

## Principales novedades regulatorias en enero de 2023

La Comisión Reguladora de Energía aprobó:

- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se establece el criterio para la asignación de certificados de energías limpias disponibles en la cuenta de la Comisión Reguladora de Energía, correspondientes al año de obligación 2020
- Un proyecto de Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se autoriza un incremento en el límite de capacidad de interconexión de centrales eléctricas con capacidad instalada neta menor a 0.5 MW, generación distribuida y generación limpia distribuida a la red general de distribución del sistema interconectado Baja California Sur.
- Acuerdo por el que se autoriza el manual de servicios conexos no incluidos en el mercado eléctrico mayorista.
- Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por el que se aprueba a PEMEX LOGÍSTICA el costo trasladable de las pérdidas no operativas aplicable a los términos y condiciones para la prestación del servicio de transporte por ducto de petrolíferos, para el año 2023 conforme a la metodología aprobada por la Comisión Reguladora de Energía mediante la resolución RES/064/2022.

En la página de internet del Centro Nacional de Control de Energía se publicó:

- Precio tope y el precio piso aplicables a las ofertas de venta para importación y de compra para exportación durante el año 2023.
- Precio tope de los Precios Marginales Locales (PML) del Mercado de Energía de Corto Plazo
- Actualización del Plan de Activación para Protocolo Correctivo 2023
- Convocatoria de envío de Cotización para la contratación de Potencia en caso de emergencia para el Sistema Eléctrico de Baja California durante el periodo que comprenderá de junio a septiembre del 2023.

En el Diario Oficial de la Federación se publicó:

- Acuerdo Núm. A/041/2022 de la Comisión Reguladora de Energía por el que se modifican los artículos transitorios de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de medida-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad.

# ¿Cuánta inercia necesita un sistema eléctrico? ó ¿Cómo Operar un Sistema Eléctrico Sin Emisiones de CO<sub>2</sub>?



## La Respuesta de National Grid

Enero 2023

---

*La inercia, energía rotatoria de los generadores, permite a un sistema eléctrico evitar que un incremento súbito en la demanda o la falla inesperada de un generador provoque un disturbio generalizado en el sistema, en tanto otros recursos entran en operación para corregir el desbalance entre carga y generación. La cantidad de inercia requerida dependerá de: i) la máxima pérdida de generación, variable o no, o el aumento súbito máximo en la demanda posibles; ii) el tiempo de respuesta de otros recursos para compensar el desbalance; iii) la frecuencia del sistema; y, iv) sus variaciones permitidas. National Grid el operador del sistema eléctrico del Reino Unido, el cual tiene capacidad y generación similares al mexicano, ha identificado que su operación libre de emisiones de CO<sub>2</sub> en 2030 requeriría un mínimo de 96 GVAs (aprox. 27 MWh) de inercia. Nivel significativamente menor al mínimo observado en un día típico de operación en 2019. Para la operación libre de carbono el operador prevé también otros servicios como la contención dinámica.*

El aumento en la penetración de la generación variable (eólica y solar) ha causado preocupación a los operadores de sistemas eléctricos a nivel internacional por la reducción de la inercia en el sistema que podría traducirse en una menor confiabilidad. ¿Qué es la inercia y porque su disminución podría afectar la confiabilidad de un sistema eléctrico?

La inercia es la energía cinética, energía por el movimiento rotatorio, de los generadores operando. A mayor cantidad de centrales “giratorias” como termoeléctricas o hidroeléctricas mayor inercia en el sistema; por lo que una mayor participación de centrales solares y eólicas en la generación, dado un nivel de demanda, reduce la inercia del sistema.

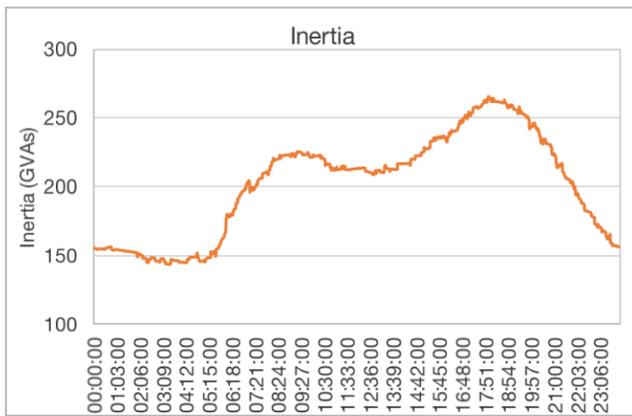
Cuando hay variaciones inesperadas en la demanda, se produce un desbalance entre demanda y generación que hace que los generadores operando experimenten un aumento de la carga que “los frena” produciendo una reducción de la frecuencia del sistema que, de rebasar los límites para su variación provocará la desconexión de centrales y una falla generalizada del sistema. **La inercia permite que la frecuencia (60Hz) se mantenga dentro de su rango de variación permitido mientras se ponen en marcha otros recursos para cubrir la demanda.** Lo mismo ocurre cuando una central falla o la cantidad de energía eléctrica generada se reduce de manera inesperada, como en las centrales fotovoltaicas.

Por lo tanto, la cantidad de inercia que requiere un sistema dependerá de: i) la magnitud del aumento de la demanda o pérdida de generación que puede ocurrir de manera inesperada; ii) del tiempo que tardan en entrar en marcha otros recursos de energía; iii) el rango de variación de la frecuencia sin que se produzca una falla generalizada del sistema; y, iv) la frecuencia del sistema.

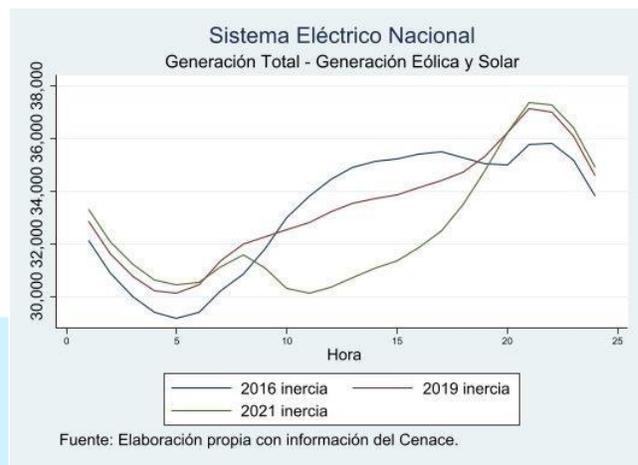
Así, por un lado, cuanto mayor sea las variaciones de la demanda o generación o el tiempo de respuesta de otros recursos mayor será la inercia requerida en el sistema; por lo que centrales de mayor tamaño o mayor variabilidad de la demanda requerirán mayor inercia del sistema para su operación confiable. Por otro lado, a mayor rango de variación posible de la frecuencia la inercia requerida será menor. En el Anexo se presenta la ecuación de balanceo que relaciona las variables mencionadas. Esta relación

implica que la salida inesperada de una central de 1000 MW requiere de 200 GVAs (aprox. 55.5 Mwh) para evitar que la frecuencia de 50 Hz tenga una variación mayor a 0.125 Hz/s.<sup>1</sup>

De acuerdo con National Grid, el operador del sistema eléctrico del Reino Unido, para manejar la operación de carbono cero, se requerirán un mínimo de 96 GVAs de inercia para garantizar que la estabilidad del sistema pueda mantenerse en caso de una pérdida significativa y que la frecuencia no caiga demasiado. La gráfica muestra el comportamiento de la inercia en ese sistema durante un día típico de 2019. La grafica de la derecha ilustra cualitativamente el comportamiento de la inercia en el sistema eléctrico nacional en México en un día típico pues muestra el comportamiento de la generación distinta a la eólica y solar



Fuente: National Grid ESO, “Operating a Low Inertia System, A System Operability Framework document”, February 2020.



Fuente: Elaboración propia con información del Cenace.

De acuerdo con National Grid ESO<sup>2</sup>, debido a la incorporación de centrales eólicas y fotovoltaicas y la generación distribuida la inercia del sistema se está reduciendo y esto, combinado con una mayor variación en la oferta y la demanda, significa que la frecuencia del sistema es más volátil y más impredecible. De esta manera, la descarbonización del sistema eléctrico está generando cambios en cuatro áreas clave: i) Menos generación despachable; ii) Más generación asíncrona; iii) Más fuentes de generación variables; iv) Reubicación de los Recursos de Generación

Por lo que para la operación del sistema eléctrico del Reino Unido sin la emisión de CO<sub>2</sub>, National Grid contempla requisitos agrupados en dos grandes rubros:

**Red Confiable.** Se centra en los requisitos del sistema que son localizados por naturaleza. Estos son Estabilidad, Térmica, Voltaje y Restauración.

**Balance del sistema.** Se centra en el balance de energía del sistema a través de los Servicios de Frecuencia, Flexibilidad Intradía y Suficiencia. Todos ellos aseguran el balance de energía en diferentes escalas de tiempo.

<sup>1</sup> Para mayor detalle el lector interesado puede consultar National Grid ESO, “Operating a Low Inertia System, A System Operability Framework document”, February 2020.

<sup>2</sup> Esta sección sigue de cerca el documento National Grid ESO, “Operability Strategy Report. December 2022”.

### Frecuencia

- Respuesta: se necesitan servicios previos a la falla para manejar la frecuencia cerca de su valor establecido (50 o 60 Hz) y servicios posteriores a fallas para garantizar que la frecuencia pueda contenerse después de una falla. En un sistema con menor inercia, es necesario que los servicios posteriores a la falla sean más rápidos.<sup>3</sup>
- Reserva: se activa manualmente y se puede usar para que la frecuencia vuelva a nivel establecido (50 o 60 Hz) después de la activación.

| Servicio de frecuencia                    | Necesidad del sistema   | Requerimiento         |
|---|---|-----------------------|
| Regulación Dinámica y Moderación Dinámica | Regular la frecuencia de estado estable dentro de los límites de +/-0,5 Hz                        | hasta 300 MW cada uno |
| Contención dinámica                       | Contener la frecuencia por eventos dentro de los estándares.                                      | hasta 1400 MW         |
| Reserva rápida                            | Recupera la frecuencia hacia 50 Hz, principalmente durante condiciones de funcionamiento normales | hasta 1400 MW         |
| Reserva lenta                             | Restaura la frecuencia al rango operativo (+/-0.2 Hz) en 15 minutos                               | hasta 1400 MW         |
| Reserva de balance                        | Flexibilidad en tiempo real para garantizar el equilibrio entre la oferta y la demanda            | hasta 2500MW          |

Fuente: National Grid ESO, "Operability Strategy Report. December 2022".

### Estabilidad

El aumento de las tecnologías con uso de inversores como la eólica y la solar continuarán impulsando un declive en la estabilidad inherente del sistema. Este vacío se llena sincronizando CCGT y generadores de biomasa. La inercia del sistema es uno de los componentes clave de la estabilidad y nuestro requisito de inercia del sistema se ve significativamente afectado por las condiciones cambiantes relacionadas con el crecimiento de la generación asíncrona. Además, nuevos activos de mayor tamaño de hasta 1.8 GW se están conectando al sistema, aumentando la pérdida máxima en el sistema.

Para gestionar la operación de carbono cero del sistema eléctrico del Reino Unido se necesitará un mínimo de 96 GVAs de inercia para garantizar que la estabilidad del sistema pueda mantenerse en caso de una pérdida significativa y que la frecuencia no caiga demasiado.

### Voltaje

Los niveles de tensión se gestionan a través de la inyección y absorción de potencia reactiva. Mantener niveles de tensión en la red de transmisión se ha vuelto cada vez más desafiante conforme la disminución de la demanda de potencia reactiva en redes de distribución y reducción del flujo de

<sup>3</sup> En nuestro boletín de Diciembre 2020 incluimos una nota sobre el servicio de contención dinámica.

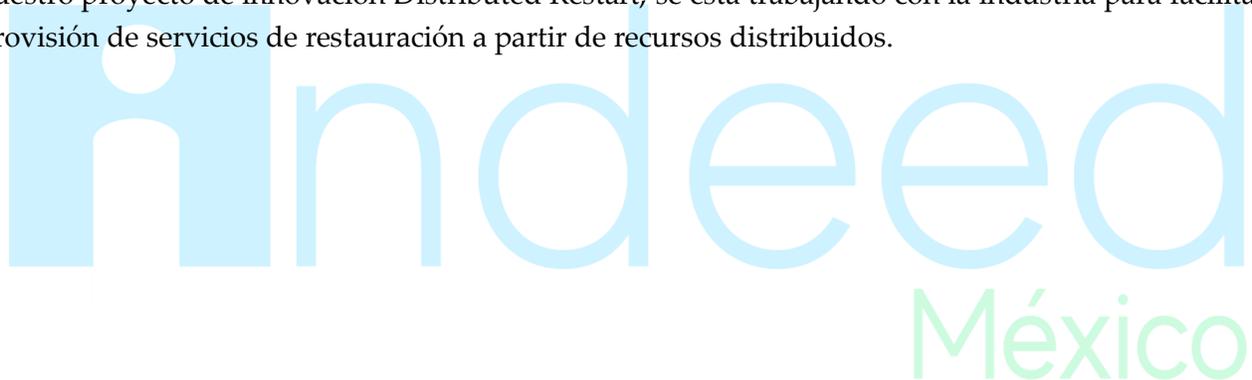
energía a través de la red de transmisión están impulsando una creciente necesidad de absorber potencia reactiva en el sistema de transmisión. Se están identificando nuevos proveedores de servicios de potencia reactiva.

Para 2030, algunas áreas de la red verán flujos de energía pico que son 400% mayores a la capacidad límite actual.

#### *Restauración del sistema*

La caída en la generación tradicional y la creciente penetración de los recursos energéticos distribuidos significa que deberá garantizarse la restauración. Los servicios pueden ser proporcionados en el futuro por una variedad de usuarios. Para mediados de la década de 2020, el objetivo es tener un mercado completamente competitivo para la adquisición de servicios de restauración de una amplia gama de tecnologías conectadas a diferentes niveles de voltaje en la red, con Operadores de Transmisión (TO) y Operadores de Redes de Distribución (DNO) jugando un papel más activo en la restauración.

Las normas de restauración requieren restaurar el 100% de la demanda eléctrica del Reino Unido en 5 días, con el 60% de la demanda regional habiendo sido restaurado dentro de las 24 horas. A través de nuestro proyecto de innovación Distributed Restart, se está trabajando con la industria para facilitar la provisión de servicios de restauración a partir de recursos distribuidos.



### Anexo. Ecuación de Balanceo

La relación entre estas variables se encuentra determinada por la siguiente ecuación de balanceo:

$$\Delta P = \frac{2H * RoCoF}{f_0}$$

Donde  $\Delta P$  es la variación en la demanda o generación que puede presentarse sin que la variación de la frecuencia  $f_0$  sea mayor a RoCoF y H es la inercia del sistema.

