

## Esquema de alivio de carga adaptativo en sistemas de potencia de alto componente no inercial basado en representaciones dinámicas

## Esquema de alívio de carga adaptativo em sistemas de potência de componentes não inerciais elevados baseado em representações dinâmicas

DOI:10.34115/basrv6n2- 018

Recebimento dos originais: 14/01/2022

Aceitação para publicação: 28/02/2022

### Jonathan Maldonado-Carvajal

MSc in Electrical Engineering, Postgraduate Department

Instituição: Universidad Politécnica Salesiana

Endereço: Universidad Politécnica Salesiana, Quito 170525 - Ecuador

E-mail: jmaldonadoc8@est.ups.edu.ec

### Carlos Barrera-Singaña

M.Sc. in Renewable Energies Postgraduate Department, Smart Grid Research Group (GIREI)

Instituição: Universidad Politécnica Salesiana

Endereço: Universidad Politécnica Salesiana, Quito 170525 - Ecuador

E-mail: cbarrera@ups.edu.ec

### RESUMEN

En este documento se pretende determinar un esquema de alivio de carga (EAC) mismo que se adapte a un despacho de energía en donde exista el ingreso una gran cantidad de generación renovable la cual no aporte con energía inercial al sistema eléctrico de potencia (SEP) luego de presentarse una gran perturbación en el SEP. Es muy importante determinar los parámetros adecuados de un EAC ya que estos representan la cantidad de carga que se va a deslastrar al presentarse un gran desbalance entre la generación y la carga. Para ello se plantea una estructura en la cual se verifica la cantidad de generación no inercial existe respecto a la generación convencional y a través de la herramienta computacional DIgSILENT PowerFactory se pone a prueba el modelo propuesto para verificar la actuación del EAC y la cantidad de carga que se deslastra dentro de un evento del SEP. El modelo se pone a prueba en el sistema de prueba IEEE 39-barras. Los resultados encontrados corresponden a los parámetros del EAC para diferentes despachos de generación no inercial dentro de una SEP.

**Palabras clave:** deslastre de carga, generación no inercial, baja frecuencia, estabilidad de frecuencia.

### RESUMO

O objectivo deste documento é determinar um esquema de descarga de carga (LBS) adaptado a um despacho de energia onde existe uma grande quantidade de geração renovável que não contribui com energia inercial para o sistema eléctrico de energia (SEP) após uma grande perturbação no SEP. É muito importante determinar os parâmetros apropriados de uma EAC, uma vez que representam a quantidade de carga que vai ser desbalastada quando há um grande desequilíbrio entre a geração e a carga. Para tal, é proposta uma estrutura na qual a quantidade de geração não-inercial é verificada em relação à geração convencional e o modelo proposto é testado utilizando a ferramenta informática DIgSILENT PowerFactory para verificar o desempenho da EAC e a quantidade de carga que é derramada dentro de um evento SEP. O modelo é testado no

sistema de teste IEEE 39-bar. Os resultados encontrados correspondem aos parâmetros da EAC para diferentes despachos de geração não-inercial dentro de um SEP.

**Palavras-chave:** descarga de carga, geração não inercial, baixa frequência, estabilidade de frequência.

## 1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica actualmente se ha convertido en uno de los pilares fundamentales dentro del desarrollo de un país y una sociedad. Conforme este desarrollo aumenta, se evidencia que las complejidades en la operación de las redes eléctricas también han aumentado tanto a nivel de la generación, transmisión y distribución [1], [2].

Actualmente los combustibles fósiles son muy utilizados dentro de la generación eléctrica, lo que provoca que esta forma de generación sea una de las causantes del calentamiento global, es por esto que, para disminuir el efecto que tiene la generación de energía en el cambio climático, varios países en el mundo se encuentran implementando dentro de sus sistemas eléctricos la introducción a gran escala de generación alternativa, principalmente la generación eólica y fotovoltaica [3]. Este tipo de generación tiene un mayor desarrollo desde el punto de vista de estudio del recurso energético, así como la tecnología de todos los sistemas asociados, donde se puede incluir el almacenamiento de energía.

Muchos de los sistemas eléctricos se encuentran expuestos a eventos que producen un gran impacto tanto en frecuencia como en voltaje [4], [5], [6]. El ingreso en operación de la generación con bajo componente no inercial dentro de un sistema eléctrico genera diferentes retos para no permitir que exista un apagón total del sistema eléctrico de potencia (SEP). Principalmente lo que corresponde con eventos que afectan a la estabilidad de frecuencia [7], [8].

La estabilidad de frecuencia ocupa uno de los retos más importantes dentro de un sistema eléctrico y una de las últimas alternativas que permite evitar un colapso del SEP es el deslastre de carga, mismo que al presentarse una contingencia grave y teniendo un óptimo esquema de alivio de carga, este permite que se garantice el correcto funcionamiento del sistema [9], [10], considerando el menor impacto posible a los usuarios finales.

Varios documentos presentan los diferentes problemas y retos que representan los sistemas eléctricos con baja inercia, los cuales destacan que al tener un SEP con una baja inercia representaría que la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) representaría un inconveniente debido a que podría provocar que más generadores pierdan sincronismo conllevando a un apagón del sistema [11], [12].

En [13], [14] se habla del incremento de la energía no inercial que tienen actualmente los sistemas eléctricos de varios países y de la problemática en el control de frecuencia que se han presentado en diferentes desconexiones debido al cambio del ROCOF muy alto que presentan los SEPs.

Para conseguir la estabilidad de frecuencia dentro del SEP luego de una perturbación, existen diferentes técnicas que se pueden identificar para realizar el deslastre de carga: la técnica tradicional, semi-adaptativa y adaptativa [15].

El método tradicional corresponde a la forma más convencional que se puede hacer para el deslastre de carga ya que no necesita equipo de protección sofisticado debido a que para este solamente se define la cantidad de carga que se va a desconectar cuando la frecuencia cae de un cierto umbral. En caso de que este deslastre no fuera suficiente, los demás pasos programados seguirán actuando hasta que el desbalance generado sea solucionado [16].

El método semi-adaptativo se encarga de verificar la tasa de cambio de la frecuencia en el tiempo ( $df/dt$ ) y dependiendo de la velocidad con la que cae la frecuencia y sobrepasa el valor ajustado será la cantidad de carga que se desconecta. Usualmente en este método la medición de la tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF) solamente se lo mide en el primer paso de frecuencia y los demás pasos, se utiliza el método tradicional [16].

El método adaptativo hace uso de la derivada de la frecuencia SFR (System Frequency Response) en la cual se mide la relación del tamaño de la perturbación y el tamaño del ROCOF mismo que es proporcional a la constante de inercia del sistema y con base a estos resultados se determina la cantidad de carga que se va a deslastar [16], [17].

Las diferentes fluctuaciones de la generación renovable que se pueden presentar en el sistema eléctrico afectan directamente a la respuesta inercial del sistema, ya que, en ciertas horas la generación renovable reemplaza a la generación convencional (hidroeléctrica y termoeléctrica). Para los sistemas eólicos y solares fotovoltaicos, la naturaleza variable de la generación no tiene en muchos casos ningún impacto considerable en la estabilidad de frecuencia ante eventos de leve magnitud, incluyendo una ventana de tiempo desde pocos segundos hasta los intervalos de tiempo relevantes para el control secundario [18], [19]. Sin embargo, en el momento que ocurre una fuerte perturbación en un sistema eléctrico, la frecuencia que se experimenta puede tener una variación brusca que no se puede controlar ya que los elementos reguladores de velocidad no responden de manera inmediata, por lo que el control de frecuencia se lo realiza dentro de los primeros segundos, período en el cual la diferencia de energía se toma de la energía cinética que se encuentra almacenada en los rotores de los generadores, es decir, que la inercia del sistema es

la variable que limita la tasa de cambio de la frecuencia durante los primeros segundos luego de que ocurre una perturbación y se genere un desequilibrio entre la carga y la generación.

Este documento se encuentra organizado en las siguientes secciones: Sección II habla del marco teórico en el cual presenta análisis de las contingencias y de la inercia de un sistema, así como el esquema de alivio de carga que se pretende implementar en el sistema de la IEEE 39-barras, en la sección III presenta la metodología que se va a aplicar en la determinación de los parámetros del EAC, la sección IV se aprecian los resultados obtenidos al aplicar el modelo del EAC.

## 1.1 MARCO TEÓRICO

Tradicionalmente, la respuesta de inercia no se ha considerado como un servicio auxiliar, sino que se ha considerado como una característica natural del sistema de energía [20]. En consecuencia, debido a que las energías renovables analizadas en este documento no poseen un componente inercial, influyen considerablemente en la estabilidad de frecuencia, ya que al tener un sistema un gran componente no inercial, conducen a unas caídas de frecuencia más profundas y esto conlleva a consecuencias graves como un colapso del sistema eléctrico.

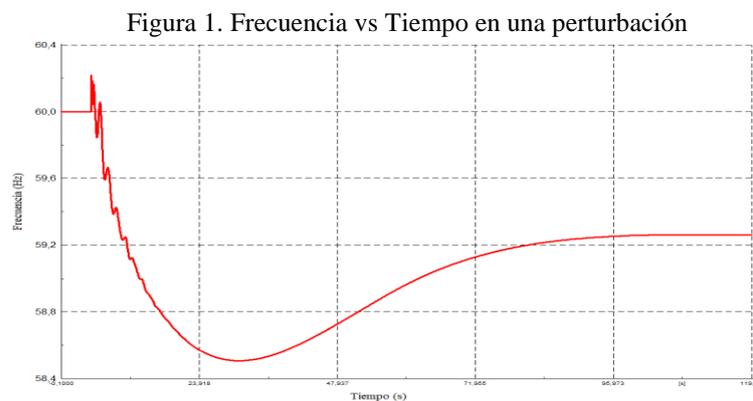
### A. Análisis de contingencias

Durante la operación normal de un sistema eléctrico de potencia, debe existir un equilibrio entre la demanda del sistema y la generación de este. De este balance depende una adecuada operación de este, ya que, por ejemplo, al presentarse un evento en el cual ingrese una gran cantidad de carga o la pérdida importante de generación aparece un torque de desaceleración en los rotores de los generadores, por lo que la velocidad de giro de se reduce y por lo tanto la frecuencia del sistema también disminuye. Esto se debe a que la potencia eléctrica demanda por las cargas es mayor a la potencia mecánica impuesta por las turbinas mecánicas en las centrales de generación [21]. El caso opuesto se manifiesta con un torque de aceleración, donde la potencia mecánica de las turbinas es mayor a la potencia eléctrica demanda. La Fig. 1 ilustra el suceso de una reducción de la frecuencia eléctrica ocasionada por una desaceleración en el giro de los rotores de los generados sincrónicos. Se observa una caída rápida de la frecuencia hasta un valor mínimo, en estos primeros instantes participa la repuesta inercial de los generadores, siendo esta importante en la determinación de los valores inferiores de frecuencia que puedan presentarse. Posteriormente, la frecuencia tiende a recuperarse hacia un valor cercano al nominal, esto se debe a la acción de los reguladores de velocidad con los que cuentan los generadores sincrónicos, los cuales, para el

caso en análisis, incrementan la potencia mecánica entregada por las turbinas para reducir la desaceleración del sistema.

Para poder evitar que estos desbalances produzcan un colapso total del sistema, existen diferentes tipos de controles, respuestas o regulaciones de frecuencia. Dentro de los controles se pueden evidenciar:

- Respuesta inercial: Se caracteriza por la energía cinética almacenada dentro de las masas rodantes de los generadores, las cuales actúan inmediatamente luego de ocurrir una perturbación.
- Respuesta primaria: Es la respuesta natural que tienen las máquinas las cuales permiten variaciones de frecuencia para encontrar el nuevo equilibrio entre la generación y la carga.
- Respuesta secundaria: Es el control automático que tienen en el sistema el cual lleva a valores nominales a la frecuencia luego del control primario.
- Respuesta terciaria: Es la regulación manual en la que los operadores del sistema eléctrico.



A pesar que estos sistemas ayudan durante una perturbación, durante los primeros instantes luego de ocurrir una falla en la que se pierda el balance entre carga y generación es la respuesta de inercia de las máquinas sincrónicas la que permite que la frecuencia en un sistema no colapse [22]. Un sistema eléctrico que posee baja respuesta inercial al tener una perturbación grande, la caída de la frecuencia será mucho mayor que un sistema con alta inercia. Haciendo que se activen esquemas de alivio de carga para evitar un colapso del sistema.

En este documento se propone un modelo que permita adaptar los pasos de un esquema de alivio de carga en función del despacho horario de generación y que pueda ser aplicado en cualquier SEP con alto componente no inercial, presentando un esquema de alivio de carga cuando este tipo de generación se presente dentro del sistema.

## B. Inercia y tasa de cambio de frecuencia

Dentro de un sistema eléctrico, la inercia sincrónica corresponde a la masa rotante de los generadores sincrónicos conectados a la red. En la cual la velocidad de rotación de las máquinas cambia si la demanda no es igual que la generación entregada, y estos cambios en la velocidad de la rotación influyen en la frecuencia de la máquina [22], [23]. Todos estos cambios se encuentran identificados en la ecuación de oscilación:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a = T_m - T_e \quad (1)$$

Donde:

J: es el momento de inercia del generador y la turbina ( $\text{kg} \cdot \text{m}^2$ ).

$\omega_m$ : es la velocidad mecánica.

$T_a$ : torque de aceleración o desaceleración.

$T_m$ : torque mecánico.

$T_e$ : torque eléctrico.

Los generadores sincrónicos se encuentran caracterizados por su constante de inercia H, la cual se entiende como la energía cinética almenada en la rotación a velocidad nominal dividida por la potencia nominal de la máquina según se muestra en (2).

$$H = \frac{J\omega_m^2}{2S_r} \quad (2)$$

Donde:

$\omega_m$ : velocidad angular nominal.

$S_r$ : potencia base de la máquina.

Si se sustituye el valor de J de (2) en la ecuación (1) se tiene

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{T_a}{2H} \quad (3)$$

Donde:

$\omega_r$ : velocidad angular del rotor

En la ecuación (3) se puede identificar la tasa máxima del cambio de la velocidad que como resultado directo corresponde a la máxima tasa de cambio de la frecuencia que ocurre cuando  $T_a$  se encuentra en su máximo valor. En [16] se identifican valores típicos de la constante de inercia para las máquinas los cuales están en los rangos 2.5 – 6 MWs/MVA para unidades térmicas (3000

rpm), 4 – 10 MWs/MVA para unidades térmicas (1500 rpm) y 2 – 4 MWs/MVA para unidades hídricas.

La magnitud del desbalance que se presenta entre la generación y la carga inmediatamente luego de ocurrir una contingencia en el sistema se puede expresar mediante la siguiente ecuación [24]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{2H} \quad (4)$$

Donde  $df/dt$  es la tasa de cambio de frecuencia,  $H$  es el sistema total constante de inercia,  $\Delta P$  representa la diferencia entre la energía mecánica y energía eléctrica.

Antes de cualquier activación del controlador y por respuesta de la inercia, el generador sincrónico libera la energía cinética almacenada en su masa giratoria. Después de eso, si la desviación de frecuencia supera un valor específico, la frecuencia primaria el controlador se activa inmediatamente. Este controlador usa el regulador de velocidad del generador para devolver la frecuencia para guardar valores dentro de 30 segundos. Después de ese tiempo se activa un nuevo control llamado control secundario, activándose para devolver la frecuencia del sistema a su valor nominal [25]. El controlador secundario necesita varios minutos para recuperar la frecuencia del sistema a su valor nominal. Por lo tanto, debe haber energía de reserva disponible para cubrir el aumento de energía demandas durante este período. Finalmente, la desviación de potencia restante activa el control de frecuencia terciario. A diferencia de primaria y controladores secundarios, el controlador terciario requiere ajuste manual en el despacho de generadores o cambios de horarios.

### C. Esquema de Alivio de Carga (EAC)

El esquema de alivio de carga corresponde a protecciones especiales dentro del SEP, las cuales actúan de manera coordinada ante un gran desbalance originado entre la carga y generación. Luego de una gran perturbación y al no poder equilibrar el sistema, el EAC permite reducir el impacto del evento suscitado y permitirle al SEP que alcance un nuevo punto de equilibrio de operación estable [23], [24].

Para poder identificar como actúa un EAC, se verifican los siguientes pasos:

**Paso 1.** Frecuencia umbral: Corresponde al arranque del cual inicia el EAC su funcionamiento, generalmente se utilizan valores de inicio del EAC con 59.5 y 59 Hz. Esto es debido a que menos de estos valores de frecuencia los grupos de generadores no pueden trabajar

de forma continua y además si se utilizan otros valores por encima de estos mencionados, se tiende a limitar el valor de la frecuencia máxima [26].

**Paso 2.** Sobrecarga anticipada: Ayuda a determinar el valor máximo al cual se debe brindar una protección en caso de una sobrecarga:

$$L = \frac{C_{total} - G_{total}}{G_{total}} \quad (5)$$

Donde:

L: sobrecarga anticipada que produce la pérdida de vida útil de las máquinas de las plantas generadoras.

**Paso 3.** Pasos del EAC: Cuando se produce un evento en el SEP en el cual se active el EAC, la carga se empieza a seccionarse en pasos, los cuales una vez los equipos de protección operan para deslastrar la carga, dependiendo de la magnitud del disturbio se activan más o menos pasos dentro del EAC logrando seccionar la carga necesaria para poder encontrar el balance entre la carga y la generación.

**Paso 4.** Cantidad de carga a deslastrarse: En un EAC tradicional la cantidad de carga que se deslastra no considera la penetración de generación no inercial que existe dentro de una SEP [27], por lo que para poder identificar la cantidad de carga a seccionarse se emplea la ecuación (6) [28].

$$LD = \frac{\frac{L}{L+1} - d \left(1 - \frac{f}{f_n}\right)}{1 - d \left(1 - \frac{f}{f_n}\right)} \quad (6)$$

Donde:

LD: total de carga a deslastrarse.

L: sobrecarga anticipada.

f: frecuencia mínima.

f<sub>n</sub>: frecuencia nominal.

d: factor de reducción de carga.

Una vez obtenido el total de carga que se va a deslastrar, se debe considerar que cantidad de esta se secciona por cada paso, ya que, si se deslastra un exceso de carga en el primer paso, puede producirse pequeñas perturbaciones derivadas que no permitirían alcanzar el nuevo estado

de operación. Y, por el contrario, si se deja que el deslastre de mayor carga sea en el último paso, en una gran perturbación se tendría una caída mucho mayor de frecuencia [29].

## 2 METODOLOGÍA PROPUESTA

Para la elaboración de un EAC donde se tome en cuenta la reducción en la inercia del sistema tradicional, se debe iniciar desde la evaluación del SEP ante una contingencia en la salida de elementos en los cuales se involucre una salida de generación o el ingreso de una gran cantidad de carga en donde el balance entre la generación y la demanda se vea alterado. En función de la cantidad de generación no inercial en el sistema, la ecuación (6) se modifica al incluirse un factor de multiplicación, donde se recoja la relación del despacho de generación renovable (no inercial) y la generación convencional. El modelo propuesto se presenta en la ecuación (7).

$$LD = \frac{\frac{L}{L+1} - d \left(1 - \frac{f}{fn}\right)}{1 - d \left(1 - \frac{f}{fn}\right)} \times k \quad (7)$$

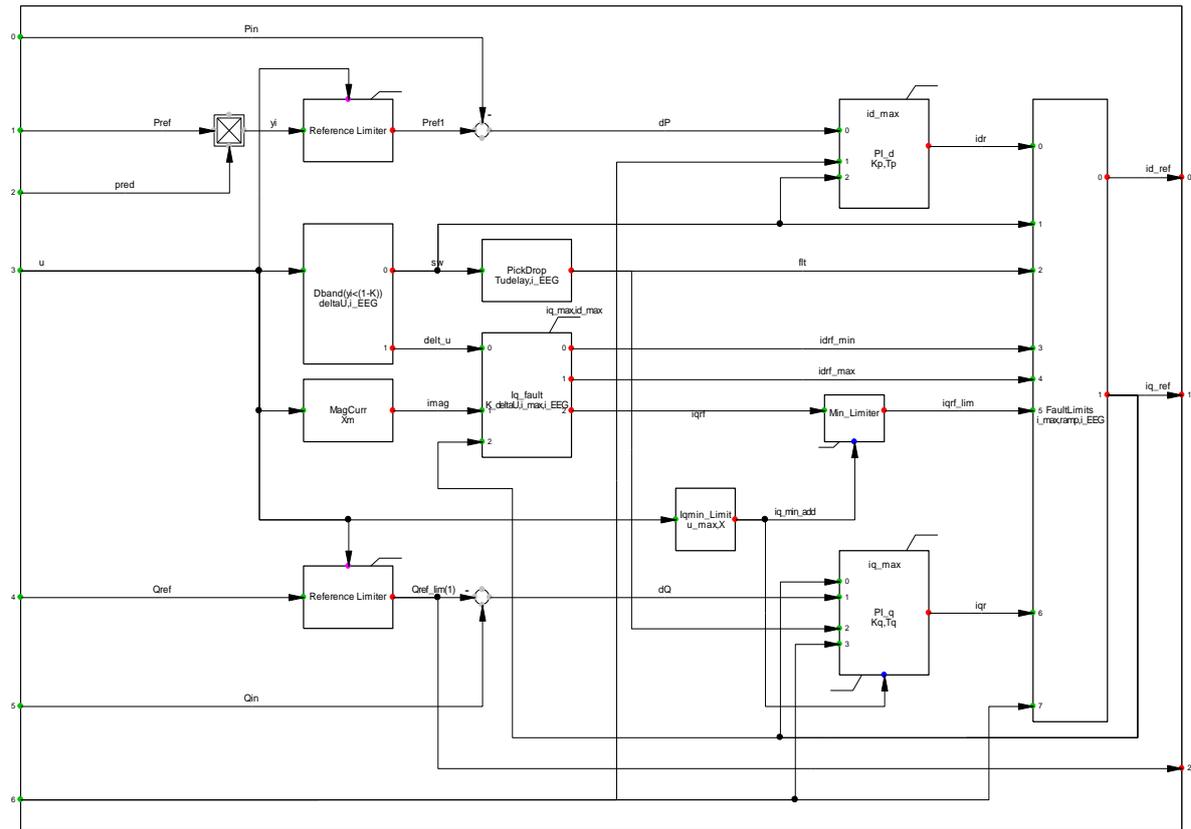
Donde:

k: factor de generación no inercial.

$$k = 1 + \frac{\text{Generacion no inercial}}{\text{Generacion total}} \quad (8)$$

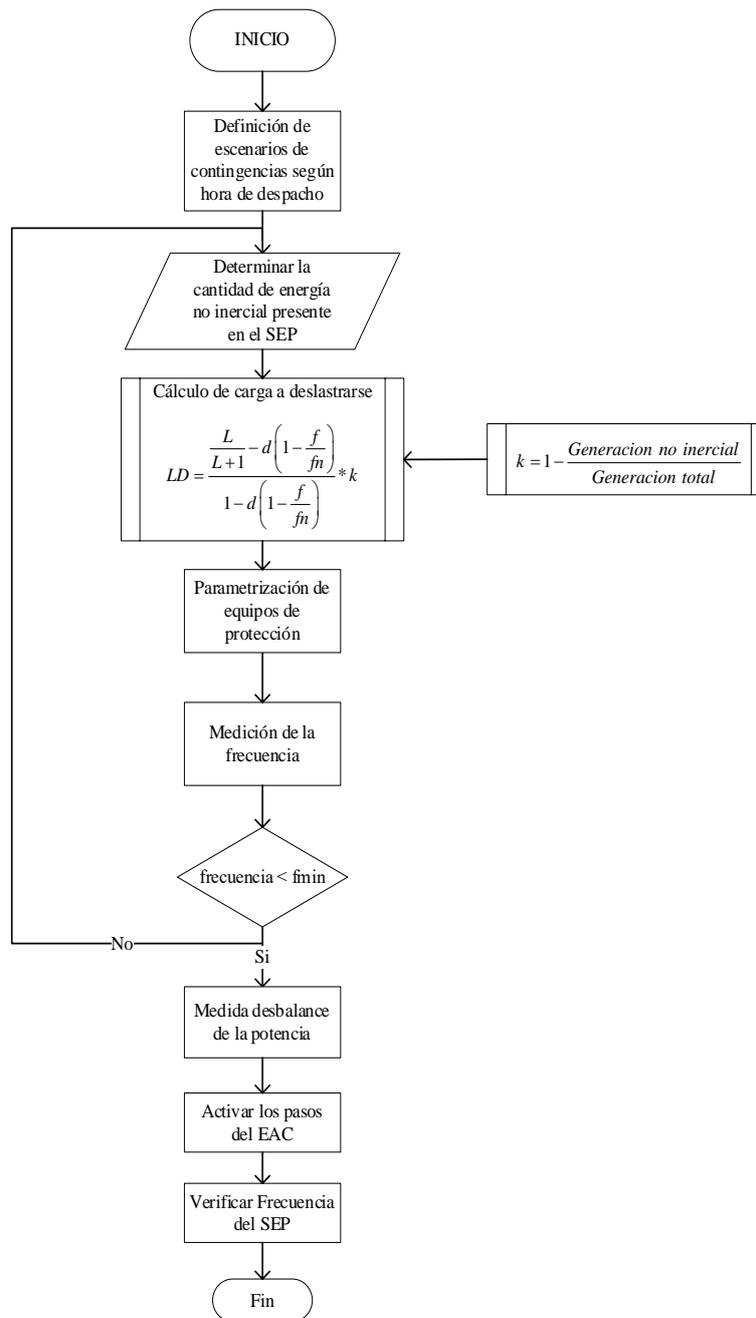
Esta propuesta toma en cuenta el despacho de generación horario, de donde la cantidad de inercia del sistema presente en un determinado punto operativo se refleja por el factor k de la ecuación (7). Este factor se actualiza con cada cambio de porcentaje de energía renovable presente en el sistema, dando así un ajuste nuevo al EAC.

Figura 2. Sistema de control de aerogeneradores



La puesta a prueba del EAC debe realizarse bajo régimen dinámico, particularmente en el ámbito de los transitorios electromecánicos. Es así como los modelos del sistema de potencia deben ser adecuados para este tipo de simulación. Al respecto de la generación, tanto la convencional como la renovable deben incluir sus sistemas de control. En la Fig. 2 se presenta un ejemplo de controlador en una turbina eólica de tipo full converter.

Figura 3. Esquema metodología propuesta



Para ilustrar la metodología propuesta, en la Fig. 3 se indica el diagrama de flujo del proceso de actualización del EAC. Mismo que inicia con los escenarios de simulación que dependen de los despachos de generación del SEP. Una vez obtenido estos se determina la cantidad de carga que va a deslastrarse en función de la ecuación (7), donde por medio de simulaciones dinámicas se evalúa el funcionamiento de la metodología, dando paso a activar el EAC y quedando este último en condiciones de actuar ante cualquier contingencia.

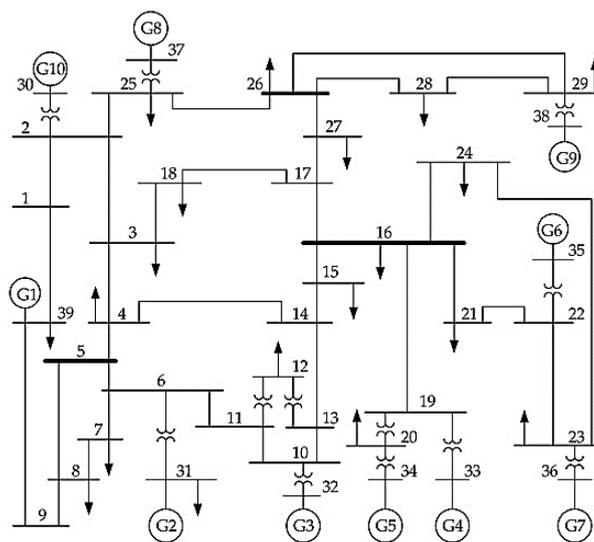
### 3 RESULTADOS OBTENIDOS

La metodología anteriormente mencionada es aplicada sobre el sistema de IEEE de 39 barras indicado en la Fig. 4, el mismo está compuesto por 39 barras, 12 transformadores, 36 líneas de transmisión y 10 generadores. Estos últimos los cuales varían con la introducción de plantas fotovoltaicas o centrales eólicas para así reducir la inercia del sistema.

El proceso de simulación se lleva a cabo en el software DIgSILENT PowerFactory, donde se emplea su lenguaje de programación propio llamado DPL para modelar las expresiones de actualización de la carga a deslastrar con cada condición de despacho según la demanda del sistema.

Las simulaciones son llevadas a cabo con la versión 2018 del software en un computador portátil de procesador Intel Core i9 con 16 GB de memoria RAM.

Figura 4. Sistema de prueba IEEE 39 barras [30]



Para poder identificar el EAC propuesto, se determina el valor en el cual luego de la pérdida de generación el sistema se vuelve inestable. Este valor corresponde a 2500 MW del valor total de la carga del sistema igual a 6097,1 MW se puede calcular el valor de  $L$  en función de la ecuación (5), se obtiene que  $L=0.695$ .

Con este valor se procede a determinar LD de la ecuación (7) considerando que  $f=58,4$ ,  $f_n=60$ ,  $d=2$  y se analiza valores para  $k=1$  (sin penetración de energía no inercial) y  $k=1,36$  (Con el ingreso de un 46% de energía no inercial).

De las consideraciones mostradas, se obtiene que sin el ingreso de la penetración de energía no inercial el valor de  $LD=0,44$ . Es decir, se debe seccionar una cantidad de 2684 MW de la carga total.

Mientras que con el ingreso de la energía no inercial el valor de es  $LD=0,55$ . Es decir, se debe seccionar una cantidad de 3655 MW de la carga total.

Estas cantidades de carga se dividen en cinco pasos los cuales se muestran en la Tabla I y Tabla II y son parametrizados en los equipos de protección de las cargas. Donde se puede apreciar ante la presencia de generación renovable, es necesario desconectar un mayor porcentaje de la carga del sistema a fin de evitar un colapso total por una inestabilidad de frecuencia.

Tabla 1. Diseño de esquema de alivio de carga por baja frecuencia sistema IEEE 39 barras sin energía no inercial

Pasos	Frecuencia (Hz)	Desconexión de carga (%)	Desconexión Total de Carga (%)	Desconexión de carga (MW)
1	59,4	7,3	7,3	445,08
2	59,2	8,7	16	975,52
3	59	9,8	25,8	1573,03
4	58,8	8,9	34,7	2115,66
5	58,6	9,3	44	2682,68

Tabla 2. Diseño de esquema de alivio de carga por baja frecuencia sistema IEEE 39 barras con energía no inercial

Pasos	Frecuencia (Hz)	Desconexión de carga (%)	Desconexión Total de Carga (%)	Desconexión de carga (MW)
1	59,4	9,4	9,4	573,12
2	59,2	11,3	20,7	1262,08
3	59	13,4	34,1	2079,08
4	58,8	12,8	46,9	2859,49
5	58,6	13,1	60	3658,20

Como evento de prueba, se considera la salida intempestiva del generador 09 correspondiente a un total de 830 MW convencionales, del cual se desprenden los siguientes escenarios:

Escenario 1: No se considera la actuación del EAC y además no se considera el ingreso de energía no inercial, observando que la caída de frecuencia es abrupta y sobrepasa los límites de frecuencia establecidos y queda en condiciones de inestabilidad de frecuencia.

Escenario 2: No se considera la actuación del EAC y además se considera el ingreso de energía no inercial, observando que la caída de frecuencia es mucho más fuerte que el escenario

anterior y sobrepasa los límites de frecuencia establecidos y la misma no logra recuperarse por lo que sigue cayendo hasta el colapso del sistema.

Escenario 3: Se considera la actuación del EAC y además no se considera el ingreso de energía no inercial, observando que la caída de frecuencia es menor, cayendo solamente a 59,19 Hz y luego de activarse el EAC, la frecuencia se recupera a 59,8 Hz. En este escenario la carga deslastrada es de 711 MW.

Escenario 4: Se considera la actuación del EAC y además se considera el ingreso de energía no inercial, observando que la caída de frecuencia es mayor, cayendo solamente a 59,01 Hz y luego de activarse el EAC, la frecuencia se recupera a 60,15 Hz. En este escenario la carga deslastrada es de 959 MW.

Figura 5. Frecuencia Escenario 1

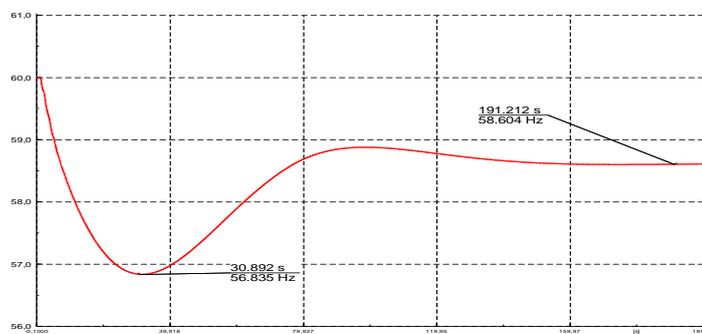


Figura 6. Frecuencia Escenario 2

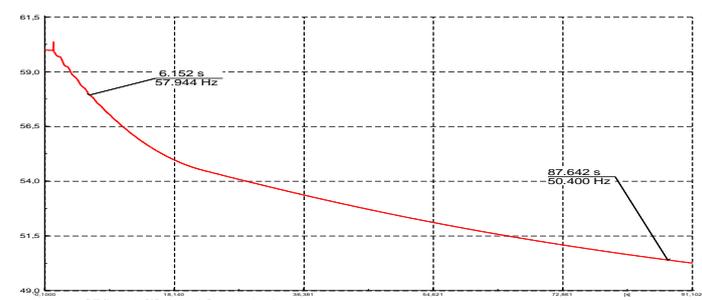
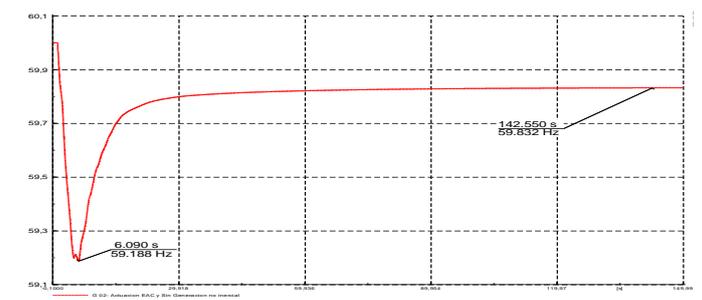


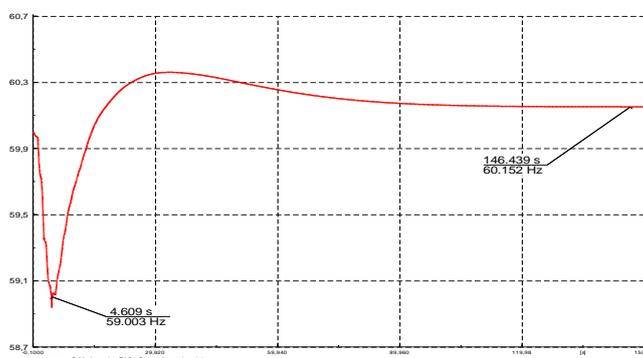
Figura 7. Frecuencia Escenario 3



Luego de realizar las diferentes simulaciones de los escenarios mencionados, se pudo evidenciar el gran impacto que tienen los generadores con poca energía inercial ya que como se puede ver en la Fig. 5 y Fig. 6 en un mismo disturbio, la frecuencia de un SEP con poca inercia cae de una manera mucho más rápida que el SEP con alta inercia.

Además, se pudo observar que al tener un SEP con alto componente no inercial provocará que la carga deslastrada sea mayor que un SEP sin alta generación no inercial y esto se debe a que el ROCOF es mucho mayor en un SEP con alto componente no inercial, provocando que la desconexión de carga sea mayor.

Figura 8. Frecuencia Escenario 4



#### 4 CONCLUSIONES

La implementación del EAC que se adapte al despacho de generadores permite al sistema recuperar su frecuencia de manera rápida y, además que las caídas de frecuencia en un SEP con alta generación no inercial sean menores activando el funcionamiento del EAC de manera automática.

Al comparar una misma contingencia con el EAC desactivado, en un sistema con inercia respecto a un sistema con poca inercia, en el sistema con mayor inercia cae la frecuencia, pero logra recuperarse lo que no ocurre en un sistema con poca inercia ya que, en un mismo evento de contingencia, el sistema no puede recuperar su frecuencia y esta caería de tal manera que llevaría al colapso del SEP.

Las simulaciones realizadas en el presente trabajo permiten conocer el comportamiento de la frecuencia luego de ocurrir una perturbación grande en un sistema eléctrico con alto componente renovable y valorar lo que ocurre en esta instancia operativa.

El EAC permite obtener información de la recuperación que tiene el sistema luego de ser sometido a una perturbación, obteniendo datos en los cuales, al tener una rápida actuación de los

equipos de protección ante una caída de frecuencia, el SEP se recupera de una mejor manera y permite que el mismo trabaje en otro punto de estabilidad.

La continuación de este trabajo supone añadir consideraciones adicionales en los modelos del sistema, por ejemplo, el comportamiento de las cargas ante eventos de frecuencia debe añadirse para obtener una respuesta más realista del sistema de potencia y por lo tanto una mejor parametrización del EAC.

## REFERENCIAS

- [1] H. M. Kim, T. Kinoshita, Y. Lim, and T. H. Kim, “Bankruptcy problem approach to load-shedding in agent-based microgrid operation,” *Commun. Comput. Inf. Sci.*, vol. 78 CCIS, pp. 621–628, 2010.
- [2] Y. Jiang, X. Chen, S. Peng, X. Du, D. Xu, and J. Tang, “Study on Emergency Load Shedding of Hybrid AC / DC Receiving-End Power Grid with Stochastic,” *Energies*, no. October 2019, p. 20, 2019.
- [3] N. M. Sapari, H. Mokhlis, J. A. Laghari, A. H. A. Bakar, and M. R. M. Dahalan, “Application of load shedding schemes for distribution network connected with distributed generation: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 82, no. January 2016, pp. 858–867, 2018.
- [4] H. Mohamad, A. I. M. Isa, Z. M. Yasin, N. A. Salim, and N. N. A. M. Rahim, “Optimal load shedding technique for an islanding distribution system by using Particle Swarm Optimization,” *3rd Int. Conf. Power Gener. Syst. Renew. Energy Technol. PGSRET 2017*, vol. 2018-Janua, pp. 154–158, 2018.
- [5] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, “Application of meta-heuristic techniques for optimal load shedding in islanded distribution network with high penetration of solar PV generation,” *Energies*, vol. 10, no. 2, 2017.
- [6] I. S. Budi, A. Nurdiansyah, and A. Lomi, “Impact of load shedding on frequency and voltage system,” *2017 Int. Semin. Intell. Technol. Its Appl. Strength. Link Between Univ. Res. Ind. to Support ASEAN Energy Sect. ISITIA 2017 - Proceeding*, vol. 2017-Janua, pp. 110–115, 2017.
- [7] J. Morren, J. Pierik, and S. W. H. de Haan, “Inertial response of variable speed wind turbines,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 76, no. 11, pp. 980–987, 2006.
- [8] N. Perumal and C. C. Ying, “A proposed strategy of implementation for load shedding and load recovery with dynamic simulations,” *Natl. Power Energy Conf. PECon 2004 - Proc.*, pp. 185–189, 2004.
- [9] B. Fox, J. G. Thompson, and C. E. Tindall, “Adaptive control of load shedding relays under generation loss conditions,” *IET Conf. Publ.*, pp. 259–263, 1989.
- [10] V. Chin, Z. Y. Dong, T. K. Saha, J. Ford, and J. Z. J. Zhang, “Adaptive and optimal under frequency load shedding,” *2008 Australas. Univ. Power Eng. Conf.*, no. June 2015, pp. 1–6, 2008.
- [11] Nahid-Al-Masood, N. Modi, and R. Yan, “Low inertia power systems: Frequency response challenges and a possible solution,” pp. 1–6, 2016.
- [12] K. S. Ratnam, K. Palanisamy, and G. Yang, “Future low-inertia power systems: Requirements, issues, and solutions - A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 124, no. February, p. 109773, 2020.
- [13] A. Atputharajah and T. K. Saha, “Power system blackouts - literature review,” *ICIIS 2009 - 4th Int. Conf. Ind. Inf. Syst. 2009, Conf. Proc.*, no. December, pp. 460–465, 2009.

- [14] A. Ulbig, T. S. Borsche, and G. Andersson, *Impact of low rotational inertia on power system stability and operation*, vol. 19, no. 3. IFAC, 2014.
- [15] Binti Ida Umayu, “Dynamic Under Frequency Load Shedding in Power Systems,” *Univ. Nusant. PGRI Kediri*, vol. 01, pp. 1–7, 2017.
- [16] B. Delfino, S. Massucco, A. Morini, P. Scalera, and F. Silvestro, “Implementation and comparison of different under frequency load-shedding schemes,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 1, no. SUMMER, pp. 307–312, 2001.
- [17] V. V. Terzija, “Adaptive underfrequency load shedding based on the magnitude of the disturbance estimation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1260–1266, 2006.
- [18] N. N. A. Bakar, M. Y. Hassan, M. F. Sulaima, M. N. im Mohd Nasir, and A. Khamis, “Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 71, no. December 2016, pp. 161–169, 2017.
- [19] M. Marzband, M. M. Moghaddam, M. F. Akorede, and G. Khomeyrani, “Adaptive load shedding scheme for frequency stability enhancement in microgrids,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 140, pp. 78–86, 2016.
- [20] S. Li, F. Tang, Y. Shao, and Q. Liao, “Adaptive under-frequency load shedding scheme in system integrated with highwind power penetration: Impacts and improvements,” *Energies*, vol. 10, no. 9, 2017.
- [21] A. Ketabi and M. Hajiakbari Fini, “Adaptive underfrequency load shedding using particle swarm optimization algorithm,” *J. Appl. Res. Technol.*, vol. 15, no. 1, pp. 54–60, 2017.
- [22] U. Rudez and R. Mihalic, “Monitoring the first frequency derivative to improve adaptive underfrequency load-shedding schemes,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 2, pp. 839–846, 2011.
- [23] H. E. Lokay and V. Burtnyk, “Application of Underfrequency Relays for Automatic Load Shedding,” *Power*, no. 3, pp. 776–783, 1968.
- [24] G. A. Chown and M. Coker. , J.G. Wright , R. V. Heerden, “System inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) with increasing non-synchronous renewable energy penetration,” *CIGRE Sci. -Engineering*, vol. 11, no. June, pp. 1–16, 2018.
- [25] H. Jiang, G. Yan, H. Ji, L. Liu, and D. Shan, “An improved under frequency load shedding scheme based on rate of change of frequency,” *Proc. - Int. Conf. Electr. Control Eng. ICECE 2010*, no. i, pp. 3292–3295, 2010.
- [26] Y. R. Omar, I. Z. Abidin, S. Yusof, H. Hashim, and H. A. Abdul Rashid, “Under Frequency Load Shedding (UFLS): Principles and implementation,” *PECon2010 - 2010 IEEE Int. Conf. Power Energy*, no. 1, pp. 414–419, 2010.
- [27] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, “Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, no. July 2016, pp. 144–155, 2017.

- [28] J. B. Anderson “Power System Protection,” IEEE Power Engineering Society., IEEE Press Power, pp. 807-911, 2013.
- [29] P. M. Anderson and M. Mirheydar, “An adaptive method for setting underfrequency load shedding relays,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 2, pp. 647–655, 1992.
- [30] M. Cupelli, C. Doig Cardet, and A. Monti, “Voltage stability indices comparison on the IEEE-39 bus system using RTDS,” *2012 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2012*, pp. 1–6, 2012.