

DETERMINACIÓN DEL BIAS DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

Junio de 2024

Departamento de Modelación y Aplicaciones EMS

Contenido

1.	Introducción	3
2.	Marco Teórico	3
3.	Métodos UTILIZADO para el cálculo del BIAS (β)	4
4.	Cálculo del BIAS	6
5.	Determinación de BIAS POR BLOQUE HORARIO	6
5.1	Un Bloque	6
5.2	Seis Bloques	7
6.	Referencias	9

1. INTRODUCCIÓN

Entre abril de 2023 y febrero de 2024 se registraron contingencias que contemplaron caída de la frecuencia debido a desconexiones intempestivas de generación, sin que ello provocara la actuación del EDAC de baja frecuencia.

2. MARCO TEÓRICO

La Característica de la Respuesta Natural o Característica de Regulación Combinada del Sistema (B), representa la combinación de la respuesta de los reguladores y la carga ante desviaciones de la frecuencia. Matemáticamente, B se expresa como:

$$B = \frac{1}{R_{eq}} + D[MW/Hz]$$

Donde:

R_{eq} = Característica de Regulación (Estatismo equivalente).

D = Amortiguamiento de la carga sensible a la frecuencia.

Por lo tanto, teóricamente es posible obtener la Característica de la Respuesta Natural del Sistema (B) a través de la pendiente resultante de la combinación de las curvas de generación y carga ante variaciones de frecuencia, según se muestra en la siguiente figura:

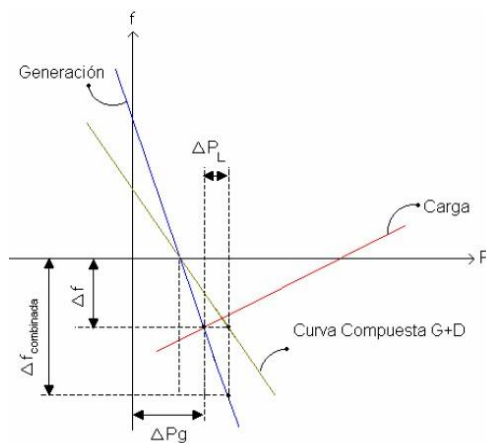


Figura 1 Representación de la característica de generación y carga en el plano Potencia-frecuencia

Para un adecuado control del sistema en estado dinámico, es necesario que el BIAS (β), parametrizado en el AGC, sea lo más cercano posible a la Característica (B).

Si β está por debajo de B: Ante una variación de frecuencia se inyecta menor potencia al sistema que la necesaria para reestablecer la frecuencia nominal.

Si β está por sobre B: Ante una variación de frecuencia se inyecta mayor potencia al sistema que la necesaria provocando una sobre reacción de la frecuencia.

3. MÉTODOS UTILIZADO PARA EL CÁLCULO DEL BIAS (B)

Atendiendo la dinámica del sistema, la forma más tradicional utilizada para estimar el Bias, es a través del tratamiento de los registros históricos de eventos o fallas que se hayan presentado en el sistema donde se tenga el valor de desbalance de demanda (MW) en el sistema por pérdida de carga o generación y el comportamiento de la frecuencia (Hz).

El Bias del sistema cambia a medida que el sistema eléctrico evoluciona, por lo tanto, se recomienda calcularlo periódicamente, al menos anualmente, para verificar la validez del valor utilizado o si se requiere su actualización.

La siguiente figura muestra un ejemplo del comportamiento de la frecuencia ante una contingencia de pérdida de generación.

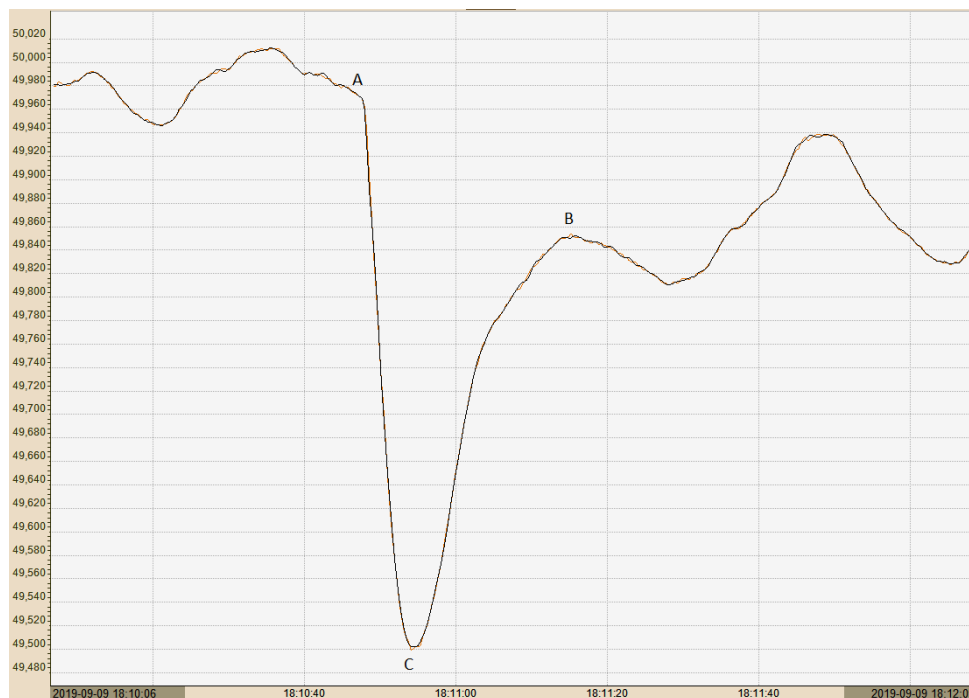


Figura 2 Comportamiento de la frecuencia ante contingencia de generación

Donde:

A: es el valor de la frecuencia del SI en el instante en que se produce el desbalance de demanda/generación.

B: Valor de la frecuencia en régimen permanente del SI, inmediatamente después del aporte realizado por las unidades de generación en respuesta de su Regulación Primaria y antes del aporte de la Regulación Secundaria.

C: Punto en el cual la frecuencia alcanza la mayor desviación por acción del desbalance entre la carga y la generación (Nadir de la frecuencia).

Para el cálculo de la respuesta natural del sistema se determina, para cada uno de los eventos registrados, los valores de frecuencia identificados como los puntos A, B y C.

Desde el punto de vista funcional del AGC, es necesario formular la relación de la estimación de la característica del sistema (B) con las variables y parámetros de control del automatismo. En términos simples, el objetivo del control que ejerce el AGC es definir consignas de generación para las unidades en control, que consigan llevar el error permanente de frecuencia a cero y restituir la frecuencia nominal del sistema. Para estos efectos el AGC determina el error de control de área del sistema y es esta variable que continuamente está monitoreando para llevarla a una banda donde se considera que su valor es nulo o despreciable.

Partiendo de la fórmula con la que se calcula error de control de área (ACE):

$$ACE = K_{BC}(F_0 - F_{med}) + (P_{prog} - P_{med})$$

Dónde:

K_{BC} : Factor que estima la Característica de Frecuencia del bloque de control (MW/Hz). F_0 : Frecuencia de referencia (Hz).

F_{med} : Frecuencia del sistema medida (Hz).

P_{prog} : Potencia neta programada por las interconexiones del bloque de control con bloques adyacentes (MW).

P_{med} : Potencia neta que fluye por las interconexiones del bloque de control con bloques adyacentes (MW).

En el caso del SEN, actualmente no se cuenta con interconexiones internacionales ni con otras áreas de control.

Teniendo en cuenta lo anterior, para la determinación del Bias del SEN se utilizan contingencias de generación. Se debe tener en cuenta que dentro de los criterios de selección de eventos a analizar no debe haberse dado la actuación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia ni oscilaciones de frecuencia.

El Bias resultante será obtenido como el promedio de los Bias obtenidos en el periodo de evaluación. El Bias para cada contingencia será calculado como:

$$\beta = \frac{\Delta P}{\Delta f} [MW/Hz]$$

Donde:

ΔP = Variación de la demanda total del SEN entre el instante pre-falla (cuando la frecuencia está en el punto A) y el instante post-falla (cuando la frecuencia está en el punto B). Dado que no se cuenta con registros de la demanda total con la resolución y sincronización necesaria para determinar en forma precisa su valor en los puntos A y B, se aproxima por el valor neto de la generación desconectada durante la contingencia (visto desde el SEN).

Δf = Diferencia entre la frecuencia pre-falla (punto A) y la frecuencia post – falla (punto B), posterior a la actuación de los reguladores de velocidad de las unidades sincrónicas (error permanente de la frecuencia) y antes de comenzar el aporte del control secundario de frecuencia. Para compatibilizar

los valores de frecuencia con el monto neto de la generación desconectada, la frecuencia post – falla corresponderá a aquella justo antes de iniciarse la acción del AGC, es decir, del orden de 2 ciclos de AGC (aproximadamente 8-10 segundos desde producida la desconexión de generación).

Cabe señalar, que este método es una aproximación pues no incorpora explícitamente la dependencia de la carga con la desviación de frecuencia, por lo que en la práctica el valor del Bias determinado es una estimación de la Característica de Regulación Combinada del Sistema (B).

4. CÁLCULO DEL BIAS

En ANEXO, se presentan los valores de Bias obtenidos para cada registro de desconexión intempestiva de generación que han afectado al SEN durante el periodo analizado, para distintos niveles de inercia en el sistema y considerando contingencias sin activación de EDAC.

5. DETERMINACIÓN DE BIAS POR BLOQUE HORARIO

Se determina el bias para cada uno de los 6 bloques horarios, para ello se determina un bias único, cuya variación con respecto al bias del año 2023 se utilizará para incrementar el bias de cada bloque. Lo anterior, dado que calcular un nuevo bias representativo por bloque depende de la cantidad de fallas que se produjeron en cada uno, lo cual no siempre es posible. Estos bloques son aplicados para todos los días de la semana como también para días laborales y fines de semana como se muestra a continuación:

5.1 Un Bloque

El gráfico muestra los Bias calculados para cada falla vs Hora del día en que ocurrió:

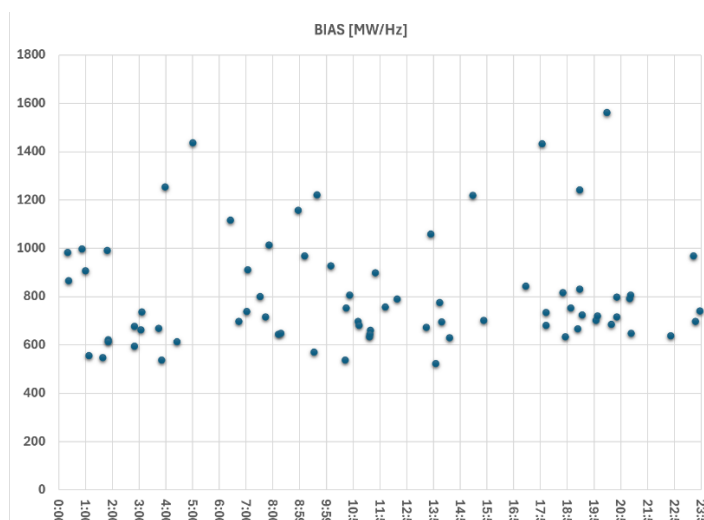


Figura 3 Bias vs Hora

De acuerdo con lo anterior, resulta el siguiente bias:

	Bias [MW/Hz]		
Bloques	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque único	806	817	779

De acuerdo con lo anterior, resulta un incremento general de 0 MW/Hz, y de -9 MW/Hz y +22 MW/Hz para día laboral y no laboral, respectivamente.

A continuación, se muestra el detalle de lo indicado anteriormente:

2023	Bias [MW/Hz]		
Bloques	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque único	806	817	779

2024	Bias [MW/Hz]		
Bloques	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque único	806	808	801

Incremento	Bias [MW/Hz]		
Bloques	General	Laboral	Fin de Semana
Incremento	0	-9	22

Tabla 1 Resumen de resultados de Bias para bloque único

5.2 Seis Bloques

El cálculo de bias para cada uno de los 6 bloques obtenidos el año 2023 correspondió a:

2023		Bias [MW/Hz]		
Bloques	Condición	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque 1	$21:00 \leq t < 2:00$	750.7	776.1	648.3
Bloque 2	$2:00 \leq t < 7:00$	762.8	794.4	743.5
Bloque 3	$7:00 \leq t < 10:00$	671.2	665.4	689.2
Bloque 4	$10:00 \leq t < 16:00$	925.9	877.6	1059.8
Bloque 5	$16:00 \leq t < 19:00$	919.1	909.8	940.0
Bloque 6	$19:00 \leq t < 21:00$	839.3	844.7	778.8

Tabla 2 Resumen de resultados de Bias 2023 para seis bloques horarios en otoño-invierno

2023		Bias [MW/Hz]		
Bloques	Condición	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque 1	$22:00 \leq t < 2:00$	826.9	852.6	752.0
Bloque 2	$2:00 \leq t < 7:00$	735.1	782.0	637.9
Bloque 3	$7:00 \leq t < 10:00$	692.5	694.5	695.8
Bloque 4	$10:00 \leq t < 17:00$	812.7	809.2	825.9
Bloque 5	$17:00 \leq t < 20:00$	688.5	715.2	573.2
Bloque 6	$20:00 \leq t < 22:00$	849.4	986.4	580.3

Tabla 3 Resumen de resultados de Bias 2023 para seis bloques horarios en primavera-verano

Por lo tanto, aplicando el incremento determinado en 5.1, se obtienen los siguientes valores de bias para cada uno de los 6 bloques para el año 2024:

2024		Bias [MW/Hz]		
Bloques	Condición	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque 1	$21:00 \leq t < 2:00$	751	767	670
Bloque 2	$2:00 \leq t < 7:00$	763	785	766
Bloque 3	$7:00 \leq t < 10:00$	671	656	711
Bloque 4	$10:00 \leq t < 16:00$	926	869	1082
Bloque 5	$16:00 \leq t < 19:00$	919	901	962
Bloque 6	$19:00 \leq t < 21:00$	839	836	801

Tabla 4 Resumen de resultados de Bias para seis bloques horarios propuestos en otoño-invierno

2024		Bias [MW/Hz]		
Bloques	Condición	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque 1	$22:00 \leq t < 2:00$	827	844	774
Bloque 2	$2:00 \leq t < 7:00$	735	773	660
Bloque 3	$7:00 \leq t < 10:00$	693	686	718
Bloque 4	$10:00 \leq t < 17:00$	813	800	848
Bloque 5	$17:00 \leq t < 20:00$	689	706	595
Bloque 6	$20:00 \leq t < 22:00$	849	977	602

Tabla 5 Resumen de resultados de Bias para seis bloques horarios propuestos en primavera-verano

6. REFERENCIAS

- "Procedimiento para determinar el Bias (β) del AGC del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)", Coordinador Eléctrico Nacional, Santiago, Chile, abril 2020.
- "Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia 2020 – 2021", XM S.A (COLOMBIA), 2020.
- "Informe Técnico COES/D/DO/SCO-INF-007-2016" Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES Perú), septiembre 2016.

ANEXO

Detalle de contingencias consideradas en el presente cálculo de BIAS:

Hora	Observación	Fecha	BIAS
08:57	C. Angamos 1 sale de servicio en forma intempestiva con 168 MW. Causa informada: se investiga.	05-04-2023	1159
14:13	C. San Isidro 2 TG sale del servicio en forma intempestiva con 80 MW. Causa informada: Operación de ventiladores de sello del damper, según IF 2023003299.	2023-08-13	777
19:28	C. Cochrane U-2 sale de servicio en forma intempestiva con 265 MW, la frecuencia llega a 49.671 Hz, según IF 2023003302	2023-08-13	1242
11:50	C. Ventanas 2 sale del servicio en forma intempestiva con 95 MW. Causa informada: Trip por falla en ventiladores de extracción de gases de caldera, según IF 2023003330.	2023-08-16	900
05:00	Línea de 220 kV Candelaria - Minero 2 interrupción forzada por protecciones, se pierden 118 MW de consumos correspondientes a Minera Codelco División El Teniente, según IF 2023003476.	2023-08-23	1439
11:10	C. Pehuenche U-2 sale del servicio en forma intempestiva con 270 MW, según IF 2023003451.	2023-08-23	698
11:36	Líneas de 220 kV Nueva Pozo Almonte - Parinacota y Nueva Pozo Almonte - Cóndores interrupción forzada por protecciones, se pierden 110 MW de consumos correspondiente a las SS/EE Pozo Almonte, Parinacota, Arica y Cóndores. Causa informada. Flash over en barra de 220 kV de S/E Pozo Almonte durante trabajos programados SI 2023067437, según IF 2023003472.	2023-08-23	636
18:13	C. Chacayes U-1 y U-2 salen del servicio con 84 MW. Causa informada: Pérdida de SS/AA, según IF 2023003479.	2023-08-23	683
1:51	C. Atacama 2 TV2 sale del servicio en forma intempestiva dejando de inyectar 93 MW. Causa informada: Falla en bomba de refrigeración principal, según IF 2023003512.	2023-08-26	622
20:52	C. Quintero 2 sale de servicio en forma intempestiva con 75 MW, según IF 2023003603.	2023-08-31	717
23:42	C. San Isidro 2 sale del servicio de forma intempestiva con 370 MW y la frecuencia llega a 49.75 Hz. Causa informada: Alta fluctuación de Presión en las cámaras de Combustión, según IF 2023003615.	2023-09-01	970
01:40	C. Atacama 1 TG1B+0.5TV sale de servicio en forma intempestiva con 118 MW. Causa informada: Disparo de las bombas recirculadora de caldera de alta presión 1B, según IF 2023003628.	2023-09-03	549
21:23	C. Atacama 1 TG1B sale del servicio en forma intempestiva con 87 MW. Causa informada: Disparo UG TG1B por alto caudal combustible, según IF 2023003656.	2023-09-05	649
23:48	C. Atacama 1 TG1B sale del servicio en forma intempestiva con 100 MW. Causa informada: Alta temperatura diferencial gases escape TG, según IF 2023003669.	2023-09-06	698
01:08	C. Tocopilla U-16 sale del servicio en forma intempestiva con 313 MW. Causa informada: Alza de presión en la cámara de combustión, según IF 2023003684.	2023-09-08	558
00:20	C. Machicura U-1 y U-2 sale del servicio de forma intempestiva con 80 MW. Causa informada: Falla externa, según IF 2023003733 - 2023003734.	2023-09-12	985
01:00	C. Colbún U-2 sale del servicio de forma intempestiva con 100 MW. Causa informada: Pérdida de SSAA, según IF 2023003730.	2023-09-12	908
09:40	C. Cochrane CCH2 sale del servicio en forma intempestiva con 120 MW. Causa informada: Falla de comunicaciones, según IF 2023003735.	2023-09-12	1222
07:44	C. Taltal 2 sale del servicio en forma intempestiva con 80 MW. Causa informada: Falla en válvula de transferencia en el cambio del modo de combustión, según IF 2023003748.	2023-09-13	717
11:40	C. PFV Tamaya sale del servicio en forma intempestiva con 75 MW, según IF 2023003754.	2023-09-13	662
10:45	C. Pehuenche U-1 sale del servicio en forma intempestiva con 181 MW, según IF 2023003761.	2023-09-14	755
10:05	C. Pehuenche U-1 y U-2 con solicitud de desconexión de curso forzoso. Causa informada: Se realizará un rechazo de carga de 100 MW con cada unidad, por medio de parada de emergencia, para liberar la suciedad en las rejas del túnel de aducción, según SDCF 2023083984 y 2023083994.	2023-09-15	928
20:05	C. Norgener NTO2 sale de servicio en forma intempestiva con 106 MW, según IF 2023003819.	2023-09-19	703
17:27	C. Nueva Ventanas sale del servicio en forma intempestiva con 116 MW, según IF 2023003829.	2023-09-20	844
15:31	C. Machicura U-1 y U-2 salen del servicio en forma intempestiva con 76 MW, según IF 2023003855 y 2023003856.	2023-09-21	1221

07:03	C. Hornitos CTH sale del servicio en forma intempestiva con 91 MW. Causa informada: Descontrol del nivel del domo, según IF 2023003905.	2023-09-27	739
12:40	C. Machicura U-1 y U-2 salen del servicio en forma intempestiva con 75 MW. Causa informada: Operación de alarma en SS/AA sistema de protección comparación dirección operada, según IF 2023003916.	2023-09-28	790
08:14	C. PFV Sol del Desierto sale del servicio de forma intempestiva con 104 MW. Causa informada: Se investiga, según IF 2023003984.	2023-10-06	646
02:51	C. Tocopilla U16 sale de servicio en forma intempestiva 195 MW, causa informada: Se investiga, según IF 2023003998.	2023-10-08	597
11:38	C. Angamos 2 sale del servicio en forma intempestiva dejando de inyectar 80 MW. Causa informada: Alta presión en el hogar de la caldera, según 2023004095	2023-10-19	646
13:45	C. PFV Santa Isabel sale del servicio en forma intempestiva con 96 MW, según IF 2023004128.	2023-10-21	674
00:53	C. Guacolda 1 sale del servicio en forma intempestiva con 130 MW. Causa informada: Pérdida de energía sistema de control, según IF 2023004169.	2023-10-26	998
18:04	C. Kelar TG-1 genera en isla para abastecer SSAA, deja de inyectar 80 MW.	2023-10-27	1435
09:34	C. PE Cabo Leones 1, 2 y 3 salen del servicio en forma intempestiva con 90, 91 y 31 MW respectivamente. Causa informada: Sismo en zona. Según IF 2023004371, 2023004374 y 2023004379.	2023-10-31	571
10:44	S/E Don Antonio transformador N°1 220/23 kV y 176 MVA interrupción forzada por protecciones, Según IF 2023004398. C. PFV Santa Isabel sale del servicio en forma intempestiva con 108 MW.	2023-11-02	538
18:13	C. San Isidro 2 sale del servicio en forma intempestiva con 240 MW en pruebas, según IF 2023004458	2023-11-07	735
03:44	C. San Isidro 2 TG + TV salen del servicio en forma con 347 MW. Causa informada: Unidad se encontraba subiendo a plena carga en 340 MW comienza a operar las Blade Path 16 y 17 dando orden de parada automática por alta diferencial de T° en relación al promedio de las cámaras de combustión, según IF 2023004472.	2023-11-09	671
04:25	C. Angostura U-1, U-2 y U-3 salen de servicio en forma intempestiva con 260 MW. Causa informada: Operación de protección 50BF desde U-3, según IF 2023004529.	2023-11-13	615
21:21	C. San Isidro 2 TG sale del servicio en forma intempestiva con 250 MW, según IF 2023004614.	2023-11-19	793
00:22	C. Pangue U-1 sale del servicio en forma intempestiva con 223 MW. Causa informada: Operación Relé auxiliar de desconexión 86U, según IF 2023004679.	2023-11-27	867
01:48	C. Curillín sale del servicio en forma intempestiva con 80 MW. Causa informada: Falla en sistema de refrigeración, según IF 2023004686.	2023-11-29	992
03:07	C. Rapel U-5 sale del servicio en forma intempestiva con 75 MW. Causa informada: Alta temperatura del generador, según IF 2023004698.	2023-11-30	738
20:52	C. Tocopilla U16 sale del servicio en forma intempestiva con 300 MW. Causa informada: Falla en sistema de control, según IF 2023004708.	2023-11-30	800
23:57	C. Curillín sale del servicio en forma intempestiva con 80 MW. Según IF 2023004728.	2023-12-01	742
14:19	Línea de 220 kV Atacama - Esmeralda interrupción forzada por protecciones, se pierden 84 MW de consumos de Antofagasta y 15 MW de Planta Carbonato. Causa informada: Caída de escalera sobre línea durante faenas programadas (SI 2023112208). Según IF 2023004831.	2023-12-08	697
03:52	C. Andina CTA sale del servicio en forma intempestiva con 170 MW. Causa informada: Aumento intempestivo de la temperatura del vapor sobrecalentado, según IF 2023004835.	2023-12-10	540
14:06	C. Confluencia U-2 sale de servicio en forma intempestiva con 80 MW. Causa informada: TRIP 86M, Por muy bajo flujo agua sistema sello, según IF 2023004871.	2023-12-13	525
19:09	C. Mapa sale del servicio en forma intempestiva con 160 MW en pruebas.	2023-12-13	754
06:44	C. Pehuenche U-1 sale del servicio en forma intempestiva con 260 MW. Causa informada: Falla en sistema de control, según IF 2023004901	2023-12-16	700
19:25	C. Cochrane CCH2 sale de servicio en forma intempestiva con 120 MW, según IF 2023004934.	2023-12-19	668
03:59	C. San Isidro 2 TV sale de servicio en forma intempestiva con 87 MW, según IF 2023004938.	2023-12-20	1254
13:54	C. Cogeneradora Mapa sale de servicio en pruebas de puesta en servicio con 136 MW.	2023-12-22	1060
18:56	C. Cochrane CCH2 sale del servicio en forma intempestiva con 102 MW. Causa informada: Inestabilidad en el domo, según IF 2023004999.	2023-12-26	634
07:05	C. Rucúe U-2 sale del servicio en forma intempestiva con 82 MW, según IF 2024000026	2024-01-04	913
15:53	C. Angamos ANG1 sale del servicio en forma intempestiva con 80 MW, según IF 2024000044.	2024-01-05	704

03:05	C. Pangue U-1 sale del servicio en forma intempestiva con 150 MW. Causa informada: Operación alarma "Turbina sello eje temperatura", según IF 2024000206.	2024-01-19	664
02:51	C. Cochrane CCH2 sale de servicio en forma intempestiva con 275 MW y la frecuencia llega a 49.663 Hz: Causa informada: Falla en control de válvula relleno condensado frio, según IF 2024000240.	2024-01-21	679
22:53	C. Angamos 1 sale de servicio en forma intempestiva con 267 MW, según IF 2024000348.	2024-01-26	640
21:23	Línea de 220 kV Mulchén - PE Renaico desconexión forzada por protecciones, se pierden 283 MW de generación correspondientes a los PE Renaico I, II y La Cabaña, según IF 2024000416, 2024000417, 2024000418 y 2024000419.	2024-02-01	808
14:37	C. Santa María sale del servicio en forma intempestiva con 204 MW. Causa informada: Falla en tarjeta del sistema de protección de la caldera, según IF 2024000430.	2024-02-02	631
11:15	C. Tocopilla U16 TV sale del servicio en forma intempestiva con 140 MW, según IF 2024000471.	2024-02-04	683
09:14	C. Tocopilla U16 TV sale de servicio en forma intempestiva con 90 MW, según IF 2024000477.	2024-02-05	971
08:20	C. Tocopilla U16 TV sale de servicio en forma intempestiva con 120 MW, según IF 2024000500	2024-02-06	651
19:29	C. Tocopilla U16 TV sale de servicio en forma intempestiva con 95 MW, según IF 2024000506.	2024-02-06	832
12:12	C. Tocopilla U16 TV sale de servicio en forma intempestiva con 90 MW, según IF 2024000518.	2024-02-07	758
18:51	C. Tocopilla U16 TV sale de servicio en forma intempestiva con 120 MW, según IF 2024000523.	2024-02-07	817
19:35	C. Nehuencho 1 TG, sale del servicio en forma intempestiva con 160 MW, según IF 2024000524.	2024-02-07	725
20:30	C. Cipreses U-1, 2 y 3 salen del servicio en forma intempestiva con 83 MW. Causa informada: Falla línea 154 kV Itahue - Cipreses 1 y 2, según IF 2024000599, 2024000602 y 2024000604.	2024-02-09	1563
06:32	C. Guacolda U-5 sale del servicio en forma intempestiva con 75 MW. Causa informada: Bajo vacío del condensador. Según IF 2024000637.	2024-02-10	1118
07:52	C. Pehuenche U1 sale de servicio en forma intempestiva con 104 MW, según IF 2024000634.	2024-02-10	1015
01:51	C. Nueva Renca TV sale del servicio en forma intempestiva con 105 MW, según IF 2024000746.	2024-02-15	614
20:10	C. Nehuencho 1 TG sale del servicio en forma intempestiva con 210 MW. Causa informada: Falla sistema de excitación TG, según IF 2024000756.	2024-02-15	721
20:40	C. Nueva Renca TV sale del servicio en forma intempestiva con 149 MW, según IF 2024000757.	2024-02-15	688
07:32	C. San Isidro 2 sale del servicio en forma intempestiva con 318 MW, según IF 2024000794.	2024-02-18	802
10:53	C. Tocopilla U-16 sale del servicio en forma intempestiva con 150 MW, según IF 2024000898.	2024-02-26	808