Restricciones de Cortes Demanda Neta Mínima y RoCoF

Curso SimSEE edición 2025

Ing. Ruben Chaer
IIE – FING – UDELAR
Montevideo – Uruguay

Controlabilidad dinámica de la operación

La operación del sistema eléctrico implica mantener el balance de energías entrantes y salientes, en cada elemento de la red en forma permanente. Para ello, los Generadores están inyectando energía en los diferentes nodos (o barras) de la red y las Demandas están retirando la energía que consumen. Este balance se debe mantener en todas las escalas temporales. La energía eléctrica se transfiere por la red a una frecuencia de 50 Hz. Para mantener este balance, desde los milisegundos a las horas, se cuenta con diferentes capas de sistemas de control.

Las primeras capas, las que se encargan de los milisegundos a minutos, necesariamente son automatismos que no admiten intervención humana, las capas entre minutos y horas son automatismos que pueden permitir la intervención de los operadores y para el mantenimiento del balance en escalas superiores a las horas, son los operadores que con la ayuda de herramientas de optimización programan el mejor uso de los recursos/ofertas disponibles.

Auto-regulación.
(Inercia, Instantánea a 5 segundos)

Ante un evento, como la pérdida de un Generador, la energía que deja de entregar dicho generador, al mantenerse el retiro de energía por parte de la demanda, causa un desequilibrio que es suplido tomando energía de las masas (rotores de los generadores eléctricos, de las turbinas/motores que los arrastran y eventualmente de volantes de inercias incorporados en sus ejes).

Esta forma de auto-regulación implica entonces un frenado (pérdida de velocidad de giro) de dichas masas lo que lleva a una disminución de la frecuencia de la red.

En forma similar, si el evento fuera la disminución repentina de la demanda (por ej. por salida de una línea que abastece una ciudad), el desbalance será compensado transfiriendo el exceso de potencia a las masas giratorias que aumentarán progresivamente su velocidad de giro con el consecuente aumento de la frecuencia del SIN.

Mientras que las frecuencias estén dentro de una Banda Muerta <= 0.03 Hz (ej.:Colombia) los generadores no toman acciones compensatorias (que implicaría pasar al control primario de frecuencia).

La suma de las inercias de las masas giratorias determina la velocidad del cambio en la frecuencia y por tanto el tiempo disponible para compensar los desequilibrios.

Si la deriva en frecuencia supera los la banda muerta en Hz los generadores deben activar el control Primario explicado a continuación.

Notar que la auto-regulación, no implica ningún tipo de controlador automático cuando se trata de masas giratorias. Es simplemente el balance energético reduciendo o aumentando la energía cinética de las masas acopladas.

En el futuro, con la incorporación de dispositivos de electrónica de potencia (inversores, rectificadores, etc.) unidos a elementos de almacenamiento como baterías es posible disponer de nuevos componentes que suministren "inercia sintética" en sustitución de las masas giratorias.

Se hace notar, que la Inercia del SIN es la suma de las masas giratorias acopladas y no depende de la potencia que estén entregando las unidades generadoras. Es suficiente con que estén acopladas al SIN (girando).

Valores típicos de constante de INERCIA (por MVA de chapa)

Production Type	Mean H [s]	Loading factor [-]
Nuclear	5,9	0,96
Fossil Brown coal/Lignite	3,8	0,81
Fossil Peat	3,8	0,59
Fossil Hard coal	4,2	0,70
Fossil Gas	4,2	0,60
Fossil Coal-derived gas	4,2	0,54
Fossil Oil	4,3	0,40
Fossil Oil shale	4,3	0,40
Hydro Run-of-river and poundage	2,7	0,61
Hydro Water Reservoir	3,7	0,56
Hydro Pumped Storage	3,5	0,46
Wind Onshore	0,0	-
Wind Offshore	0,0	-
Solar	0,0	-
Other renewable	3,5	0,50
Geothermal	3,5	0,83
Other	3,8	0,56
Waste	3,8	0,28
Marine	3,8	0,50
Biomass	3,3	0,70

Control Primario de Frecuencia (Estatismos, de 5 a 30 segundos)

Cuando el desvío de frecuencia supera los umbrales de la Banda Muerta, es necesario recomponer el equilibrio acelerando o frenando según corresponda los generadores. Para que ello suceda en cuestión de segundos, los mismos están dotados de un sistema de control (cada uno de ellos independientemente y sin necesidad de comunicación con el exterior) que reacciona ente el desvío de frecuencia acelerando o desacelerando según corresponda. Se llama Estatismo a la constante de respuesta que determina el cociente entre la variación de frecuencia (expresada en por unidad de la frecuencia nominal del SIN) y la variación de potencia (expresado en por unidad de la potencia nominal de la unidad generadora) que realizará el control primario como respuesta a dicha variación de frecuencia.

La resolución R CREG 023/01, art. 2 Colombia) dice : "Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada.

.....

El Estatismo de las unidades generadoras despachadas centralmente, excepto las plantas eólicas y solares fotovoltaicas, debe tener un valor entre el 4% y el 6%, el cual deberá ser declarado por el agente al CND. "

Control Secundario de Frecuencia (AGC, 30 segundos a 15 Minutos)

Entre la auto-regulación (por la inercia) y el Control Primario (distribuido en cada generador) se debe lograr mantener el equilibrio del sistema sin llegar a la necesidad de desconexiones automáticas realizadas por los sistemas de protecciones, ando así tiempo a la acción compensatoria en términos de minutos realizada por el Control Secundario de Frecuencia. Este control secundario implica comunicación con los generadores para que cambien su consigna de despacho, cambiando así su punto de equilibrio del Control Primario. Generalmente, uno o más generadores de gran porte (el o los asignados al control de frecuencia) son los encargados de realizar el cambio y el resto simplemente vuelve (automáticamente sin necesidad de comunicación) a su punto de control primario cuando la frecuencia retorna a la Banda Muerta.

(Fuente: R CREG 025/95, ANEXO GENERAL - CÓDIGO DE OPERACIÓN - Num. 5.6.1) (Fuente: R CREG 023/01, art. 3 Colombia): "ARTÍCULO 1.5.5.7.7. REGULACIÓN SECUNDARIA. Todos las empresas de generación deben participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas.

La regulación secundaria del SIN es efectuada por el (AGC) bajo el esquema llamado jerárquico. El CND distribuye la reserva rodante de acuerdo al Numeral "3.2 Reserva Rodante"."

Control Terciario
(AGC-Operadores, 15 minutos a Horas)

Cuando los márgenes de reserva (holguras asignadas a los generadores en el AGC) del Control Secundario se utilizan los operadores deben solicitar la entrada o salida de generación y reasignar sus márgenes de reserva para mantener la operativa eficiente del Control Secundario.

Relés de frecuencia (cuando todo lo anterior falla)

En situaciones donde no es posible mantener la frecuencia del SIN dentro de los márgenes admisibles, situación a la que se trata de no llegar con todos los controles antes mencionados, los relés de frecuencia actúan desconectando carga o generación intentando minimizar los cortes de suministro realizados.

Sobre la Inercia y Control Primario

Las masas girando acopladas sincrónicamente a la red constituyen lo que se conoce como La Inercia del SIN.

No importa si la máquina está o no despachada a pleno, lo importante es que esté acoplada sincrónicamente.

La inercia del SIN, almacena energía cinética, que ante una variación intempestiva del balance de potencia, entrega o absorbe energía.

En los primeros instantes, ante una perturbación, es esta inercia lo que da tiempo a los estatísmos de las máquinas a actuar, incrementando o reduciendo su entrega de potencia.

La inercia girando en todo memento define el tiempo disponible para la acción del control primario ante una perturbación dada.

Ante una perturabción de potencia dP, la inercia giratoria determina lo que se conocecomo **ROCOF** (rate of change of frecuency) que expresa la variación en Hz/s que tendrá el sistema inicialmente, antes de que logre actuar el control primario. Si el desvío de frecuencia admisible en el SIN es 2.5 Hz y se especifican 5 segundos como tiempo de respiro para la acción del control primario, se tendrá que el ROCOF deberá ser inferior a ROCOF < 2.5/5 = 0.5 Hz/s

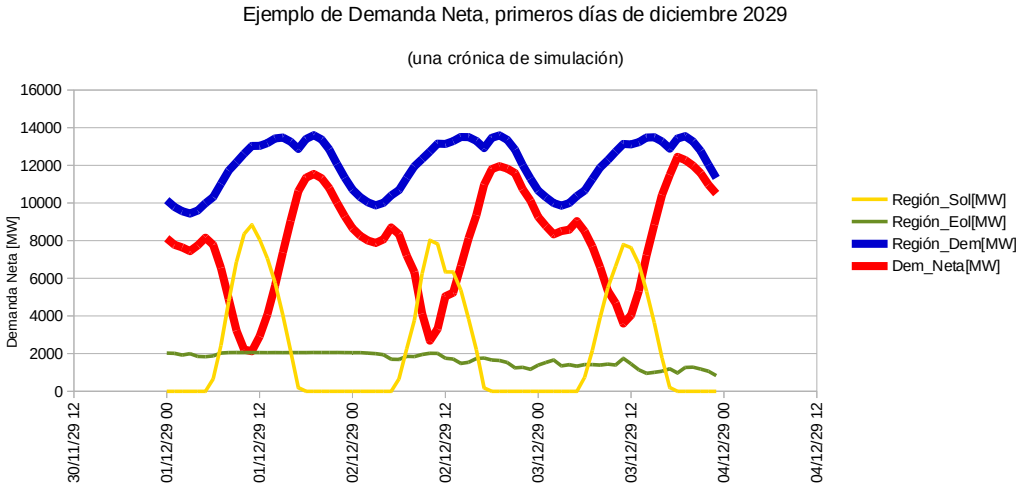
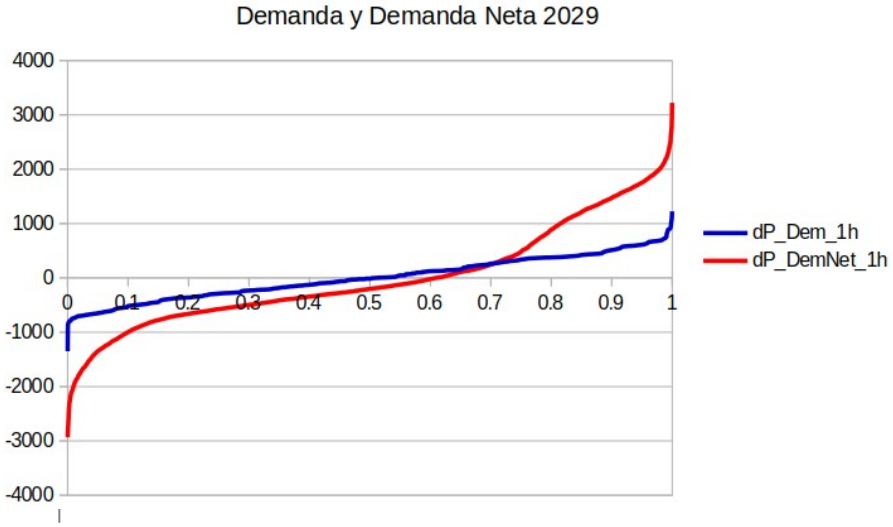
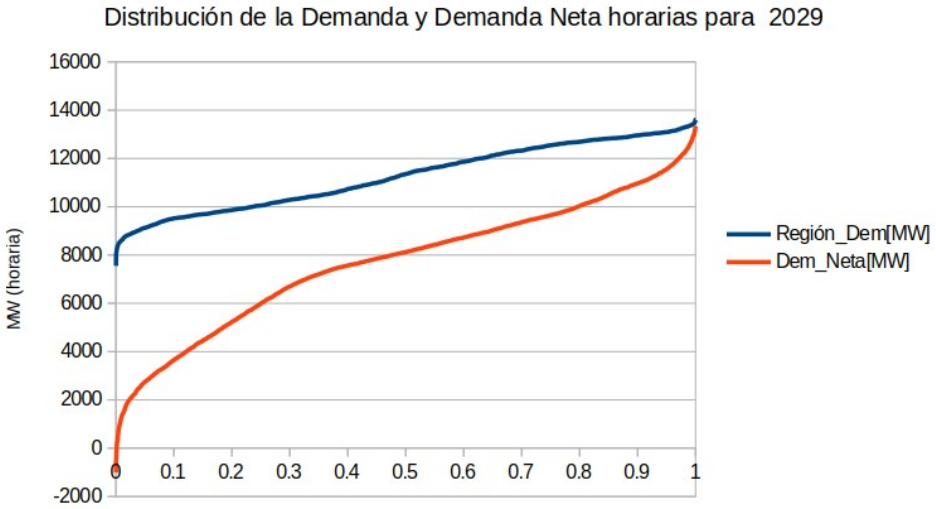
Si H es la inercia del SIN (suma de las inercias de las masas sincrónicamente acopladas) la energía cinética es: E = 1/ 2 H 2 pi f^2 y por tanto su derivada dP = 2 H pi df y el ROCOF es entonces inversamente proporcional a la inercia H y es directamente proporcional a la perturabación dP.

Control de ROCOF en SimSEE

- Sin control. No se controla el ROCOF.
- Exigiendo una Demanda Neta Mínima. La Demanda Neta se define como la demanda del SIN (los consumos) menos las energías variables de recurso no gestionable. Como estas energías son de costo variable nulo, si el recurso está disponible se intentará despachar al máximo. Como resultado se reducirá la generación térmica y de centrales hidráulicas, reduciendo por tanto la inercial del SIN (y aumentando el ROCF para una perturbación dada). Una forma sencilla de controlar la cantidad de masas síncronas acopladas es imponer un límite inferior para la Demanda Neta. Esta solución sencilla puede ser utilizada en las primeras etapas de incorporación de renovables y en muchas ocasiones las imposiciones de caudales mínimos en las centrales hidroeléctricas por temas ambientales, riego, navegabilidad, etc. lleva a que el mínimo necesario sea alcanzado directamente con estos forzamientos. Para el SIN colombiando, se realizaron simulaciones considerando una perturabación de 300 MW. Para usar este modo hay que marcar el casillero que indica que se debe aplicar el límite de mínima Demanda Neta y especificar el valor límite.
- Control dinámico de ROCOF. Para usar este Durante la simulación, en cada paso de tiempo, se realiza el despacho económico y se determina así las máquinas acopladas y por tanto la inercia. También se determina cuál es la unidad que está entregando máxima potencia y entonces se calcula el ROCOF ante la pérdida de dicha unidad. Adicionalmente se especifica un valor mínimo de perturbación a considerar y la cantidad de segundos de respiro para la acción del control primario. Si como resultado de ese primer despacho, el ROCOF supera el límite asociado al tiempo de respiro, entonces se limita la generación de renovables no gestionable imponiendo así un despacho con más generadores térmicos e hidráulicos.

Análisis de la Demanda NETA horaria y su impacto sobre el control secundario y terciario de frecuencia (Ejemplo: Colombia)

$$DN_h = D_h - ERNC_h - B_h$$



Ejemplo (simulación SIN Colombia 2029)