Esto no resulta sorprendente, dado que un mayor desbalance implica una situación más severa, necesitando entonces un mayor disparo de carga para restituir la frecuencia. Las excepciones a esta observación son los valles N1_1 y N1_2.

En el caso de N1_1, $DD = 19\%$ pero la generación eólica corresponde al 59% de la generación de la isla. Todos los parques quedan fuera de servicio luego de la actuación de la etapa 0, por lo que resulta inevitable un mayor disparo de carga a pesar de que el desbalance inicial no sea tan importante.

N1_2 es un caso en el cual $DD = 30,8\%$. Si bien el valor es menor a 40% , sigue siendo alto pudiéndose atribuir a este dato - y al gran aporte de energía eólica - el disparo de todas las etapas.

5.5.4. Tipos de generación y salida de servicio de las máquinas

Es pertinente discriminar la robustez de los distintos tipos de generación y su comportamiento ante la falla.

A partir de los resultados presentados, resulta evidente que la presencia de generación eólica vulnerabiliza a la red ante perturbaciones en frecuencia.

Se cuenta con 20 casos con generación eólica, habiendo algunos donde el aporte es pequeño (14% del total de generación) y en otros donde es considerable (100%). Estos casos pueden subdividirse en tres grupos. En el primero, conformado por 8 casos, todos los parques permanecen en servicio. En el segundo, constituido por 11 casos, se da la salida de todos ellos. En el tercero, integrado únicamente por X5_1 salen de servicio la mitad de los aerogeneradores.

Para todos los casos del primer y tercer grupo y 6 de los casos pertenecientes al segundo, se da la salida de los parques sin desconexión de ninguna

Capítulo 5. Resultados y análisis

otra unidad generadora o línea de extra alta tensión. En todos ellos la frecuencia y tensión de la red se restituyen y establecen en valores muy cercanos a los nominales. Por último, cabe destacar que los aerogeneradores son los primeros equipos en desconectarse en todos los casos que se constata la salida de máquinas térmicas o hidráulicas.

En lo que refiere a generación térmica, no se observó ningún caso en el cual la misma saliera de servicio ante la contingencia simulada, independientemente de la cantidad de etapas disparadas por el sistema DAF. Esto se debe a que los ajustes de las protecciones para este tipo de generadores son (tanto para frecuencia como para tensión) mucho más holgados, pudiendo soportar condiciones más extremas.

La generación hidráulica de la isla (Río Negro) está presente en todos los casos (salvo en N1_4). En algunos de éstos, la única central en servicio es Palmar.

Solamente en 6 de los 26 casos estudiados se constata la salida de servicio de las centrales de Río Negro. Todos ellos fueron nuevamente simulados, desconectando estas unidades en sus tiempos correspondientes.

Los casos que se simularon nuevamente fueron M2_2, M3, N1_1, N1_2, N1_7 y X5. Los resultados de esta simulación supusieron una desmejora respecto al caso original. En todos ellos (salvo N1_2) la pérdida de generación provoca sobretensiones en toda la red. En particular, esto implica la salida de servicio por sobretensión de las líneas mencionadas en 5.14. Consecuentemente, la isla queda subdividida en tres sectores. A su vez, aparecen oscilaciones sostenidas en frecuencia y tensión en cada una de estas zonas, deviniendo en última instancia en una no convergencia del caso, sin que la simulación llegue a su fin.

La única excepción a lo antedicho, como se mencionó anteriormente, es N1_2. Inmediatamente después de la salida de Palmar (por subfrecuencia) las tensiones a lo largo de la red caen a valores de entre $0,2pu$ y $0,3pu$. De contarse con otras protecciones en líneas de $500kV$, éstas actuarían conjuntamente con la salida de Palmar. En última instancia, el resultado hubiese sido similar a los casos anteriores.

5.5.5. DAFLIN

Una primera observación destacable respecto del DAFLIN es que generalmente dispara en conjunto con la primera etapa del DAF en actuar. En algunas ocasiones el DAFLIN precede a la etapa del DAF y en otras viceversa, no pudiéndose determinar un patrón en estas actuaciones.

La actuación conjunta de los sistemas resulta un éxito, ya que el DAFLIN fue diseñado para que el sistema quede completamente en isla ante la falla, evitando así las oscilaciones de potencia descritas en [10] y constatadas en el escenario N1_4.

5.5.6. Casos en los que no actúa el DAF

Estos casos son N1_3 y N1_5.

Ambos se caracterizan por DD pequeños, 15,8% y 20,1% respectivamente.

N1_5 no cuenta con generación eólica, aún siendo el que posee un mayor desbalance.

Ambos casos corresponden a valles de demanda, por lo que la potencia consumida es baja.

Capítulo 6

Conclusiones

A lo largo de este proyecto se estudió la evolución del sistema ante la pérdida del vínculo San Javier - Palmar para 26 escenarios distintos, diferenciados según demanda, cantidad y tipo de generación. En 24 de los 26 casos se observa la actuación de al menos una de las etapas del sistema DAF. Esto viene acompañado de la apertura de las líneas de $150kV$ que interconectan a los Sistemas Uruguayo y Argentino, dejando en isla a gran parte del territorio nacional.

Para 17 de estos casos, el sistema responde de manera adecuada, estabilizando la frecuencia de la red en valores admisibles. De existir algún desvío entre este valor de frecuencia y los $50Hz$ nominales, el restablecimiento de la frecuencia se dará por métodos de control ajenos al alcance del proyecto (control secundario, AGC, etc.).

En contrapartida, en 6 de los 7 casos restantes el sistema no logra estabilizarse. En ellos, la falla es tan severa que ocasiona, además de la actuación de todas las etapas del DAF, la salida de servicio de varios generadores de la isla y de algunas líneas de transmisión. En estos escenarios, o bien el disparo de carga es insuficiente para remediar la situación de la red, o el mismo no se encuentra configurado de manera acorde.

En el caso restante, se da el disparo de una etapa del DAF y la apertura de las líneas de $150kV$ 7 segundos después de ocurrida la falla. Esto provoca oscilaciones de potencia indeseadas.

Solamente en 2 casos no actúa ninguna de las etapas del DAF. En ellos se observan oscilaciones de potencia y frecuencia amortiguadas. Sin embargo, el tiempo de asentamiento de los mismos difiere en gran medida.

En algunos casos se ensayaron variaciones en los umbrales de los relés, buscando disparar una mayor o menor cantidad de carga en un tiempo dado según fuera conveniente. En general, estas modificaciones supusieron una mejora del desempeño del sistema para dichos casos puntuales.

Los análisis, conclusiones y resultados presentados en este trabajo fueron hechos en base a modelos de la red eléctrica. Estos modelos están actuali-

Capítulo 6. Conclusiones

zados al año 2015. Por ende, los resultados obtenidos suponen una primera aproximación del comportamiento de la red.

Respecto de la energía eólica, este tipo de generación es el que presenta mayor vulnerabilidad ante la falla estudiada. Escenarios con gran proporción de energía eólica generalmente devienen en problemas de estabilidad en frecuencia. Teniendo en cuenta la creciente presencia de este tipo de fuente en el parque generador, estos inconvenientes podrán verse acentuados.

6.1. Líneas de acción para un trabajo futuro

Para mejorar el desempeño del sistema, ajustando el mismo a la variabilidad de escenarios posibles, puede proponerse un ajuste dinámico de estos disparos. Para esto, se podría contar con un sistema de control en el cual los parámetros de los relés puedan modificarse según las variables características de cada escenario. En el mismo se podrían recabar, en tiempo real, datos como demanda, desbalance, tipos de generación, etc. Idealmente, este sistema de control contaría con varias programaciones posibles, seleccionando el ajuste óptimo según los parámetros obtenidos. Para esto, debería existir algún tipo de control automático, accesible por el operador mediante un sistema SCADA.

Apéndice A

Otras reglamentaciones vigentes

- Regulación de las unidades generadoras
 - El tiempo máximo de establecimiento es de 30 segundos para máquinas térmicas y 60 para máquinas hidráulicas, definiéndose el tiempo de establecimiento como aquel del lazo de regulación de velocidad necesario para ingresar en la banda $\pm 10\%$ del valor final deseado ante una perturbación de tipo escalón.
 - Todas las unidades generadoras que se encuentren sincronizadas al sistema podrán tomar o reducir carga, automáticamente, por acción del regulador ante variaciones de frecuencia en el sistema. En este régimen de operación las unidades podrán estar limitadas solamente por sus límites de operación. Se exceptúan las unidades térmicas con calderas que debido a sus constantes térmicas podrán tener límites menores que el límite de operación, debiendo informar al despacho los límites adoptados ante cada condición de carga y la correspondiente justificación técnica.
 - El estatismo que cada generador seleccione para su regulador estará dado por la cantidad de reserva que le corresponda aportar para la regulación primaria de frecuencia. Además, cada unidad deberá reducir carga de acuerdo al estatismo de sus reguladores cuando la frecuencia suba arriba de 50,1 Hz.
 - El aporte máximo de reserva para la regulación primaria de frecuencia de una unidad generadora es igual al aumento de la potencia generada que resultaría para dicha unidad si la frecuencia bajara a 49,5 Hz, teniendo en cuenta el estatismo de su regulador y las limitaciones de esta unidad.
 - El objetivo de la regulación secundaria es corregir el valor de frecuencia.

Apéndice A. Otras reglamentaciones vigentes

- En condiciones normales, una unidad generadora está obligada a aportar hasta el 90 % de su capacidad de producir o consumir potencia reactiva, y en la operación de emergencia, hasta el 100 %. [1].
- Ángulo interno de generadores sincrónicos

Se relevaron criterios utilizados por otras empresas:

- Criterios desarrollados en reunión UTE-CAMMESA (Argentina) Marzo de 2008:
 $\Delta\varphi < 120^\circ$ y $\Delta\varphi < 140^\circ$ en las primeras oscilaciones
- Mercado Boliviano:
No haya pérdida de sincronismo de la unidad generadora en cuestión con el resto de máquinas síncronas conectadas a la red (límite teórico).
Ángulo interno para el cual la velocidad de la máquina se anula: $\varphi_3 < \pi - \varphi_2$. Este criterio también fue sugerido por consultores privados.
- Criterios de desempeño incluídos por CAMMESA en mayo de 2008
Primera excursión (“first swing”) respecto del centro de carga $< \pm 120^\circ$

En la figura A.1 se pueden observar gráficamente los criterios mencionados anteriormente. Dicha figura ilustra el funcionamiento de un máquina síncrona ligada a una barra infinita cuando la impedancia de la conexión cambia de X_1 a X_2 . [4]

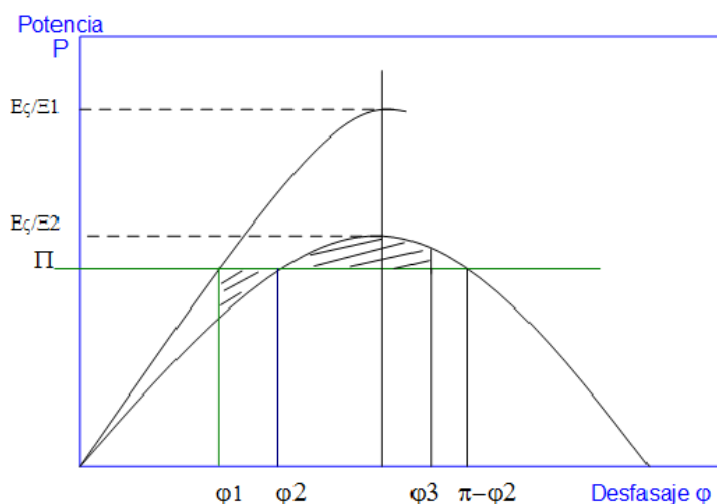


Figura A.1: Funcionamiento según ángulo interno

Apéndice B

Disparo de carga

B.1. Métodos para disparo de carga

Dado que los cambios en la frecuencia pueden darse en forma muy abrupta -variaciones severas de frecuencia pueden presentarse en unos pocos segundos- es necesaria una respuesta rápida del sistema de disparo de carga, de modo de enfrentar la contingencia ocurrida con la mayor brevedad posible.

Los sistemas de disparo por subfrecuencia utilizando relés se emplean dado que ni un sistema manual (controlado por un operador humano) ni los sistemas basados en SCADA son lo suficientemente rápidos como para atender estos requerimientos.

Una programación adecuada del disparo por subfrecuencia no es sencilla de realizar, dado que la demanda en un sistema eléctrico de potencia es muy variable, respondiendo a diversos factores que varían respecto a patrones de consumo industrial y residencial, así como también factores climáticos y horarios. Estas variaciones derivan en que sea difícil calcular el porcentaje de carga óptimo para disparar ante cierta falla.

Otro problema que suele darse en algunas redes de potencia es que la generación se encuentra muy distribuída. En muchos casos pequeños o medianos consumidores instalan generación en paralelo a modo de ingreso (vendiendo sus excedentes al proveedor de energía local). Disparar circuitos que posean generadores en paralelo disminuye los efectos positivos del sistema de disparo de carga. Los sistemas de disparo más antiguos son menos flexibles, mientras que los microprocesadores más modernos logran adaptarse a las fluctuaciones en la red, logrando resultados cada vez mejores ante el disparo de carga.

A continuación se mencionan distintos métodos para el disparo de carga - comenzando por los más tradicionales hasta los más modernos-.

Apéndice B. Disparo de carga

B.1.1. Manual/SCADA

Como fue mencionado anteriormente, este tipo de disparo de carga no se utiliza debido a que su lentitud hace que sea ineficiente para responder ante las contingencias con la rapidez necesaria. Sin embargo, generalmente se le permite al operador disparar carga en forma manual en situaciones tan críticas que la frecuencia haya llegado a valores que superen todos los umbrales en los que fueron programados los sistemas automáticos. El control mediante SCADA se utiliza para disparar las cargas seleccionadas por el operador.

B.1.2. Disparo automático

En forma utópica, la carga debería dispararse en el lugar más cercano posible al área que posee un déficit de generación. Debido a que la generación y la carga no están uniformemente distribuidas, esto no suele ser posible. Además, si las cargas están alimentadas por varias fuentes, se requiere de una fuerte coordinación para disparar las mismas. Lo que se realiza entonces es disparar radiales de carga, siendo este el método más efectivo para lograr el efecto buscado. En general los relés de detección y acción se encuentran en las estaciones y subestaciones debido no solamente a la cercanía con las cargas alimentadas (como fue mencionado) sino también a que dichas estaciones y subestaciones generalmente cuentan con la infraestructura necesaria para la colocación de estos elementos de protección. Más recientemente, han surgido microprocesadores con la capacidad de medir la frecuencia en localmente, produciéndose entonces disparos de carga en forma más local, incluso a veces en clientes individuales.

B.1.3. Disparo local

El disparo de carga en forma local implica que el mismo relé que toma la medida de frecuencia realiza el disparo de carga. Las ventajas de este método sobre uno que tenga la detección y acción en distintos lugares es el ahorro en equipos de comunicación, que implican no solamente un alto costo en términos económicos sino también agregan retrasos y disminuyen la confiabilidad. Dentro del disparo local se discriminan dos tipos, centralizado y distribuído:

- Centralizado

El disparo centralizado se realiza a nivel de subestaciones, donde la frecuencia es sensada y se disparan radiales de carga en forma fija o dinámica, dependiendo de la complejidad y sofisticación del sistema con el que se cuente. Hay beneficios en el hecho de que sea el mismo relé

B.1. Métodos para disparo de carga

que sensa la frecuencia el que dispara la carga, ya que hay aplicaciones que no pueden realizarse con el disparo de carga distribuído. Algunas de ellas son:

- Poder contar con un solo relé de precisión para toda la subestación, en vez de contar con varios equipos supone ahorros de mantenimiento subsecuentes.
- La habilidad de priorizar qué radiales se disparan primero, programando esta lógica en forma centralizada en un único relé. Esta lógica puede imponerse via una HMI o SCADA, para obtener mayor flexibilidad.
- Facilidad de implementar un esquema de reconexión, pudiendo coordinar el recierre de la misma manera que se coordina el disparo de carga.

■ Distribuído

El disparo distribuído también se realiza a nivel de subestación pero la medida y el disparo se efectúan en forma independiente. Un equipo realiza el sensado de frecuencia y, luego de un tiempo estipulado, se envía la orden para que otros relés realicen el disparo. Históricamente, el disparo de carga se daba a nivel de barras. Con la aparición de nuevas tecnologías, se ha vuelto más económico disparar carga a nivel de circuito.

Las bondades de este tipo de sistema son:

- La confiabilidad es más alta que con el sistema centralizado, ya que no se depende únicamente de un solo equipo para la medida de frecuencia y el disparo de carga.
- Al colocar prácticamente tantos equipos como se desea, se puede obtener una mayor precisión que dependiendo de la capacidad de un único instrumento.
- Es un sistema mucho más simple que el anterior, aunque también es posible en la mayoría de los casos implementar una lógica de recierre coordinada con una interfase como ser un SCADA.

Algunas desventajas de este sistema son:

- Dificultad de coordinación debido a la diferente sensibilidad de los instrumentos a utilizar.
- Puede tornarse más difícil programar la respuesta de varios equipos que de un único elemento.
- La coordinación entre distintos equipos puede implicar un mayor consumo de tiempo

B.2. Relés de frecuencia, principios de medida y características

Hay tres tipos de relé básicos para aplicaciones en disparo de carga por subfrecuencia. Estos son: Relés electromecánicos, relés de estado sólido y relés digitales (en base a microprocesadores). Aunque diferentes fabricantes puedan usar tecnologías diferentes para obtener la medida deseada, los tres tipos de relé que se describen a continuación resumen en forma representativa los distintos principios de medida.

B.2.1. Relés electromecánicos

Los relés electromecánicos son de alta velocidad, del tipo inductivo. En general constan de dos circuitos separados, en donde ocurre un desplazamiento fasorial de los flujos conforme decae la frecuencia. Este desplazamiento angular produce un torque, proporcional al seno del ángulo entre los flujos.

Estos relés cuentan además con un retardo para prevenir el disparo ante conexiones o desconexiones de entradas de tensión alterna. Típicamente contienen también supervisión ante caídas de tensión, pudiendo operar en voltajes hasta 50 % por debajo del nominal.

Debido al principio de medida empleado, el tiempo de actuación depende de la rapidez de descenso de la frecuencia.

B.2.1.1. Relés de estado sólido

Los relés de estado sólido poseen la ventaja de ser capaces de ser programados con distintos umbrales de subfrecuencia.

Utilizan tecnología digital para medir la frecuencia, ya que contienen osciladores muy estables que proveen de una señal de alta frecuencia a un contador binario. Este contador cuenta los pulsos que ocurren durante un ciclo de frecuencia normal. Si el número de pulsos es mayor al normal, se tiene una condición de subfrecuencia. Por seguridad, es normal que deba mantenerse esta condición por al menos tres ciclos, reseteándose esta cuenta si la frecuencia vuelve al valor normal.

Este tipo de relé típicamente posee la capacidad de ser programado para no operar en tensiones demasiado bajas, que puedan ser resultado de bajas de frecuencia normales debido al apagado o encendido de algún equipo u otras causas.

Debido al método de medida empleado, la tasa de decaimiento de la frecuencia es independiente del tiempo de operación del relé.

B.2. Relés de frecuencia, principios de medida y características

B.2.1.2. Relés en base a microprocesadores

Este tipo de relé mide, típicamente, el período del voltaje introducido. La frecuencia que deriva de esa medida es comparada con un límite, disparando carga cuando este límite es excedido durante una determinada cantidad de ciclos, típicamente 3.

Este tipo de relé también posee la capacidad de no operar bajo subtensiones, y en algunos casos cuenta con redundancia, haciendo que la medida sea más segura.

Debido al método de medida empleado, la tasa de decaimiento de la frecuencia tampoco influye en el tiempo de operación del relé.

B.2.2. Principios de operación

B.2.2.1. Por umbrales de frecuencia

Los relés que operan por escalón de frecuencia, tienen su apertura fija por un nivel de frecuencia. Es decir, cuando la frecuencia alcanza un umbral fijo programado en dicho relé. En general, estos instrumentos logran su apertura en un tiempo menor a 6 ciclos. Pueden programarse tiempos de retardo a la apertura, los cuales pueden estar configurados en el mismo instrumento o en otros elementos aparte.

Debe tenerse en cuenta que hay factores que pueden distorsionar la operación de este tipo de relé, en particular en muchos de estos instrumentos la medida de la frecuencia se realiza en base a la cantidad de cruces por cero que realiza la tensión. De haber distorsiones en la senoide, estas medidas pueden alterarse entorpeciendo el funcionamiento del relé.

En contrapartida, hay relés de sobrefrecuencia que son utilizados para restaurar el sistema. Conforme la frecuencia se recupera, y sube por encima de los valores nominales, estos instrumentos son utilizados para restaurar la carga en forma paulatina, evitando que el regreso a valores nominales sea demasiado abrupto.

B.2.2.2. Por tasa de cambio (derivada)

La tasa de cambio de la frecuencia es un parámetro muy utilizado para el disparo de carga. Tiene como ventaja respecto al disparo por umbral que provee de una operación más rápida y selectiva por lo que podría pensarse a priori que es una alternativa conveniente. Sin embargo, para poder realizar un disparo por derivada es necesario conocer más características del sistema que para disparar únicamente por umbral.

Es muy importante tener en cuenta además que las máquinas generadoras poseen oscilaciones naturales en su velocidad. Mientras que los sistemas de disparo por umbral son muy robustos ante dichas oscilaciones, la tasa

Apéndice B. Disparo de carga

de cambio de la frecuencia puede tornarse muy sensible ante las mismas. Esto podría significar que, ante una oscilación pueden observarse descensos de frecuencia más pronunciados. Un sistema de disparo por tasa de cambio implicaría que, al darse estas pendientes, se desconecte mayor cantidad de carga que la necesaria.

Respecto de estas oscilaciones debe considerarse el rol de la inercia. En un sistema con poca inercia aumenta la amplitud pico a pico de las oscilaciones de las máquinas, pudiendo ocasionar aperturas no deseadas. Sin embargo, el hecho de que haya menor inercia hace que estas oscilaciones sean de menor frecuencia, lo que por otra parte facilita la medida de este parámetro.

Para paliar el problema de las oscilaciones, suele utilizarse -y es, efectivamente lo que realiza el sistema DAF - un sistema de retardo, en el cual la derivada debe mantenerse por cierto tiempo para que el relé pueda desconectar carga. Esto tiene como desventaja que deja de lado uno de los mayores beneficios del disparo por derivada, que tiene que ver con la velocidad de la medida.

B.2.2.3. Por promedio de la tasa de cambio

Como fue mencionado anteriormente, la apertura por derivada es del tipo instantáneo, lo cual puede suponer el riesgo de aperturas no deseadas ante oscilaciones puntuales.

Existen algunos relés que monitorean el porcentaje de la tasa de cambio de la derivada, es decir que obtienen la “verdadera” pendiente, evitando así los disparos producto de perturbaciones puntuales. Monitoreando la tendencia de la tasa de cambio pueden tomarse decisiones más seguras que midiendo solamente la derivada.

B.3. Ejemplo de sistema de disparo de carga por subfrecuencia

A continuación se ilustra un ejemplo basado únicamente en relés de disparo por umbral (sin disparo por derivada) que sirve como base para un programa genérico de disparo por subfrecuencia. Tomar en cuenta que este ejemplo es básico, ya que resulta considerablemente más sencillo obtener los parámetros de disparo que se si se contara además con relés electromecánicos que cuenten con una etapa de disparo por derivada, sobre todo si este disparo por derivada se encontrara en varias de las etapas. Esto es así ya que la derivada de la frecuencia cambia considerablemente luego de realizados disparos de carga, haciendo más difícil la selección, por ejemplo, de los tiempos de retardo de los relés.

B.3. Ejemplo de sistema de disparo de carga por subfrecuencia

Suponiendo que la sobrecarga máxima es del 50 %, se asumirá que la carga se disparará en 4 pasos de la siguiente manera:

- Paso 1 - 10 %
- Paso 2 - 10 %
- Paso 3 - 15 %
- Paso 4 - 15 %

En un sistema de 60Hz como el que se tiene en el ejemplo [9], el disparo comenzará en 59,3Hz y el mínimo valor de frecuencia permitida es 57Hz. Se supondrá una constante de inercia $H = 5$. Vale la pena destacar que estos supuestos son pesimistas, pero como tales resultan útiles para comprender cómo funcionará el programa de disparo.

Se tomará un retardo mínimo de 0,3 segundos para prevenir el disparo por oscilaciones en frecuencia, y se asumirá que el tiempo de apertura del relé es de 0,1 segundos.

Para la segunda etapa, es menester asegurarse que no se dispare carga de forma innecesaria, para contingencias que podrían resolverse únicamente con la primera etapa. En consecuencia, las mismas consideraciones deben tenerse en cuenta para las etapas restantes. Gráficamente, esto puede verse en la figura B.1.

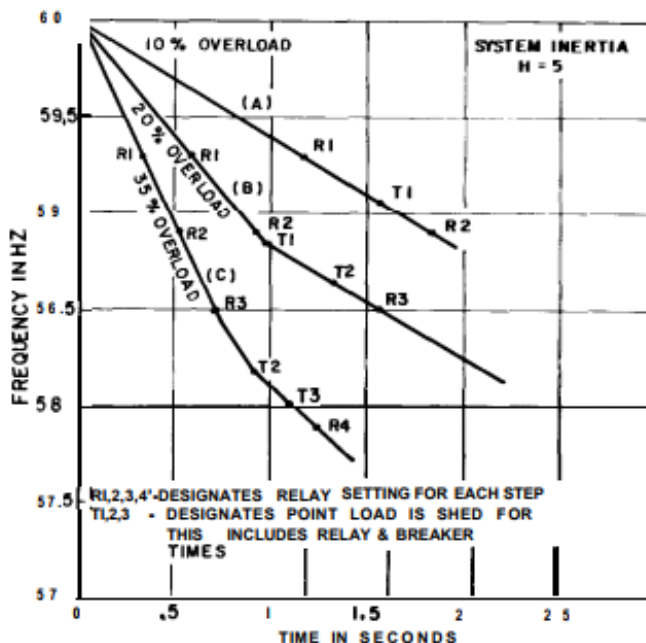


Figura B.1: Selección de etapas para sistema de disparo por subfrecuencia

Apéndice B. Disparo de carga

RESUMEN

Primera Etapa (10 %):

Nivel de frecuencia: 59,3 Hz

Retardo del relé: 0,3 segundos

Tiempo de apertura: 0,1 segundos

Segunda Etapa (10 %):

Nivel de frecuencia: 58,9 Hz

Retardo del relé: 0,3 segundos

Tiempo de apertura: 0,1 segundos

Tercera Etapa (15 %):

Nivel de frecuencia: 58,5 Hz

Retardo del relé: 0,3 segundos

Tiempo de apertura: 0,1 segundos

Cuarta Etapa (15 %):

Nivel de frecuencia: 57.9 Hz

Retardo del relé: 0.3 segundos

Tiempo de apertura: 0.1 segundos

Variando la cantidad de etapas y los porcentajes de carga, usando este ejemplo como base, pueden obtenerse diversas combinaciones que logren una estabilización en un nivel de frecuencia más cercano al nominal. Se resalta nuevamente que este es un análisis pesimista, por no contar con los modelos de control que promuevan una estabilización en una frecuencia más alta. [9]

B.4. Métodos de control de tensión

Para controlar la tensión en una red de potencia, se debe controlar la producción, consumo y flujo de potencia reactiva en la misma. Los medios utilizados para dicha compensación son:

- Bancos de condensadores o de inductores “shunt”.
- Compensadores de reactancias de línea (capacitores serie).
- Transformadores regulables (por ejemplo, con cambio de tap).

Los capacitores e inductores shunt proveen a la red con compensación *pasiva* y pueden encontrarse conectados a la red en forma fija o entrar en servicio de ser necesario.

Los compensadores síncronos en cambio proveen compensación *activa* dado que la potencia que entregan o absorben se regula automáticamente para satisfacer las necesidades de la red.

Se realizará a continuación una descripción de los métodos antes mencionados:

- Inductancias shunt

Estos elementos son utilizados para compensar las capacitancias de las líneas. También se utilizan en instancias de circuitos abiertos o poca demanda, donde la tensión pudiera subir demasiado. En general los mismos se requieren para líneas de $200km$ de longitud o más. Reactores shunt de suficiente tamaño deben estar conectados permanentemente a la red para limitar las sobretensiones a 1,5pu por menos de un segundo. A su vez, este tipo de elemento sirve para controlar dichas sobretensiones en los transitorios durante energizaciones de máquinas. Durante etapas de mucha demanda, sin embargo, suele ser recomendable desconectar estas inductancias.

- Capacitancias shunt

Los capacitores shunt proveen a la red con potencia reactiva, por lo que reponen la tensión ante eventuales caídas. Son utilizados en toda la red de potencia, en distintos tamaños.

Los bancos de capacitores son un medio económico y sencillo de proveer reactiva a la red, aunque tienen la desventaja de que -dado que la potencia reactiva provista por los mismos es proporcional al cuadrado de la tensión - dicha provisión de reactiva disminuye cuando la tensión baja, momento en el cual es más necesaria.

Estos bancos de capacitores son relevantes tanto en la red de transmisión como en la de distribución, pero dada la naturaleza de este trabajo esta sección se remitirá únicamente a las aplicaciones en la red de transmisión.

En la red de transmisión, los mismos son útiles para compensar las pérdidas del tipo XI^2 así como también evitar la caída de tensión en situaciones de alta demanda. Los bancos de condensadores pueden estar conectados directamente a la barra de alta tensión o al tercer bobinado de transformadores de potencia.

- Capacitancias serie

Los capacitores serie son normalmente instalados para compensar la inductividad de las líneas de transmisión. Sin embargo, si bien su función no es específicamente la de controlar los niveles de tensión sí contribuyen a este propósito en alguna medida.

- Condensadores síncronos

Apéndice B. Disparo de carga

Se llaman de esta manera dado que consisten en máquinas síncronas que operan sin motor que le provea de potencia activa. Controlando la excitación del campo, pueden ser utilizados tanto para proveer como para consumir potencia reactiva. Puede ajustar esta potencia en forma automática para mantener la tensión en la barra en un determinado valor.

Este método de compensación, sin embargo, requiere de altos costos de operación y ha sido por ende reemplazado con otros métodos más modernos -como los dispuestos en el siguiente ítem-.

Entre sus ventajas se encuentra la capacidad de contribuir favorablemente a la capacidad de soportar cortocircuitos y la independencia del valor de la tensión respecto a la reactiva que son capaces de entregar. Es capaz de operar mejor que los bancos shunt en condiciones de muy baja tensión.

- Compensador estático de reactiva (SVC)

Los compensadores estáticos de reactiva son elementos que se conectan a la red con el fin de generar o consumir potencia reactiva. El término estático se refiere a que, a diferencia de los compensadores síncronos mencionados anteriormente, no cuentan con elementos rotativos o móviles. Los hay de diversos tipos, como por ejemplo los que funcionan mediante electrónica de potencia (empleando tiristores). [7]

Apéndice C

Programa principal

```
import os
import sys
import pdb
import time

print('\n')
print('-----')
print('Bienvenido al programa del Grupo DAF!')
print('-----\n')

# Chequeo quien esta usando el programa
flag = 1
while flag:
    user = raw_input('Quien esta trabajando?\n\n--Agustin--(A)\n\n--Gustavo--(G)\n\n--Romina--(R)\n\n')
    if (user == 'A') or (user == 'G') or (user == 'R'):
        flag = 0
        print('Ya sabes!\n')
    else:
        print('\nNo te conozco...\n\n')
        time.sleep(1.3)

PSSE_PATH = "C:/Program Files (x86)/PTI/PSSE32/PSSBIN"

# Obtengo los directorios en funcion del usuario
if user == 'A':
    File_Path = "C:/Users/Agustin/Google Drive/proyDAF/CASOS NUESTROS CON DINAMICA/26-6-2017"
elif user == 'G':
    File_Path = "C:/Users/win8/Desktop/DAF/DISPARO-DE-MAQUINAS-Y-BARRAS"
else:
    File_Path = "C:/Users/usuario/Google Drive/proyDAF/CASOS NUESTROS CON DINAMICA/26-6-2017"

# Agrego los modulos de importacion
sys.path.append(PSSE_PATH)
os.environ['PATH'] += os.environ['PATH'] + ';' + PSSE_PATH
sys.path.append(File_Path)
os.environ['PATH'] += os.environ['PATH'] + ';' + File_Path

import psspy
import pssarrays
import redirect
import Funciones

Continuar = 1
# Mientras Continuar = 1, uno puede seguir corriendo casos.
while Continuar:
    # El usuario elige que caso correr. Hay que especificar un caso "que exista".
    caso = ""
    while True:
        nombre_caso = raw_input('Que caso quieres correr?(p.ej "X1"): \n')
        caso = File_Path + '/' + nombre_caso + '.sav'
        if os.path.exists(caso):
            break
        else:
            print('No encuentro ese caso...\n')

    # Eleccion del .dyr en funcion del tipo de caso elegido
    print('\nComo estas corriendo un caso_' + nombre_caso[0] + ', puedes elegir uno de estos .dyr:\n')
    if nombre_caso[0] == 'M':
```



```

# Abrimos el dyr
psspy.dyre_new([1,1,1,1], dyr_ruta, "", "", "")
#Cambiamos el delta
psspy.dynamics_solution_param_2([_i, _i, _i, _i, _i, _i, _i, _i], [_f, _f, 0.0005, _f, _f, _f, _f, _f])
#Seteamos el origen para medir angulos respecto a Palmar
psspy.set_relang(1,98511,r""1"")
#PTI:
#psspy.set_relang(1,98175,r""1"")

#TENSION Y FRECUENCIA EN LINEAS DE 500
psspy.bus_frequency_channel([1,90100],r""F_MVA_500"")
psspy.voltage_channel([2,12165,20484,90100],r""U_MVA_500"")
psspy.bus_frequency_channel([3,90160],r""F_BR_500"")
psspy.voltage_channel([4,12166,20485,90160],r""U_BR_500"")
psspy.bus_frequency_channel([5,90170],r""F_PT_500"")
psspy.voltage_channel([6,12167,20486,90170],r""U_PT_500"")
psspy.bus_frequency_channel([7,90300],r""F_ML_500"")
psspy.voltage_channel([8,12168,20487,90300],r""U_ML_500"")
psspy.bus_frequency_channel([9,90700],r""F_SCA_500"")
psspy.voltage_channel([10,12169,20488,90700],r""U_SCA_500"")

psspy.bus_frequency_channel([11,98171],r""F_PTI"")
psspy.voltage_channel([12,12170,20489,98171],r""U_PTI"")
psspy.bus_frequency_channel([13,98301],r""F_CMO"")
psspy.voltage_channel([14,12171,20490,98301],r""U_CMO"")
psspy.bus_frequency_channel([15,98511],r""F_PAL"")
psspy.voltage_channel([16,12172,20491,98511],r""U_PAL"")
psspy.bus_frequency_channel([17,98551],r""F_BAY"")
psspy.voltage_channel([18,12173,20492,98551],r""U_BAY"")
psspy.bus_frequency_channel([19,98541],r""F_BON"")
psspy.voltage_channel([20,12174,20493,98541],r""U_BON"")
psspy.bus_frequency_channel([21,98121],r""F_CTR"")
psspy.voltage_channel([22,12175,20494,98121],r""U_CTR"")

#Agregando los angulos de las maquinasmaquinas!
psspy.machine_array_channel([23,1,98171],r""1"",r""Ang_PTI"")
psspy.machine_array_channel([24,1,98301],r""1"",r""Ang_CMO"")
psspy.machine_array_channel([25,1,98511],r""1"",r""Ang_PAL"")
psspy.machine_array_channel([26,1,98551],r""1"",r""Ang_BAY"")
psspy.machine_array_channel([27,1,98541],r""1"",r""Ang_BON"")
psspy.machine_array_channel([28,1,98121],r""1"",r""Ang_CTR"")

# ETAPAS DEL DAF
psspy.load_array_channel([29,1,95590],r""1"",r""ETAPA_0.TRINIDAD"")
psspy.load_array_channel([30,1,95770],r""1"",r""ETAPA_1.PANDO"")
psspy.load_array_channel([31,1,95730],r""1"",r""ETAPA_2.MALDONADO"")
psspy.load_array_channel([32,1,95750],r""1"",r""ETAPA_3.PUNTA_DEL_ESTE"")
psspy.load_array_channel([33,1,95580],r""1"",r""ETAPA_4.RODRIGUEZ"")

#Flujo de potencia en DAFLIN
psspy.branch_p_channel([34,12176,20495,92790,92020],r""1"",r""YOU_BOB1"")
psspy.branch_p_channel([35,12177,20498,92790,92020],r""2"",r""YOU_BOB2"")
psspy.branch_p_channel([36,12178,20501,92690,92961],r""1"",r""CON_COL"")

#Potencia en palmar
psspy.machine_array_channel([37,2,98513],r""1"",r""Pe_PAL"")
psspy.machine_array_channel([38,6,98513],r""1"",r""Pm_PAL"")

#Fingano: Tension y Potencia
psspy.voltage_channel([39,12179,20504,98781],r""U_fng"")
psspy.machine_array_channel([40,2,98781],r""G1"",r""Pe_fng"")
psspy.machine_array_channel([41,6,98781],r""G1"",r""Pm_fng"")

print('\n\nComenzando la simulacion dinamica...\n\n')
#Inicializamos la simulacion
psspy.start(out_ruta)
psspy.run(0, 2.0,1,1,0)
psspy.dist_spcb_fault(90080,90500,r""1"",[3,0,1,1,0,0],[0.5,0.0,0.0,0.0,0.0])
psspy.change_channel_out_file(out_ruta)
psspy.run(0, 2.1,1,1,0)
psspy.dist_clear_fault(1)
psspy.dist_spcb_fault(90080,90500,r""1"",[1,1,1,1,0,0],[0.5,0.0,0.0,0.0,0.0])
psspy.change_channel_out_file(out_ruta)
psspy.run(0, 2.9,1,1,0)
psspy.dist_clear_fault(1)
psspy.dist_spcb_fault(90080,90500,r""1"",[3,0,1,1,0,0],[0.5,0.0,0.0,0.0,0.0])
psspy.change_channel_out_file(out_ruta)
psspy.run(0, 3.0,1,1,0)
psspy.dist_clear_fault(1)
psspy.dist_branch_trip(90080,90500,r""1"")
psspy.change_channel_out_file(out_ruta)
#Corro 200ms en isla
psspy.run(0, 3.2,1,1,0)

```

Apéndice C. Programa principal

```
#####
##### Actuacion del CER #####3
#####
print('\nCompensacion_de_reactiva:\n\n')
t = 3.2
print('Actuacion_Nro_0:_')
Funciones.RegulaTensionMdeo()
print('\n')

#tiene que correr 13 veces porque tiene 14 equipos (5 C en MA5, 3 3n MI51, 3 en MI2 y reactores 2 y 1)
for i in range(1,13):
    t=t+0.3
    psspy.run(0, t ,10,10,10)
    print('actuacion_Nro_' + str(i) + ':')
    Funciones.RegulaTensionMdeo()
    print('\n')

print('\nCompensacion_terminada ,_simulando_el_resto... ')

psspy.run(0, T,1,1,0)

print('\n-----')
print('-----\n')
print('\n\nListo!\n')
print('\nArchivo_.out:_')
print(out)
print('\nProgress:_')
print(prog)
print('\n\n')

toc = time.time()

print('Esta_simulacion_demoro_' + str(toc-tic) + '_segundos.\n\n')

s_n = raw_input('Quieres_correr_otro_caso?_(s/n):\n')

if s_n == 's':
    print('\nClaro_bo!_A_seguir_metiendo\n\n')
    time.sleep(2)
    continue
#
elif s_n == 'n':
    Continuar = 0
    print('\nHasta_la_proxima!\n\n')
else:
    print('\nNo_te_entiendo...._ya_fue,_vamo_a_correr_otro_caso.\n\n')
    time.sleep(2)

# Salgo del loop, termina el programa
exit()
```

Referencias

- [1] Anexos del reglamento de transmisión de energía eléctrica. <http://archivo.presidencia.gub.uy/decretos/RT-Anexo.pdf>. Accessed: 2017-11-02.
- [2] Salto Grande. <http://www.saltogrande.org>. Accessed: 2017-10-23.
- [3] Fernando Berrutti. Análisis modal y transitorio de sistemas eléctricos con incorporación de energía eólica a gran escala. Master's thesis, Facultad de Ingeniería, 2012.
- [4] UTE divisiones DPE-PLA-TRA. Criterios de Estudios de Estabilidad Transitoria, 2008.
- [5] Schneider Electric. *MiCOM P14x Feeder management relay technical manual*, 2014.
- [6] Schweitzer Engineering Laboratories Inc. *SEL 451-5 Relay. Protection, automation and control system technical manual*, 2012.
- [7] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, 1994.
- [8] Dingguo Chen Lu Wang. Experience with automatic generation control (agc) dynamic simulation in pss®e. *Siemens Industry Inc.*, 113:3, 2012.
- [9] General Electric Power Management. Load shedding, load restoration and generator protection using solid-state and electromechanical under-frequency relays.
- [10] Alvaro Musetti. Coordinación con el sistema argentino del esquema de disparo automático de carga por sub-frecuencia uruguayo. *IEEE*, 7o encuentro de Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas, 2008.
- [11] Universidad Carlos III de Madrid Pablo Ledesma. Estabilidad transitoria. 2008.

Referencias

- [12] IEEE Power Engineering Society. Ieee guide for the application of protective relays used for abnormal frequency load shedding and restoration. *IEEE Std C37.117TM*, 2007.
- [13] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, and Gerald B. Shemle. *Power Generation, Operation and Control*. wiley-interscience, 1996.

Índice de tablas

1.1. Etapas del Sistema DAF	6
1.2. Actuación del DAFLIN	8
2.1. Generación Hidraulica	13
2.2. Generación Térmica	13
2.3. Generación Eolica	14
2.4. Datos de la red de transmisión	15
2.5. Datos de la red de distribución	18
3.1. Casos base	55
3.2. Características de la barra de swing	56
3.3. Conversión dinámica de cargas	57
3.4. Parámetros dinámicos para un generador de Palmar	58
3.5. Disparos para Trinidad (etapa 0)	59
3.6. Disparos para Montevideo C (etapas 1 y 2)	60
3.7. Ejemplo de configuración para el relé en la línea entre Colonia y Conchillas.	60
3.8. Carga a disparar por estación	63
3.9. Carga a disparar por etapa	64
3.10. Protecciones para las máquinas de la isla	66
3.11. Protecciones en líneas de 500kV	66
4.1. Compensación de Reactiva: Bancos y sus pasos	68
5.1. M1 - Generación y demanda	77
5.2. M1 - Etapas DAF	78
5.3. M1_1 - Generación y demanda	80
5.4. M1_1 - Etapas DAF	81
5.5. M1_2 - Generación y demanda	83
5.6. M1_2 - Etapas DAF	84
5.7. M2 - Generación y demanda	85
5.8. M2 - Etapas DAF	86
5.9. M2 - Disparo de generadores eólicos	87
5.10. M2_1 - Generación y demanda	88

Índice de tablas

5.11. M2_1 - Etapas DAF	89
5.12. M2_2 - Generación y demanda	90
5.13. M2_2 - Etapas DAF	91
5.14. M2_2 - Salidas de servicio	92
5.15. M2_3 - Generación y demanda	93
5.16. M2_3 - Etapas DAF	93
5.17. M2_4 - Generación y demanda	95
5.18. M2_4 - Etapas DAF	95
5.19. M3 - Generación y demanda	96
5.20. M3 - Etapas DAF	97
5.21. M3 - Salidas de servicio	98
5.22. N1 - Generación y demanda	99
5.23. N1 - Etapas DAF	100
5.24. N1_1 - Generación y demanda	101
5.25. N1_1 - Etapas DAF	101
5.26. N1_1 - Salidas de servicio	102
5.27. N1_2 - Generación y demanda	103
5.28. N1_2 - Etapas DAF	104
5.29. N1_2 - Salidas de servicio	105
5.30. N1_3 - Generación y demanda	107
5.31. N1_4 - Generación y demanda	108
5.32. N1_4 - Etapas DAF	109
5.33. N1_4 - Distintos ajustes para DAFLIN	111
5.34. N1_5 - Generación y demanda	113
5.35. N1_5 - Etapas DAF	113
5.36. N1_6 - Generación y demanda	114
5.37. N1_6 - Etapas DAF	114
5.38. N1_7 - Generación y demanda	115
5.39. N1_7 - Etapas DAF	116
5.40. N1_7 - Salidas de servicio	117
5.41. X1_1 - Generación y demanda	118
5.42. X1_1 - Etapas DAF	119
5.43. X1_1 - Distintos ajustes para etapa 1 del DAF	120
5.44. X1_2 - Generación y demanda	122
5.45. X1_2 - Etapas DAF	122
5.46. X2 - Generación y demanda	123
5.47. X2 - Etapas DAF	124
5.48. X3_1 - Generación y demanda	125
5.49. X3_1 - Etapas DAF	125
5.50. X3_2 - Generación y demanda	126
5.51. X3_2 - Etapas DAF	127
5.52. X5 - Generación y demanda	128

Índice de tablas

5.53. X5 - Etapas DAF	129
5.54. X5 - Salidas de servicio	130
5.55. X5_1 - Generación y demanda	131
5.56. X5_1 - Etapas DAF	131
5.57. X7 - Generación y demanda	132
5.58. X7 - Etapas DAF	132
5.59. X7_1 - Generación y demanda	133
5.60. X7_1 - Etapas DAF	134

Índice de figuras

1.1. Variación de la frecuencia en función de generación (P) y demanda (L)	4
1.2. Sistema interconectado previo a la apertura de SJ-PAL (cortesía de A. Musetti).	8
1.3. Sistema interconectado luego de la apertura de SJ-PAL (cortesía de A. Musetti).	9
2.1. Mapa de la Red de Transmisión Nacional. Rojo: 500kV Verde: 150kV	16
2.2. Anillo de Montevideo. Rojo: 500kV Verde: 150kV	17
2.3. Cuadrilátero de Salto Grande	17
2.4. Características de la protección por subfrecuencia del relé SEL-451	21
2.5. Estimación de la frecuencia en el relé SEL-451	21
2.6. Características de la protección por subfrecuencia del relé Schneider MiCOM P141	22
2.7. Características de la protección avanzada por subfrecuencia del relé Schneider MiCOM P141	22
2.8. Curva de soportabilidad en EAT	24
2.9. Tasa de cambio de la frecuencia en función del tiempo	27
2.10. Disparo de carga por escalones	28
2.11. Modelo simple de generador	29
2.12. Sistema de control	30
2.13. Control de un generador	32
2.14. Control de un generador	33
2.15. Control de un generador	34
2.16. Bloque de control	34
2.17. Bloque de control con gobernador	36
2.18. Bloque de control	37
2.19. Regulador de velocidad	38
2.20. Diagrama completo de sistema de control	39
2.21. Sistema de dos barras y una línea	41
2.22. Respuesta de la frecuencia ante un escalón de carga demandada	43

Índice de figuras

2.23. Tensión, corriente y potencia sobre la carga en función de la demanda de la carga	49
2.24. Curva P-V para distintos $\cos(\varphi)$ ind = “inductivo”, cap = “capacitivo”	50
3.1. Equivalente Norton para generadores	57
3.2. Modelo GENSAL (utilizado para las máquinas de Palmar)	58
3.3. Frecuencia en isla para un mismo caso con dos pasos de integración distintos	62
3.4. Rizado de alta frecuencia con paso de integración $\delta = 1ms$	62
4.1. Frecuencia en la isla: CER vs. No CER (caso M1_1)	69
4.2. Tensión en BR: CER vs. No CER (caso M1_1)	70
4.3. Ejemplo de salidas de servicio para M1_1	71
4.4. Ejemplo del resumen obtenido para un caso	71
5.1. Frecuencia en la isla	75
5.2. Tensión en MVA	76
5.3. Frecuencia en la isla: MVA y Palmar	77
5.4. Diferencia en la frecuencia: San Javier y Palmar (caso M2)	77
5.5. M1 - Frecuencia en la isla	78
5.6. M1 - Tensión en MA5	79
5.7. M1 - Ángulos de las máquinas	79
5.8. M1 - Tensión en MA5: Zoom	80
5.9. M1_1 - Frecuencia en la isla	81
5.10. M1_1 - Tensión en PAL	82
5.11. M1_1 - Ángulos de las máquinas	82
5.12. M1_1 - Frecuencia en bornes de Palmar	83
5.13. M1_1 - Potencia mecánica en bornes de Palmar	83
5.14. M1_2 - Frecuencia en la isla	84
5.15. M1_2 - Tensión en MI	84
5.16. M1_2 - Ángulos de las máquinas	84
5.17. M2 - Frecuencia en la isla	86
5.18. M2 - Tensión en Palmar	86
5.19. M2 - Ángulos de las máquinas	86
5.20. M2 - Velocidad en Fingano	88
5.21. M2 - Potencia eléctrica en Fingano	88
5.22. M2_1 - Frecuencia en la isla	89
5.23. M2_1 - Tensión en CMO	89
5.24. M2_1 - Ángulos de las máquinas	89
5.25. M2_1 - Frecuencia en Palmar	90
5.26. M2_1 - Potencia mecánica en Palmar	90
5.27. M2_2 - Frecuencia en la isla	91

5.28. M2_2 - Tensión en MA5	91
5.29. M2_3 - Frecuencia en la isla	93
5.30. M2_3 - Tensión en MI	94
5.31. M2_3 - Ángulos de las máquinas	94
5.32. M2_4 - Frecuencia en la isla	95
5.33. M2_4 - Tensión en MI	96
5.34. M2_4 - Ángulos de las máquinas	96
5.35. M3 - Generación y demanda - 12/02/16 (ADME)	97
5.36. M3 - Frecuencia en la isla	97
5.37. M3 - Tensión en MA5	98
5.38. M3 - Ángulos de las máquinas	98
5.39. M3 - Frecuencias en la red	99
5.40. M3 - Tensión en Baygorria	99
5.41. N1 - Frecuencia en la isla	100
5.42. N1 - Tensión en MI	100
5.43. N1_1 - Frecuencia en la isla	101
5.44. N1_1 - Tensión en PAL	102
5.45. N1_1 - Tensión en PAL: Zoom	102
5.46. N1_1 - Frecuencias en la red	103
5.47. N1_1 - Tensión en Baygorria	103
5.48. N1_2 - Frecuencia en la isla	104
5.49. N1_2 - Tensión en BR5	104
5.50. N1_2 - Frecuencias en la red	105
5.51. N1_2 - Tensión en Palmar	105
5.54. N1_2 - Potencia mecánica y eléctrica en MDP	106
5.52. N1_2 - Frecuencia en la isla	106
5.53. N1_2 - Tensión en Palmar	106
5.55. N1_3 - Frecuencia en la isla	108
5.56. N1_3 - Flujo de Potencia CON-COL	108
5.57. N1_4 - Frecuencia en la isla	109
5.58. N1_4 - DAFLIN: Flujo de Potencia entre Young y Bonete B	109
5.59. N1_4 - DAFLIN: Flujo de Potencia entre Conchillas y Colonia	110
5.60. N1_4 - Tensión en PTI	110
5.61. N1_4 - Ángulos de las máquinas	110
5.62. N1_4 - Frecuencia para distintos umbrales de DAFLIN	112
5.63. N1_4 - Comparación entre las dos configuraciones	112
5.64. N1_5 - Frecuencia en la isla	113
5.65. N1_6 - Frecuencia en la isla	114
5.66. N1_6 - Tensión en MI	115
5.67. N1_6 - Ángulos de las máquinas	115
5.68. N1_7 - Frecuencia en la isla	116
5.69. N1_7 - Tensión en MA5	116

Índice de figuras

5.70. N1_7 - Ángulos de las máquinas	116
5.71. N1_7 - Frecuencias	118
5.72. N1_7 - Tensión en Bonete	118
5.73. X1_1 - Frecuencia en la isla	119
5.74. X1_1 - Tensión en MI	119
5.75. X1_1 - Ángulos de las máquinas	119
5.76. X1_1 - Ajuste $E1 = 49,3Hz$	120
5.77. X1_1 - Ajuste $E1 = 49,5Hz$	120
5.78. X1_1 - Diferencias en frecuencia para los 3 esquemas	121
5.79. X1_1 - Tensión en MA5 para las dos configuraciones más distintas	121
5.80. X1_2 - Frecuencia en la isla	122
5.81. X1_2 - Tensión en MI	123
5.82. X1_2 - Ángulos de las máquinas	123
5.83. X2 - Frecuencia en la isla	124
5.84. X2 - Tensión en MI	124
5.85. X2 - Ángulos de las máquinas	124
5.86. X3_1 - Frecuencia en la isla	125
5.87. X3_1 - Tensión en MI	126
5.88. X3_1 - Ángulos de las máquinas	126
5.89. X3_2 - Frecuencia en la isla	127
5.90. X3_2 - notches en frecuencia	127
5.91. X3_2 - Tensión en MI	128
5.92. X3_2 - Ángulos de las máquinas	128
5.93. X5 - Frecuencia en la isla	129
5.94. X5 - Tensión en SCA	129
5.95. X5 - Ángulos de las máquinas	129
5.96. Comparación: frecuencia con y sin actuación de protecciones .	130
5.97. X5_1 - Frecuencia en la isla	131
5.98. X7 - Frecuencia en la isla	132
5.99. X7 - Tensión en MI	133
5.100X7 - Ángulos de las máquinas	133
5.101X7_1 - Frecuencia en la isla	134
5.102X7_1 - Tensión en MA5	134
5.103X7_1 - Angulo de las máquinas	134
A.1. Funcionamiento según ángulo interno	144
B.1. Selección de etapas para sistema de disparo por subfrecuencia	151

Esta es la última página.
Compilado el lunes 18 diciembre, 2017.
<http://iie.fing.edu.uy/>

DAF: Disparo Automático por Subfrecuencia

Agustin Castellano*, Romina Silvano†, Gustavo Viqueira‡, Nicolás Yedrzejewski§

Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería
Universidad de la República

Email: *acastellano@fing.edu.uy, †rsilvanocamarotte@gmail.com, ‡gviqueira84@gmail.com, §nyedrzejewski@ute.com.uy

Resumen—En este proyecto se trata el problema de baja de frecuencia ante fallas severas en la red eléctrica uruguaya y se estudia el sistema de disparo de carga por subfrecuencia como alternativa para solucionar esta contingencia.

Index Terms—Interconnected power systems; Load shedding; Power system dynamic stability

I. INTRODUCCIÓN

La red eléctrica uruguaya ha experimentado grandes modificaciones en los últimos años. A raíz de esto, se vuelve necesario implementar protocolos de respuesta ante fallas diversas. Una de las contingencias más severas consiste en la desconexión intempestiva de las dos líneas de extra alta tensión que conectan las estaciones de San Javier y Palmar. La apertura de este vínculo supone una pérdida de generación en la red, ya que gran parte del territorio nacional queda desconectado de Salto Grande.

Este desbalance instantáneo entre potencia generada y potencia demandada provoca una caída en la frecuencia de la red. Para revertir esta situación es necesario balancear generación y demanda. Con este objetivo en mente, UTE diseñó un sistema de disparo automático de carga por subfrecuencia (DAF).

El objetivo de este proyecto radica en evaluar el desempeño de este sistema ante esta contingencia. Se estudia el período transitorio en los segundos posteriores a la falla para un conjunto de casos con distintos niveles de demanda y despachos de generación. Estos casos se armaron de manera que algunos sean representativos de escenarios típicos de operación real y otros tengan particularidades que pongan a prueba el desempeño del sistema de disparo de carga que es objeto de estudio en este trabajo.

II. CONCEPTOS

El modelo más simple de una red eléctrica consta de un único generador alimentando una única carga. Una de las ecuaciones fundamentales que rigen al sistema es la Ecuación de Swing (1):

$$\frac{2H}{\omega_0} \ddot{\delta} = P_m - P_e \quad (1)$$

Dónde δ es el ángulo interno de la máquina, H la constante de inercia de la misma, $\omega_0 = 2\pi f$ la frecuencia nominal de la red (en rad/s), P_m y P_e la potencia mecánica entrante a la máquina y potencia eléctrica saliente respectivamente. [1]

De aquí en más se hablará de la potencia mecánica entrante como generación, y de la potencia eléctrica saliente como demanda.

La frecuencia de la red y el ángulo interno de la máquina se encuentran estrechamente vinculados:

$$\dot{\delta} = 2\pi f - 2\pi f_n \quad (2)$$

Donde f es la frecuencia de la red y f_n su valor nominal ($50Hz$ para la red eléctrica uruguaya).

Derivando (2) se desprende que $\dot{\delta} \propto \dot{f}$. Llevando esta última relación a (1), se concluye que un desbalance entre generación y demanda provoca cambios en la frecuencia.

El estudio se centra en el caso en que se tiene menor generación que demanda, provocando una caída de la frecuencia de la red.

III. ESQUEMA DAF

Se tienen 25 estaciones de transmisión asociadas al DAF, dispersas a lo largo del territorio nacional. Cada una de éstas se asocia a una o dos etapas del sistema. La distribución de las mismas y las etapas asociadas se resumen en la figura [1].

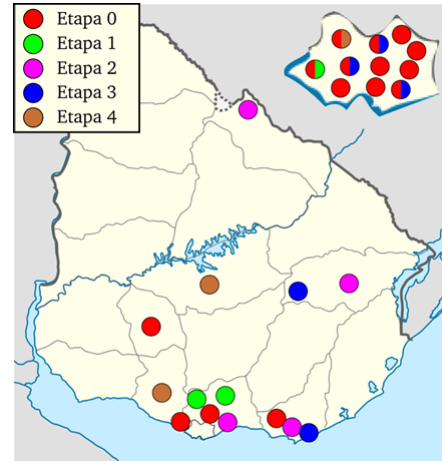


Figura 1. Estaciones asociadas al DAF

El esquema de disparo de carga se divide en cinco niveles o etapas, numeradas de 0 a 4. La etapa 0 presenta un ajuste por umbral y por derivada, mientras que las restantes presentan únicamente un disparo por umbral. Estos ajustes, y los tiempos de permanencia de los mismos para provocar la apertura de los relés se resumen en la tabla I.

Al ocurrir la falla San Javier Palmar, los sistemas uruguayos y argentinos quedan interconectados débilmente, a través de una conexión en $150kV$ entre las estaciones de Paysandú

(UY) y Concepción del Uruguay (ARG). Este vínculo provoca oscilaciones de potencia indeseadas, por lo que es necesario desacoplar las redes de ambos países [2]. Esto se logra mediante relés de subfrecuencia colocados en las líneas Colonia-Conchillas y Young-Bonete B. La configuración de estos relés, apodados *DAFLIN* se presentan en el cuadro II.

Etapa	Ajuste	Tiempo
0	$f < 49,8Hz$ $df/dt < -1,75Hz/s$	140ms
1	$f < 49Hz$	100ms
2	$f < 48,6Hz$	100ms
3	$f < 48Hz$	100ms
4	$f < 47,3Hz$	100ms

Cuadro I
ETAPAS DEL SISTEMA DAF

Etapa	Ajuste	Tiempo
DAFLIN	$f < 49,5Hz$	60ms

Cuadro II
ACTUACIÓN DEL DAFLIN

IV. MODELADO Y PROGRAMAS

La evaluación del desempeño del sistema se realizó mediante simulaciones en el software PSSE. Se cuenta con un modelo de la red eléctrica uruguaya proporcionado por UTE actualizado al año 2015.

IV-A. Esquema de la falla SJ5-PA5

Como condición inicial al problema, se realiza un flujo de cargas estático con una única línea de la interconexión San Javier - Palmar (SJ5-PA5) en servicio.

- $t = 0 - 2s$ simulación en régimen
- $t = 2s$ aplicación de falta 1FT
- $t = 2,1s$ apertura de la fase en falta
- $t = 2,9s$ recierre de dicha fase (persiste la falta)
- $t = 3,0s$ apertura de la línea

IV-B. Casos base

Son casos proporcionados por UTE sobre los cuales se realizaron varias modificaciones. Con esto, se intentó modelar la situación de la red eléctrica en una gran cantidad de escenarios posibles. Cada caso se caracteriza por:

- Cantidad de máquinas rotativas en servicio, con su potencia de generación asociada
- Las cargas conectadas a la red con su respectivo consumo
- Las conexiones entre puntos determinados de la red

Se cuenta inicialmente con tres tipos de casos: *M*, correspondientes a picos de demanda diurna; *X*, correspondientes a picos de demanda nocturna; *N*, correspondientes a valles de demanda.

A partir de los 9 casos brindados por UTE, se armaron otros 28. Los porcentajes de carga disparados por cada etapa, en función del caso y de la estación del año se resumen en el cuadro III.

Etapa	M inv. (%)	M ver. (%)	X inv. (%)	X ver. (%)	N inv. (%)	N ver. (%)
0	30	27	31	27	29	29
1	10	9	12	9	12	12
2	10	11	11	12	10	10
3	10	11	10	12	11	11
4	10	11	9	11	9	9
Total	70	69	73	71	71	71

Cuadro III
CARGA A DISPARAR POR ETAPA

IV-C. Programas

Durante el proyecto se realizaron varios programas en *Python*, lenguaje de alto nivel que permite la comunicación con PSSE. Esto se realizó para agilizar las simulaciones y para implementar compensación estática de reactiva y actuación de protecciones de generadores y líneas de transmisión que no se encontraban originalmente modeladas.

Las protecciones se resumen en los cuadros IV y V.

Máquinas	Subfrecuencia		Sobrefrecuencia		Subtensión		Sobretensión 1		Sobretensión 2	
	f(Hz)	T(s)	f(Hz)	T(s)	V(pu)	T(s)	V(pu)	T(s)	V(pu)	T(s)
PAL	47,5	3	53	3			1,2	0,3		
BAY							1,4	4		
BON	49	0,12					1,15	0,2	1,25	0,08
PTI	48	5	52	5	0,8	3	1,2	1		
CTR										
CMO	47,5	4	57,5	3	0,8	2	1,12	4	1,4	0,5

Cuadro IV
PROTECCIONES PARA LAS MÁQUINAS DE LA ISLA

Líneas	Sobretensión 1		Sobretensión 2	
	V(pu)	T(s)	V(pu)	T(s)
MA5-PA5	1,2	10	1,3	0
MI5-SC5	1,15	10		
BR5-PA5	1,2	10	1,3	0
BR5-MB5	1,2	10	1,3	0
BR5-PT5	1,2	10	1,3	0
ME5-SC5	1,15	10		

Cuadro V
PROTECCIONES EN LÍNEAS DE 500kV

La compensación de reactiva se realiza en el anillo de Montevideo, más específicamente en las estaciones Montevideo A, B e I. Las unidades compensadoras se presentan en el cuadro VI.

Estación	Tensión (kV)	Equipo	Qmax(MVA)	Pasos(MVA)	
MVA	31,5	Banco de condensadores	141	1 × 29	4 × 28
		Bobina controlada por tiristores	-85	8 × 5	9 × 5
MVB	13,8	Reactores	60	2 × -30	
MI	31,5	Condensadores+bobinas	-30 < Q < 81	1 × -30	3 × 27
		Condensadores+bobinas	-60 < Q < 81	2 × -30	3 × 27

Cuadro VI
COMPENSACIÓN DE REACTIVA: BANCOS Y SUS PASOS

El único equipo que tiene asociado un modelo dinámico es la bobina controlada por tiristores de las estaciones MVA. Los reactores de MVB son puestos en servicio manualmente por el operador. Todas las demás unidades fueron incorporadas al programa principal.

La compensación se corre un total de 14 veces, porque se tienen 14 pasos de compensación: 5 en MVA, 4 en una barra de MI y 5 en otra barra de MI (ver última columna de la tabla VI). Como condición inicial se tiene a la simulación dinámica

ubicada en $t = 3, 2s$. En otras palabras, ya ha ocurrido la falta y hace $200ms$ que la red se encuentra en isla.

Se muestra a continuación un esquema del código implementado.

1. Medir tensión en *MVA*.
2. En función del valor, ajustar la potencia reactiva de un banco.
3. Correr simulación durante $300ms$.
4. Volver a 1.

V. RESULTADOS

V-A. Compensación de reactiva

Implementar la compensación de reactiva supuso una gran mejora en la tensión y frecuencia de todos los casos simulados. Se muestran las diferencias en frecuencia para un mismo caso con y sin compensación de reactiva (ver figura 2).

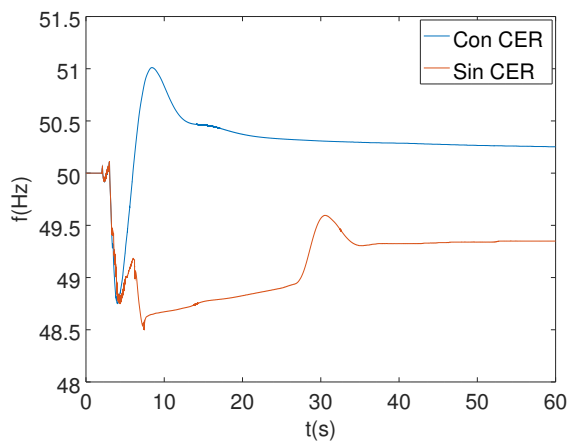


Figura 2. Frecuencia en la isla: CER o no CER

Un efecto indeseado de incorporar la compensación de reactiva en pasos discretos es la aparición de escalones de tensión en el instante en que se conecta o desconecta una unidad compensadora (figura 3).

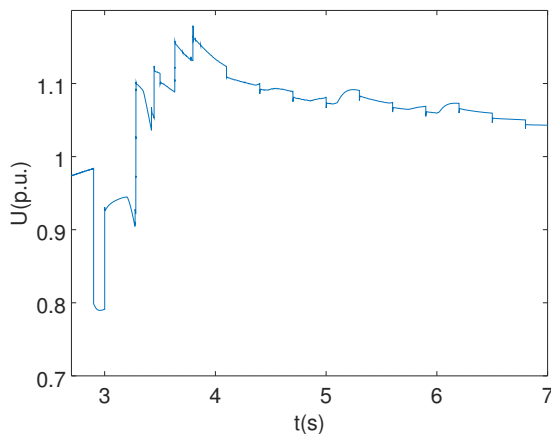


Figura 3. Tensión en MA5: Zoom

V-B. Paso de integración

Originalmente se comenzaron los estudios con un paso de integración $\delta = 1ms$ según recomendaciones de UTE. Sin embargo, debido a que se observaron oscilaciones numéricas utilizando este paso de integración se optó por reducir el mismo a la mitad.

Estas oscilaciones son producto de la inexactitud de los métodos numéricos utilizados, y devienen en la no actuación de las etapas -particularmente la etapa por derivada- en el momento que esta debiera actuar.

Pueden observarse entonces las oscilaciones numéricas descritas anteriormente en la figura 5 mientras que en la figura 4 se ilustran las diferencias en los tiempos de actuación de la etapa 0 utilizando los distintos pasos de integración.

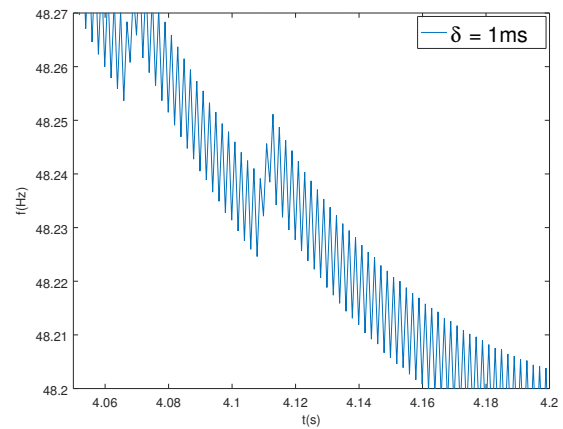


Figura 4. Oscilaciones numéricas

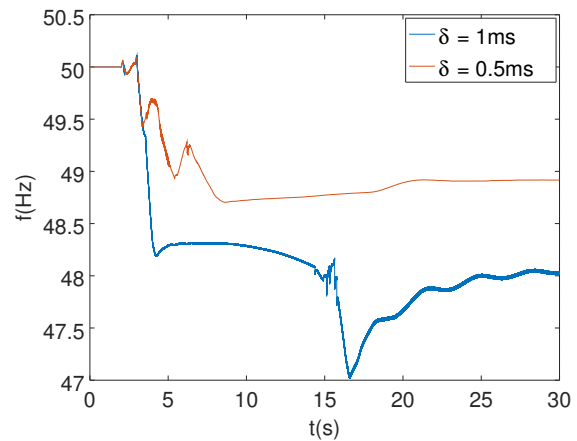


Figura 5. Diferencias en pasos de integración

V-C. Invierno vs. Verano

Todos los escenarios fueron simulados para las configuraciones de invierno y verano expuestas en el cuadro III. Sin embargo, los resultados obtenidos son prácticamente indistinguibles.

A modo de ejemplo, se compara la frecuencia en la estación MA5 para un mismo caso, corrido con ambas configuraciones.

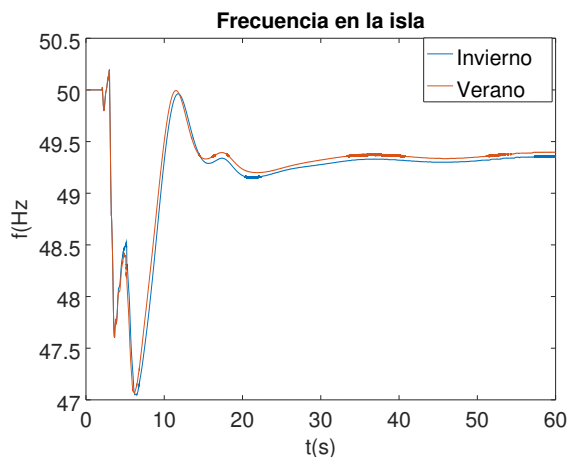


Figura 6. Frecuencia en la isla

VI. ANÁLISIS GLOBAL

VI-A. Etapa por derivada

A raíz de los estudios realizados pudo constatarse que, a excepción de algunos casos, la etapa por derivada es la primera en actuar. Esta actuación suele suceder entre $200ms$ y $1s$ después de que se da la falla. Esto se justifica por el hecho de que, en general, el descenso de la frecuencia es más pronunciado en la primera etapa.

A su vez, la etapa por derivada se encuentra, en la mayoría de los casos, sucedida por un disparo de la etapa por umbral. Esto implica que la etapa por derivada no es en general suficiente para lograr una restauración de la frecuencia de la isla.

VI-B. Disparo de todas las etapas

En los casos en los que disparan todas las etapas puede constatarse una gran presencia de generación de tipo eólica. Esto se justifica por el hecho de que, las protecciones modeladas para los parques suelen ser muy restrictivas. La salida de los parques provoca entonces un nuevo descenso de frecuencia lo que hace necesario el disparo de sucesivas etapas.

A su vez, los casos de disparo de todas las etapas se dan mayormente en casos en los que el porcentaje de desbalance de la isla en relación con la demanda es mayor al 40%. Esto deviene del hecho de que un mayor porcentaje de desbalance implica una situación más severa, siendo necesario un mayor disparo de carga.

VI-C. Tipos de generación y salida de servicio de las máquinas

Se obtiene a partir de los estudios realizados que la presencia de generación eólica vulnerabiliza la red ante perturbaciones de frecuencia.

Estos tipos de generadores salen de servicio con mayor facilidad que otros tipos de máquinas, las cuales poseen protecciones más laxas.

VII. CONCLUSIONES

A lo largo del trabajo se simularon 28 casos, con las configuraciones de invierno y verano respectivamente. Un primer resultado (ya mencionado) es que estas configuraciones resultaron indistinguibles. En 26 de los 28 casos se da la actuación de al menos una etapa del DAF. Como se deseaba, en todos los casos los relés en líneas de $150kV$ actúan conjuntamente con el sistema DAF.

En 18 de estos 26, el sistema cumple con los criterios de estabilidad. La red retorna a valores admisibles de frecuencia y tensión, y las oscilaciones de potencia se amortiguan en un tiempo razonable. De igual forma, no ocurren disparos de generadores ni líneas de transmisión. Si el desbalance de la isla es mayor al 30% de la demanda de la isla, actúan las etapas 0 y 1 del DAF.

En 8 de los 26 casos el sistema no responde como se esperaba. Actúan todas las etapas del DAF, pero no es suficiente para prevenir el colapso de la red. Se dan las salidas de servicio de algunos generadores y líneas de transmisión, empeorando enormemente los resultados.

En 2 de los 28 casos no se da la actuación de ninguna etapa del sistema. Esto se debe principalmente al bajo flujo de potencia entre las líneas San Javier - Palmar. En ambos casos tampoco se da la apertura de los relés de DAFLIN. Aparecen por tanto oscilaciones de potencia y frecuencia amortiguadas. Solo uno de estos casos cumple con los criterios de estabilidad establecidos por UTE. En el otro, la amplitud entre picos sucesivos y el tiempo de amortiguamiento es mayor al admisible.

Se concluye que si el desbalance de la isla es considerable, o sea si hay un gran flujo de potencia proveniente de Salto Grande, la pérdida del vínculo SJ5-PA5 es crítica y se da la pérdida total de la red. Por otro lado, en los casos con alta dependencia de la energía eólica la inercia equivalente de la red es pequeña, afectando la restitución de la frecuencia.

REFERENCIAS

- [1] P. Kundur *Power System Stability and Control*, 1994. McGraw-Hill Education
- [2] A. Musetti *Coordinación con el sistema Argentino del esquema de Disparo Automático de carga por sub-frecuencia Uruguayo*. IEEE, 2008, 7o encuentro de Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas.

