
ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Minuta CRF CPF

GERENCIA DE OPERACIÓN

Mayo 2020

Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas
Informe preparado por el Departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos

Rev.	Fecha	Comentario	Realizó	Revisó / Aprobó
1	29-05-2020	Minuta CRF CPF	Nicolás Cáceres G. Marcelo Cifuentes Pedro Gobantes F. Carlos Prieto C.	Víctor Velar

1 INTRODUCCIÓN

Los análisis para el ECFyDR 2020 - Parte 1 se efectuaron para las condiciones más desfavorables previstas, las cuales corresponden a un escenario de demanda baja con alta penetración ERV para el caso de contingencias de generación. Las conclusiones respecto al CRF indican que no existen razones técnicas para requerir montos mínimos en el horizonte de evaluación analizado. Esto se debe a que es posible cumplir con los criterios y exigencias aplicables en la normativa vigente sin el uso de recursos adicionales, en particular CRF. La decisión final deberá resultar de un análisis técnico-económico de los costos de operación del SEN, considerando la sustitución estimada del CPF mediante CRF, según se establece en el Art. 3-17 de la NT SSCC.

Los montos de reserva requeridos para el CPF de carácter permanente corresponden a 325 [MW] para el mencionado escenario más exigente, determinados como el aporte efectivo en 5 minutos. La determinación de las reservas para atender contingencias contempla la desconexión intempestiva de aproximadamente 400 [MW] de generación (la mayor contingencia simple de generación).

Para efectos de evitar la actuación del EDAC ante la mayor contingencia simple de generación ante las condiciones más críticas previstas, se determinó que se requiere definir un atributo adicional para el CPF. Esto corresponde al aporte inicial de CPF y los requerimientos determinados son 325 [MW] instantáneos a los 10 segundos (aporte a 10 segundos). Esto debe ser considerado en la programación de la operación del SEN. En caso de considerar los 4 equipos BESS en servicio y participantes del CPF, este valor se reduce a 297 [MW] (CPF unidades convencionales 244 [MW] y BESS 53 [MW]).

No obstante, debido a que la frecuencia alcanza su valor mínimo antes de los 10 segundos para las condiciones más críticas previstas, se recomienda evaluar como alternativa de aporte inicial al CPF, en vez del aporte a 10 segundos, el valor efectivo entre 0-10 segundos (integral del aporte entre 0-10 segundos dividido por 10 segundos), requiriéndose un monto mínimo de 184 [MW] de valor efectivo. En caso de considerar los BESS en servicio este valor se reduce a 174 [MW] de valor efectivo (valor efectivo 0-10 s CPF unidades convencionales 131.6 [MW] y BESS 42.8 [MW]).

Como ya se señaló, este monto de reservas corresponde a aquellas reservas requeridas para operar el sistema en cumplimiento con las exigencias normativas en las condiciones de operación más desfavorables previstas en el horizonte del estudio. Por tanto, este corresponde al mayor monto que alcanzan los requerimientos de reserva porque se trata del escenario más desfavorable. Ante condiciones de mayor inercia, demanda y/o menor potencia desconectada, estos montos debieran ser inferiores.

Debido a lo recién señalado, cobra interés revisar cuales son los resultados cuando se determinan los requerimientos de reserva para otros escenarios y, particularmente en el caso de esta minuta, **la sustitución del CPF mediante el CRF.**

2 DESARROLLO

Para el análisis fueron considerados los resultados obtenidos para el ECFyDR 2020-Parte 1. El escenario base corresponde a uno de demanda baja, prevista para el 18 de septiembre de 2021 a las 18:00 hrs. En dicho escenario se tiene una generación total para el SEN de 6350 [MW] y una inercia de aproximadamente 30 [GVAs].

Adicionalmente, se consideraron otros dos escenarios, correspondientes a demanda alta y demanda media, donde este último debió implementarse a partir del perfil diario para el 01-01-2021, no correspondiendo a una de las situaciones analizadas regularmente para efectos del ECFyDR. Específicamente, el escenario de demanda media corresponde a una situación de día festivo o domingo durante la noche, correspondiente a una condición con alrededor de un 50% de excedencia en términos de generación total para el SEN. Además, este escenario de demanda media representa una situación intermedia (42.9 [GVAs]) entre los 30-50.8 [GVAs] de inercia previsto para condiciones de demanda baja y alta, respectivamente. Se adjunta un histograma de la Generación para el SEN 2019 como parte del anexo en el punto 4.2.

Para efectos de modelación de recursos prestadores de CRF, se considera que éste es provisto por equipos BESS con una banda muerta de 300 [mHz], con una característica de escalón y que su aporte lo sostienen durante toda la simulación de 2 minutos. Sin perjuicio de que la simulación es de 2 minutos, según la definición contenida en la Resolución SSCC se debe mantener su aporte por 5 minutos. En principio, los ajustes y características descritas parecen adecuadas para lo requerido para el SEN, debido a que se tiene una banda muerta con un adecuado margen respecto del rango admisible en operación normal de 0,2 [Hz], y que es coincidente con la banda de activación del AGC de +/- 0,3 [Hz]. Además, la característica de escalón representa una ventaja comparativa con el comportamiento de las unidades convencionales, prestadoras del SSCC de CPF, particularmente para grandes contingencias en condiciones desfavorables.

Los análisis se enfocan en los requerimientos de CPF inicial debido a que los análisis para determinar el reemplazo para efectos del CPF permanente requieren tiempos de simulaciones más extensos y no se observan diferencias significativas entre la respuesta del CPF y CRF posteriores a los 20 segundos. Lo que hace posible inferir que la sustitución del CPF mediante CRF es muy cercana de a uno a uno para tiempos posteriores a los 20 segundos

Los resultados obtenidos se resumen en la tabla 1.

Tabla 1: Resumen de Resultados

Escenario	Caso	CRF					CPF			Frec, Min [Hz]	Tiempo Frec. Min. Post-contingencia [s]
		Capacidad Instalada Total [MW]	Tiempo Actuación Post-contingencia [s]	Valor CRF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s		
01.-DB 18-09-2021 18-00 hrs_HM 6350 MW 30 GVAs (ECFyDR2020 parte 1)	Base	0	-	0.00	0.00	0.00%	323.1	174	53.8%	48.919	8.4
	Caso 1	20	2.391	20.00	15.60	78.10%	288	157	54.5%	48.914	8.8
	Caso 2	40	2.323	39.98	32.00	79.90%	272.5	142.7	52.4%	48.920	8.9
	Caso 3	53.2	2.362	53.16	42.80	80.40%	244.1	131.6	53.9%	48.917	9.3
	Caso 4	73.2	2.342	73.15	59.30	81.10%	217	116.5	53.7%	48.922	9.7

Escenario	Caso	CRF					CPF			Frec. Min [Hz]	Tiempo Frec. Min. Post-contingencia [s]
		Capacidad Instalada Total [MW]	Tiempo Actuación Post-contingencia [s]	Valor CRF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s	Aporte CPF @10s [MW]	Valor Efectivo 0-10s [MW]	Valor Efectivo/Aporte @10s		
	Promedio	-		-	-	79.9%	-	-	53.7%	-	-
02.-DM 01-01-2021 22-00 HM 8636 MW 42.9 GVAs	Caso 5	0		0.00	0.00	0	174.5	94.6	54.2%	48.915	14.7
	Caso 6	53.2	3.421	53.01	37.90	71.50%	120	64.1	53.4%	48.914	16.6
03.-DA_09-03-2021 16-00 hrs_HS 10649 MW 50.8 GVAs	Caso 7	0		0.00	0.00	0	118.8	51.7	43.5%	49.913	17.4
	Caso 8	53.2	4.162	52.85	34.53	65%	68.1	30.4	45.0%	48.919	18.7

Los resultados anteriores para las tendencias de los requerimientos de CPF inicial para distintos montos de CRF disponibles en el SEN se muestran en la figura 1. De la pendiente de la curva azul se puede inferir que el CRF es, para el escenario más exigente analizado, en torno a un 42% más efectivo. Es decir 100 [MW] de CPF pueden ser compensados con 70 [MW] de CRF, para el escenario analizado. En la medida que la inercia y demanda aumenta según los escenarios considerados (curvas naranja y gris) la pendiente se reduce significativamente, lo que se debe a que el tiempo de actuación del CRF aumenta. Lo anterior ocurre debido a que la inercia es inversamente proporcional a la magnitud de la tasa de caída inicial de la frecuencia ante desconexión de generación, por lo que una mayor inercia deriva en que la frecuencia de activación del CRF se alcanza en tiempos mayores.

Se observa que los requerimientos de CPF inicial se reducen a un 55% para demanda media y a un 37% para demanda alta, esto respecto del escenario más exigente de demanda baja con alta penetración ERV.

Cabe señalar que, si se compara el valor a instantáneo a los 10 segundos postcontingencia respecto el valor efectivo (integral 0-10 segundos postcontingencia, dividido 10 segundos), se puede decir que tanto el CRF como el CPF se vuelven menos efectivos en la medida que aumenta inercia y la demanda.

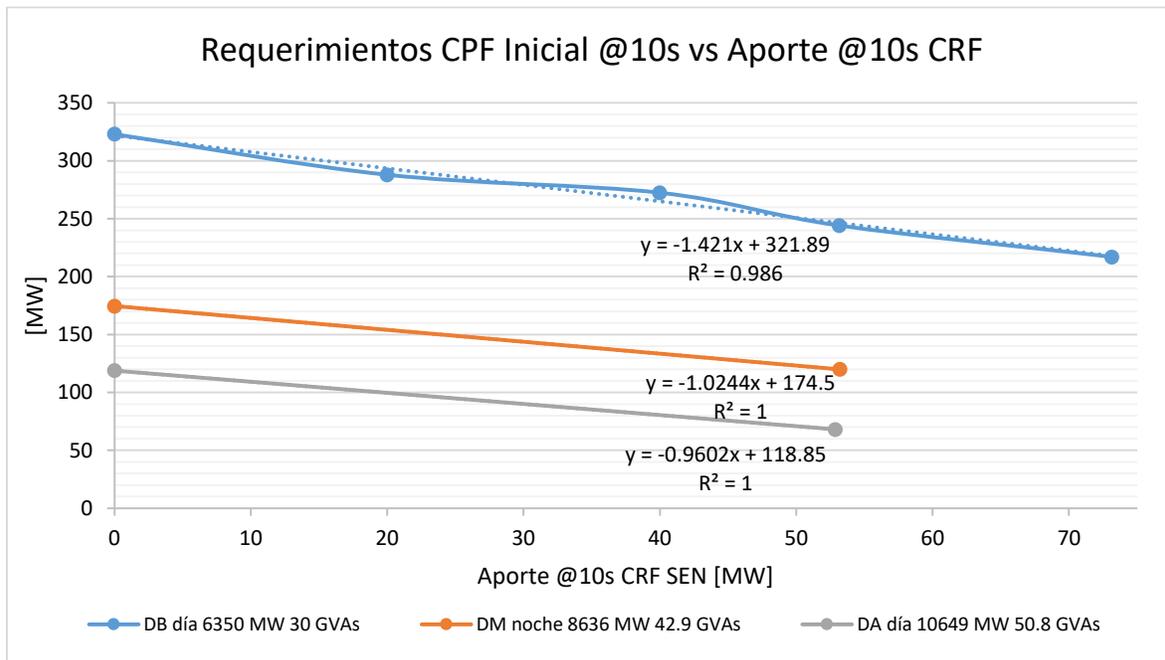


Figura 1: Aporte Inicial @10s CPF Mínimo Requerido ante Contingencias de Generación para Distintos Casos de Montos de CRF Disponibles.

3 CONCLUSIONES

Para evaluar si cambia el grado de sustitución del CPF por CRF, fueron analizados dos escenarios además del más desfavorable previsto según el ECFyDR2020-Parte 1. De los resultados se observa que, en efecto, el nivel de reemplazo de CPF inicial mediante la incorporación de CRF se reduce significativamente para escenarios menos exigentes (esto es, escenarios de mayor inercia y demanda). Esto se debe a que el tiempo de actuación o despliegue del CRF aumenta para escenarios de mayor inercia.

Los resultados sobre 10.000 [MW] son para muy pocas horas en el año y se requieren análisis con más detalle para establecer si acaso 1 [MW] de CRF no es significativo al reemplazar 1 [MW] de CPF (Caso 8).

Cabe señalar que los análisis son exclusivos para requerimientos de reservas para CPF inicial, los requerimientos de CPF permanente pueden ser montos algo superiores y se recomienda realizar análisis complementarios para estos efectos. Asimismo, los resultados presentados en esta minuta deberán ser verificados y complementados con análisis y simulaciones adicionales.

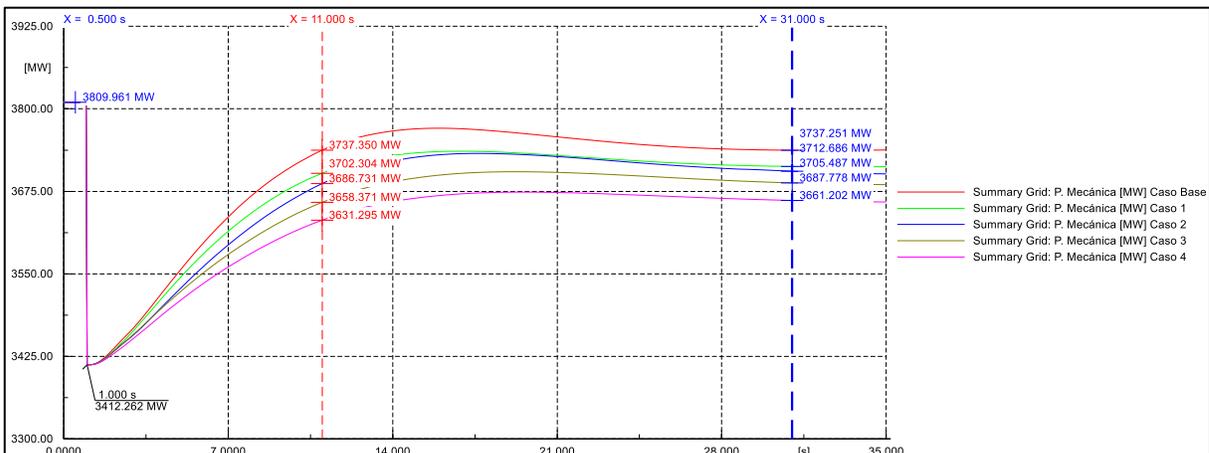
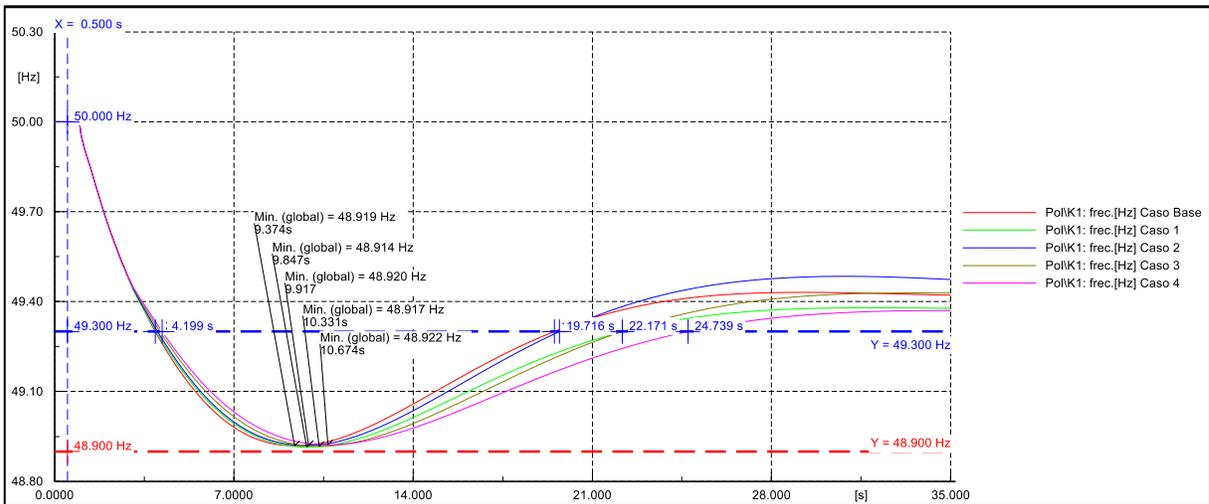
Finalmente, se observa de los escenarios analizados que la relación entre la inercia y la Generación ERV-Convencional no es directa. Por lo que el uso de un cálculo de reservas dinámicas para CPF (esto es, reservas adaptadas a distintas condiciones de demanda e inercia del SEN), es necesario que se reporte la inercia de las unidades, para tener un monitoreo de la inercia del SEN y que en la

programación de la operación se parametrice el requerimiento de manera de hacerlo funcional a este proceso.

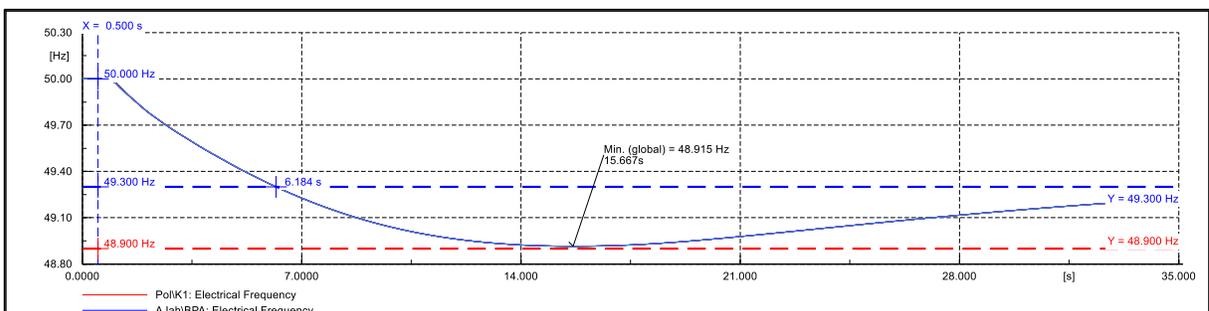
4 ANEXOS

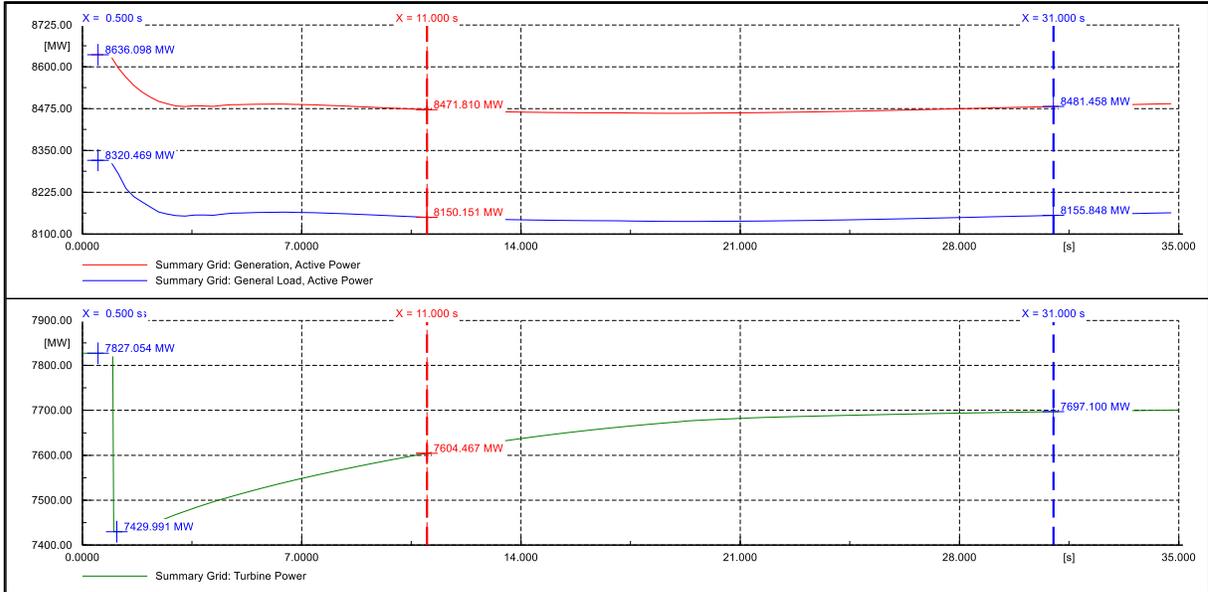
4.1 Resultados simulaciones

4.1.1 Casos 1 al 4 (ECFyDR 2020 - Parte 1 Demanda Baja día)

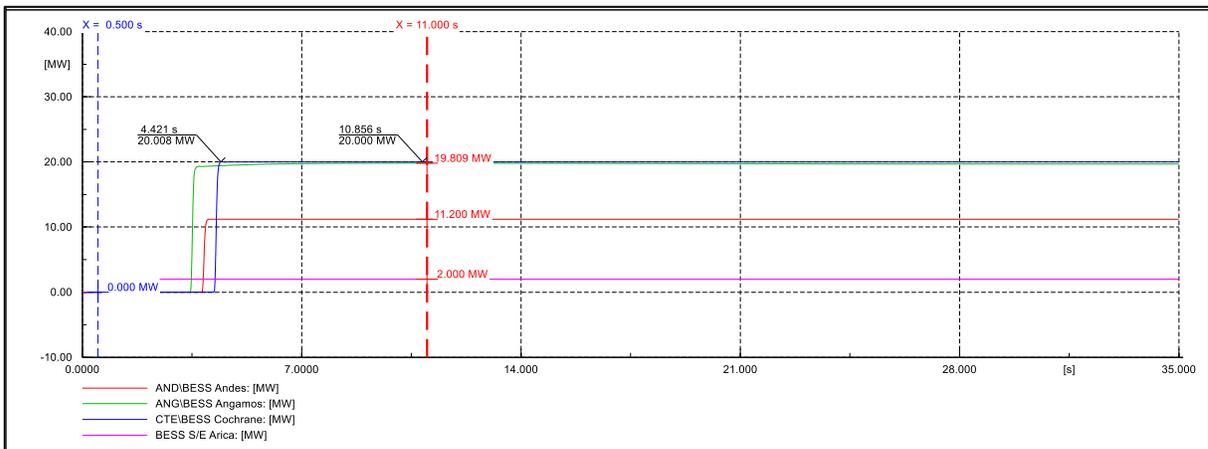
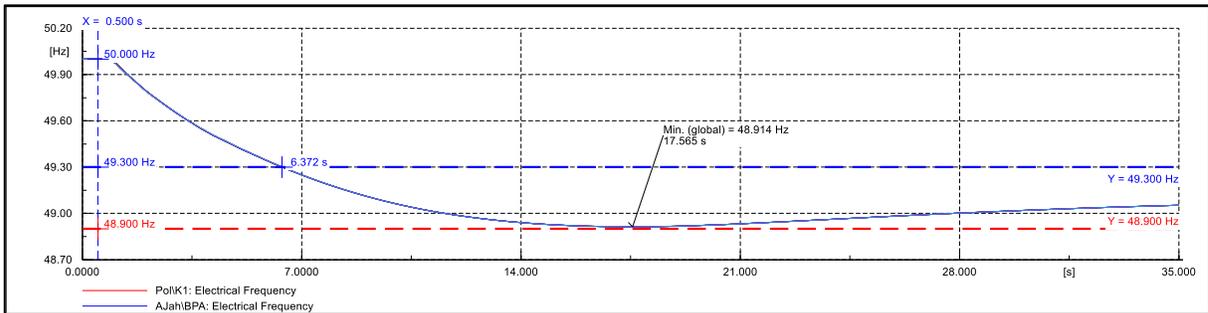


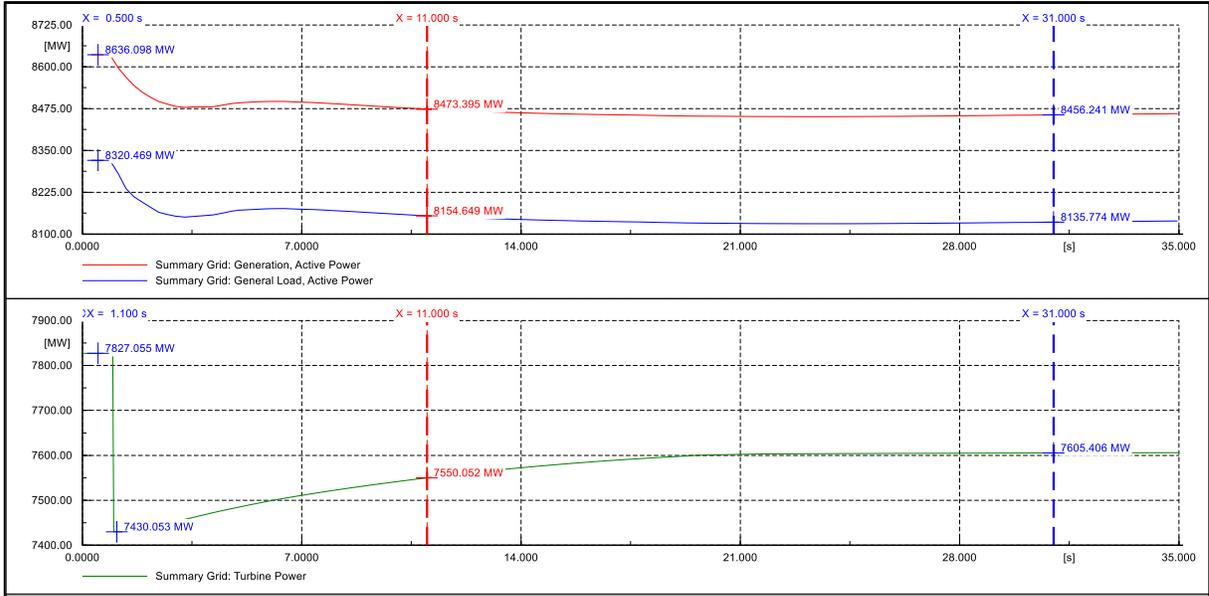
4.1.2 Caso 5 (Demanda Media noche)



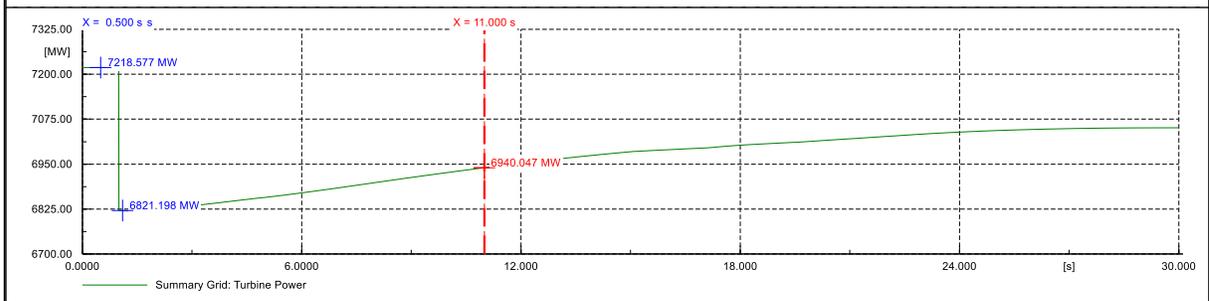
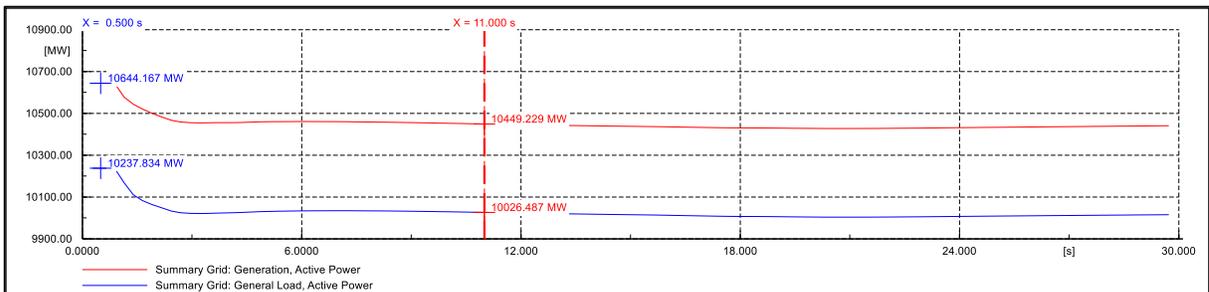
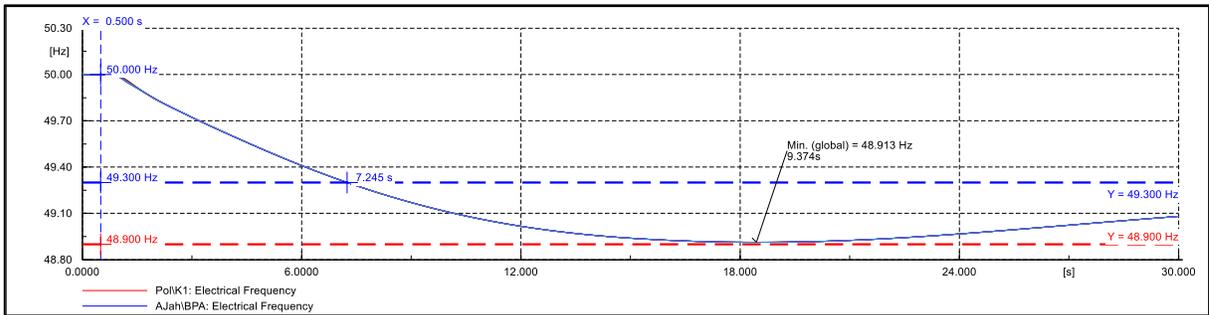


4.1.3 Caso 6 (Demanda Media noche con CRF)

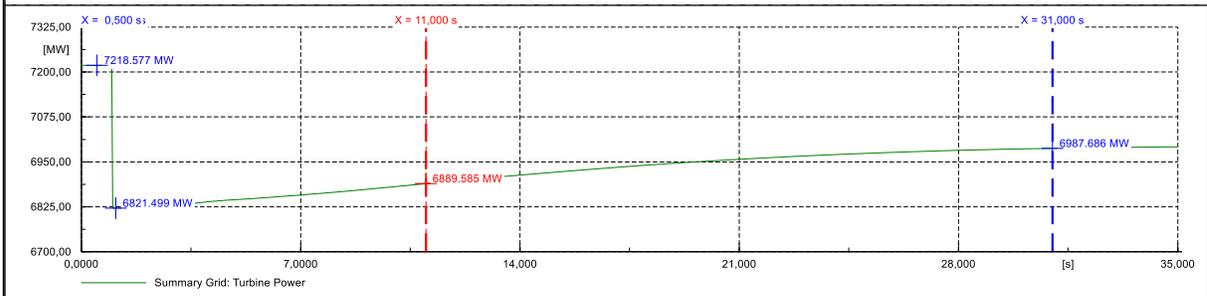
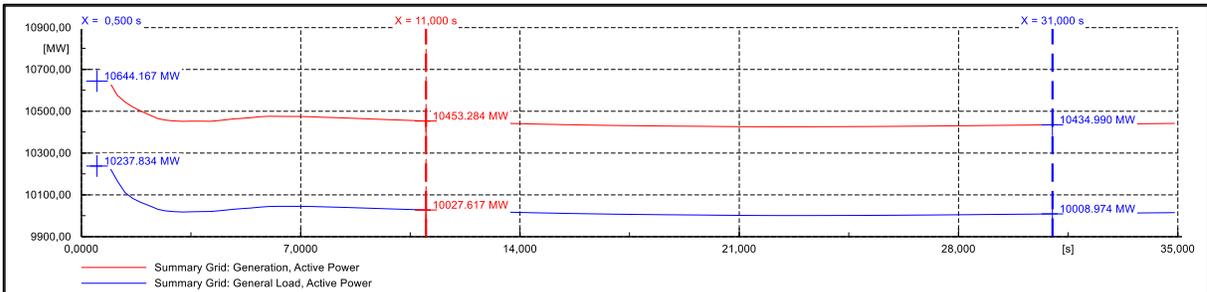
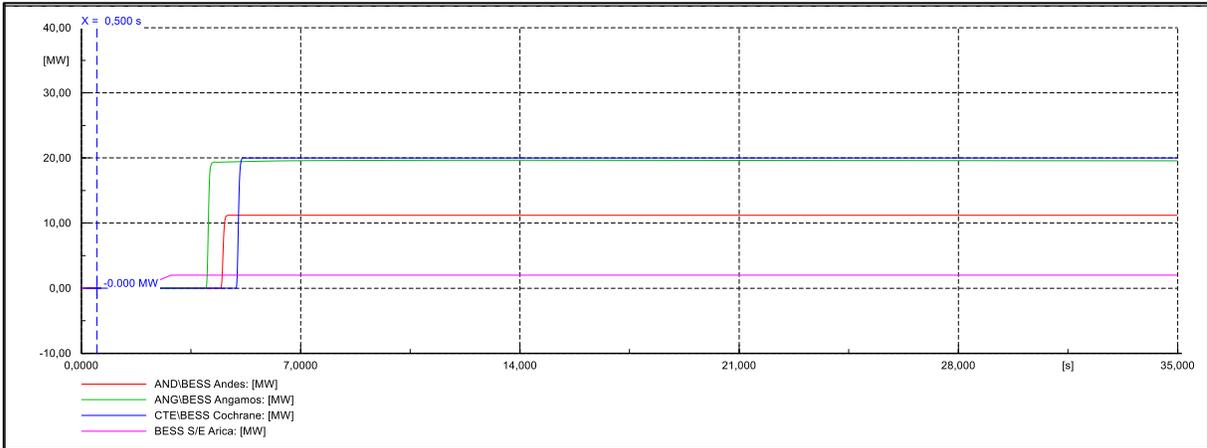
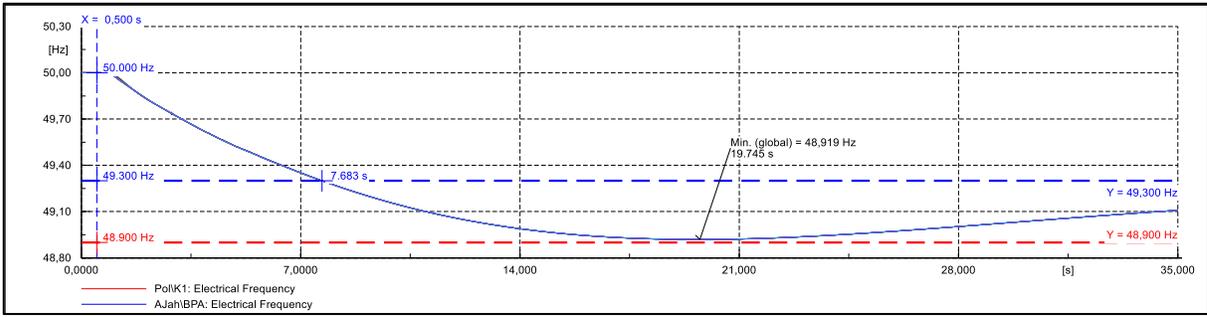




4.1.4 Caso 7 (Demanda Alta día)



4.1.5 Caso 8 (Demanda Alta día con CRF)



4.2 Histogramas

