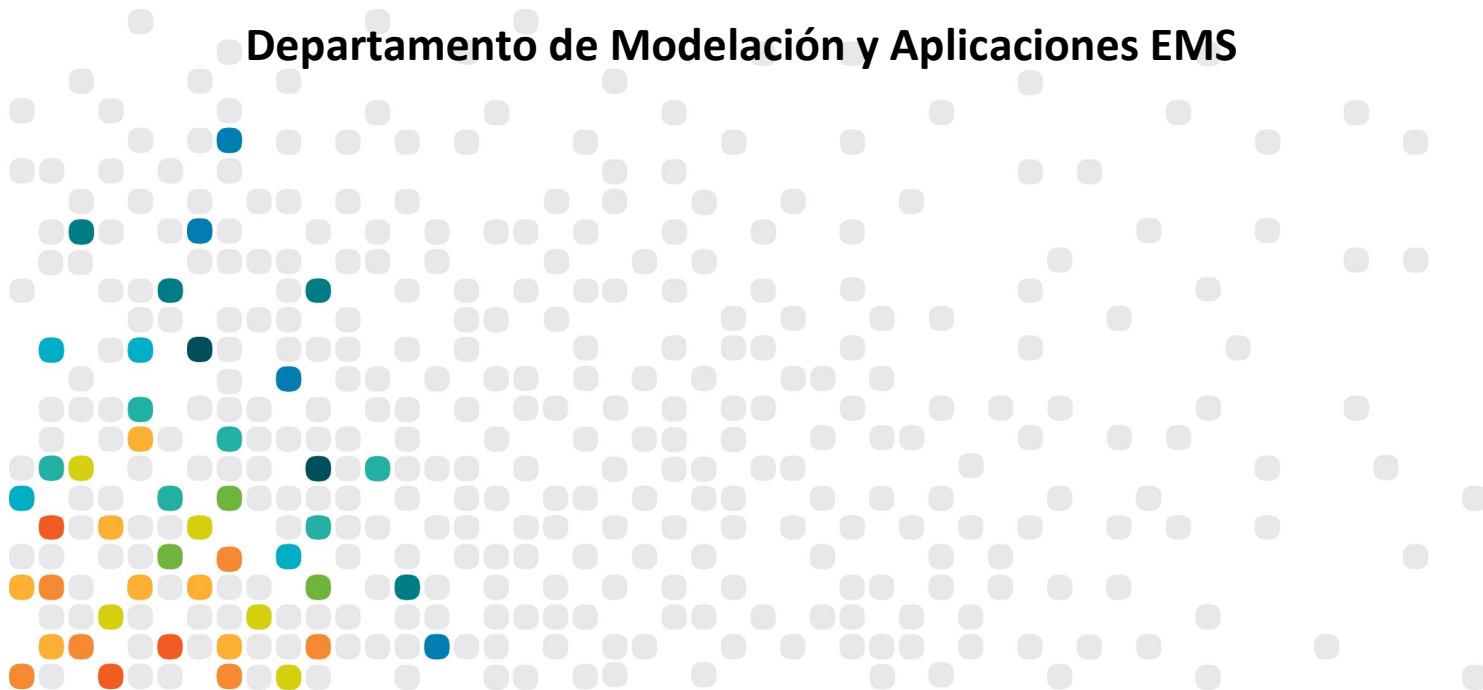


DETERMINACIÓN DE BIAS DINÁMICO

Abril de 2023

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 PARA 6 BLOQUES HORARIOS	6
5.1 Un Bloque.....	6
5.2 Seis Bloques.....	7
6. Referencias.....	9

1. INTRODUCCIÓN

Entre septiembre de 2022 y marzo de 2023 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:

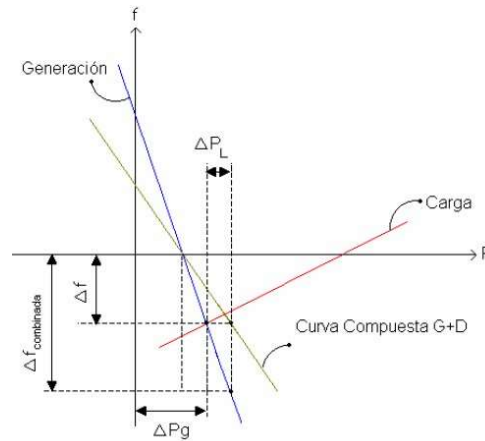


Figura 1 Representación de la característica de generación y carga en el plano Potencia-frecuencia

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.

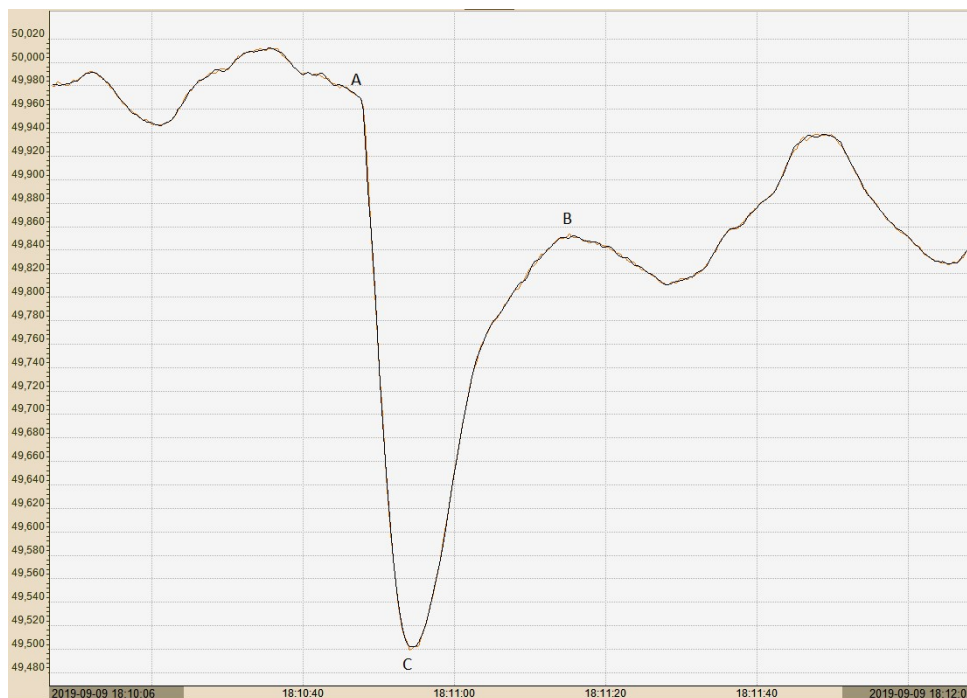


Figura 2 Comportamiento de la frecuencia ante contingencia de generación

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

A continuación, se presentan los valores de Bias obtenidos para cada registro de desconexión intempestiva de generación que han afectado al SEN durante el último semestre, para distintos niveles de inercia en el sistema y considerando contingencias sin activación de EDAC



Fallas_calculo_bias_ab
ril2023.xlsx

5. DETERMINACIÓN DE BIAS PARA 6 BLOQUES HORARIOS

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 2022 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:

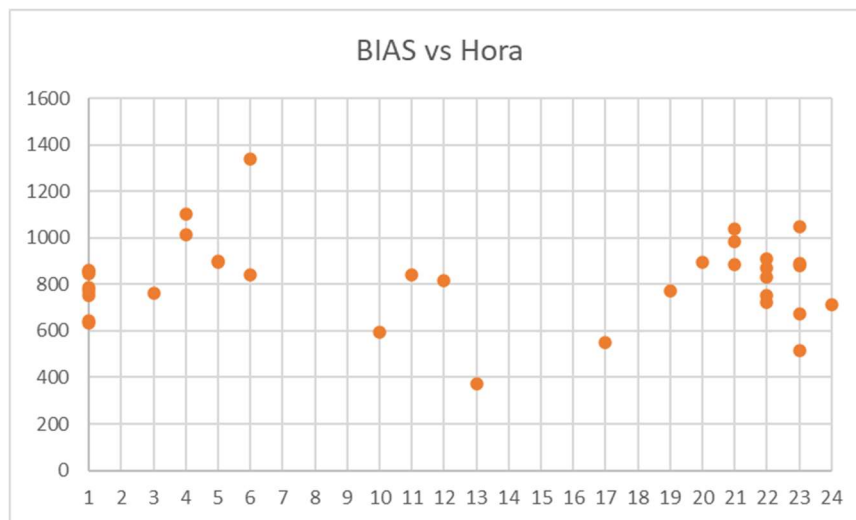


Figura 3 Bias vs Hora

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 50 MW/Hz, y de 47 MW/Hz y 61 MW/Hz para día laboral y no laboral, respectivamente.

A continuación, se muestra el detalle de lo anterior:

2022	Bias [MW/Hz]		
Bloques	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque único	756	770	718
2023	Bias [MW/Hz]		
Bloques	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque único	806	817	779

Incremento	Bias [MW/Hz]		
Bloques	General	Laboral	Fin de Semana
Incremento	50	47	61

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 2022 corresponden a:

2022		Bias [MW/Hz]		
Bloques	Condición	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque 1	$21:00 \leq t < 1:00$	700,70	729,05	587,33
Bloque 2	$1:00 \leq t < 6:00$	712,79	747,42	682,48
Bloque 3	$6:00 \leq t < 9:00$	621,16	618,35	628,17
Bloque 4	$9:00 \leq t < 15:00$	875,90	830,61	998,84
Bloque 5	$15:00 \leq t < 18:00$	869,09	862,82	878,95
Bloque 6	$18:00 \leq t < 21:00$	789,32	797,74	717,78

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

2022		Bias [MW/Hz]		
Bloques	Condición	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque 1	$21:00 \leq t < 1:00$	776,92	805,56	691,00
Bloque 2	$1:00 \leq t < 6:00$	685,05	734,96	576,91
Bloque 3	$6:00 \leq t < 9:00$	642,45	647,53	634,83
Bloque 4	$9:00 \leq t < 16:00$	762,65	762,16	764,87
Bloque 5	$16:00 \leq t < 19:00$	638,51	668,23	512,21
Bloque 6	$19:00 \leq t < 00:00$	799,35	939,38	519,29

Tabla 3 Resumen de resultados de Bias para seis bloques horarios propuestos 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:

2023		Bias [MW/Hz]		
Bloques	Condición	General	Laboral	Fin de Semana
Bloque 1	$21:00 \leq t < 1:00$	750.7	776.1	648.3
Bloque 2	$1:00 \leq t < 6:00$	762.8	794.4	743.5
Bloque 3	$6:00 \leq t < 9:00$	671.2	665.4	689.2
Bloque 4	$9:00 \leq t < 15:00$	925.9	877.6	1059.8
Bloque 5	$15:00 \leq t < 18:00$	919.1	909.8	940.0
Bloque 6	$18:00 \leq t < 21:00$	839.3	844.7	778.8

Tabla 4 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	$21:00 \leq t < 1:00$	826.9	852.6	752.0
Bloque 2	$1:00 \leq t < 6:00$	735.1	782.0	637.9
Bloque 3	$6:00 \leq t < 9:00$	692.5	694.5	695.8
Bloque 4	$9:00 \leq t < 16:00$	812.7	809.2	825.9
Bloque 5	$16:00 \leq t < 19:00$	688.5	715.2	573.2
Bloque 6	$19:00 \leq t < 00:00$	849.4	986.4	580.3

Tabla 5 Resumen de resultados de Bias 2023 para seis bloques horarios 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.