

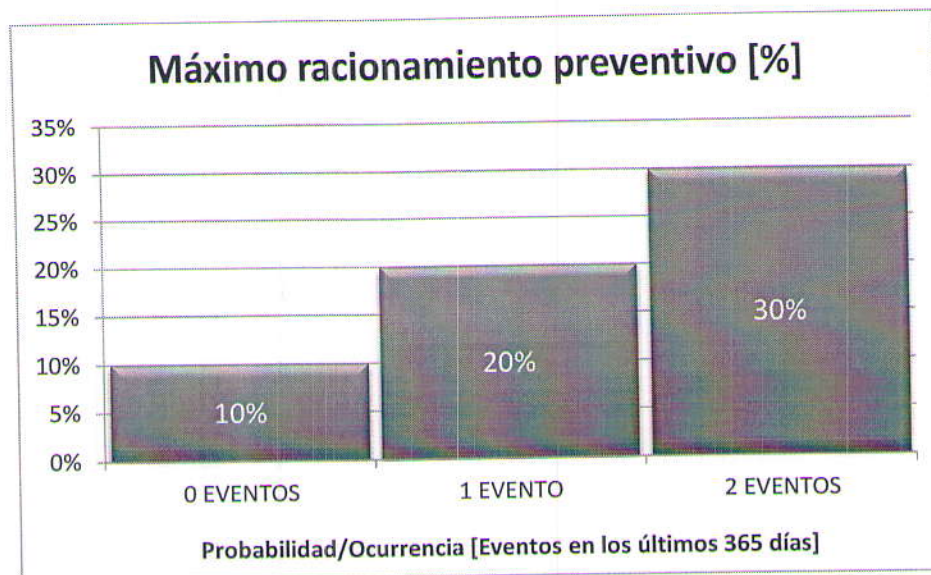
Propuesta regulatoria para flexibilizar los criterios operativos del SIN

1. Revisión de los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación:

Cumplimiento del criterio de contingencia: Cuando los recursos de transporte o generación disponibles no sean suficientes para cubrir una contingencia en el STN o STR, se propone lo siguiente:

- Si el evento, según los análisis eléctricos, no ocasiona afectación mayor al 40% (20%) de la demanda de una subárea, no se programará racionamiento preventivo. Según la evolución del sistema el CNO, mediante Acuerdo, podrá definir para cada subárea un valor diferente al porcentaje antes indicado.
- Cuando se programe racionamiento preventivo para soportar una contingencia el mismo se programará si es menor o igual a:
 - ✓ 10% de la demanda que se afectaría ante la contingencia, si la contingencia no se ha presentado en los últimos 365 días.
 - ✓ 20% de la demanda que se afectaría ante la contingencia, si la contingencia se ha presentado 1 vez en los últimos 365 días.
 - ✓ 30% de la demanda que se afectaría ante la contingencia, si la contingencia se ha presentado 2 o más veces en los últimos 365 días.
 - ✓ Cuando se esté ejecutando un mantenimiento que implique riesgo de disparo el porcentaje a considerar será del 20%; si la contingencia se ha presentado 2 o más veces en los últimos 365 días se aplicará el 30%.

La siguiente figura muestra el escalonamiento en el máximo racionamiento preventivo, como función de la probabilidad de ocurrencia, siendo esta la suma de eventos ocurridos en el activo que causa la demanda no atendida en los últimos 365 días.



En caso de superarse el porcentaje a considerar, según el caso, no se programará racionamiento preventivo. Según la evolución del sistema el CNO, mediante Acuerdo, podrá definir para cada subárea un valor diferente a los porcentajes antes indicados.

El CND informará a los ORs del área las contingencias, que según los análisis eléctricos, ocasionarán afectación a la demanda para que tomen las previsiones que consideren e informen de dicha situación a los Comercializadores involucrados y a los usuarios del área.

- Ante contingencias que trasciendan a las subáreas, es decir, afecten la demanda de una o más áreas del SIN, el CND determinará el racionamiento preventivo necesario para minimizar los efectos en el SIN.
- En las barras del STN o STR del área se admitirá un nivel de voltaje transitorio de hasta el 85% posterior a la contingencia.

Una vez superada la contingencia el CND coordinará las acciones para llevar las tensiones al valor límite de 90% o superior en las barras del STN o STR, lo cual podrá incluir desconexiones de demanda. En caso de tenerse que efectuar desconexiones de demanda, el CND podrá considerar un valor inferior al 90% de la tensión si el Transportador o el OR informa al CND, que puede operarse de manera temporal las barras del STN o STR afectadas, a una tensión inferior al 90% y mayor o igual al 85% sin causar consecuencias adversas para los usuarios afectados.

- Con el objeto de evitar afectación mayor ante las contingencias, detener eventos en cascada, deberá asignarse a los Transportadores o los ORs del área la obligación del suministro, instalación, mantenimiento y operación de esquemas suplementarios. Los esquemas serán

acordados entre los Transportadores, los ORs del área y el CND y serán presentados al CNO, así como los cronogramas para la instalación de los mismos.

2. Revisar la viabilidad de implementar mecanismos de respuesta de la demanda:

Como una alternativa a programar racionamientos o ante la actuación de esquemas suplementarios o de desconexiones de demanda por efectos de las contingencias, se propone incentivar económicamente a los usuarios del área a tener desconexiones voluntarias de demanda. Dicha desconexión se invocaría por razones de seguridad y confiabilidad (no ligada a la condición de Precio de Escasez), en los periodos horarios en que se requiera, previa coordinación entre el CND, los Transportadores y los ORs. Los Transportadores y los ORs deberán coordinar con los Comercializadores y usuarios involucrados.

La Comisión definirá el monto de los incentivos económicos y los responsables del pago de los mismos.

3. Instalación de potencia adicional (ej: Baterías o plantas localizadas entre otras):

Posibilitar que en el área se conecten plantas de rápida instalación, como baterías, plantas de emergencia, etc. La Comisión definirá a quien asigna los sobrecostos que implique dicha generación.