



# REVISIÓN DE CRITERIOS DE CONFIABILIDAD DEL SIN

ENTREGABLE N°3

Informe Preliminar

## Tabla de contenido

RESUMEN EJECUTIVO .....	4
1. Criterio de Confiabilidad N-K Preventivo-Correctivo .....	7
1.1. Proceso de clasificación de contingencias .....	8
1.2. Cálculo de probabilidades de falla de líneas .....	9
1.3. Cálculo de los índices de severidad por sobrecarga.....	11
1.4. Criterio para determinar si una contingencia es preventiva o correctiva .....	13
1.5. Ejemplo de aplicación. Cálculo de índices de severidad y clasificación de contingencias para el área GCM. Cálculo de índice de riesgo.....	16
1.5.1. Cálculo de probabilidades de falla .....	17
1.5.2. Cálculo de índices de severidad por sobrecarga .....	18
1.5.3. Curvas de Probabilidad vs Severidad .....	19
1.5.4. Análisis económico de la aplicación del criterio Preventivo-Correctivo en la operación del SIN.....	22
1.6. Resumen de beneficios de la implementación del criterio de confiabilidad preventivo-correctivo. ....	25
2. Criterio de confiabilidad basado en Riesgo.....	27
2.1. Diferencia del criterio de confiabilidad N-K correctivo y el criterio basado en riesgo. ....	27
2.2. Aplicación del criterio de confiabilidad basado en riesgo.....	27
2.3. Ejemplo de aplicación del criterio basado en riesgo.....	28
2.3.1. Despacho Económico.....	30
2.3.2. Despacho Económico Seguro Preventivo.....	31
2.3.3. Despacho Económico Seguro Preventivo basado en Riesgo .....	33
2.4. Resumen de beneficios de la implementación de un criterio de confiabilidad basado en riesgo.....	36
3. Hoja de ruta para aplicación de los criterios de confiabilidad en el SIN .....	36
4. Observaciones para mejorar la gestión de la confiabilidad de la operación del SIN .....	39
4.1. Metodología para la Identificación de contingencias N-K de alto riesgo .....	39
4.2. Declaración de parámetros para operación en emergencia .....	40
4.3. Jerarquía de recursos operativos.....	42

4.4.	Uso de los recursos de generación no despachados centralmente .....	43
4.5.	Proceso de re-optimización del despacho programado .....	47
4.6.	Programación de Reserva Operativa en el despacho programado .....	48
4.7.	Pruebas autorizadas en los análisis de confiabilidad y seguridad .....	51
4.8.	Maniobras en tiempo real .....	51
4.9.	Reducción de los periodos en la generación programada .....	52
<b>ANEXO A - Gestión de la confiabilidad en XM .....</b>		54
<b>ANEXO B - Utilización de los recursos operativos y nuevas tecnologías en el SIN .....</b>		57
B.1	Generación .....	57
B.2	Tecnologías de almacenamiento de energía .....	61
B.3	Transmisión .....	68
B.4	Demandा .....	68
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>		75

## RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe propone nuevos criterios de confiabilidad para la operación del SIN, que parten de los establecidos actualmente y les adicionan aspectos de probabilidad de ocurrencia de contingencias y de severidad de éstas. Además, se propone la construcción de índices de riesgo que se puedan monitorear en los procesos operativos, lo cual facilitaría evolucionar hasta la aplicación del criterio de confiabilidad basado en el control de riesgo en la operación. El objetivo fundamental de esta propuesta es realizar un aporte en la gestión de la confiabilidad en la operación del SIN, tanto desde la revisión de criterios y propuesta de nuevos, como desde el punto de vista económico. Para esto, se incluyen análisis económicos pertinentes.

La propuesta de nuevos criterios de confiabilidad es el resultado de un análisis cuidadoso de los procesos de la operación del SIN, relacionados con la gestión de la confiabilidad, y de una exploración concienzuda del estado del arte mundial sobre el tema, no sólo de sus mejores prácticas sino también de los desarrollos teóricos y las propuestas más promisorias de la investigación científica al respecto. Esta exploración del estado del arte fue objeto de presentación en un documento previo [8], que hace parte de este estudio. Cabe decir que para ese análisis se contó con la participación y franca colaboración del operador del SIN, la empresa XM, que convocó a varios de sus funcionarios claves para suministrar los datos e información necesarios para el efecto.

El cuerpo del informe se organizó de tal manera que facilite el entendimiento y aplicación de cada uno de los criterios propuestos, haciendo un análisis técnico y de costos para el sistema. Después se plantean algunas observaciones que, a criterio de El Consultor, son importantes para la efectiva gestión de la confiabilidad del SIN, apuntando siempre al objetivo de mantener un balance entre la confiabilidad y los sobrecostos generados.

El informe está organizado en 5 capítulos así:

En el **capítulo 1**, se propone un primer criterio de confiabilidad: el **criterio N-K preventivo y correctivo**. Y con el fin de facilitar la comprensión de su implementación, se dan fundamentos y orientaciones sobre el cálculo de la probabilidad de ocurrencia de contingencias y el de su severidad en términos de sobrecarga. Así mismo, se propone una metodología para la clasificación del tratamiento de las contingencias con el criterio preventivo o con el correctivo.

Como se muestra a lo largo del capítulo, la implementación de un criterio de confiabilidad preventivo-correctivo trae varios beneficios para la operación del SIN:

- Permite al operador maximizar el uso de la red eléctrica sin poner en riesgo la operación del sistema.

- Contando con información de parámetros de sobrecarga de corta duración de los activos, se pueden reducir costos de operación.
- El criterio de confiabilidad preventivo-correctivo puede ser automatizado a través de un modelo SCED (security constrained economic dispatch); esto ajustaría la generación de seguridad necesaria y reduciría tiempos en los procesos de confiabilidad.
- Conlleva una normalización del proceso de análisis de confiabilidad en el SIN.
- Su implementación es un avance significativo para lograr posteriormente un criterio más evolucionado, el criterio basado en riesgo (que se presenta en el numeral 2).
- Implica calcular índices de severidad que pueden ser usados para calcular indicadores de riesgo (en el numeral 2 se presenta la metodología para el efecto). Estos indicadores son una herramienta de gestión valiosa para la confiabilidad en la operación del SIN.

El **capítulo 2** propone un segundo **criterio de confiabilidad, basado en riesgo**. Esta propuesta está basada en las últimas publicaciones sobre criterios de confiabilidad en la operación de sistemas de potencia. Para su comprensión y aplicación en el SIN, se presenta una explicación teórica y simulaciones que permiten realizar una análisis de costos en su aplicación. Adicionalmente se presentan los beneficios que tendría una posible aplicación del criterio en el SIN. Cabe anotar que para la implementación de este criterio se requiere de un avance significativo en las herramientas utilizadas para los análisis de confiabilidad y seguridad del SIN.

Se han identificado los siguientes beneficios para la operación, utilizando el criterio de confiabilidad basado en riesgo:

- Uso del riesgo como medida de la confiabilidad. Así, se facilita su gestión.
- Posibilidad de disminución del riesgo (o sea aumento de confiabilidad) y de costos de operación.
- Mayor rapidez en los procesos de análisis de confiabilidad y de toma de decisiones en el SIN.
- Normalización de los procesos de análisis de confiabilidad.
- Control del nivel de riesgo del sistema. Con la aplicación de este criterio se pueden obtener despachos de generación para un nivel dado de riesgo; cabe anotar que el nivel aceptable de riesgo puede modificarse para condiciones particulares, por ejemplo condiciones de CAOP (se disminuiría el nivel aceptable de riesgo).

En el **capítulo 3** se presentan **observaciones y recomendaciones** que, aunque no hacen parte integral de los criterios de confiabilidad, son importantes para su aplicación.

El **capítulo 4** muestra una **hoja de ruta** que muestra los pasos a seguir para alcanzar el objetivo de mejorar la gestión de confiabilidad en la operación del SIN, medida no solo desde el punto de vista técnico sino también desde el punto de vista económico. En esta hoja de ruta se integran todas las propuestas realizadas en el documento.

Luego del cuerpo del informe, se presenta: en el **Anexo A**, la **gestión de la confiabilidad de la operación en la empresa XM**; en el **Anexo B** una actualización del estado del arte presentado en el informe correspondiente al entregable 2 del proyecto, dedicada a los **recursos operativos y nuevas tecnologías** para el soporte de la confiabilidad del sistema.

## 1. Criterio de Confiabilidad N-K Preventivo-Correctivo

La operación del SIN debe cumplir con los criterios de seguridad y calidad establecidas para el planeamiento operativo eléctrico en el Código de Operación, considerando las contingencias N-K, seleccionadas bajo un análisis de probabilidad y severidad.

1. El listado de contingencias N-K para el cual será aplicado el criterio preventivo o correctivo, se elegirá después de trazar una curva Probabilidad vs. Severidad sobre la gráfica en que se ha ubicado cada una de ellas, como se ilustra en la Figura 1, delimitando dos zonas: Preventivo y Correctivo.

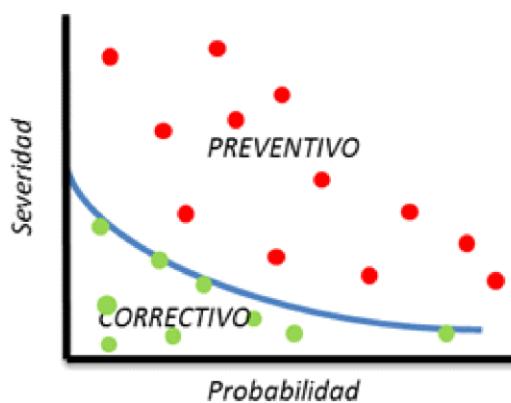


Figura 1. Análisis de Probabilidad vs Severidad y Criterios de Confiabilidad

Las contingencias de la zona PREVENTIVO, contingencias con alta probabilidad de ocurrencia y/o alta severidad, serán analizadas bajo el criterio de confiabilidad Preventivo. En los análisis eléctricos realizados bajo la aplicación de este criterio, ante cualquier contingencia N-K, se permitirá que los equipos modelados del SIN alcancen el parámetro técnico de límite de sobrecarga de larga duración, pero no se permitirá que sean superados, a menos que el disparo del elemento sobrecargado no genere el disparo de otros elementos (cascada) ni genere demanda no atendida (DNA). De llegarse a presentar una de las contingencias analizadas con criterio preventivo, en la operación en tiempo real no será necesaria ninguna acción correctiva.

Las contingencias de la zona CORRECTIVO, contingencias con baja probabilidad de ocurrencia y baja severidad, o con muy baja severidad, serán analizadas bajo el criterio de confiabilidad Correctivo. En los análisis eléctricos realizados bajo la aplicación de este criterio, ante cualquier contingencia N-K, se permitirá que los elementos del SIN superen el parámetro técnico de límite de sobrecarga de larga duración, hasta el parámetro de emergencia de corta duración. De llegarse a presentar una de las contingencias analizadas con criterio correctivo, será necesario realizar acciones operativas para restablecer los valores de sobrecarga, como mínimo, a los límites de sobrecarga de larga duración.

Las contingencias que en los análisis eléctricos ocasionen bajas tensiones en las barras modeladas se analizarán bajo el criterio correctivo, lo que implica que en el estado post-contingencia ninguna barra del modelo debe estar por debajo del límite inferior establecido por la reglamentación.

Se entiende que para garantizar la adecuada confiabilidad del SIN, no se permitirán, hasta donde sea posible, sobrecargas en pre-contingencia.

Las gráficas de Probabilidad vs. Severidad serán elaboradas por El Operador, para cada periodo del horizonte de planeación. Los puntos de la Figura 1, representan el conjunto de contingencias. Este conjunto debe incluir cada una de las contingencias N-1 de todas las líneas de transmisión y transformadores del STN y STR. Adicionalmente puede aplicar para contingencias N-1 sobre elementos del SDL, unidades de generación y otros equipos FACTS (Flexible AC Transmissions Systems) que se consideren necesarios para mantener la seguridad y calidad del SIN.

El conjunto de contingencias de la Figura 1, puede incluir contingencias simultáneas,  $K > 1$ , para operación bajo CAOP (Condiciones Anormales de Orden Público) o para considerar contingencias de recursos de generación (contingencias en K unidades del recurso) y salidas de subestaciones estratégicas del SIN.

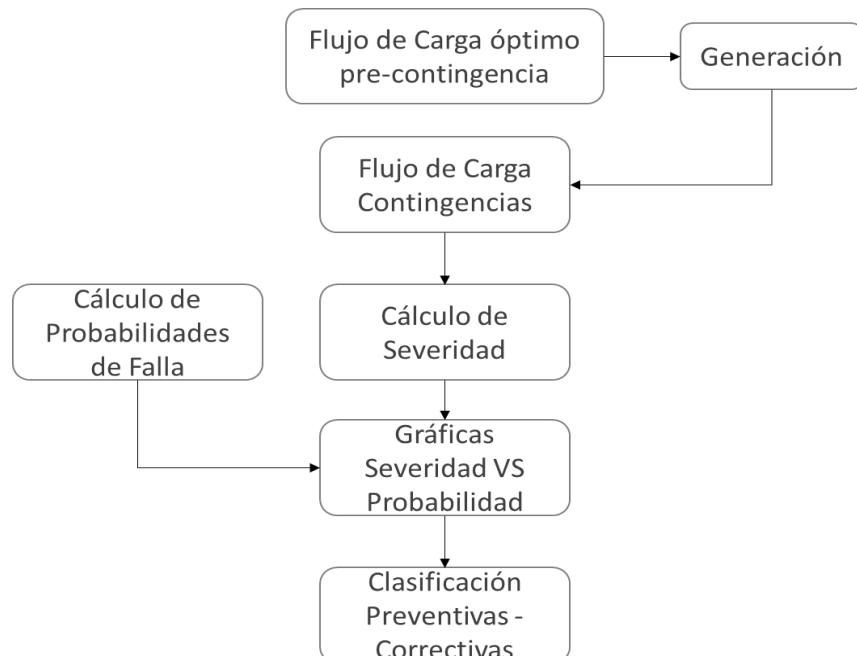
Un caso especial para la aplicación del criterio de confiabilidad preventivo y correctivo, resulta en el momento de considerar contingencias N-K sobre una red degradada por motivos de mantenimientos programados o de emergencia. Estos casos son referenciados como N-K-i en donde i representa los elementos considerados como indisponibles por mantenimiento. Para la aplicación de este criterio es necesario construir nuevas curvas de Probabilidad vs. Severidad con la red degradada.

### 1.1. Proceso de clasificación de contingencias

Actualmente El Operador aplica, en los análisis eléctricos de corto plazo, el criterio N-K correctivo a todas las contingencias, ya que no se tiene una clasificación de la severidad, ni una medida de riesgo para la operación. Luego al considerar las contingencias como correctivas, en la operación de tiempo real se deben tomar las medidas correctivas en caso de presentarse la contingencia. Normalmente las medidas correctivas se refieren a cambios en la generación que aseguren que los flujos de potencia por los equipos del SIN queden como máximo en sus valores nominales; en última instancia, si esto no es posible con generación, se desconecta carga.

Aunque en general el criterio correctivo se aplique en todas las contingencias, algunos equipos declaran el parámetro técnico de límite de emergencia en cero, es decir, no permiten sobrecargas ni en estado permanente, ni en corta duración. Esta situación genera sobrecostos para en la operación del SIN, como se ilustrará más adelante.

Por otra parte, se hace necesario tener una clasificación de las contingencias por la severidad que producen en términos de sobrecarga. Esto sería útil para garantizar que contingencias de alta probabilidad de ocurrencia y alta severidad, no sean analizadas bajo el criterio correctivo, sino preventivo. En la Figura 2 se muestra un diagrama de las actividades necesarias para la clasificación de contingencias.



**Figura 2. Proceso de clasificación de contingencias**

## 1.2. Cálculo de probabilidades de falla de líneas

El modelo aceptado y usado ampliamente para evaluar las probabilidades de falla de líneas de transmisión es a través de la distribución de Poisson [2], [3]. Esta distribución permite establecer la probabilidad de eventos en un periodo arbitrario (una hora, un día, una semana, etc.); y esta característica hace que este modelo sea viable para el análisis de confiabilidad en la operación, donde es necesario estimar las probabilidades de falla horarias.

En la operación de sistemas de potencia, la probabilidad de falla de líneas puede verse afectados hora a hora de acuerdo a las condiciones climáticas y ubicación geográfica. Una tormenta eleva la probabilidad de disparo de una línea por ejemplo; y hay lugares donde el nivel de tormentas puede ser mayor. La incidencia de este tipo de fenómenos sobre la probabilidad de falla de una línea es capturada por el modelo de Poisson.

El modelo de Poisson usa el parámetro  $\lambda$  que representa la tasa de fallas de la línea. Está representada en número de fallas por hora y por kilómetro. Para estimar  $\lambda$ , se puede emplear un modelo estadístico que emplee información meteorológica. En la literatura se usa la temperatura y la velocidad del viento. Para el caso Colombiano, es recomendable emplear el nivel ceráunico  $z_1$  de la zona geográfica en cuestión para los estudios probabilísticos trimestrales en planeación; y adicionalmente el nivel de lluvias esperado  $z_2$  (pronosticado por el IDEAM) para los estudios del corto plazo. Es decir,  $\lambda_{zona} = \lambda_{zona}(z_1)$  para la planeación y  $\lambda_{zona} = \lambda_{zona}(z_1, z_2)$  para el corto plazo. Para la función que determina la tasa de fallas se recomienda usar una regresión lineal en la que se estima el logaritmo de la tasa de fallas a partir de la información histórica. Es decir, a partir de registros de fallas junto con la información meteorológica correspondiente se puede ajustar el siguiente modelo:

$$\lambda' = \log\left(\frac{N}{T \cdot \bar{L}}\right) = c_0 + c_1 z_1 + c_2 z_2$$

Donde  $N$  es el número total de fallas observadas durante  $T$  horas de los circuitos de la zona en consideración; y  $\bar{L}$  es la longitud media de las líneas. Los coeficientes  $c_0, c_1, c_2$  son el resultado del modelo de regresión lineal. Finalmente la tasa de fallas de la línea  $l$ , cuya longitud es  $L_l$  sería:

$$\lambda_l = L_l \exp(c_0 + c_1 z_1 + c_2 z_2)$$

Como una aproximación, se puede observar que las tasas de falla de las líneas pertenecientes a una misma zona geográfica (o por nivel de tensión) son proporcionales a su longitud. Lo cual, en caso de que no exista suficiente información, puede ser de utilidad para estimar la probabilidad de falla.

Del modelo de Poisson, la probabilidad de que la línea  $l$  falle por lo menos una vez en la siguiente hora está dada por:

$$q_l = 1 - e^{-\lambda_l}$$

Dado que nuestro interés es determinar las probabilidades de ocurrencia de todas las contingencias  $N - 1$ , se requiere calcular la probabilidad de cada una de las contingencias creadas por las fallas de cada una de los activos. Asumiendo que cada uno de los activos falla independientemente de los demás, la probabilidad de que ocurra la  $k$ -ésima contingencia  $N - 1$ , denotada por  $p_k$ , es igual a la probabilidad de que el elemento en cuestión falle multiplicada por la probabilidad de que los demás elementos del sistema no fallen. Matemáticamente se tiene:

$$\begin{aligned}
 p_k &= \prod_{i \neq k} (1 - q_i) q_k = \prod_{i \neq k} e^{-\lambda_i} (1 - e^{-\lambda_k}) = e^{-\sum_{i \neq k} \lambda_i} (1 - e^{-\lambda_k}) = e^{-\sum_{i \neq k} \lambda_i} - e^{-\sum_i \lambda_i} \\
 &= e^{-\sum_i \lambda_i} e^{\lambda_k} - e^{-\sum_i \lambda_i} = e^{-\sum_i \lambda_i} (e^{\lambda_k} - 1)
 \end{aligned}$$

Por lo tanto, la probabilidad de que ninguna contingencia ocurra, es decir, la probabilidad de que el sistema opere con todos los elementos en la siguiente hora, llamada  $p_0$  es

$$p_0 = \prod_i (1 - q_i) = \prod_i e^{-\lambda_i} = e^{-\sum_i \lambda_i}$$

### 1.3. Cálculo de los índices de severidad por sobrecarga.

Aunque la medida de severidad de cada contingencia puede ser vista desde diferentes aspectos, en esta sección solo se abordará la severidad por sobrecarga, ya que es la utilizada para la clasificación de las contingencias. Para calcular esta severidad, es necesario simular las contingencias N-K usando un modelo de flujo de carga AC, que permita identificar no solo índices de sobrecarga sobre los activos del SIN, sino también, índices de tensión. El flujo de carga DC sólo permite calcular de manera aproximada los índices de sobrecarga.

Las medidas de severidad por sobrecarga son importantes para El Operador porque informan acerca del nivel de estrés al que está sometida una red en particular. Para determinar la severidad por sobrecarga en un área o porción del sistema ante una contingencia en particular, se propone calcular uno de los indicadores más recomendado en la literatura [5], [6] e ilustrado en la Figura 3 .  $f_{l,k}$ , es el flujo post-contingencia de la línea (o transformador)  $l$  ante la pérdida del elemento  $k$ ,  $f_1$  es la capacidad nominal de la línea (o transformador),  $f_2$  es el límite de emergencia de larga duración (2 a 4 horas) y  $f_3$  es el límite de emergencia de corta duración (10 a 15 minutos).

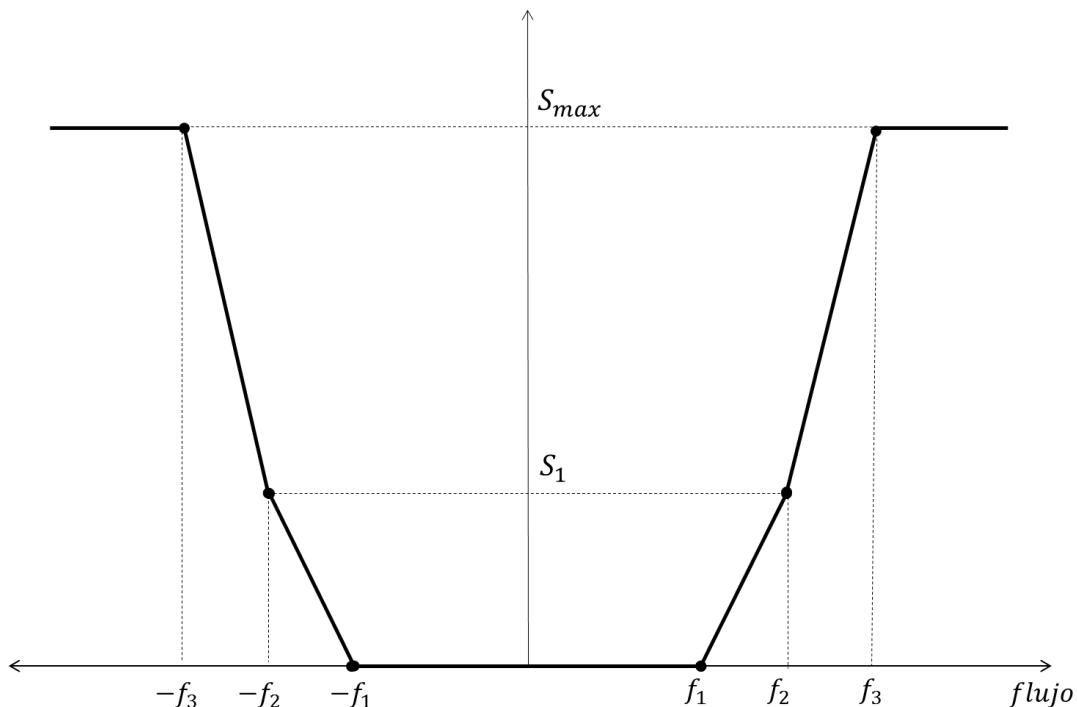


Figura 3. Severidad por sobrecarga en equipos

La función mostrada en la Figura 3 ilustra la función de severidad por sobrecarga a emplear. Esta refleja una mayor severidad a medida que el elemento en consideración presenta mayor carga (o sobrecarga) ante una contingencia. Para una línea de transmisión (o transformador), esta función es cero cuando su flujo post-contingencia está por debajo de la capacidad nominal  $f_1$ . Cuando una línea o un transformador tienen una carga equivalente mayor al 100% de su límite nominal, se puede considerar como un elemento que presenta indicios de estrés. A medida que crece el flujo post-contingencia hasta el límite de sobrecarga de larga duración  $f_2$ , se puede decir que, a pesar de que se satisfacen los criterios de seguridad actuales, la línea está estresada. Por esta razón, la función de severidad mostrada en la Figura 3, empieza a crecer hasta el valor de  $S_1$ . Cuando el flujo post-contingencia de la línea sobrepasa el límite de sobrecarga de larga duración  $f_2$  pero es menor que el límite de emergencia de corta duración  $f_3$ , la severidad es aún mayor. Cuando el flujo alcanza el límite de emergencia

$f_3$ , se tiene un nivel de severidad  $S_{max}$ . Se considera que un flujo post-contingencia superior a  $f_3$  dispara un circuito y no aumenta más su severidad. El indicador de severidad por sobrecarga horario de la contingencia  $k$ , denotado por  $SSC_k$ , se calcula como la severidad causada en todos los activos  $N_{act}$  del área (o del sistema):

$$SSC_k = \sum_{l=1}^{N_{act}} \min \left[ S_{max}, \max \left( 0, S_1 \cdot \left( \frac{|f_{l,k}| - f_1}{f_2 - f_1} \right), \frac{(S_{max} - S_1)|f_{l,k}| + S_1 f_3 - S_{max} f_2}{f_3 - f_2} \right) \right]$$

Para el correcto cálculo de  $SSC_k$  se debe tener en cuenta la ubicación de  $f_{l,k}$  en cada uno de los segmentos definidos.

Un valor de  $SSC_k = 0$  implica que todos los flujos post-contingencia de cada uno de los elementos son menores al 100% de su límite nominal  $f_1$ . Si por el contrario todos los equipos resultan con un nivel de carga cercano al límite de sobrecarga de larga duración, aunque el sistema soporte la contingencia, se tiene un valor de  $SSC_k$  cercano a  $S_1 * N_{act}$ , lo que indica una alta severidad. Por el contrario, si los elementos presentan sobrecargas cercanas a su límite nominal  $f_1$  se considera que la severidad es baja. Como el indicador de severidad captura las sobrecargas de todos los elementos de la red o de un área específica, puede presentarse un valor bajo de  $SSC_k$  para una condición que presente solo un par de elementos que están cerca del límite de emergencia  $f_3$ , lo que mostraría una condición de baja severidad para una situación que puede representar un alto riesgo para el sistema. Por esta razón se propone combinar el cálculo de la severidad con el número de elementos sobrecargados para aumentar la severidad en el caso anterior. El índice de severidad combinado se calcularía entonces con la siguiente expresión:

$$SN_k = SSC_k * Ns_k$$

Donde  $Ns_k$  es el número de elementos con sobrecarga.

#### 1.4. Criterio para determinar si una contingencia es preventiva o correctiva

Una vez se han calculado los índices de severidad, es necesario clasificar las contingencias en dos grupos: las que deben ser tratadas de manera preventiva y las que pueden ser tratadas de manera correctiva en el análisis de confiabilidad.

Se recomienda excluir aquellas contingencias que generan efectos en la seguridad y calidad pero que no permiten ninguna acción remedial, dada esa naturaleza y con el fin de disminuir el número contingencias a ser consideradas; por ejemplo, las contingencias que ocasionan demanda no atendida (DNA) en circuitos radiales sin generación interna.

Las contingencias que quedan clasificadas en el grupo preventivo son aquellas que presentan alta severidad; y aquellas con relativa baja severidad pero con alta probabilidad de ocurrencia. Para determinar la severidad, se emplearán los dos índices de severidad mencionados:  $SSC$  y  $N_s$  (el número de activos con carga mayor al 100% de su límite nominal).

La severidad no solamente involucra aquellas situaciones donde  $N_s$  es alto y  $SSC$  es también alto; también incluye casos en los que  $N_s$  es muy alto a pesar de que  $SSC$  sea bajo, o casos en los que  $SSC$  es muy alto a pesar de que  $N_s$  es bajo. Es decir, los casos que no son considerados severos son aquellos donde ambos,  $SSC$  y  $N_s$ , son bajos.

Para definir entonces lo que determina si una contingencia es severa, se plantea el siguiente criterio:

$$\text{Si } SN_k \equiv SSC_k \times N_{s,k} \geq SSC_{min} \times N_{s,min}, \text{ entonces la contingencia } k \text{ es severa.}$$

Se define  $SN_k$  como la severidad-circuito de la contingencia  $k$ .  $SSC_{min}N_{s,min}$  son los valores de referencia y que definen las condiciones mínimas para que una contingencia quede clasificada en el grupo correctivo. Por ejemplo, si un indicio de severidad es cuando el nivel de severidad por sobrecarga total es  $SSC_{min} = 3.1$  y el número mínimo de circuitos estresados es  $N_{s,min} = 3$ , entonces el criterio diría lo siguiente:

$$\text{La } k\text{-ésima contingencia es severa si } SN_k \equiv SSC_k \times N_{s,k} \geq 9.3.$$

El criterio para definir si una contingencia es severa o no, es útil para diferenciar las regiones que determinan el grupo de contingencias con tratamiento preventivo. Para hacer esta diferenciación, se requiere involucrar las probabilidades de cada contingencia,  $p_k$ .

Para diferenciar los grupos de contingencias con tratamiento preventivo y correctivo se emplea el siguiente criterio:

Si  $SN_k \times p_k \geq SSC_{min} \times N_{s,min} \times p_{min}$ , o  $SN_k \geq SSC_{min} \times N_{s,min}$  entonces la contingencia  $k$  debe pertenecer al grupo de contingencias con tratamiento preventivo. Si ninguna de las dos desigualdades se cumple, la contingencia  $k$  debe pertenecer al grupo de contingencias con tratamiento correctivo. La probabilidad de referencia  $p_{min}$  un valor a partir del cual se considera como probable la ocurrencia de una

contingencia. De manera más compacta, el criterio anterior se puede resumir diciendo que:

Si  $SN_k \geq SSC_{min} \times N_{s,min} \times \min\left(1, \frac{p_{min}}{p_k}\right)$ , entonces la contingencia  $k$  debe pertenecer al grupo de contingencias con tratamiento preventivo. En caso contrario, la contingencia  $k$  debe pertenecer al grupo de contingencias con tratamiento correctivo. Este criterio garantiza que sólo aquellas contingencias con baja probabilidad de ocurrencia y no severas sean clasificadas en el grupo de contingencias con tratamiento correctivo.

Para ilustrar el uso del criterio, se asumirá que una contingencia es severa cuando el número de circuitos estresados post-contingencia es 3 y el nivel de severidad por sobrecarga total es 3.1 (o puede entenderse como que la severidad media de cada circuito estresado es 1.033). Y que es probable que una contingencia ocurra si su probabilidad es, mínimo, 0.0001.

Entonces, se tiene que  $SSC_{min} = 3.1$ ,  $N_{s,min} = 3$ , y  $p_{min} = 0.0001$ . El criterio de clasificación sería:

Si  $SN_k \times p_k \geq 0.000933$ , o  $SN_k \geq 3.3$  entonces la contingencia  $k$  debe pertenecer al grupo de contingencias con tratamiento preventivo. Si ninguna de las dos desigualdades se cumple, la contingencia  $k$  debe pertenecer al grupo de contingencias con tratamiento correctivo.

Al graficar  $p_k$  vs  $SN_k$  para todos los  $k$ , se tiene la gráfica de probabilidad y severidad similar a la ilustrada en la Figura 1 . Un ejemplo práctico para la clasificación de contingencias se mostrará a continuación.

### Evaluación de Riesgo para efectos de visualización y monitoreo.

Es de alto interés disponer de un indicador que funcione como medida de la confiabilidad del sistema y éste puede ser un indicador de riesgo, construido a partir de los indicadores de severidad y probabilidad. Así, para efectos de visualización y seguimiento del sistema o de un área en particular, se puede determinar el riesgo como la severidad-circuito media  $\overline{SN}$ , es decir,

$$\overline{SN} = \sum_k w_k SN_k$$

Donde  $SN_k$  es la severidad-circuito definida en el numeral 2.4 como el producto entre el índice de severidad por sobrecarga  $SSC_k$  y el número de elementos estresados  $N_{s,k}$ .

### 1.5. Ejemplo de aplicación. Cálculo de índices de severidad y clasificación de contingencias para el área GCM. Cálculo de índice de riesgo.

Para ilustrar un cálculo del índice de severidad y clasificación de contingencias, se escogió como referencia el área GCM. Esta área operativa está ubicada en los departamentos de Guajira, Cesar y Magdalena. Tiene generación interna representada en las unidades de Guajira y el proyecto eólico Jepirachi. Los intercambios de potencia con el SIN se hacen a través de las líneas Sabana - Fundación y el Transformador Copey 500/230 kV. También tiene una interconexión con Venezuela mediante el enlace Cuestecitas - Cuatricentenario. En la Figura 4. Área eléctrica GCM. (Fuente XM), se muestra el detalle de la red.

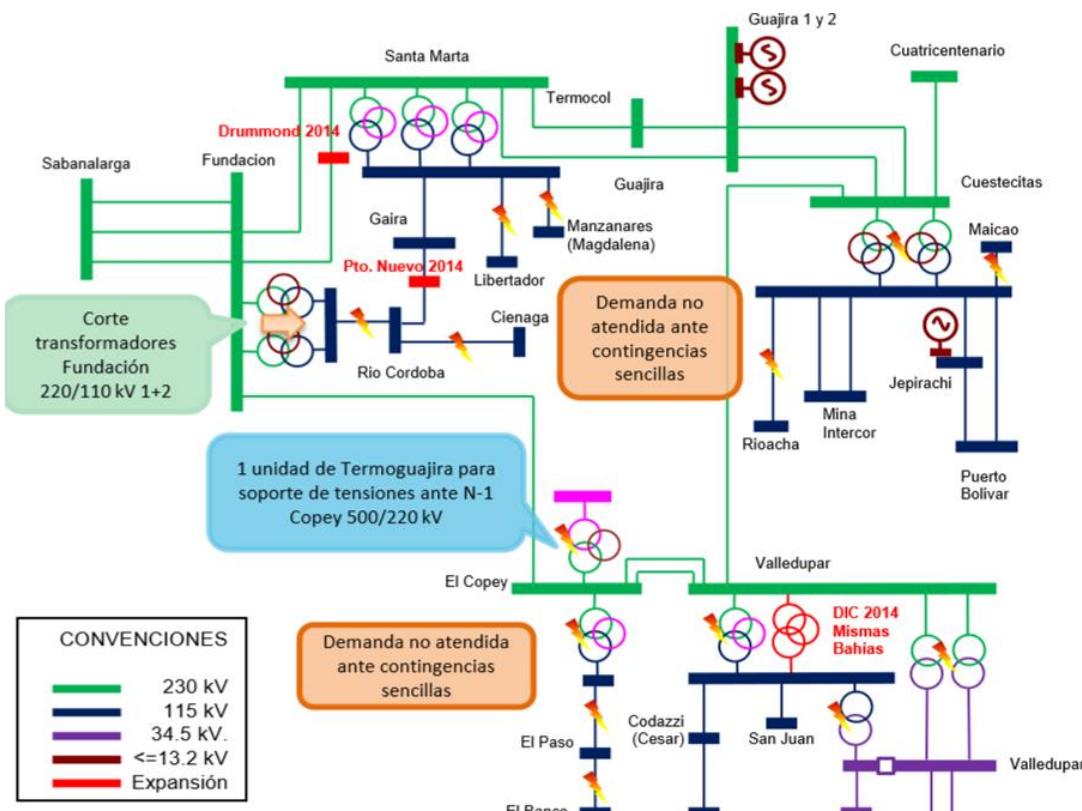


Figura 4. Área eléctrica GCM. (Fuente XM)

Esta área fue escogida para los análisis ya que tiene una topología sencilla y tiene actualmente varios problemas de restricciones, especialmente relacionadas con la contingencia sencilla del transformados de Copey 500/230 kV. Una descripción más detallada del área se puede encontrar en el informe trimestral de mediano plazo IPOEMP, publicado por XM.

### 1.5.1. Cálculo de probabilidades de falla

Para efectos prácticos del ejercicio en GCM, se calcularon las probabilidades de falla de líneas y transformadores con un método abreviado. En la Figura 5 ilustra la tasa de fallas asumida para este ejemplo y la correspondiente probabilidad  $p_k$  de que se materialice la respectiva contingencia.

Para las líneas se partió del hecho de que la tasa de fallas es mayor cuanto mayor la longitud de la línea; y para la reactancia se asumió que varía directamente proporcional a la longitud de la línea. En conclusión, por simplicidad y sólo con fines de ilustrar la forma de calcular las probabilidades y el riesgo, se consideró entonces que la tasa de fallas de cada línea es proporcional a su reactancia. También se asumió que la línea que más fallaría (Cuestecitas-Puerto Bolívar 2 110), lo haría 12 veces al año. Así que las demás tienen una tasa de fallas menor a 12. Para los transformadores, se consideró una tasa de fallas igual a 0.5 fallas/año para los transformadores de 500 kV, y de 1 falla/año para los demás.

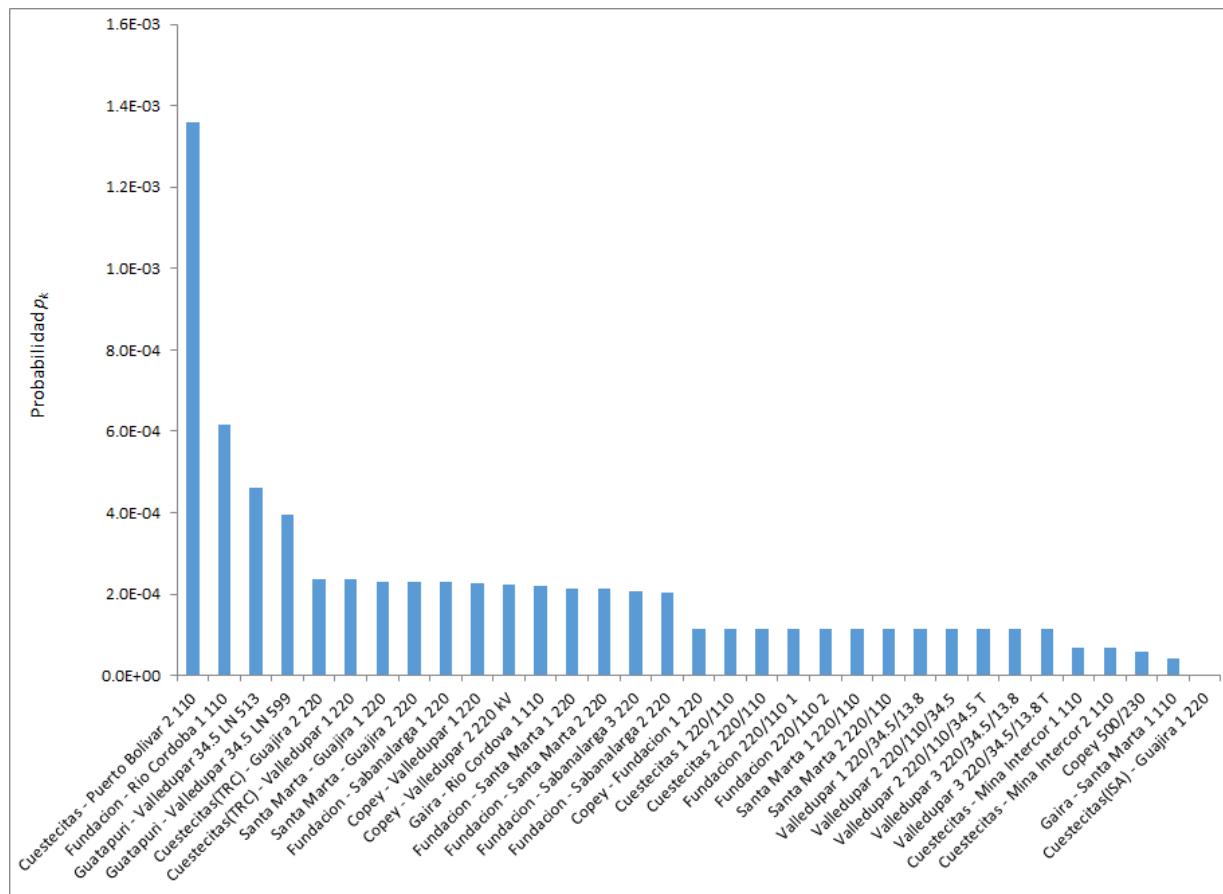


Figura 5. Probabilidades de contingencia N-1 supuestas para el ejemplo

[Nota: para que los resultados de probabilidades tengan validez práctica, se requiere implementar la metodología para el cálculo de probabilidades propuesta en el numeral 1.2].

Con las suposiciones mencionadas, se construyó la Figura 5 y se obtuvo que la contingencia con mayor probabilidad de ocurrencia es la línea Cuestecitas-Puerto Bolívar 110 kV seguida por la contingencia de la línea Fundación - Río Córdoba. Y la contingencia de la línea Cuestecitas-Guajira es la de menor probabilidad de ocurrir. En cuanto a contingencias causadas por transformadores, la contingencia del transformador de Copey es la de menor probabilidad de ocurrencia.

### 1.5.2. Cálculo de índices de severidad por sobrecarga

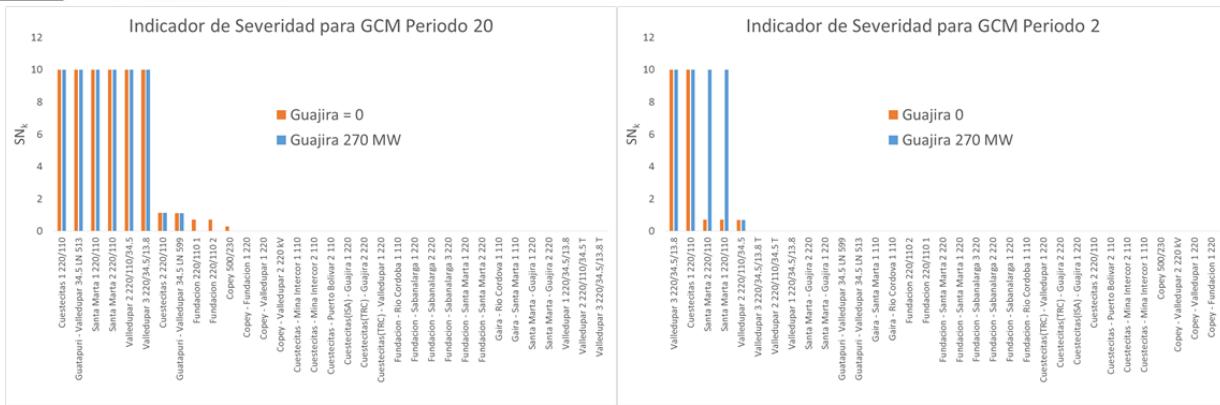
Con el fin de ilustrar el cálculo del índice de severidad por sobrecarga propuesto se usaron dos despachos en estado normal. Para la función de severidad, se ha adoptado que  $S_1 = 1$  y  $S_{1max} = 10$ . El programa de despacho en estado normal (red completa) es el resultado de un modelo de unit commitment con modelo de red DC para 24 horas. Aunque todo el STN fue modelado, los análisis que se presentarán sólo consideran el área de GCM. Evaluar el programa de despacho para cada contingencia implica fijar la generación encontrada para la red completa y proceder a encontrar los flujos de potencia activa sobre el sistema usando el modelo de flujo de carga DC. El objetivo entonces es encontrar para cada una de las contingencias, la severidad  $\bar{SN}_k$  que se produce sobre cada uno de los activos. El procedimiento anterior se realizó para dos escenarios de generación diferentes que se muestran en la Tabla 1:

<b>Escenario 1</b>	<b>Escenario 2</b>		
Guajira 1	Guajira 2	Guajira 1	Guajira 2
0 MW	0 MW	140 MW	130 MW

Tabla 1. Escenarios de Generación en GCM

Básicamente, con estos escenarios se pretendió evaluar la severidad de cada uno de estos programas de generación ante las contingencias del sistema para entender un poco el impacto de las decisiones, en cuanto a programación de generación, sobre la severidad y riesgo del área.

La Figura 6, muestra los resultados de la severidad por sobrecarga  $\bar{SN}_k$  para el periodo 20, para cada uno de los dos escenarios. Ambos despachos presentan niveles de severidad muy similares.

Figura 6. Severidad-circuito por sobrecarga  $\bar{SN}_k$  en GCM

Bajo este indicador, se observa que las salidas de un transformador de Cuestecitas, los dos transformadores de Santa Marta, dos transformadores de Valledupar, y la línea Guatapurí-Valledupar son las contingencias más severas con  $SN = 10$  en ambos escenarios de generación. Lo cual indica que estas contingencias producen sobrecargas mayores al límite de emergencia de corta duración de los activos. Esto significa que ambos despachos son inseguros cuando se presenta esta contingencia.

En el escenario 2, con la generación de las unidades de Guajira al máximo se tienen severidad nula cuando el transformador de Copet falla. Sin embargo, cuando las Guajiras no generan, la severidad de la esta misma contingencia es baja (0.28), lo cual indica que ningún circuito en promedio alcanzaría el límite de sobrecarga de larga duración.

### 1.5.3. Curvas de Probabilidad vs Severidad

A continuación se ilustra un ejemplo de cálculo de las gráficas de probabilidad vs severidad mencionadas en el numeral 1. Para la aplicación del criterio de clasificación, se asumieron los siguientes valores, considerados razonables pero que el operador con su experiencia define:

- $N_{s,min} = 2$
- $SSC_{min} = 1.5$  (es decir, la severidad media de cada circuito estresado es 0.75)
- $p_{min} = 0.0001$

Es decir, una contingencia será severa si se cumple alguna de las siguientes dos condiciones:

- i) La contingencia cause estrés en dos o más circuitos; y que cada circuito aporte una severidad igual a 1 en promedio, es decir, que cada circuito presente un nivel de sobrecarga mayor al 100% del límite de emergencia de larga duración, o
- ii) El producto de la severidad-circuito y la probabilidad sea mayor a  $N_{s,min}SSC_{min}p_{min} = 0.0004$  La severidad-circuito se ilustró en la Figura 6 .

En ambos escenarios de generación se concluyó lo mismo acerca de la severidad de las contingencias. Las contingencias severas, de acuerdo al criterio anterior  $SN_k \geq 4$  son las de la Tabla 2 .

Escenario 1	Escenario 2
Trafo Cuestecitas	Trafo Cuestecitas
Dos trafos de Santa Marta	Dos trafos de Santa Marta
Dos trafos de Valledupar	Dos trafos de Valledupar
Línea 513 Guatapurí-Valledupar	Línea 513 Guatapurí-Valledupar

Tabla 2. Contingencias clasificadas como preventivas

El listado de contingencias mostrado irá en el grupo de contingencias con tratamiento preventivo, dada su severidad. Sin embargo, a continuación se muestran las curvas de probabilidad vs severidad para determinar qué otras contingencias serán incluidas al grupo preventivo.

En la Figura 7, se presentan las curvas reales para clasificación de contingencias de acuerdo a los criterios planteados. Los triángulos negros y cuadros azules muestran la severidad circuito  $SN_k$  definido por el producto entre  $SSC_k$  y  $N_k$  en función de la probabilidad de ocurrencia  $p_k$  de la correspondiente contingencia.

El objetivo de estas gráficas es establecer las regiones de clasificación de los grupos de tratamiento preventivo y correctivo. A partir del segundo criterio ilustrado en el numeral 1.4 de este documento, se definió que toda contingencia que cumpla con la siguiente desigualdad será clasificada en el grupo de tratamiento preventivo:

$$SN_k \geq 4 \times \min\left(1, \frac{0.0001}{p_k}\right)$$

La frontera delimitada por la desigualdad anterior está representada por las líneas rojas en la Figura 7. A pesar de que la severidad-circuito causada por la línea 2 Guatapurí-Valledupar LN 599 no es alta (1.1141), tiene una probabilidad de ocurrencia significativa (según nuestros supuestos) que la clasifica dentro del grupo de tratamiento preventivo. Las conclusiones que se obtuvieron para ambos escenarios fueron las mismas.

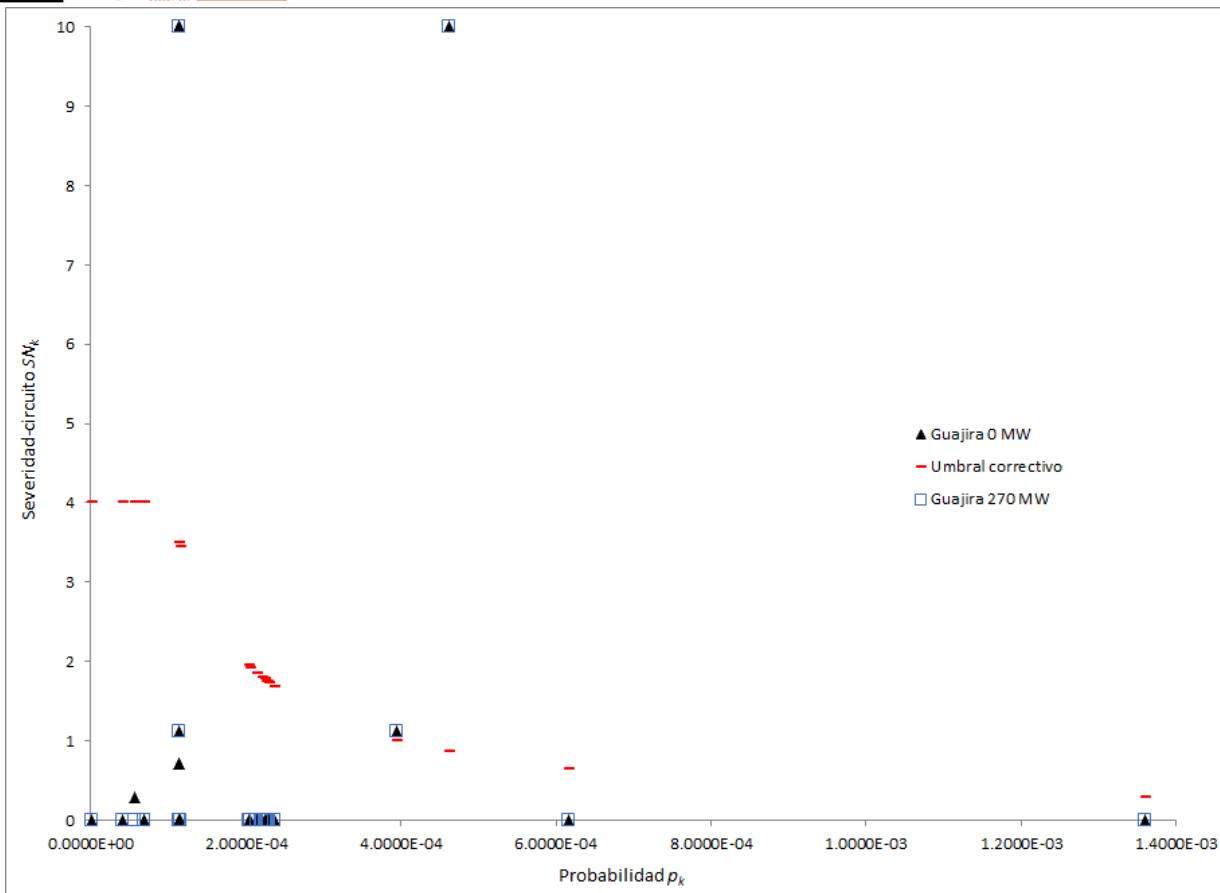


Figura 7. Curva probabilidad vs Severidad de contingencias.

Como indicador de riesgo, se plantea el valor promedio de la severidad-circuito ponderado por pesos proporcionales a la probabilidad de cada contingencia como se explicó en el numeral 1.3. Para los escenarios de Guajira 0 MW y Guajira 270 MW se obtuvieron niveles de riesgo de 1.55 y 1.53 respectivamente. Para efectos de interpretación del resultado, es como si en ambos se obtuviera un único circuito estresado con un nivel de sobrecarga un poco mayor al límite de emergencia de larga duración en promedio por contingencia. Por lo tanto, ambos despachos tienen niveles de riesgo bajos.

Este tipo de gráficas e información pueden ser útiles para asistir al operador en el proceso de toma de decisiones. Cada vez que programe un despacho o redespacho, se podría determinar y evaluar el nivel de riesgo, para tener un conocimiento de la exposición de las decisiones. Los procedimientos ilustrados en este capítulo hacen referencia a la severidad y riesgo por sobrecarga. Sin embargo, es posible realizar los mismos análisis para los casos de severidad y riesgo por bajo voltaje y por colapso de voltaje.

### 1.5.4. Análisis económico de la aplicación del criterio Preventivo-Correctivo en la operación del SIN

El criterio de confiabilidad N-K correctivo, propuesto para disminuir costos en la operación debidos a programación de seguridad pero manteniendo la confiabilidad y seguridad del SIN, ya es realizado por El Operador actualmente. Pero por la declaración de algunos parámetros de límites de emergencia en cero, este criterio pasa a ser un criterio preventivo.

Para ilustrar el efecto económico de tener los parámetros de límites de emergencia de todas las líneas y transformadores del SIN, se realizaron simulaciones basadas en el despacho del día 2 de julio de 2014, mediante un flujo DC óptimo. Se ejecutó un despacho óptimo considerando la aplicación del criterio de confiabilidad correctivo, suponiendo que se tiene un parámetro de límite de emergencia mayor a cero y se compararon los resultados con los obtenidos por el Operador aplicando el criterio preventivo. Para el ejemplo se asume que la generación de seguridad programada en el despacho es debida solamente a la sobrecarga del circuito Fundación - Copey 220 kV, ante la contingencia del transformador de Copey 500/230 kV y su límite de emergencia es igual a cero.

Para una buena ilustración de las diferencias, se modificaron los precios de los recursos marginales en el despacho para que las unidades de Guajira no salieran despachadas por mérito. El precio de oferta de Chivor se modificó de \$161.000 a \$147.018 y el de San Carlos de \$154.500 a \$147.017, justo un peso debajo de los precios de oferta de Guajira 2. Es necesario realizar esta modificación ya que con los altos precios actuales, muchas de las restricciones del sistema salen por mérito en el despacho.

El despacho de Guajira 1 y 2, bajo la aplicación del criterio preventivo, se realizará teniendo en cuenta la generación de seguridad publicada en el informe de planeación operativa eléctrica de mediano plazo (IPOEMP), publicado por el Operador. Esta seguridad se presenta en la Tabla 3.

DEMANDA GCM [MW]	MW GUAJIRA
< 504	0
505 - 544	72
545 - 554	144
555 - 589	144 (2 un)
590 - 625	290

Tabla 3. Programación de Guajira según Demanda GCM.\*

\* Fuente: IPOEMP Segundo semestre 2014 (XMCND2014\_057.pdf)

Como se explica en el IPOEMP, esta generación de seguridad es necesaria para cubrir la contingencia del Transformador de Copey 500/230 kV, ya que produce bajas tensiones en las cargas radiales alimentadas desde Copey 220/110 y Valledupar 220/110 kV. Adicionalmente produce sobrecarga de la línea Fundación - Copey 220 kV.

Para el cálculo del despacho, aplicando el criterio de confiabilidad correctivo, se calculó la generación de seguridad de las unidades de Guajira en términos de número de unidades. Estos valores fueron publicados por el Operador en el archivo dSEGDES0702.txt. Los despachos obtenidos se muestran en la Tabla 4.

CRITERIO	GUAJIRA1 [MW/dia]	GUAJIRA2 [MW/dia]
PREVENTIVO (Actual)	1.904	2.005
CORRECTIVO	1.788	1.857
Diferencia	116	148

Tabla 4. Despacho de Guajira bajo aplicación de criterio preventivo y correctivo

En la Tabla 4, se muestra la diferencia de despachos entre la aplicación en el despacho del criterio preventivo (criterio actual aplicando Tabla 4) vs el criterio Correctivo. La generación programada considerando el criterio preventivo es igual al despacho programado publicado por XM.

De estos resultados se puede concluir que al aplicar el criterio de confiabilidad correctivo se disminuye la seguridad en aproximadamente 7%. Este porcentaje depende mucho del escenario de precios que se presente en el despacho. Bajo un escenario de altos aportes hídricos y bajos precios en los generadores hidráulicos, el porcentaje de generación de seguridad puede disminuir hasta un 12% aproximadamente. En la Tabla 5 se presenta un ejemplo simulado para este tipo de escenario, en donde las unidades de Guajira no salen en la base del despacho programado, luego la generación para el despacho con criterio correctivo es igual a la generación de las unidades de Guajira 1 y 2, en el mínimo técnico:

CRITERIO	GUAJIRA1 [MW/dia]	GUAJIRA2 [MW/dia]
PREVENTIVO (Actual)	1.904	2.005
CORRECTIVO	1.728	1.728
Diferencia	176	277

Tabla 5. Despacho de Guajira bajo aplicación de criterio preventivo y correctivo en escenario húmedo

Es necesario tener en cuenta que el análisis de seguridad considerando la contingencia del Transformador de Copey 500/230 kV bajo el criterio correctivo, genera sobrecargas y tensiones por debajo de los niveles de calidad en algunas barras del área, pero estas no generan eventos en cascada, DNA o colapso de voltaje en el área de GCM. Es muy importante considerar la calibración de las protecciones para no generar disparo de elementos sobrecargados por debajo de su parámetro de emergencia.

Esto quiere decir entonces que si el transformador de Copey se dispara estando las dos unidades de Guajira al mínimo, el Operador tiene un tiempo de restablecer las condiciones de seguridad y calidad en el área, subiendo generación de Guajira. Estas unidades suben a una velocidad de 3.2 MW/min. Esto implica que para pasar del mínimo al máximo, tardan aproximadamente 20 minutos. Este tiempo es adecuado y coherente con el parámetro actual de emergencia durante 30 minutos, establecido en el acuerdo CNO 601.

Adicionalmente cabe destacar que el evento de falla del transformador de Copey 500/230 kV, tiene muy poca probabilidad de ocurrencia. Revisando los eventos de falla publicados por XM, este activo no ha registrado ninguna falla desde su entrada en operación a mediados del año 2007.

Para cuantificar los posibles beneficios económicos resultantes de la aplicación de un criterio de confiabilidad correctivo en el SIN, se realizó el análisis de costos de la situación descrita atrás

CRITERIO	Costo Operativo
PREVENTIVO (Actual)	\$22.223.663.699
CORRECTIVO	\$22.222.300.875
Beneficio	\$1.362.824

Tabla 6. Comparación de costos aplicando criterio correctivo

En la Tabla 6. Comparación de costos aplicando criterio correctivo, se muestra la diferencia en el costo de operación con el despacho obtenido aplicando el criterio correctivo. El costo operativo fue calculado como la multiplicación del precio de oferta y la generación de todos los recursos del sistema. La diferencia encontrada es muy baja. Esto por los precios que se consideraron para los recursos marginales, que están muy cercanos a los de las unidades de Guajira.

Un efecto más real en los sobrecostos causados por la programación de la seguridad en las unidades de Guajira, se puede obtener analizando los costos asociados a las reconciliaciones positivas calculadas para estas unidades. Revisando los valores de reconciliaciones publicados por XM en su página web para el mes de julio de 2014, se tiene un total de 36.716 MWh de reconciliaciones positivas asociadas a las unidades de Guajira. Este valor es llevado a pesos mediante un aproximado de costo de reconciliaciones, calculado dividiendo el total en pesos de las reconciliaciones positivas del mes de julio, sobre el total de MWh de reconciliaciones

positivas. Para el mes de julio de 2014 esto da un valor aproximado de 200.000 \$/MWh. Luego el valor en pesos de las reconciliaciones de las unidades de Guajira es de \$7.343.200.000. Considerando una reducción del 7% en la generación de seguridad en escenario de precios seco y el 12% en escenario de precios húmedo, llegamos a la conclusión que al considerar el criterio de confiabilidad correctivo para la contingencia del transformador de Copey 500/230 kV, se puede obtener una disminución de aproximadamente \$500.000.000 en un mes para el primer escenario y de casi \$900.000.000 mensuales para el segundo. En la Tabla 7 se presenta un resumen de los resultados obtenidos.

CRITERIO	Costo Reconciliaciones + Escenario Precios Seco	Costo Reconciliaciones + Escenario Precios Húmedo
PREVENTIVO (Actual)	\$ 7.343.200.000	\$ 7.343.200.000
CORRECTIVO	\$ 6.829.176.000	\$ 6.829.176.000
Beneficio	\$ 514.024.000	\$ 881.184.000

Tabla 7. Análisis de costos de reconciliaciones positivas aplicando el criterio correctivo

Estos ahorros se obtienen si la contingencia del transformador de Copey 500/230 kV no se presenta.

## 1.6. Resumen de beneficios de la implementación del criterio de confiabilidad preventivo-correctivo.

La implementación de un criterio de confiabilidad preventivo-correctivo trae varios beneficios para la operación del SIN. A continuación se presenta un listado de los mismos:

- Permite a un operador maximizar el uso de la red eléctrica sin poner en riesgo la operación del sistema.
- Como se ilustró en el ejemplo para el área GCM, si se cuenta con la información de los parámetros de sobrecarga de corta duración, se pueden reducir costos de operación.
- Como se presentará en la hoja de ruta propuesta en este documento, el criterio de confiabilidad preventivo-correctivo puede ser automatizado a través de un modelo SCED (security constrained economic dispatch); esto ajustaría la generación de seguridad necesaria y reduciría tiempos en los procesos de confiabilidad.
- Viabiliza una normalización del proceso de análisis de confiabilidad en el SIN.
- La implementación de este criterio significa un avance significativo para lograr, en un futuro, un criterio más evolucionado, como lo es el criterio basado en riesgo, que se presenta en el numeral 2.

- Este criterio permite calcular índices de severidad que pueden ser usados para calcular indicadores de riesgo (en el numeral 2 se presenta la metodología para el efecto). Estos indicadores son una herramienta de gestión valiosa para la confiabilidad en la operación del SIN.
- En un futuro próximo, El Operador contará con un centro de control avanzado que permitirá tener a disposición información en tiempo real para el cálculo de los indicadores de riesgo. Estos pueden ser de gran ayuda para garantizar una operación segura y confiable.

## 2. Criterio de confiabilidad basado en Riesgo

La operación del SIN debe cumplir con los criterios de seguridad y calidad establecidos para el planeamiento operativo eléctrico en el Código de Operación, considerando las contingencias  $N-K$ , seleccionadas bajo un análisis de probabilidad y severidad, y cumpliendo con restricciones de riesgo.

El riesgo se define como un valor medio de la severidad medida en términos de los valores de sobrecarga, bajos voltajes y colapso de voltaje post-contingencia, ponderados por la probabilidad de ocurrencia de cada contingencia  $N-K$ . La expresión para calcular el riesgo por sobrecarga es:

$$\text{Riesgo} = \sum_k p_k SSC_k$$

Donde  $p_k$  es la probabilidad de ocurrencia ponderada de la falla  $k$  y  $SSC_k$  es la severidad ocasionada por la falla  $k$ .

El valor máximo de riesgo permisible será definido tal que garantice una operación segura post-contingencia.

### 2.1. Diferencia del criterio de confiabilidad $N-K$ correctivo y el criterio basado en riesgo.

Con la implementación de un criterio de confiabilidad  $N-K$  preventivo o correctivo, se logra una operación segura del SIN ante contingencias  $N-K$ . La generación obtenida al aplicar este criterio cumple con las condiciones de sobrecarga exigidas, pero pueden presentarse casos en los que muchas líneas o transformadores queden muy cerca del límite de emergencia de corta duración, lo que hace muy complicado el restablecimiento a las condiciones nominales. En este caso el nivel de riesgo puede ser alto según la metodología descrita en el numeral anterior. La aplicación de un criterio basado en riesgo, puede llevar a una condición de menor riesgo debido a que la medida de riesgo es una restricción adicional del modelo de optimización para el despacho. Como resultado se puede obtener un despacho de generación que en el estado post-contingencia tenga menos elementos sobrecargados, incluso a un nivel más alto pero admisible. Tanto en el criterio correctivo como en el basado en riesgo se debe contar con recursos operativos en el sistema que permitan disminuir las potenciales sobrecargas post-contingencia.

### 2.2. Aplicación del criterio de confiabilidad basado en riesgo.

Para aplicar este criterio es necesario desarrollar herramientas de toma de decisiones que permitan incluir las restricciones de riesgo dentro del modelo matemático y encuentren un programa de generación óptimo. Sin embargo, dado que el estado actual en modelos de

despacho se basa en la formulación de la red usando el método del flujo DC, el riesgo que se puede gestionar con este tipo de herramientas es el de sobrecargas. Las restricciones de riesgo por bajo voltaje y por colapso de voltaje se podrán gestionar solamente desde un modelo de despacho óptimo AC, el cual aún no es implementado a nivel práctico, solo a nivel investigativo. Por esta razón, el Consultor considera que no es conveniente, al menos por ahora, que se imponga que este tipo de restricciones de riesgo sean consideradas en el modelo de despacho confiable. Sin embargo, el riesgo por bajo voltaje y colapso de voltaje puede ser calculado y monitoreado con las herramientas actuales y entonces es importante que se procure mantenerlo en niveles bajos mediante acciones operativas encaminadas a mejorar los perfiles de tensión en el sistema.

### 2.3. Ejemplo de aplicación del criterio basado en riesgo.

A continuación se presenta un ejemplo que ilustra la aplicación del criterio basado en riesgo. Para una mayor comprensión de los resultados, el análisis se hará sobre el sistema IEEE de 9 barras tomado de la literatura (Ver Figura 8) [1]. Para observar los beneficios de los resultados obtenidos con el criterio basado en riesgo, se ilustran tres diferentes escenarios de generación a partir de: despacho económico, despacho económico seguro preventivo, y despacho económico seguro preventivo basado en riesgo.

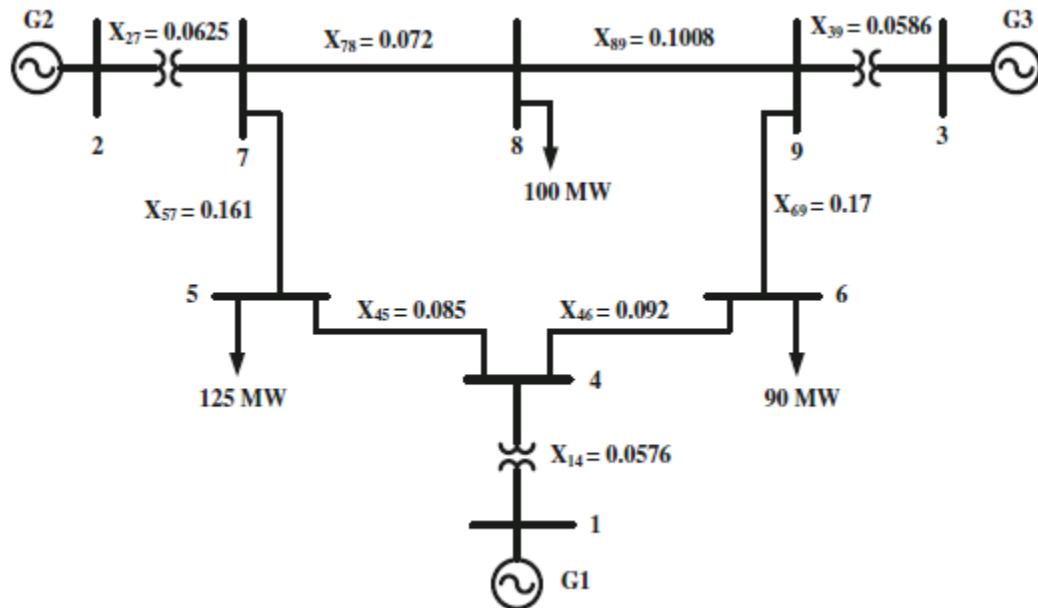


Figura 8. Sistema IEEE de 9 barras. Tomado de [2]

A continuación se ilustra la información de entrada con la que se harán los análisis:

Generador	Generación Mínima (MW)	Generación Máxima (MW)	Precio (US\$/MWh)
1	0	150	20
2	0	200	40
3	0	150	80

La demanda en las barras 5, 6, y 8 es 125 MW, 90 MW, y 100 MW respectivamente.

Círculo	Reactancia (p.u.)	Capacidad nominal (MW)
1-4	0.058	150
2-7	0.063	200
9-3	0.059	100
5-4	0.085	100
6-4	0.092	120
7-5	0.161	150
9-6	0.170	100
7-8	0.072	100
8-9	0.101	100

### 2.3.1. Despacho Económico

Al simular un despacho económico (sin modelar contingencias) se tiene el menor costo posible. Sin embargo, el despacho no es seguro porque genera sobrecargas en el sistema. La Figura 9 ilustra el resultado del despacho económico y los flujos de potencia. Los flujos mostrados en rojo indican que están al 100% de su capacidad nominal. Los ilustrados en azul indican que los flujos están por debajo de la capacidad nominal. Dado que este modelo no considera contingencias, se tiene el menor costo de operación posible igual a US\$ 10,361 en el periodo bajo estudio.

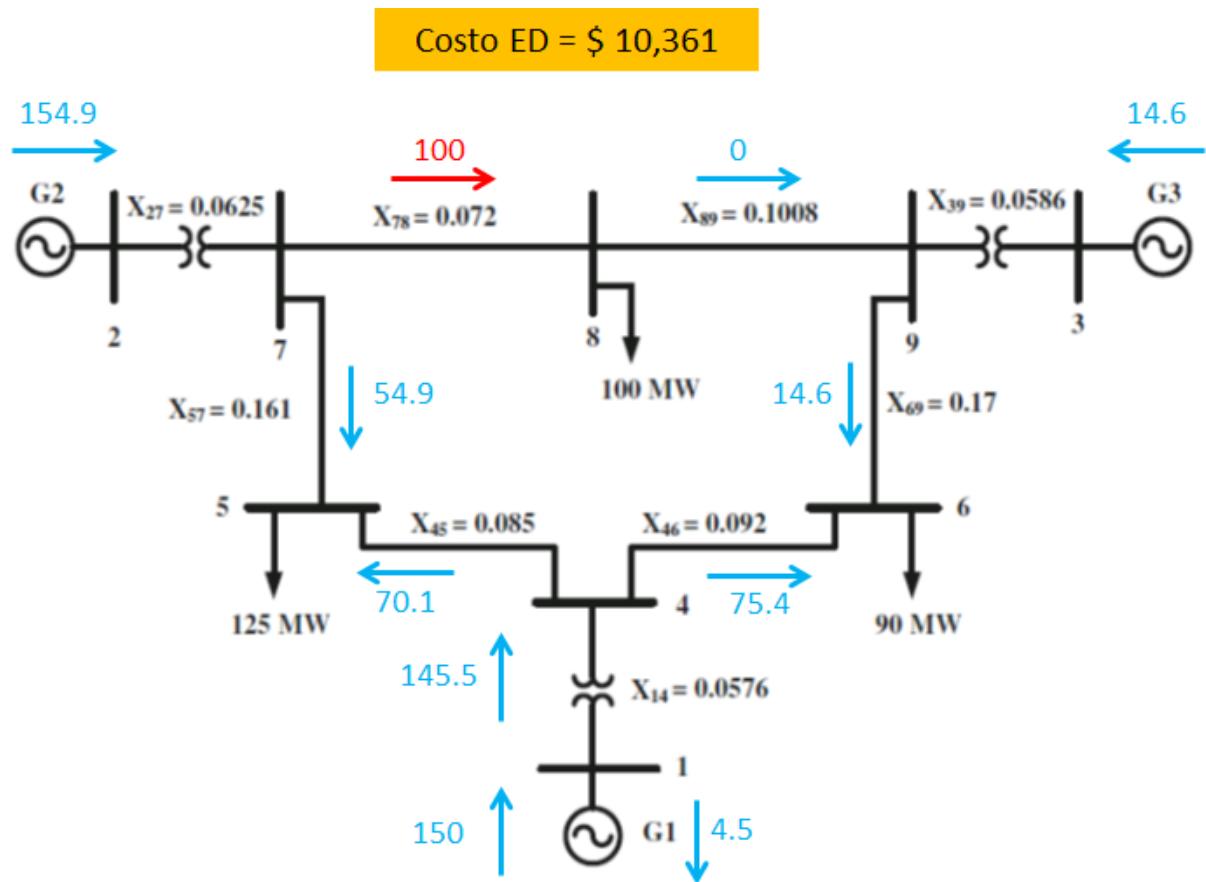


Figura 9. Despacho económico para el Sistema IEEE de 9 barras.

### 2.3.2. Despacho Económico Seguro Preventivo

A continuación se ilustra el esquema general del modelo de optimización que encuentra un despacho económico seguro preventivo (SCED). Para esto se define  $NC$  como el número de contingencias a considerar, y  $k$  es el índice de las contingencias. Por convención, se adopta que  $k = 0$  representa el estado pre-contingencia (red completa); y que  $k = 1, \dots, NC$  indica estados post-contingencia.  $P_0$  se define como el vector de generación (o despacho) preventivo del sistema, y  $x_k$  es el vector de estado (que en general considera ángulos de voltaje en un modelo de flujo de potencia DC) resultante para cada uno de los posibles estados  $k = 1, \dots, K$ . Por lo tanto,  $P_0$  y  $x_0$  son los vectores de generación y ángulos programados para el estado pre-contingencia. El modelo de despacho económico preventivo con restricciones de seguridad es como sigue:

$$\begin{aligned} & \text{minimizar } C(P_0) \\ & \text{sujeto a} \\ & h_k(P_0, x_k) = 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, NC \\ & g_k(P_0, x_k) \leq g_k^{\max}, \quad k = 0, 1, 2, \dots, NC \end{aligned}$$

$C(P_0)$  representa el costo de operación total del sistema, y se representa como una función de la generación programada para el estado pre-contingencia.  $h_k(P_0, x_k)$  representa el conjunto de restricciones de balance de potencia nodal para cada contingencia  $k$  y se describe a través de las ecuaciones de flujo de potencia en función de la generación y las variables de estado. Finalmente,  $g_k(P_0, x_k)$  es el conjunto de restricciones por límites operativos  $g_k^{\max}$  para cada uno de los estados  $k = 0, 1, 2, \dots, NC$ . Algunas de estas restricciones representan flujos máximos por las líneas.

El punto principal de las funciones  $h$  y  $g$  es que la generación siempre será  $P_0$  para todos los estados post-contingencia  $k = 0, 1, 2, \dots, NC$ . Esto quiere decir que ante la ocurrencia de cualquier contingencia, el despacho de generación  $P_0$  debe ser siempre el mismo y debe cumplir con todas las restricciones impuestas en el modelo (las de flujo de carga y límites operativos). Por lo tanto, ante cualquier contingencia, el despacho  $P_0$  debe ser tal que los flujos de potencia resultantes (que son función de las variables de estado  $x_k$ ) deben permanecer entre los límites establecidos. Esta característica es precisamente lo que hace que el despacho sea preventivo.

#### Ejemplo de aplicación

Para ilustrar la aplicación del método recién explicado, se encontrará un despacho económico seguro preventivo para cubrir las contingencias del disparo de las líneas 5-4, 6-4 y 9-6 con probabilidades de ocurrencia de 0.01. Por lo tanto, la probabilidad del estado normal (red completa) es 0.97.

Este despacho debe satisfacer el criterio determinístico de manera preventiva. Para encontrar el despacho planteado a mínimo costo se ha implementado una herramienta que modela las contingencias mencionadas en la optimización sin necesidad de usar cortes. La ventaja de este método es que se obtiene el despacho seguro al menor costo posible y considera las condiciones específicas de operación como son los precios de oferta y la demanda con menor incertidumbre. La Figura 10 ilustra el despacho seguro y los flujos de potencia en condición normal (red completa).

Allí se observa que los generadores más costosos incrementan su producción y el generador más barato (#1) la reduce para hacer que ante cualquiera de las contingencias mencionadas se tengan flujos entre los límites establecidos. Por lo tanto, el costo de operación se ha incrementado en US\$ 3,927 (37.96%), que se puede entender como el costo de seguridad. Con las probabilidades de contingencia, con los flujos en estado normal y post-contingencia se puede determinar la severidad y posteriormente el riesgo del despacho en cuestión como la severidad media. En este caso, se tiene que el riesgo es 0.03.

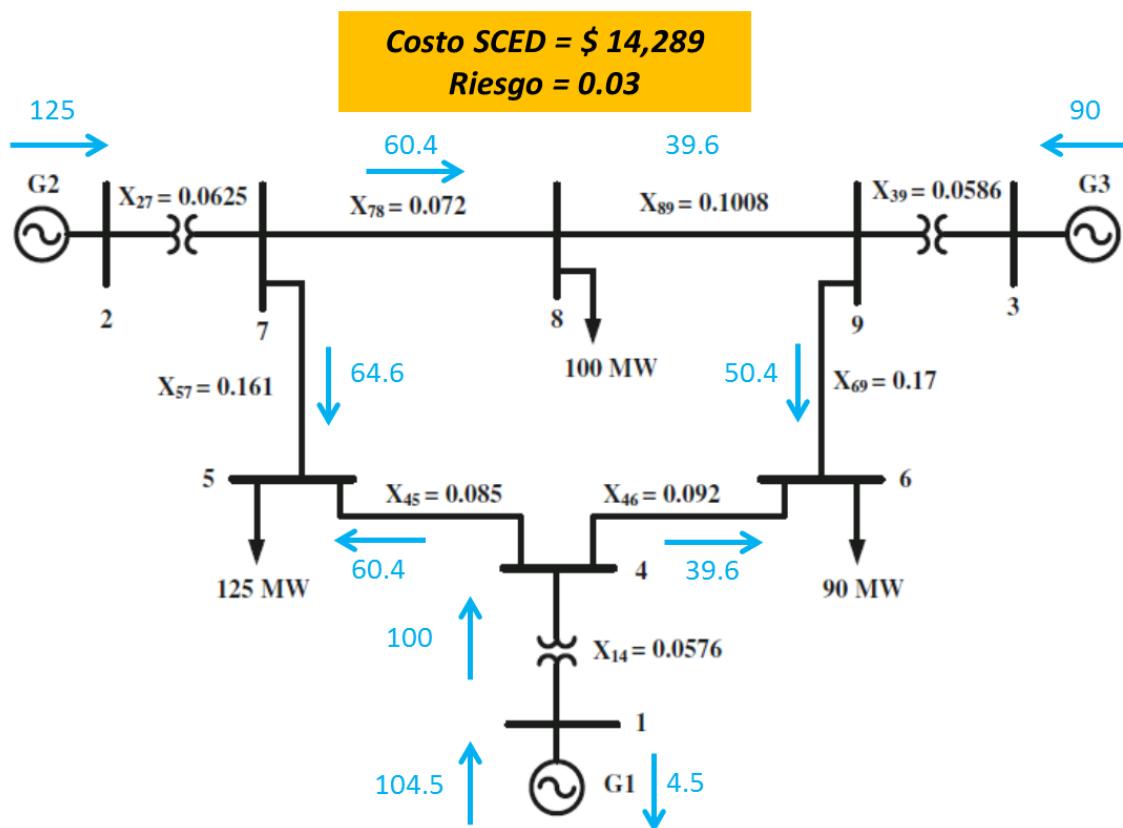


Figura 10. Despacho económico seguro preventivo.

### 2.3.3. Despacho Económico Seguro Preventivo basado en Riesgo

Al igual que el despacho económico seguro preventivo, el objetivo es también obtener decisiones operativas  $P_0$  pero garantizando un umbral de riesgo por sobrecarga para el sistema definido como una fracción de  $Risk^{max}$ . El modelo a presentar es preventivo en el sentido de que el despacho encontrado satisface el criterio de seguridad  $N-1$ . El modelo matemático sería:

$$\begin{aligned}
 & \text{minimizar } C(P_0) \\
 & \text{sujeto a} \\
 & h_k(P_0, x_k) = 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, NC \\
 & g_k(P_0, x_k) \leq K_C g_k^{max}, \quad k = 0, 1, 2, \dots, NC \\
 & \text{Riesgo}(p_k, P_0) = \sum_{k=1}^K p_k \sum_L Sev_L(g_k(P_0, x_k)) \leq K_R Risk^{max}
 \end{aligned}$$

Al igual que en el SCED,  $C(P_0)$  representa el costo de operación total del sistema,  $h_k(P_0, x_k)$  representa el conjunto de restricciones de balance de potencia nodal para cada contingencia  $k$ . Y  $g_k(P_0, x_k)$  es el conjunto de restricciones por límites operativos para cada uno de los estados  $k = 0, 1, 2, \dots, NC$ . Los límites  $g_k^{max}$  pueden ser modificados usando el parámetro  $K_C$  y de acuerdo a los recursos operativos del sistema. Básicamente, lo que se plantea con este parámetro es aprovechar más, en lo posible, el sistema de transmisión permitiendo ciertos niveles de sobrecarga en el momento de una contingencia. Así que de acuerdo a lo propuesto en este estudio, el producto  $K_C g_k^{max}$  es el límite de sobrecarga de larga duración cuando la ecuación de  $g_k(P_0, x_k)$  describe la expresión del flujo por una línea. En pre-contingencia no se permiten sobrecargas, así que  $K_C = 1$  cuando  $k = 0$ , es decir, el producto  $K_C g_0^{max}$  es la capacidad nominal de cada línea.

Por otro lado,  $K_R$  es el factor empleado para forzar el modelo para que el despacho resultante tenga un riesgo menor que un umbral de referencia  $Risk^{max}$ . Este valor de referencia debe ser un parámetro de entrada que puede ser determinado calculándole el riesgo al despacho económico seguro (SCED) (ver ejemplo a continuación). Por lo tanto, con este método, se pretende que el riesgo del despacho sea menor que el riesgo del despacho económico seguro.

En este sentido sería importante emplear un  $K_R$  alrededor de 0.5. Sin embargo, no siempre es posible dado que se podrían obtener infactibilidades en el modelo cuando el sistema no logra satisfacer la restricción de riesgo. Por lo tanto, es importante garantizar un despacho con  $0.5 \leq K_R \leq 1$ . De todas formas, este parámetro incide en el costo de operación en el sistema. Al permitir mayor indicador de riesgo ( $K_R$  cercano a 1) se logran despachos de generación más económicos que cuando se emplean valores de  $K_R$  más bajos. Es importante destacar que si

$K_C$  y  $K_R$  son ambos iguales a 1, se tiene un despacho exactamente igual, en riesgo y costo, al despacho económico seguro preventivo (SCED).

### Ejemplo de aplicación

A continuación se encontrará un despacho económico seguro preventivo basado en riesgo para cubrir las mismas contingencias del caso anterior (disparo de las líneas 5-4, 6-4 y 9-6 con probabilidades de ocurrencia de 0.1). Para este ejemplo y siguiendo las recomendaciones de la literatura [2] se ha planteado que dicho riesgo máximo sea una fracción llamada  $K_R$  del riesgo encontrado para el despacho preventivo (SCED). Otro aspecto importante del modelo de despacho preventivo basado en riesgo es que en los estados post-contingencia se permite una sobrecarga post-contingencia del 20% en toda la red. Esto no implica necesariamente que el despacho permita que un número alto de circuitos se sobrecargue porque esta situación presentaría alto riesgo. De hecho, la restricción de riesgo controla el nivel global de severidad, y para conseguirlo permite que pocos activos (cuya probabilidad de falla tienda a ser baja) alcancen una sobrecarga importante. Implícitamente se está asumiendo que en caso de presentarse la contingencia, el operador tiene recursos para hacer los ajustes correspondientes y reducir la sobrecarga hasta cero.

La Figura 11 ilustra el despacho preventivo basado en riesgo obtenido cuando se permite una sobrecarga de 20% ( $K_C = 1.2$ ) en los flujos post-contingencia. Se usó  $K_R = 0.75$  para la ilustración, y se encontró que no solo el riesgo ha disminuido, sino que también lo hizo el costo de operación. Éste se ha reducido en U\$300 (2.1%), gracias a la sobrecarga permitida en estado post-contingencia. Es importante mencionar que si no se permite sobrecarga en los estados post-contingencia, se puede mantener la disminución de riesgo pero el costo de operación no disminuye.

Para complementar el análisis riesgo vs costo, la Tabla 8 compara los resultados del despacho económico seguro con el despacho basado en riesgo para múltiples valores de  $K_R$ . Primero, se ilustra el número de circuitos que alcanzan un nivel de estrés en estado post-contingencia para el modelo SCED y los diferentes RBSCED. Para este ejemplo se considera un nivel de estrés cuando el circuito ha sobrepasado el 90% de la capacidad nominal ilustrado en la tabla de parámetros. Se observa que el disparo de los circuitos 5-4 y 6-4 genera estrés en el despacho económico seguro (SCED). Sin embargo, el despacho basado en riesgo garantiza que el número de circuitos estresados en estado post-contingencia sea mucho menor. Es importante tener en cuenta que estos podrían alcanzar el 120% (determinado por  $K_C$ ) del límite mostrado en la tabla, el cual sería el límite de sobrecarga de larga duración.

Finalmente, se observa que el costo disminuye con el incremento del riesgo (y de  $K_R$ ). Para este ejemplo, se puede concluir que  $K_R > 0.5$  generan economía en los costos operativos y que  $K_R < 1$  genera mayor confiabilidad en el sistema.

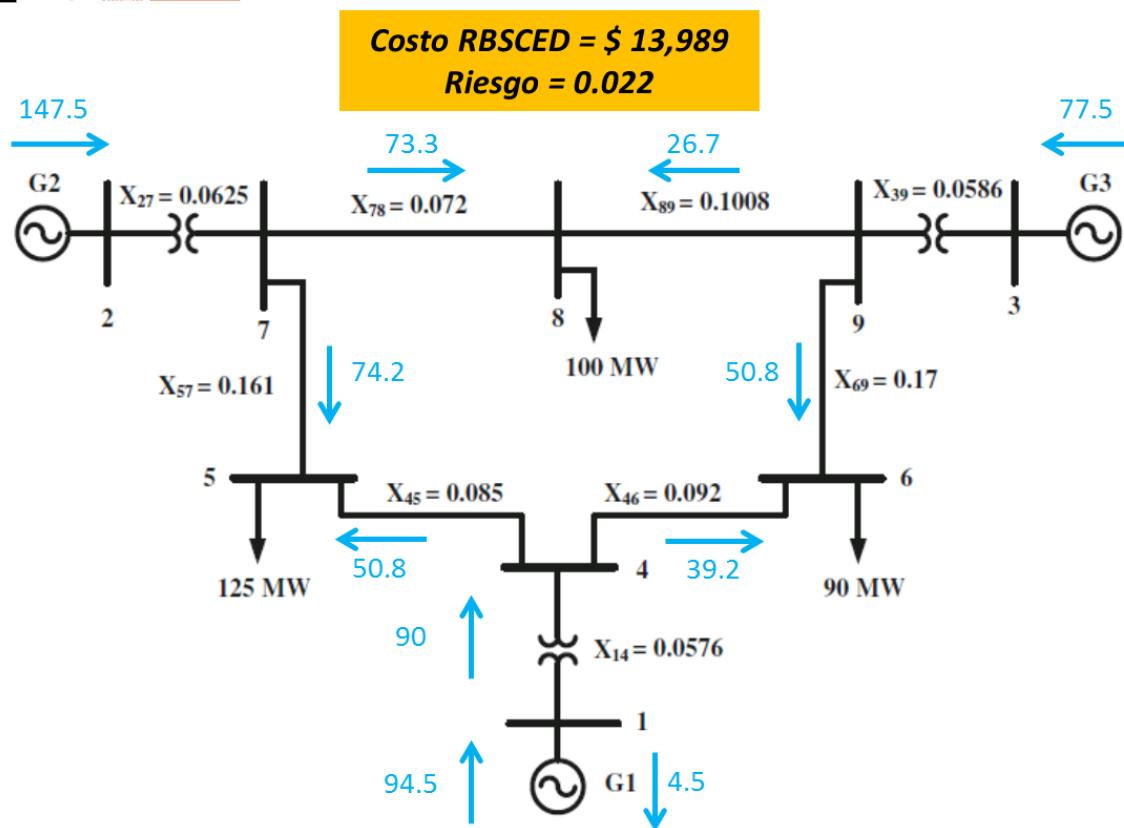


Figura 11. Despacho económico seguro preventivo basado en riesgo.

Modelo	Número de circuitos con estrés			Riesgo	Costo (U\$D)
	Salida línea 5-4	Salida línea 9-6	Salida línea 6-4		
SCED	1	0	2	0.030	14,289.2
RBSCED	$K_R = 0.40$	0	0	0.012	14,409.2
	$K_R = 0.50$	0	0	0.015	14289.2
	$K_R = 0.60$	0	0	0.018	14169.2
	$K_R = 0.75$	0	0	0.022	13989.2

	$K_R = 0.90$	0	0	1	0.027	13809.2
	$K_R = 1.00$	0	0	1	0.030	13689.2
	$K_R = 1.20$	0	0	2	0.036	13569.2

Tabla 8. Análisis riesgo vs costo para el sistema IEEE de 9 barras

#### 2.4. Resumen de beneficios de la implementación de un criterio de confiabilidad basado en riesgo.

La implementación de un criterio basado en riesgo significa un avance importante para la gestión de la confiabilidad. Infortunadamente el estado del arte actual en herramientas de toma de decisiones, no permite aún una completa implementación. Sin embargo iniciar desde ahora la gestión de la confiabilidad basada en indicadores de riesgo, permitirá en un futuro próximo contar con las más avanzadas herramientas de optimización. Hasta el momento se han identificado los siguientes beneficios para la operación, utilizando el criterio de confiabilidad basado en riesgo:

- Uso del riesgo como medida de la confiabilidad. Así, facilitar su gestión.
- Posibilidad de disminución del riesgo (o aumento de confiabilidad) y de costos de operación.
- Mayor rapidez los procesos de análisis de confiabilidad y de toma de decisiones en el SIN.
- Normalización de los procesos de análisis de confiabilidad.
- Control del nivel de riesgo del sistema. Con la aplicación de este criterio se pueden obtener despachos de generación para un nivel dado de riesgo; cabe anotar que el nivel aceptable de riesgo puede modificarse para condiciones particulares, por ejemplo condiciones de CAOP (se disminuiría el nivel aceptable de riesgo).

### 3. Hoja de ruta para aplicación de los criterios de confiabilidad en el SIN

El criterio de confiabilidad N-K correctivo, es una buena forma de disminuir costos en la operación manteniendo la confiabilidad del SIN, como se mencionó en el numeral 1. Pero es necesario realizar un buen análisis de Severidad vs. Probabilidad para garantizar que efectivamente se garantiza la confiabilidad del sistema. Aunque actualmente en Colombia es aplicado el criterio correctivo para las sobrecargas, en algunas ocasiones esto no es posible

porque no se tienen parámetros para emergencia de corta duración de los equipos, o estos son declarados en cero por los Agentes.

Bajo un escenario en donde se tengan parámetros de sobrecarga de corta duración, se puede implementar un esquema para garantizar la confiabilidad del SIN aplicando un criterio correctivo. Desde luego es necesario que El Operador tenga una serie de medidas para aliviar las sobrecargas cuando la contingencia se presenta. Adicionalmente es necesario construir el conocimiento para entender y definir las curvas de Probabilidad vs Severidad.

En la Figura 12 se muestra la hoja de ruta para la gestión de la confiabilidad en la operación del SIN propuesta por el consultor. En ella se integran todos los criterios, observaciones y recomendaciones mencionadas en el documento.

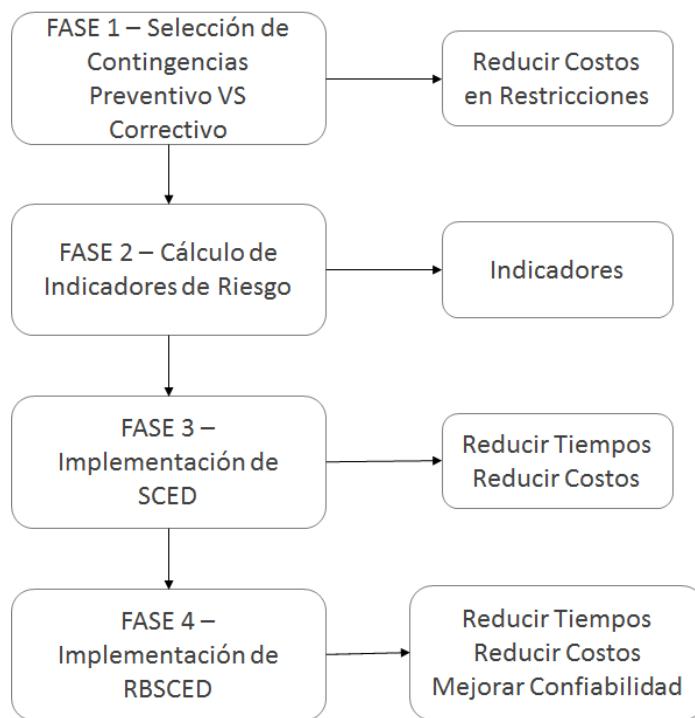


Figura 12. Hoja de ruta para la gestión de la confiabilidad en la operación del SIN

## FASE 1

En la Fase 1, se construirán las curvas de Severidad vs Probabilidad para todas las contingencias N-K. Para ello se requiere del uso de herramientas avanzadas de simulación. En el capítulo 1 se mostró la manera de calcular las curvas con el fin de seleccionar las contingencias entre correctivo y preventivo. Para llegar a esta fase, se deben realizar las siguientes actividades:

- Declaración de nuevos parámetros de sobrecarga de larga duración y corta duración para los equipos del SIN modelados.

- Cálculo de probabilidades de falla para los equipos del SIN modelados.
- Cálculo de la Severidad de las contingencias N-K
- Clasificación de contingencias.

Una vez clasificadas las contingencias, el proceso de análisis de confiabilidad y seguridad se seguirá ejecutando de la misma forma que actualmente se realiza. Se recomienda adicionalmente incorporar las recomendaciones que se presentan en el numeral 4.

El tiempo estimado para la implementación de la Fase 1, es de 6 meses.

## FASE 2

La Fase 2 implica disponer de indicadores de riesgo para la operación del SIN. Estos indicadores serán calculados bajo las metodologías propuestas para sobrecarga. Análogamente se pueden construir indicadores de riesgo basados en bajas tensiones o en colapso de tensión.

Para esta fase El Consultor propone un tiempo de implementación de 3 meses.

## FASE 3

En esta fase se propone el desarrollo de una nueva herramienta para el análisis de las contingencias. Aunque el estado del arte aún no permite encontrar herramientas comerciales que se adapten fácilmente al mercado colombiano, se recomienda desarrollar un modelo SCED (*Security Constrained Economic Dispatch*) que pueda ser utilizado en el despacho y redespacho programado. Este modelo puede entregar más precisión en el cálculo de la generación de seguridad ante contingencias y puede disminuir tiempo de análisis.

Dada la complejidad que tiene el desarrollo de un SCED, El Consultor estima un tiempo de al menos dos años para su implementación.

## FASE 4

En esta última fase se implementaría el modelo RBSCED (Risk-Based Security Constrained Economic Dispatch). Una vez desarrollado el SCED y evolucionado e interiorizado los conceptos de indicadores de riesgo, se pueden implementar restricciones adicionales para encontrar despachos de generación que cumplan con las medidas de riesgo definidas. En el numeral 2 de este documento, se ilustró en profundidad la forma de aplicar este criterio y los beneficios que traería su implementación.

El consultor estima que el paso a la fase 4, se puede realizar 6 meses después de la entrada en operación del SCED.

## 4. Observaciones para mejorar la gestión de la confiabilidad de la operación del SIN

Como complemento a los criterios de confiabilidad planteados la sección anterior de este documento, se realizarán una serie de observaciones que, a criterio de El Consultor, pueden contribuir a la aplicación adecuada de los criterios de confiabilidad y, en general, a mejorar algunos aspectos relacionados con la gestión de la confiabilidad en la operación del SIN.

### 4.1. Metodología para la Identificación de contingencias N-K de alto riesgo

El trabajo presentado en [4] ilustra un mecanismo aproximado para identificar contingencias de alto riesgo. Generalmente, una contingencia tipo  $N - K$ ,  $K > 1$  aunque tiene muy baja probabilidad de ocurrencia, suele ocurrir. También es cierto que la severidad de una contingencia de este tipo puede ser alta. Además, una contingencia  $N - K$  que tenga un orden de magnitud de probabilidad igual al orden de magnitud de la probabilidad de una contingencia  $N - 1$ , puede llevar a un nivel de riesgo alto.

En el mismo trabajo, se ha encontrado que puede haber grupos funcionales de elementos (grupos de componentes que fallan juntos cuando uno de ellos falla), con órdenes de magnitud de probabilidad igual al orden de probabilidad de una contingencia  $N - 1$ . La metodología ilustrada en [4], en vez de usar el valor exacto de probabilidad, emplea el orden de magnitud partiendo de una probabilidad base. Por ejemplo, si la probabilidad base es 0.01, entonces una probabilidad igual a 0.04 tiene un orden igual a 1; y una probabilidad igual 0.0001 o 0.0009 tiene un orden de magnitud igual a 2, y así sucesivamente. La probabilidad base puede seleccionarse como la probabilidad de que un componente típico presente una falla.

Esta metodología para identificación de contingencias  $N - K$  de alto riesgo es útil para evaluar la probabilidad de falla para diferentes configuraciones de subestaciones donde las probabilidades de falla de interruptores y seccionadores pueden ser consideradas. En caso de que el operador llegase a emplear un esquema similar al descrito anteriormente, se requiere definir un orden de magnitud máximo que defina cuáles contingencias  $N - K$  deben incluirse en el listado de contingencias a analizar.

El Consultor recomienda estudiar más a fondo este tema para identificar posibles contingencias N-K con  $K>1$  que por su alta probabilidad de ocurrencia, pongan en riesgo la operación del SIN.

## 4.2. Declaración de parámetros para operación en emergencia

Para la aplicación del criterio de confiabilidad correctivo, se requiere que los agentes dueños o administradores de los equipos, declaren de forma adecuada los parámetros en condiciones de emergencia. En el Acuerdo CNO 601 de septiembre 13 del 2012, se define un formato que incluye el límite de emergencia para 30 minutos. Aunque con este parámetro se puede proceder a la aplicación del criterio correctivo de confiabilidad y de hecho sucede en el SIN, es posible tener una consideración más amplia de parámetros transitorios como se describe a continuación. Se verá que este tipo de consideración está siendo usado en sistemas eléctricos importantes.

Se pueden tener definidas las siguientes características térmicas de emergencia (límites térmicos transitorios) de los equipos: límite de emergencia de larga duración (Long Term Emergency rate, LTE) el cual es para un tiempo límite de 4 horas en invierno o 12 horas en verano; límite de emergencia de corta duración (Short Term Emergency rate, STE) con un tiempo límite de 15 minutos; y carga de acciones drásticas (Drastic Actions Load, DAL) con un tiempo límite de 5 minutos [5].

La condición clave que permite la aplicación del límite STE en la operación real post-contingencia es la capacidad de reducir la potencia en el elemento sobrecargado, para ponerla por debajo del límite LTE dentro de los 15 minutos después de la contingencia. Si no se puede determinar de forma anticipada la capacidad operativa suficiente del sistema, se recomienda que el LTE sea usado de una forma conservativa [6].

Según la norma IEEE 738-93 [7], se define límite térmico transitorio como la corriente final que produce una temperatura máxima permitida ( $T_{max}$ ) en un tiempo especificado ( $t$ ) después de un cambio en la corriente a partir de una corriente inicial ( $I_0$ ). Además, en la norma se indica cómo se realiza el cálculo del límite transitorio de emergencia para conductores aéreos de líneas de transmisión.

La definición de los límites STE y LTE corresponde a la corriente que lleva la temperatura del conductor a  $T_{max}$  en 15 minutos y en 4 horas respectivamente, después de que se produce un escalón de corriente a partir de  $I_0$ . Ver Figura 13.

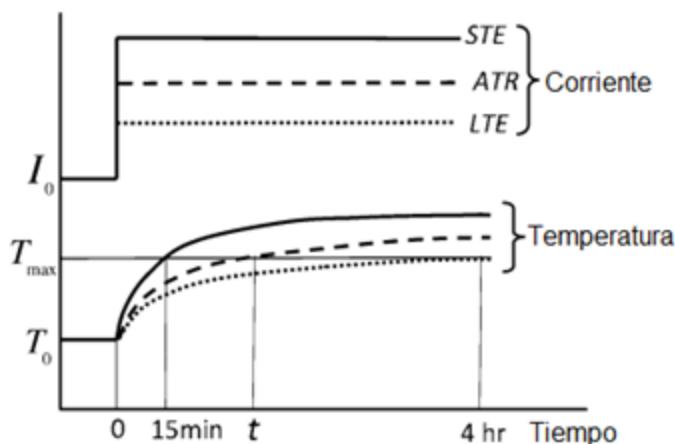


Figura 13. Cambio de temperatura en un conductor aéreo debido a un escalón de cambio de corriente.

Adicionalmente, se ha propuesto un nuevo concepto de límites de transmisión de emergencia adaptativos (Adaptive emergency Transmission Rates, ATR) visto como un límite adaptable continuo aplicable en cualquier intervalo de tiempo después de la contingencia.

La curva del ATR está definida entre los límites LTE y STE con su respectivo intervalo de tiempo ( $t$ ); cualquier par de puntos de los parámetros correspondiente (ATR,  $t$ ) puede ser usado como límite transitorio válido de un conductor. En la Figura 14 se ilustra la forma del  $ATR = f(t)$  calculado en varios puntos para un conductor ACSR DRAKE. En la actualidad los tres puntos, DAL, STE y LTE, son utilizados en la operación del sistema de potencia, por ejemplo en ISO New England; cabe anotar que cualquier punto de esta curva puede ser usado como un límite de emergencia para la línea.

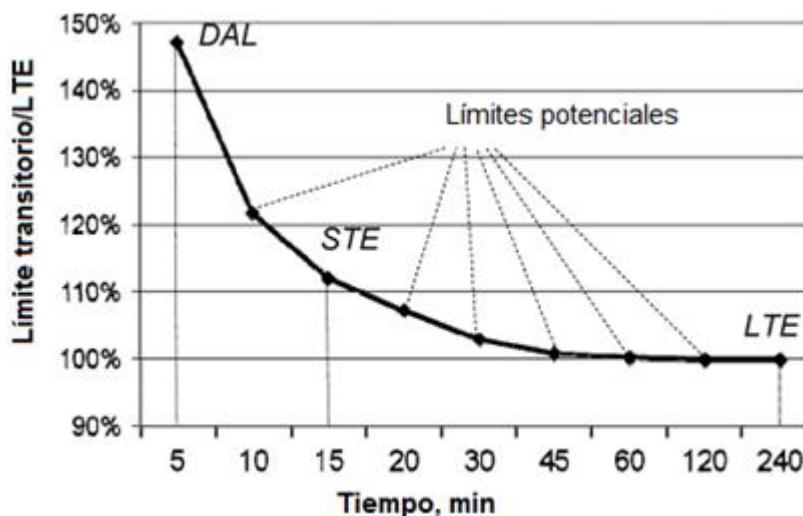


Figura 14. Límites transitorios de emergencia normalizados de conductor ACSR DRAKE.

El Consultor recomienda que se realice un análisis detallado sobre la posibilidad de declarar nuevos parámetros de emergencia de corta duración, que puedan ser utilizados en el criterio de confiabilidad correctivo y posteriormente en el criterio de confiabilidad basado en riesgo. Estos nuevos parámetros deberán ser declarados por los agentes operadores o administradores de los equipos, pero dado el impacto que estos tienen en el análisis de confiabilidad y en el costo de las restricciones, se recomienda que sean realizadas periódicamente auditorias técnicas que permitan verificar los valores declarados con la realidad de los equipos.

### 4.3. Jerarquía de recursos operativos

Para garantizar que los niveles de seguridad y calidad se cumplen en la operación del SIN, El Operador deberá determinar los recursos operativos con los que cuenta el sistema de potencia durante el horizonte de tiempo establecido para realizar la programación de la operación (disponibilidad de recursos considerando las áreas eléctricas).

Una vez se determina la disponibilidad de dichos recursos, el Operador establecerá la jerarquía con base en el criterio de minimizar el costo de operación sujeto a los criterios preventivos-correctivos (análisis de riesgo y selección de contingencias).

El Consultor recomienda que se incluyan los siguientes recursos para los análisis de confiabilidad, seguridad y calidad en la operación del SIN:

- Uso de los activos de transmisión (movimientos de TAPS en transformadores, FACTS).
- Recursos de generación.
- Respuesta de la demanda.
- Reconfiguración de la red de transmisión (apertura/cierre de elementos).
- EDAC.
- Nuevos equipos, como Energy Storage System (**ESS**).

En este contexto, se recomienda para los recursos de transmisión y respuesta de la demanda:

1. Establecer la participación efectiva, duración y magnitud, de las tecnologías de transmisión. Con base en lo anterior, se sugiere que los propietarios de estos activos de transmisión informen las características y condiciones requeridas para que El Operador pueda acceder a los recursos de capacidad y flexibilidad que puedan brindar dichos activos (Anexo B.3).
2. Establecer la participación efectiva, duración y magnitud, de la demanda. Con base en lo anterior, se sugiere realizar un estudio que identifique los cambios regulatorios y tecnológicos requeridos para la programación de la operación y reglas de mercado de la oferta de “demanda” (Anexo B.4). Lo anterior deberá ser consistente con los

lineamientos establecidos en la Ley 1715/2014 (Promoción, entre otros aspectos, respuesta a la demanda) y la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 90325/2014 (Plan de mitigación, entre otros aspectos, para la participación de la demanda).

#### 4.4. Uso de los recursos de generación no despachados centralmente

En la actualidad el SIN cuenta con un porcentaje de 4.5% del total de la capacidad instalada, en generadores no despachados centralmente. Esto es aproximadamente 660 MW. Una cantidad poco despreciable y de la cual se espera un crecimiento alto en los próximos 5 años, donde se proyecta llegar aproximadamente a 1000 MW. Adicionalmente se espera que la Ley 1715 de 2014, estimule aún más este crecimiento. En el plan de expansión de referencia 2014-2028 publicado por la UPME, se plantean escenarios con grandes proyectos de generación renovable al 2020: biomasa de 248 MW, eólica de 576 MW, geotérmica de 100 MW y solar de 53.6 M. Este tipo de generación plantea un gran reto para la confiabilidad en la atención de la demanda debido a la intermitencia no controlable de su energía primaria (vientos, calor, radiación solar, etc.).

Aunque aún no está determinado bajo qué esquema entran estos recursos al mercado existe la posibilidad de que lo hagan como recursos no despachados centralmente. Bajo la reglamentación actual, este tipo de recursos no son utilizados en los análisis de seguridad y confiabilidad ya que no se tiene firmeza en su generación. Actualmente estos recursos son remunerados por su generación real y no son sometidos a penalizaciones económicas por desviaciones.

Algunos de estos recursos no despachados centralmente son importantes en la confiabilidad y seguridad del SIN, ya que por sus características técnicas y ubicación geográfica pueden aportar energía activa y reactiva importante para aliviar restricciones. Es el caso por ejemplo de las plantas Charquito, El Limonar, Tequendama, La Tinta y la Junca, ubicadas dentro del área Bogotá y que mejoran el perfil de tensiones al disminuir demanda y en algunos casos aportando energía reactiva a la red. Pero la realidad operativa es que estas plantas no son consideradas dentro del análisis de seguridad y confiabilidad del SIN. La razón más evidente para tomar esta decisión es el hecho de que el incentivo económico para estos generadores está en su generación real independiente si son requeridas por seguridad o no. En otras palabras estos recursos no reciben incentivos por reconciliaciones positivas. Por otra parte, como se mencionó anteriormente, estos recursos no son penalizados por desviaciones.

Para la consideración de la potencia activa en los estudios de confiabilidad del SIN, se recomienda la siguiente metodología para considerar la producción de plantas menores en los estudios de confiabilidad. Con el fin de que los estudios de seguridad y confiabilidad empleen la mayor cantidad de recursos del sistema, se recomienda que para las plantas menores (que no son despachadas centralmente), se emplee un valor de potencia firme obtenido a partir de información histórica de la planta bajo estudio.

La producción de las plantas menores es función de la disponibilidad del recurso, que puede ser hidráulico, eólico, solar, entre otros. Por lo tanto, no es fácil estimar su producción en una hora determinada dado el carácter aleatorio del recurso en consideración. Sin embargo, para los análisis de confiabilidad y seguridad es importante considerar que estas plantas aportarán una potencia con una alta probabilidad de ser superada. A dicha potencia la denominaremos potencia firme.

A partir de la historia de producción de una planta menor es posible determinar la potencia firme. De acuerdo al grado de “firmeza” que se desee, se pueden obtener diferentes valores de potencia firme, y la firmeza depende de la probabilidad que se adopte para el análisis. Por ejemplo, si se garantiza que la potencia firme tiene una probabilidad de 0.95 de ser superada, significa que el 95% del tiempo se tendrá una potencia de salida mayor al valor de potencia firme. A este valor de potencia firme también se le puede decir que tiene un 95% PSS (probabilidad de ser superado). Así, también se puede hablar de probabilidades de 0.99 y 1.0 por ejemplo. En este último caso, significa que siempre se tendrá un valor de potencia mayor a la potencia firme 100% PSS.

Estadísticamente hablando, el 95% PSS y 99% PSS, o cualquier otro valor PSS, se determinan a través de los percentiles (5º y 1º respectivamente). El 100% PSS de una muestra se puede determinar como el valor mínimo contenido en la muestra. Para ilustrar este procedimiento, se presenta a continuación el caso de una central menor a filo de agua para la que se tiene información histórica de su producción (potencia) horaria.

La Figura 15 representa el cálculo de la potencia firme 95% PSS horaria a través de diferentes años para la central bajo estudio. Es importante observar que la producción de estas plantas puede variar significativamente año tras año ya que las condiciones climáticas y medioambientales pueden cambiar. Por lo tanto, es recomendable usar información histórica reciente (uno o dos años) para evitar sesgar los resultados.

La Figura 16 ilustra el cálculo de la potencia firme 95% PSS horaria por mes para datos recolectados en 2012. Durante este año, dicha planta presentó períodos con producción nula por mantenimiento. Estos datos de producción igual a cero no fueron tenidos en cuenta para el cálculo del percentil 5º. Lo que se hizo fue calcular la mediana de los datos para luego reemplazar estos períodos (con producción cero) con la mediana determinada para el correspondiente periodo. La mediana es un valor representativo robusto de los datos ya que no se ve afectado por valores extremos (ceros en este caso). En la Figura 16 se observa que a pesar de que los fenómenos climáticos son periódicos, no se observa una tendencia a nivel horario del 95% PSS.

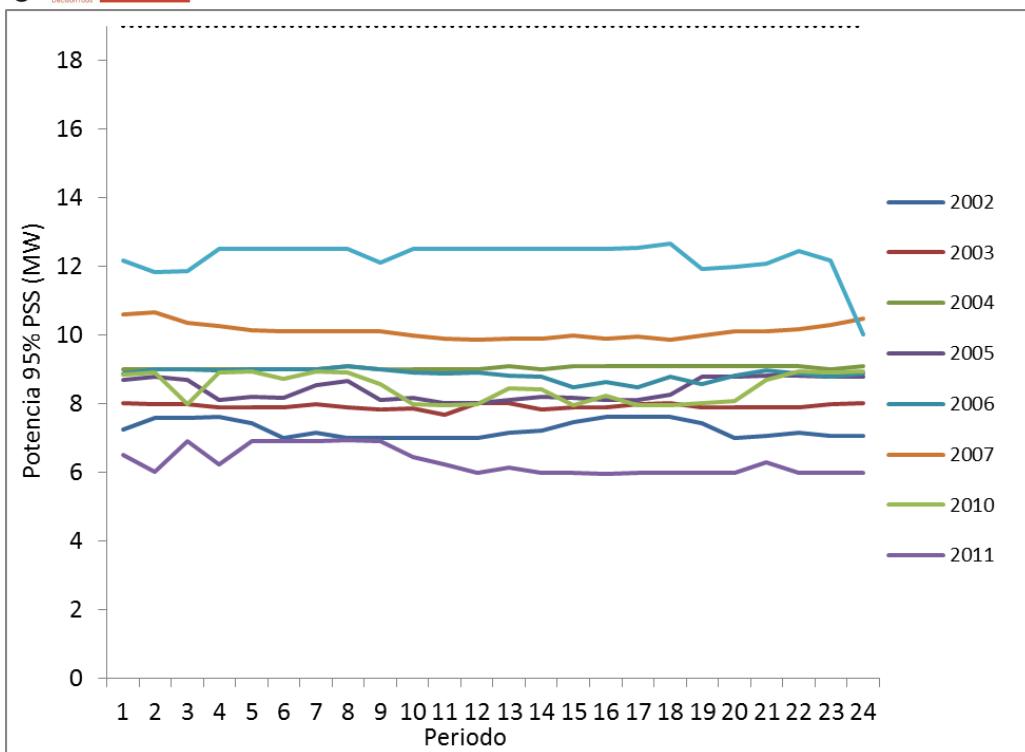


Figura 15. Potencia 95% PSS para diferentes años

Finalmente, para observar diferentes niveles de firmeza en la potencia, la Figura 17 ilustra diferentes potencias con sus correspondientes PSS. El 100% PSS representa un valor muy conservador de la potencia que se puede obtener de esta planta donde se llega a tener valores bajos (alrededor del 9%) en producción con respecto a la capacidad nominal.

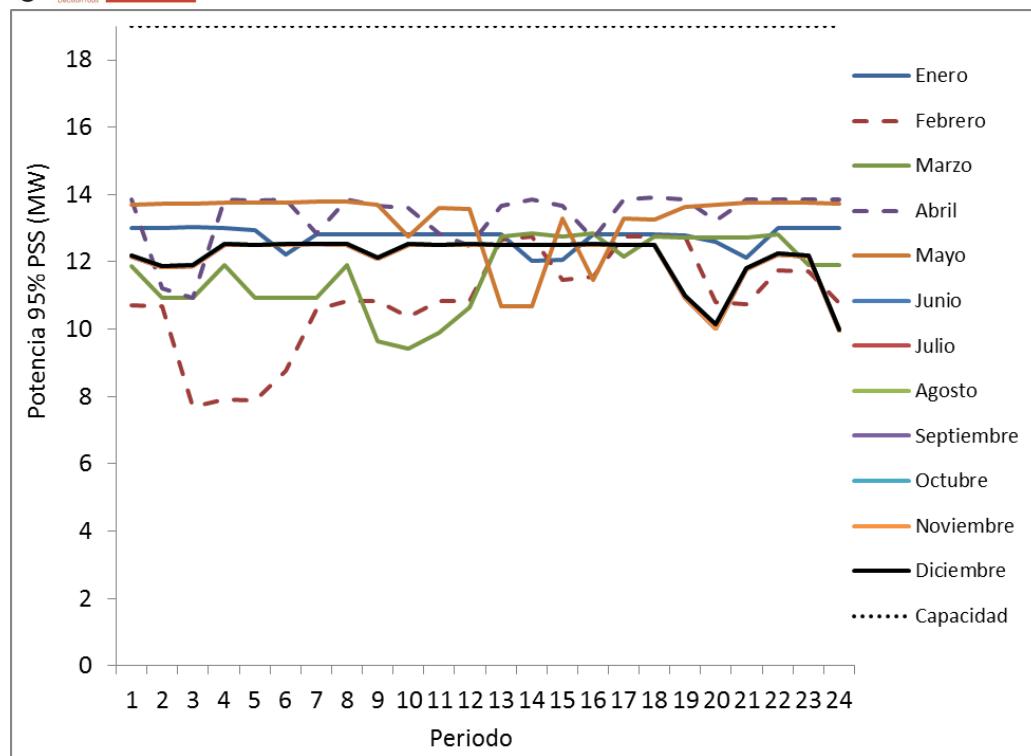


Figura 16. Potencia 95 % PSS mensual con datos de 2012.

Tanto el 95% PSS como el 99% PSS pueden ser valores más adecuados para considerarse en los estudios de confiabilidad y seguridad por representar valores más optimistas en cuanto a producción con niveles de riesgo bajos. Por ejemplo, en el caso del 99% PSS, se tiene que el riesgo de que la producción sea menor que dicha potencia es el 1%.

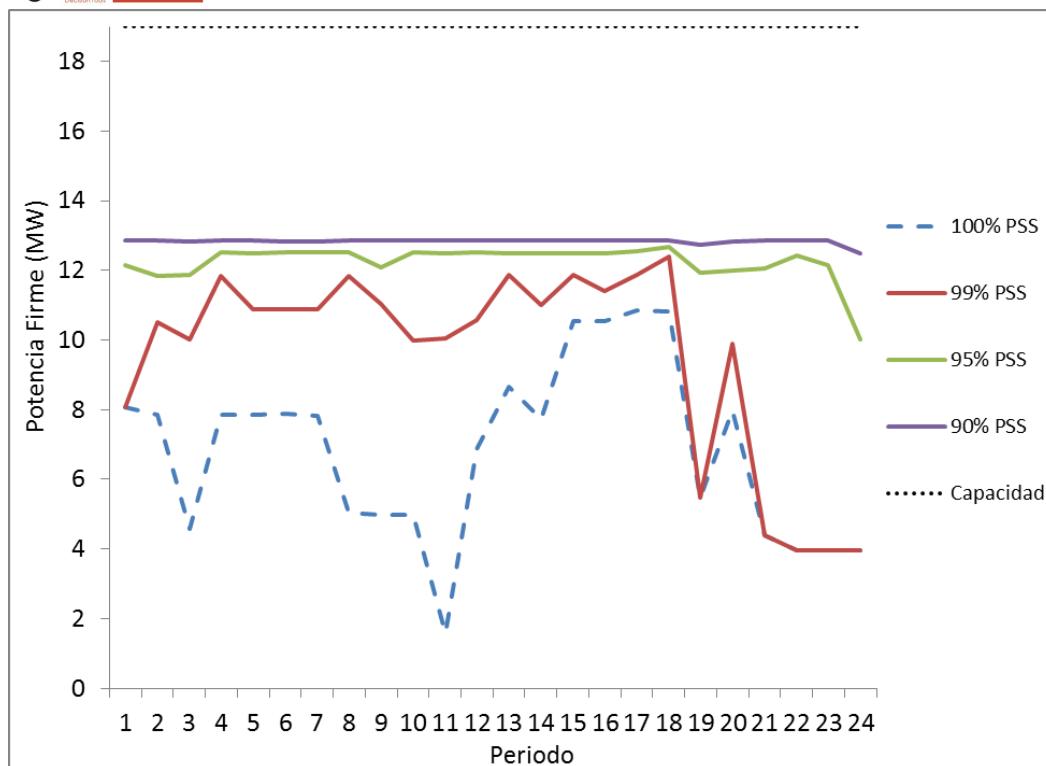


Figura 17. Potencia con diferentes niveles de firmeza.

En conclusión, se recomienda que para los análisis de seguridad y confiabilidad en el SIN, El Operador implemente una metodología como la propuesta anteriormente, teniendo en cuenta el alto crecimiento de este tipo de recursos en los próximos años. Además se hace necesario implementar mecanismos regulatorios para incentivar el uso de los recursos no despachados centralmente en los criterios de seguridad y confiabilidad del SIN.

#### 4.5. Proceso de re-optimización del despacho programado

Debido a que el estado del arte en herramientas para análisis de confiabilidad aún no permite realizar todos los cálculos necesarios en horizontes de muy corto plazo, es necesario desarrollar estrategias para encontrar programas de generación óptimos y que cumplan con los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad. Una de estas estrategias desarrolladas por XM, es la definición de “cortes eléctricos”. Estos cortes son introducidos como una restricción adicional en el software DRP (flujo óptimo DC). La finalidad de estos cortes es que el programa de generación óptima, cumpla con el criterio de confiabilidad N-1. Este programa óptimo es validado posteriormente en la herramienta Digsilent, para garantizar que el despacho o programa de generación sea seguro y de calidad al realizar contingencias N-1. En resumen, el

programa de generación entregado cumple con los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad.

Por otro lado, como se ilustra en la en la Figura A-1 (Anexo A), estos cortes son generados en el proceso de planeación, considerando los supuestos y diferentes escenarios críticos, que cubren el peor de los casos. Estos cortes son programados en el proceso de despacho y redespacho y, como se mencionó anteriormente, validados eléctricamente en el Digsilent. Se puede presentar que la seguridad programada debida a los cortes eléctricos, sea superior a la que se requiere realmente. Esto debido a que los cortes son definidos para unos escenarios críticos en generación y pueden estar alejados del escenario de generación del despacho programado, escenario que responde a las ofertas declaradas por los agentes para el día de despacho. Esta misma situación de los cortes puede presentarse en la generación de seguridad en número de unidades, requerida para garantizar las tensiones en las barras del SIN.

Con el fin de eliminar los posibles sobrecostos que pueda generar la naturaleza del proceso mencionado anteriormente, se recomienda la implementación de un proceso de re-optimización en el despacho económico, que una vez encontrado el despacho de generación, valide nuevamente si la seguridad programada es la mínima necesaria ante las condiciones de generación y demanda presentada en el día de despacho.

#### **4.6. Programación de Reserva Operativa en el despacho programado**

Bajo ciertas condiciones de oferta y disponibilidad de los recursos de generación, se pueden presentar periodos de despacho en los cuales la planta marginal queda con una holgura muy pequeña y los demás recursos de generación que no salen despachados, son todos térmicos. En estos casos en la operación en tiempo real se pueden tener problemas de confiabilidad en la atención de la demanda debido a que ante una indisponibilidad de una unidad programada en el despacho, no se tiene la capacidad de reacción para programar un nuevo generador. Según los datos publicados por XM, diariamente se pueden presentar más de 20 eventos que afectan la disponibilidad en las unidades de generación. Aunque existen plantas térmicas de arranque rápido en el SIN, normalmente todas quedan restringidas al parámetro de tiempo de aviso de renominación de gas (TAR). Este valor fue declarado para la mayoría de plantas de gas en 6 horas ya que, por definición, no depende de las características propias de cada generador. En conclusión, actualmente las plantas a gas que pueden arrancar en una hora o menos, no lo hacen en menos de 6 horas.

Una medida de mitigar el efecto de las indisponibilidades de las unidades en la operación, es la programación de una reserva operativa en el despacho económico. Esta reserva es diferente a la reserva de AGC, ya que esta última garantiza el buen comportamiento de la frecuencia del sistema ante un disparo de una unidad, mientras que la reserva operativa

garantiza un margen adicional ante la indisponibilidad, no el disparo, de una unidad que había sido programada en el despacho.

Para ilustrar un ejemplo se presenta en la Figura 18 el caso del 2 de julio con algunas modificaciones en los precios que generan el caso planteado:

RECURSO	PRECIO	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
SALVAJINA	147803	0	0	76	0	0	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	190	190	234	209	95	95	0
TASAJER1	147890	89	68	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUAJIR11	158765	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TVALLE	200800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES IV	213397	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VENEZUE1	270769	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JAGUAS	304000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	0	0
MIEL1	305000	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	260	260	260	194	31
COROZO1	420000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUATAPE	455000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233	203	203	0	0	0
CALIMA1	480000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MERILEC1	526113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEMCALI	597041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQ4	736613	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQ3	754099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTGEMG3	780000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTGEMG2	810000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTGEMG1	840000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES1	869587	160	160	160	160	160	160	160	160	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DORADA1	886840	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TCANDEL1	1114489	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TCANDEL2	1121923	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TSIERRA	1392906	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 18. Despacho sin reserva operativa

En la Figura 18 se puede apreciar que en el periodo 20 el recurso marginal es Salvajina despachada en 234 MW; esto solo le deja una reserva operativa al sistema de 55 MW. Las plantas hidráulicas Jaguas, Guatapé y Miel1, tienen asignada la holgura de AGC en ese periodo; luego si una de las unidades del programa de despacho queda indisponible, el sistema puede quedar en riesgo de desatención de la demanda, ya que sería necesario cubrir el déficit generado disminuyendo holgura de AGC. Aunque esta medida está contemplada en la reglamentación actual, no es deseable y su aplicación se debe hacer ante una situación energética crítica. En este caso, sí existen recursos disponibles pero ninguno puede arrancar de forma inmediata.

Para evitar este problema se puede programar una reserva operativa dentro del despacho económico que, aunque puede encarecer el costo de operación, mejora la confiabilidad en la atención de la demanda. En la Figura 19 se presenta el despacho anterior con una restricción adicional de reserva operativa:

RECURSO	PRECIO	p1	p2	p3	p4	p5	p6	p7	p8	p9	p10	p11	p12	p13	p14	p15	p16	p17	p18	p19	p20	p21	p22	p23	p24
PORCE2	147801	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111	75	0	0	75	246	0	0	0	0	
SALVAJINA	147803	0	0	76	0	0	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	190	190	190	196	95	95
TASAJER1	147890	89	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	13	0	0	0
GUAJIR11	158765	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TVALLE	200800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES IV	213397	90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VENEZUE1	270769	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JAGUAS	304000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	0	0	0
MIEL1	305000	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	260	260	260	194	31	31
COROZO1	420000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GUATAPE	455000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	233	203	203	0	0	0
CALIMA1	480000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MERILEC1	526113	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEMCALI	597041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQ4	736613	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BARRANQ3	754099	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTGEMG3	780000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTGEMG2	810000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CTGEMG1	840000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLORES1	869587	160	160	160	160	160	160	160	160	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
DORADA1	886840	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TCANDEL1	1114489	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TCANDEL2	1121923	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TSIERRA	1392906	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 19. Despacho con reserva operativa

Para este ejemplo se programa Tasajero en el mínimo para aumentar la reserva operativa. Con este cambio el nuevo recurso marginal es Porce2 con 25 MW de excedente. Le sigue Salvajina con 95 MW de excedente y finalmente la planta Tasajero con 87 MW, para un total de 207 MW de reserva operativa para el sistema en el periodo 20.

El concepto de reserva operativa puede plantearse también desde el punto de vista de áreas operativas, específicamente para áreas aisladas, o con el límite de importación copado.

Para evaluar el impacto económico de implementar esta medida en el despacho económico, se deben analizar los casos presentados en la realidad. Dado que el mercado colombiano presenta una larga temporada con precios altos, es muy probable que no se hayan presentado despachos con poca holgura en los últimos años. Por ejemplo, el caso hipotético presentado anteriormente traería un sobrecosto en restricciones de aproximadamente \$50.000.000 para ese día. Esta cifra se calcula asumiendo los costos promedio de restricciones presentados para el mes de octubre que estuvo alrededor de 200.000 \$/MWh, y una seguridad de Tasajero de 3 períodos al mínimo técnico.

El Consultor recomienda que se realice un estudio detallado de las veces en que se ha presentado este problema en la operación y despacho programado, para evaluar el impacto económico que tendría la aplicación de una restricción de reserva operativa en el despacho y redespacho programados.

#### 4.7. Pruebas autorizadas en los análisis de confiabilidad y seguridad

En la actualidad el Operador no incluye recursos de pruebas autorizadas en sus análisis de confiabilidad y seguridad. Esto debido a que un recurso en esta condición puede desviar su programa sin recibir una penalización económica. Esto genera un sobrecosto operativo ya que en muchos casos es necesario programar seguridad adicional. Este sobrecoste es comprensible siempre y cuando la prueba reportada en la oferta sea para todo el recurso de generación. En algunos casos las pruebas solicitadas por los agentes son sólo para una de las unidades del recurso, por lo que se presume que el riesgo de desviación se presenta sólo en la unidad de la prueba y no en todo el recurso.

Un caso muy claro se presenta cuando es necesario hacer pruebas de AGC sobre una de las unidades de un recurso. Este tipo de prueba, genera desviación del programa de generación de la unidad en prueba, pero no afecta en ningún momento la generación del resto de las unidades. En la actualidad estas pruebas son autorizadas a desviarse y queda en pruebas todo el recurso.

Sería ideal para el Operador y para el SIN, poder contar con las unidades que no se encuentran en pruebas y considerarlas para los análisis de seguridad y confiabilidad.

Como una alternativa de reducir costos en las restricciones por la aplicación de los criterios de confiabilidad en el SIN, El consultor recomienda que se realice un estudio detallado de los sobrecostos generados por la programación de pruebas autorizadas en el despacho y definir una posible modificación de la reglamentación actual en los temas de programación de las plantas en pruebas en el despacho, el cálculo de desviaciones para las plantas en pruebas y en general hacer una revisión de todo el tema de liquidación de las plantas en pruebas autorizadas.

#### 4.8. Maniobras en tiempo real

En la operación de tiempo real, el Operador coordina las maniobras generadas en los mantenimientos programados. En algunas reuniones con El Operador, se mostraron evidencias que entre la hora programada para una apertura o cierre, y la hora en que efectivamente se realiza la apertura o cierre, hay una diferencia importante. Esto lleva a que la generación de seguridad programada para dichos mantenimientos no sea necesaria ante retrasos en las aperturas, y que sea necesaria seguridad adicional a la programada en casos de retrasos en el cierre.

Se recomienda entonces revisar la reglamentación asociada a las maniobras en tiempo real para que los OR tengan las señales apropiadas que los conduzcan a cumplir con los tiempos de apertura y cierre programados.

El Consultor considera importante mencionar este tema ya que los análisis de confiabilidad de la operación del SIN, son realizados considerando los tiempos de apertura y cierre programados. Si estos no se cumplen puede llevar al sistema a una situación de riesgo (en el caso de la demora en el cierre) o puede generar sobrecostos en las restricciones (en el caso del retraso en las aperturas).

#### 4.9. Reducción de los periodos en la generación programada

En la operación en tiempo real se debe cumplir la ecuación de balance generación - demanda. Esta labor es compleja y requiere que la generación programada esté lo más ajustada posible a la demanda real. En la reglamentación actual la duración de los períodos es horaria para el despacho y redespacho programado. Esto genera que, por muy ajustados que se encuentre el pronóstico de demanda, siempre va a existir una diferencia grande entre la generación y la demanda real.

En la Figura 20 , se ilustra la diferencia entre la generación programada y la demanda real del SIN, para el día 5 de noviembre de 2014.

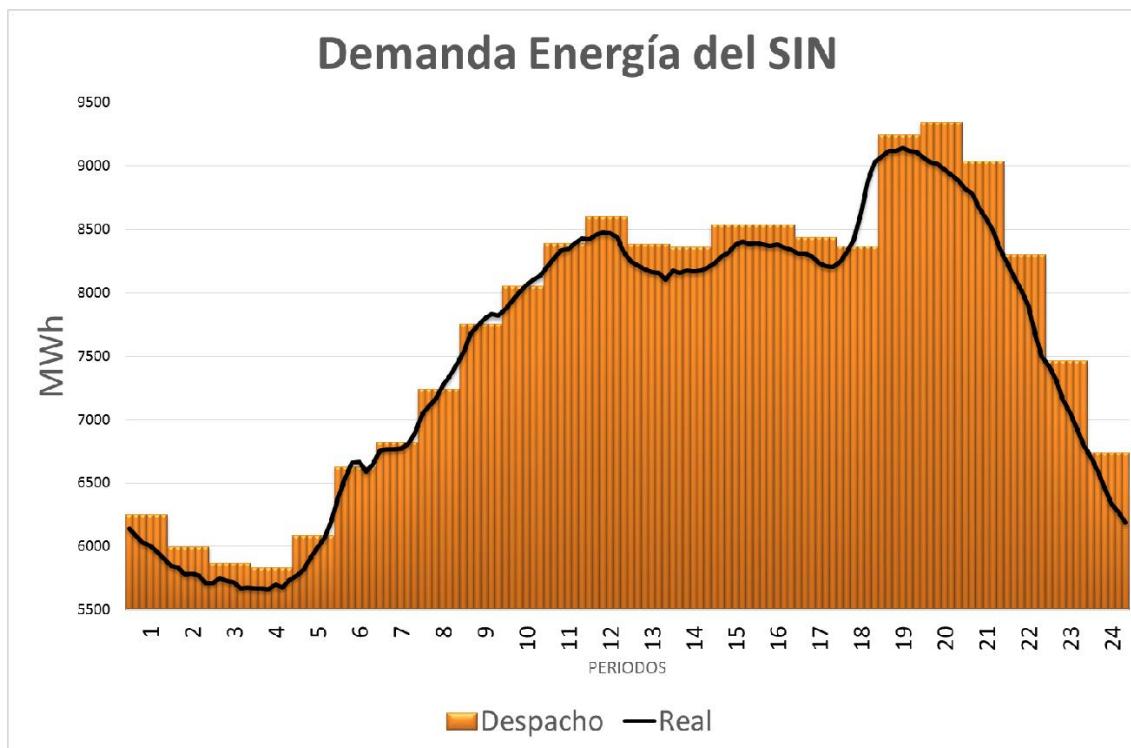


Figura 20. Generación Programada vs Demanda Real

Se observan grandes crecimientos de la demanda entre un periodo horario y otro, entre el periodo 5 y 11, y el caso más crítico, entre el periodo 18 y 19. Además también se presentan grandes decrecimientos de demanda entre el periodo 20 y el 24.

Como se ha mencionado en el documento, los análisis eléctricos para encontrar despachos seguros, se realizan para cada uno de los períodos horarios del despacho y redespacho. Esta evidencia puede resultar por ejemplo en que en un periodo de cambio crítico de la demanda real, la generación programada por seguridad esté por encima de lo que realmente requiere el sistema, lo que genera sobrecostos; o que la seguridad esté por debajo de la necesaria por el sistema, lo que generaría un riesgo en la operación del SIN. Aunque estos problemas pueden

presentarse también por desviaciones en el pronóstico, en la actualidad estas desviaciones son bajas.

Otra forma para reducir los riesgos en la confiabilidad y los sobrecostos generados por los cambios de demanda, es minimizar el efecto reduciendo la duración de los periodos del despacho y redespacho.

Un beneficio directo que se obtendría al disminuir la duración de los periodos en la programación del despacho, es que actualmente cuando se programa una apertura a mitad de un periodo horario, por ejemplo 6:30 am, justo en el medio del periodo 7, la generación de seguridad asociada a esa apertura se programa durante todo el periodo 7, lo que genera costos adicionales en las restricciones.

El Consultor recomienda que se analice posteriormente este tema, con el fin de evaluar cuantitativamente, el impacto sobre la confiabilidad del SIN y los posibles ahorros o sobrecostos que la solución de reducir los periodos horarios en el despacho y redespacho pueda generar.

## ANEXO A - Gestión de la confiabilidad en XM

Aunque en un documento anterior [8], El Consultor incluyó los antecedentes del análisis de la confiabilidad en el SIN, se pretende en esta introducción precisar algunos procesos que El Operador realiza actualmente para la gestión de la confiabilidad en la planeación de largo, mediano, corto, muy corto plazo, y la operación en tiempo real. Esto con el fin de ubicar y facilitar el entendimiento de los criterios planteados en este documento. En la Figura A-1 se muestra un resumen de los procesos que actualmente se realizan en XM para el análisis de la confiabilidad.

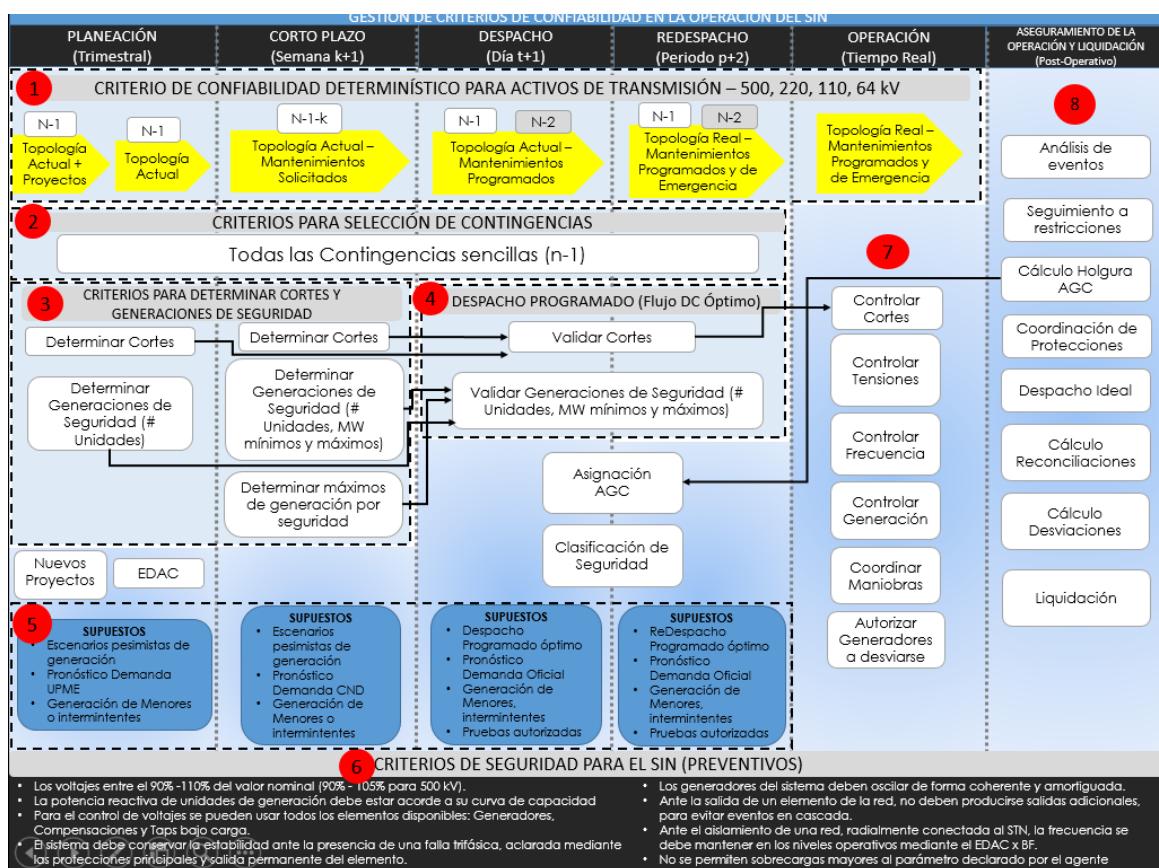


Figura A-1 Diagrama de procesos de confiabilidad y seguridad en el SIN

En general se dividieron los procesos en 8 secciones (etiquetas en rojo) que serán descritas a continuación:

En la sección 1, se definen los criterios de confiabilidad aplicados en cada uno de los procesos de planeación de la operación. En la actualidad en Colombia se aplican solo criterios

determinísticos: N-1, N-K y N-1-i. El criterio N-1 es el más ampliamente aplicado. Todos los análisis de seguridad en el SIN se analizan para cubrir contingencias sencillas de cada uno de los elementos del STN e incluso líneas hasta de 34.5 kV. El criterio N-K es tenido en cuenta para casos especiales, específicamente los definidos en la declaración de CAOP realizada por el Operador. En algunos casos se aplican criterios N-K en subestaciones estratégicas del SIN.

El criterio N-1-i, es un caso especial que se aplica en el análisis de mantenimientos. En algunos casos es necesario garantizar la confiabilidad para contingencias sencillas con un número i de mantenimientos programados. El Operador actualmente trata de programar el mayor número de mantenimientos posible, sin poner en riesgo el sistema, aunque en algunos casos, esto implique una seguridad muy alta.

En la sección 2, se escogen las contingencias a ser analizadas por el Operador en sus análisis de seguridad. En la Figura A-1, se muestra que actualmente se analizan todas las contingencias N-1, y se validan sobrecargas y tensiones en barras. Algunos estudios más especializados como los análisis en el tiempo, son realizados solo para algunas contingencias identificadas como críticas por el analista. Los análisis de seguridad son realizados con la herramienta Digsilent Power Factory.

En la sección 3, se presentan los procedimientos y metodologías que deben realizarse para garantizar la confiabilidad y seguridad en la operación. Estas actividades se realizan debido a que las herramientas actuales de análisis de confiabilidad, no permiten realizar todos los análisis de confiabilidad necesarios en la programación del despacho en un corto tiempo. Para suplir dicha deficiencia en las herramientas de software, el operador calcula Cortes eléctricos que permiten modelar contingencias N-1 en un modelo linealizado de despacho económico. Para encontrar los valores de los cortes es necesario realizar varios estudios de seguridad bajo supuestos de generación y demanda, y múltiples escenarios que puedan presentarse. Además se calculan los valores las unidades de generación requeridas para mantener las tensiones dentro de los rangos de operación. Los valores aquí encontrados son ingresados como restricciones adicionales al despacho económico.

En la sección 4, se abordan todas las metodologías, procesos, criterios y herramientas usadas por el Operador en el proceso de Despacho y Redespacho Programado. En la actualidad se usan dos herramientas para garantizar que la programación de generación cumpla con los criterios de confiabilidad, seguridad, calidad y economía establecidos en la reglamentación: El Digsilent y el DRP. El Digsilent es utilizado para validar los despachos económicos que entrega el DRP, que es básicamente un flujo de potencia óptimo linealizado. Además se realiza la asignación del AGC con la Holgura objetivo calculada en el proceso de aseguramiento de la operación. Mediante la programación del AGC el sistema soporta la N-1 de la unidad de generación más grande del sistema.

En la sección 5, se presentan los supuestos necesarios para la realización de los análisis de seguridad en los diferentes horizontes de planeación. Estos supuestos se hacen en las variables determinantes como la generación y la demanda.

En la sección 6, se presentan los criterios o reglas que determinan, cuándo la operación del SIN es segura. Se definen índices de calidad y seguridad en las variables principales (Tensión y Frecuencia), y la utilización de los diferentes recursos que tiene El Operador para mejorar o cumplir con dichos criterios de seguridad. Estos criterios o reglas son utilizados en todos los horizontes de planeación e incluso en tiempo real. Una característica importante para resaltar en estos criterios, es que son criterios Preventivos, es decir, en los análisis de seguridad, no se permiten sobrecargas por encima de las declaradas en los elementos del SIN.

La sección 7, muestra las acciones definitivas para mantener la confiabilidad en la operación en tiempo real del sistema. Debido a que el estado del arte en las herramientas de toma de decisiones para el análisis de confiabilidad en tiempo real, no permiten realizar de forma rápida y automática, análisis de contingencias con datos reales, se vigilan o controlan los cortes definidos en los procesos de despacho y redespacho. Además el operador debe hacer seguimiento y control de las variables de tensión y frecuencia. Debe controlar la generación de los recursos y coordinar todas las maniobras que se realicen en el SIN.

La sección 8, muestra algunas de las actividades realizadas en los procesos post operativos. Aquí se realiza el cálculo de la holgura de AGC. Actualmente es un procedimiento determinístico que asegura la confiabilidad del sistema para un disparo del generador de mayor capacidad del sistema, mediante la reserva secundaria. Además se analizan los eventos más importantes del SIN con el fin de retroalimentar los procesos de planeación. Una actividad muy importante para la confiabilidad del SIN, es la coordinación de las protecciones del sistema. Aunque en los modelos eléctricos se hacen complejos análisis de confiabilidad que garantizan la correcta operación ante contingencias N-1, un accionamiento inadecuado de una protección puede ocasionar eventos no previstos en los análisis.

El cuerpo del informe se organizó de tal manera que facilite el entendimiento y aplicación de cada uno de los criterios propuestos. Haciendo un análisis técnico y de costos para el sistema. Después se plantearán algunos aspectos que a criterio de El Consultor, es muy importante tener en cuenta para la efectiva gestión de la confiabilidad del SIN, apuntando siempre al objetivo de mantener la confiabilidad a más bajo costo.

## ANEXO B - Utilización de los recursos operativos y nuevas tecnologías en el SIN

Los recursos operativos que se pueden usar para mantener la confiabilidad, seguridad y calidad del sistema de potencia incluyen tanto activos de generación y transmisión como la demanda misma. A continuación, se describen los diferentes recursos que pueden ser utilizados en la operación del sistema eléctrico de potencia.

### B.1 Generación

Los recursos de generación constituyen una alternativa de solución de diversos problemas en la operación, tales como sobrecargas en líneas y transformadores del sistema, la violación de los límites de tensión en barras del sistema, cambios en el consumo, y contingencias de elementos del sistema, que tienen como consecuencia la violación de los límites operativos normales del sistema. Estos recursos hacen parte de la reserva rodante o no rodante del sistema; esto depende de si la unidad de generación está en espera (en línea) y tiene capacidad disponible para asumir un cambio en la demanda; por otro lado, se considera como reserva no rodante a las unidades de generación no despachadas que posean tiempos rápidos de arranque que permitan la conexión oportuna al sistema.

Los recursos de generación, según los recursos primarios usados para la producción de energía eléctrica, se dividen en energías convencionales y no convencionales.

Para Colombia, tradicionalmente las plantas de generación con energía convencionales corresponden a las plantas hidráulicas (mediana y gran escala) y las plantas térmicas a carbón, diesel, fuel oil y gas principalmente.

Las plantas hidráulicas presentan una respuesta rápida antes los requerimientos de aumento de potencia de salida de la planta, siempre y cuando se tenga capacidad disponible de potencia en la unidad de generación. Generalmente, la regulación automática de la generación se realiza con plantas hidráulicas y algunas plantas térmicas a gas que permiten una respuesta rápida (disponible en 30 segundos), para asumir los cambios en la demanda del sistema de eléctrico. Por otra parte, las plantas térmicas según la tecnología y características de la planta, que están en función del tipo de combustible, presentan limitantes para asumir cambios rápidos en la generación, que corresponden al seguimiento en el cambio de la demanda [9].

Habitualmente, luego de que un grupo de unidades de generación con respuesta inmediata actúen, comúnmente disponible en un tiempo menor a 10 minutos [10], se encuentra el esquema de reserva ante las contingencias lentas, llamada *Reserva en caliente* (en inglés *Hot Reserve*) la cual puede encontrarse disponible. La reserva en caliente es la potencia generalmente provista por unidades de generación térmica en donde los generadores térmicos (turbo-alternadores) pueden encontrarse apagados mientras que la caldera

permanece caliente [10]. La reserva en caliente es usada en algunas regiones como *New York* y *New England* para suplir eventos en los cuales sea necesario hacer un redespacho después de una contingencia y restaurar los requerimientos operativos del sistema; la limitante es el tiempo de respuesta del mecanismo, el cual es de aproximadamente 30 minutos [10]. Por su parte, operadores como *California ISO* lo utilizan para alcanzar una reserva de reemplazo, la cual debe estar completamente disponible en 60 minutos [10].

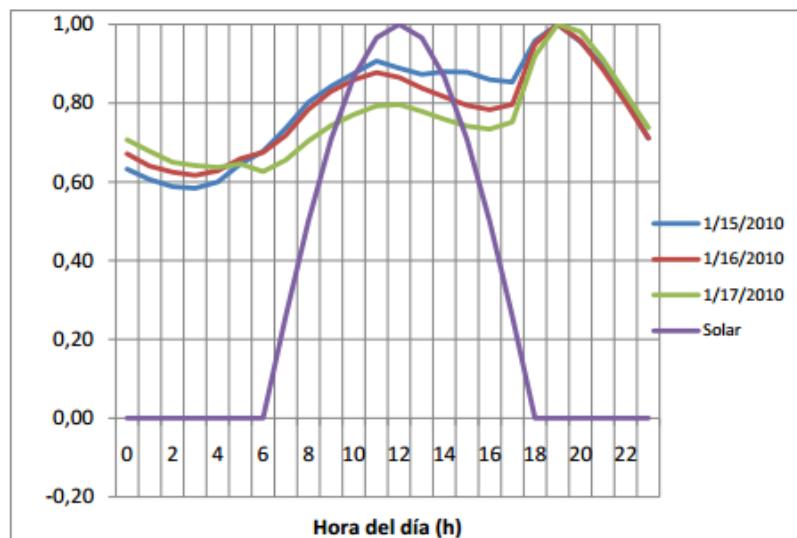
En relación con las plantas de generación con energías no convencionales, se utilizan comúnmente en los diferentes mercados eléctricos en el mundo tecnologías como: las plantas eólicas, fotovoltaicas, termo-solares, geotérmicas, biomasa, mareomotriz, undimotriz y las pequeñas centrales hidráulicas.

Para Colombia, según la Ley de energías renovables [5] (Ley 1715 del 2014) se establece que las fuentes no convencionales de energía son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial y que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal. Se consideran como fuentes no convencionales renovables la energía de la biomasa, los mares, la eólica, la solar, y los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Se considera como fuente no convencional de energía para Colombia la energía nuclear o atómica.

Actualmente los sistemas de potencia a nivel mundial tienen la tendencia a la integración de nuevas tecnologías y mecanismos que permitan fomentar la operación confiable y eficiente del sistema; esto es motivado principalmente por la gran preocupación de los países desarrollados por su alta dependencia de los combustibles fósiles y el panorama de escasez futura que presentan los pronósticos de los recursos fósiles a nivel mundial [12]. Un ejemplo de esta tendencia es la creciente penetración de recursos de generación renovable (**RESs** por sus siglas en inglés) y mecanismos de manejo de la demanda (**DSM** por sus siglas en inglés) los cuales se presentan como las dos principales tendencias tecnológicas [13]. Ambas presentan gran ventaja en cuanto a la disminución de los costos operativos y el bajo impacto ambiental. Estos recursos, sin embargo, presentan gran desventaja con respecto a los recursos de generación tradicionales en cuanto a su capacidad de presentarse como recursos con posibilidad de ser despachados centralmente. Esto sucede debido al comportamiento intermitente de los recursos y los altos costos de inversión de las tecnologías de generación renovable, también a la poca difusión, y a políticas que respalden los programas de respuesta de la demanda.

Como recursos del sistema, las fuentes no convencionales de energía, específicamente la energía fotovoltaica y la energía eólica presentan gran desventaja por la intermitencia de su recurso de generación, a pesar de ser tecnologías ya maduras y con amplia difusión; pero dada la complementariedad de estos recursos con la generación hidráulica, ha permitido que se incluyan como actores claves en la mejora de la confiabilidad del sistema. En el caso de la energía a partir de recursos geotérmicos el problema se centra en el alto costo de capital.

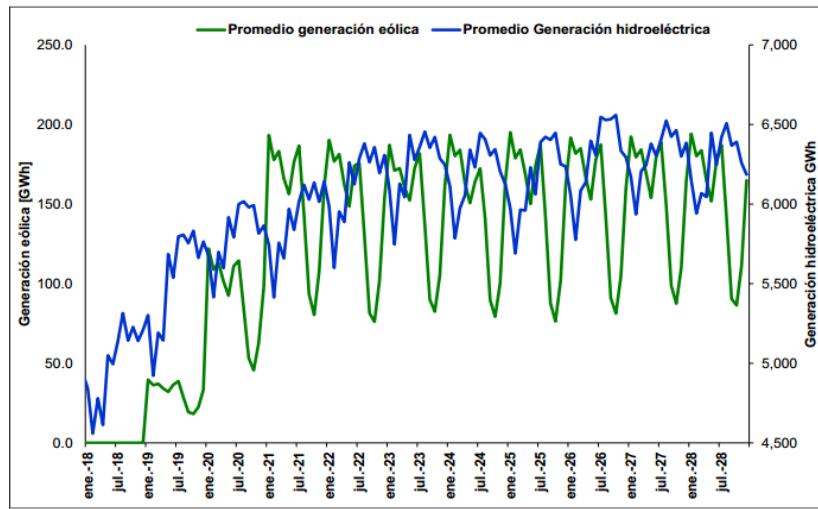
En la referencia [14] se indica que durante la época de verano en Colombia, que comienza aproximadamente en el mes de diciembre y finaliza aproximadamente en el mes de abril, se presenta un aumento considerable de la radiación solar mientras que el nivel de los embalses decrece. Además se expone que el comportamiento de un panel fotovoltaico es aproximadamente sinusoidal positivo y desplazado del origen (ver Figura B-1) en días despejados (condiciones ideales) por lo que este podría aportar potencia al sistema en el periodo pico secundario (Periodo 12, entre las 12 m y la 1 p.m). Pero se afirma también que la operación habitual de los paneles fotovoltaicos se aleja con frecuencia de un comportamiento ideal sinusoidal, por lo que se considera conveniente la instalación de paneles piloto que sirvan como fuente de información en un sistema de monitoreo de gran escala y se pueda así analizar el comportamiento de esta tecnología interconectada con el SIN.



**Figura B-1 Comportamiento de la curva de demanda normalizada para tres días consecutivos y generación fotovoltaica con módulos estacionarios. Fuente:** [14].

De lo anterior puede concluirse que durante dicho periodo (12m – 1pm) puede almacenarse energía en los embalses reduciendo la cantidad de energía aportada por las centrales hidráulicas y compensarla con la que será aportada por los sistemas fotovoltaicos, lo que alivia la restricción de disponibilidad de energía del sistema, que es mayor que la restricción de disponibilidad de potencia. Dicha energía puede ser aprovechada para eventos de contingencia, mantenimientos o para el periodo de demanda pico (Periodo 17, entre las 7 p.m y 8 p.m), aumentando así la confiabilidad del sistema. Es necesario destacar que el análisis anterior se realizó con la consideración de paneles fotovoltaicos estáticos; para paneles con seguidores solares se aumenta el aprovechamiento del recurso solar y el aporte de potencia de los paneles solares bajo estas condiciones.

De manera similar se muestra que existe complementariedad entre el recurso eólico y el recurso hídrico a lo largo del año (Ver [Figura B-1](#)), puesto que en los periodos del año donde el nivel de agua en los embalses es bajo, la velocidad de los vientos es mayor y por ende la energía que puede generarse por los aerogeneradores. Se observa que se posee una mayor generación eólica durante la disminución de la disponibilidad hidroeléctrica [14]. A diferencia de la energía solar fotovoltaica, el pico de generación para la energía eólica se presenta justo un periodo antes del pico más grande de la demanda (Ver [Figura B-2](#)).



**Figura B-2 Complementariedad entre la generación eólica y la generación hidráulica en Colombia. Fuente:** [15].

Con esta información puede concluirse de manera parcial que existe una complementariedad evidente entre los recursos de generación hidráulica y los recursos de generación no convencionales, particularmente la generación solar fotovoltaica y la generación eólica.

También pueden encontrarse en las referencias [16]–[18] modelos de generación eólica, los cuales consideran el comportamiento probabilístico y estocástico del recursos eólico y cómo este impacta en la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia a través de la evaluación de índices de confiabilidad. Los modelos se basan principalmente en datos históricos del viento en los casos analizados, y con base en estos se crea un modelo multiestado de la potencia de salida de los aerogeneradores.

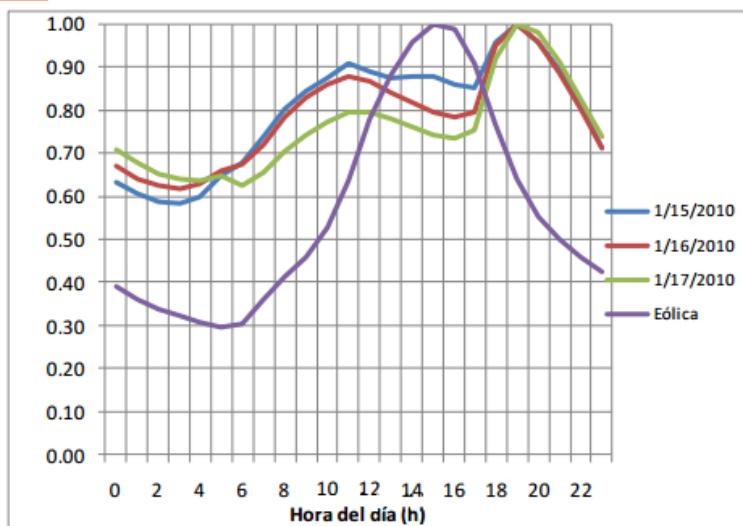


Figura B-3 Curvas de carga normalizada del país para tres días consecutivos y curva de generación media anual del parque eólico Jepirachi. Fuente: [14]

La explotación de las nuevas tecnologías de generación como las turbinas eólicas, sistemas solares fotovoltaicos, sistemas termosolares, plantas de generación a partir de biomasa, celdas de combustible, micro turbinas de gas, turbinas hidráulicas, micro turbinas de ciclo combinado (CHP por sus siglas en inglés) hacen parte ya de la realidad de los sistemas de potencia actuales. Aunque la explotación de las RES tiene un alto potencial como recurso energético del sistema, la alta variabilidad e intermitencia impide la integración total de estos recursos al sistema interconectado. Estudios recientes han indicado que el almacenamiento de energía puede compensar la naturaleza estocástica y las deficiencias repentinas de las RES por periodos de tiempo cortos evitando así sufrir eventos de pérdida de carga, sin la necesidad de conectar más plantas de generación a la red [19].

## B.2 Tecnologías de almacenamiento de energía

Las tecnologías de almacenamiento de energía aparecen como una posible solución para lograr el equilibrio entre la demanda de energía y la capacidad de generación. Entre los beneficios técnicos que ofrecen este tipo de tecnologías se tiene el soporte de tensión, soporte de frecuencia, estabilidad angular, calidad de la potencia, nivelación de la carga, reserva rodante, alivio de la potencia transmitida en las líneas y finalmente la confiabilidad. Los sistemas de almacenamiento de energía permiten ofrecer un servicio de suministro continuo y confiable, ya que ayuda a reducir el número de interrupciones en el sistema y aumentar el tiempo de funcionamiento del mismo [19], [20].

Los principales avances en las tecnologías de almacenamiento (Energy Storage System, ESS) se encuentran en los ítems listados a continuación [19]:

- Centrales hidroeléctricas reversibles (Pumped Hydroelectric Storage, PHS).

- Almacenamiento de energía con aire comprimido (Compressed Air Energy Storage, CAES).
- Almacenamiento de energía por bombeo de calor (Pumped Heat Electricity Storage, PHES).
- Baterias (Battery).
- Bateria de flujo (Flow Battery).
- Celda de combustible (Fuel Cell).
- Celda solar (Solar Cell).
- Sistemas de almacenamiento de energía por medio de superconductores magnéticos (Superconducting Magnetic Energy Storage System, SMES).
- Volantes de inercia (Flywheels).
- Capacitores y super capacitors (Capacitor and Supercapacitor).
- Sistema de almacenamiento de energía térmica (Thermal Energy Storage System, TES).

Algunas de estas tecnologías se encuentran disponibles para su aplicación en los sistemas eléctricos de potencia y otras se encuentran en la etapa de prototipo. La combinación de estas tecnologías con la generación de energía a través de la conversión de RES, permite a los ESS proveer, en tiempo real, el balance necesario entre generación y consumo de energía eléctrica y de esta manera mejorar la confiabilidad en la operación del sistema de potencia [19], [21].

Uno de los factores determinantes para la implementación de tecnologías de almacenamiento es la eficiencia, por lo cual los valores típicos de eficiencia por tecnología son mencionados a continuación: entre 60% y 75% para baterías electroquímicas convencionales, entre 75% y 85% para baterías electroquímicas de avanzada, entre 73% y 80% para los CAES, entre 75% y 78% para los PHS, entre 80% y 90% para el almacenamiento en Flywheels y 95% para los capacitores y SMES [22][23].

En la Figura B-4 se observa el modo en que los ESS contribuyen a la confiabilidad del sistema debido a su capacidad de asumir un porcentaje de la carga del sistema durante las horas de mayor demanda, lo que permite al sistema disminuir el nivel de estrés en cada uno de los componentes de la red y a su vez permite manejar de manera compartida la reserva del sistema, entre las tecnologías de almacenamiento acopladas a los sistemas de generación renovable y las reservas operativas consideradas en el despacho diario, como por ejemplo la reserva rodante.

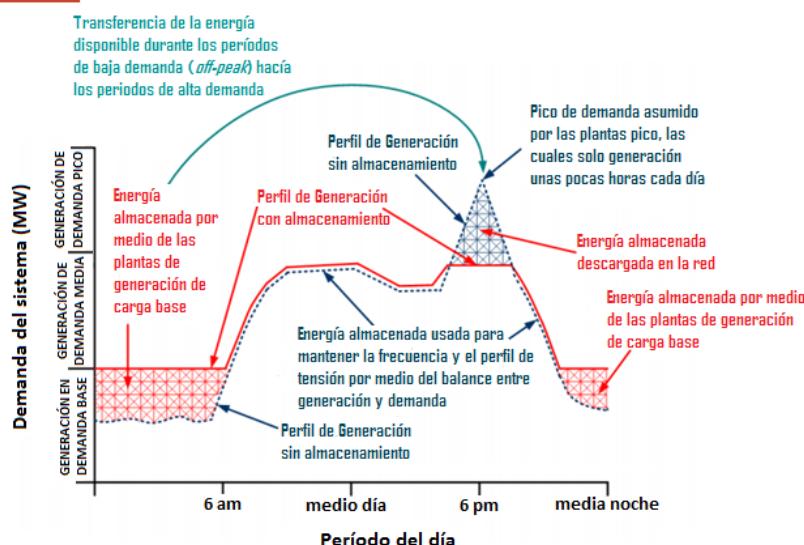


Figura B-4 Aplicación de los sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos de potencia. *Adaptado de [24]*.

Los factores determinantes para la selección y aplicación para estas tecnologías son [24]:

- **Capacidad de almacenamiento:** Hace referencia a la cantidad de energía disponible en el sistema de almacenamiento luego del proceso de carga.
- **Potencia del sistema:** Hace referencia a la máxima potencia que puede entregar el sistema de almacenamiento bajo condiciones de operación normales.
- **Potencia del sistema en condiciones de emergencia:** Hace referencia a la capacidad del sistema de almacenamiento para entregar una potencia mayor a la indicada en su condición de operación nominal por un breve periodo de tiempo (generalmente de 1.5 a 2 veces su potencia nominal en periodos que no superan los 30 minutos) [22].
- **Autonomía:** Hace referencia a la cantidad de tiempo en la cual el sistema de almacenamiento llega a su mínimo de carga permisible bajo un suministro constante de la potencia nominal que puede suministrar.
- **Densidad de energía y densidad de potencia:** El concepto de densidad de potencia hace referencia a la cantidad de potencia que puede ser suministrada por el dispositivo de almacenamiento por unidad de masa. Por su parte densidad de energía hace referencia a la cantidad de energía que puede ser almacenada para un equipo con un volumen o una masa definida.
- **Espacio requerido para el almacenamiento:** Hace referencia al espacio necesario para la correcta disposición del dispositivo de almacenamiento. Este factor es importante cuando hay restricciones en el espacio.

- **Eficiencia:** Hace referencia a la cantidad de energía que es entregada con respecto al total de energía almacenada en el dispositivo.
- **Costos operativos:** Hace referencia a los costos de la tecnología, los cuales en algunos casos incluyen dispositivos de electrónica de potencia que permiten la inyección de la energía almacenada a la red (tensiones o corrientes AC) y a los costos asociados con su instalación y mantenimiento, y costos de disposición final.
- **Durabilidad:** Hace referencia al número de veces que el dispositivo de almacenamiento puede entregar energía al nivel nominal al que fue diseñado. Se expresa como un máximo número de ciclos **N** (un ciclo comprende una carga completa y una descarga hasta el mínimo permisible).
- **Confiabilidad:** Hace referencia a el nivel de potencia declarado como nominal (bajo condiciones nominales) y el tiempo de descarga, sea bien por pérdidas del dispositivo o por la conexión de una carga a la potencia nominal del dispositivo (bajo condiciones nominales).
- **Tiempo de respuesta:** es el tiempo que tarda el dispositivo de almacenamiento en ir desde el mínimo de energía (o cero carga en su primera conexión) hasta el máximo de energía que puede almacenar.
- **Tiempo de rampa:** es la tasa a la que la potencia de salida (*power output*) del sistema puede cambiar. Casi todos los dispositivos de almacenamiento tienen una respuesta rápida a los cambios de carga, excepto la tecnología de centrales hidráulicas reversibles.
- **Rata de carga:** es la tasa de cambio a la que el dispositivo de almacenamiento debe ser cargado. Esto es importante debido a la tecnología subyacente que puede alimentar el dispositivo ya que en algunos casos se presentan restricciones.
- **Autodescarga y retención de energía:** Hace referencia a la cantidad de tiempo durante la que el dispositivo puede almacenar el total de su carga. Eso es importante puesto a que en muchas de las aplicaciones el dispositivo debe estar en lugares aislados y por tanto el tiempo de transporte a los centros de consumo puede ser un factor crítico.
- **Transportabilidad:** Hace referencia a la versatilidad del dispositivo para ser transportado. Este factor es importante puesto que existen aplicaciones donde el beneficio del sistema de almacenamiento se da por un periodo de tiempo limitado y el dispositivo puede ser transportado a una locación con mayor necesidad de este.

- **Acondicionamiento de la potencia:** Hace referencia a los dispositivos de electrónica de potencia necesarios para la adecuación de la potencia según el tipo de carga a servir (Rectificadores, Convertidores DC-AC, por hacer mención de algunos).
- **Calidad de la potencia:** es la capacidad del dispositivo de almacenamiento de contribuir con factores como: factor de potencia, índice de distorsión armónica, estabilidad del voltaje, forma de onda, los cuales se encuentran regulados según las políticas del país.
- **Modularidad:** es la capacidad del sistema de almacenamiento de energía para ampliar o reducir su capacidad, con la inserción o remoción de cierta cantidad de unidades, según sea el caso.
- **Capacidad de almacenamiento de energía reactiva:** es la capacidad del dispositivo para absorber o entregar potencia reactiva hacia el sistema. Lo anterior con fines de brindar soporte en estabilidad de tensión y corregir el factor de potencia.
- **Factibilidad y adaptabilidad a los recursos de generación:** Hace referencia al porcentaje de ajuste del sistema de almacenamiento según la aplicación. Este factor es determinante para poder lograr la mayor eficiencia del dispositivo.

A continuación se presenta, en la Figura B-5, el resumen del rango de energía almacenada y potencia entregada de las tecnologías de almacenamiento, que permite seleccionar de manera visual el sistema de almacenamiento necesario según la potencia que se requiera en la aplicación y el tiempo que debe durar el soporte de los sistemas de almacenamiento.

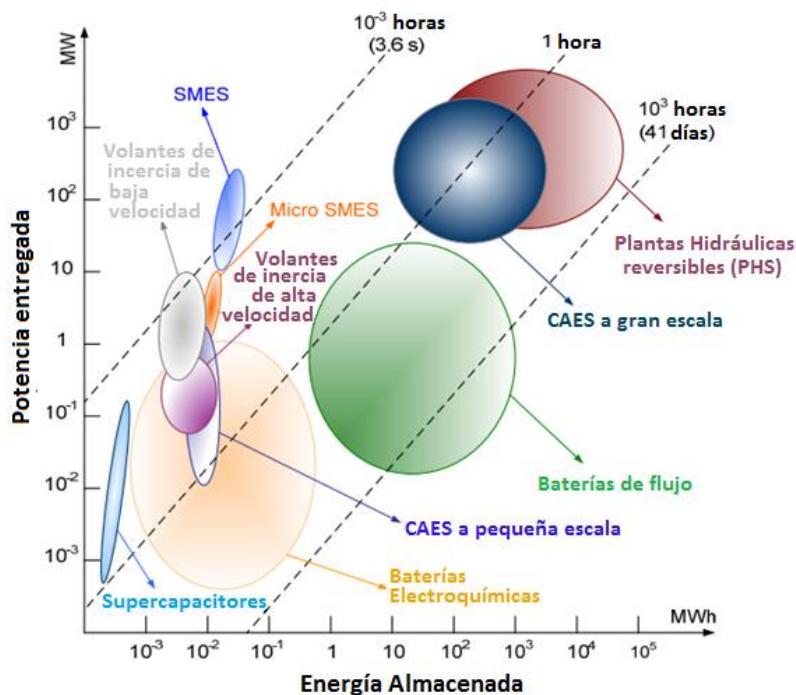


Figura B-5 Campos de aplicación para las diferentes técnicas de almacenamiento de acuerdo a la energía almacenada y la potencia de salida. Adaptado de [24].

En síntesis, las tecnologías de almacenamiento contribuyen a la mejorar la confiabilidad del sistema de la siguiente forma [24][20]:

- **Soporte de tensión:** El soporte de tensión solo puede ser provisto por aquellas tecnologías de almacenamiento que integren dispositivos de electrónica de potencia, como inversores, puesto que estos permiten generar desfases entre las ondas de tensión y con esto permiten entregar o absorber potencia reactiva de la red; así se realiza el soporte efectivo de tensión en los puntos donde los sistemas de almacenamiento se encuentren conectados.
- **Soporte en frecuencia y reserva rodante sincronizada:** En sistemas con alta penetración de fuentes no convencionales de energía (particularmente eólica y solar fotovoltaica), la intermitencia y la variabilidad en los recursos energéticos de generación a causa de los cambios repentinos en los patrones de vientos y radiación solar pueden llevar al sistema a desbalances significativos entre generación y demanda, que a su vez tienen como consecuencia oscilaciones en la frecuencia del sistema [19], [20], [25]. Dichos desbalances son usualmente cubiertos por la reserva rodante en el nivel de transmisión. Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (**ESS**) pueden proveer una respuesta rápida a los desbalances sin las emisiones o los costos relativos a las soluciones tradicionales (generación de plantas

térmicas o conexión de plantas hidráulicas con fines de regulación de frecuencia); esto es posible a través de aquellas tecnologías de almacenamiento que incorporan dispositivos de electrónica de potencia que incorporan dentro de su estructura baterías o bancos de capacitores.

- **Recursos renovables despachables:** Los recursos eólicos o fotovoltaicos son considerados como recursos que no pueden ser despachados. Los ESS pueden ser usados para almacenar la energía generada durante los períodos de baja demanda, para luego ser conectados al sistema en los períodos de alta demanda. Por ejemplo cuando es aplicado a la generación eólica la aplicación es llamada en ocasiones "*firming and shaping*" puesto que permite cambiar el perfil de generación con recurso eólico, permitiendo un mayor control sobre su despacho y reduciendo el costo de las reservas del sistema a la vez que se incrementa la confiabilidad del mismo.
- **Costos financieros asociados a la confiabilidad:** El almacenamiento reduce las pérdidas financieras asociadas a las salidas de activos por eventos de contingencia o mantenimientos en los cuales el nivel de estrés del sistema pueda ubicarlo en un estado de alerta o baja seguridad. Dichos costos están asociados principalmente a las restricciones que pueda afrontar el sistema (costos operativos), en donde la energía almacenada y proveniente primordialmente de recursos renovables puede aumentar la capacidad del sistema para afrontar los eventos mencionados anteriormente.
- **Errores de pronóstico:** La tecnologías de almacenamiento pueden contribuir a mitigar los efectos de los errores en los modelos de pronóstico de la demanda que son asumidos generalmente con recursos convencionales, es decir, cuando es necesario aumentar los niveles de potencia despachada en períodos en los cuales no se tenía previsto, lo que puede llevar a la red a niveles de estrés peligrosos e incluso causar racionamiento, dependiendo de la severidad del error en el pronóstico. En el caso colombiano, principalmente los períodos de sequía (fenómeno del niño) los cuales presentan una alta volatilidad en el precio por la incertidumbre del recurso (déficit de energía) se puede plantear soluciones de suficiencia energética por períodos cortos a través de tecnologías de almacenamiento. Esto se logra a través de la complementariedad de los recursos renovables con los recursos convencionales los cuales pueden suplir un porcentaje de la demanda en épocas donde los recursos convencionales son escasos o el precio de generación es elevado (carbón, gas principalmente), situación en la cual el mercado de la energía eléctrica se presentará como más competitivo y confiable.

### B.3 Transmisión

Como recurso operativo en el sistema de transmisión se han empleado los Sistemas de transmisión flexible, FACTS, estos dispositivos son alternativas particularmente justificables en situaciones que requieren una respuesta dinámica rápida. Con los FACTS, se puede lograr una serie de beneficios en sistemas de energía, tales como: el control dinámico de la tensión, incremento en la capacidad de transmisión de potencia, facilita la integración de potencia renovable conservando la estabilidad del sistema, además permitiendo el cumplimiento de los requerimiento del código de conexión, y ayuda a mantener la calidad de la potencia en las redes en lugares del sistema donde se tienen grandes y complejas cargas industriales como plantas de acero y grandes complejos mineros [26].

Por otro lado, existen situaciones muy particulares que dependen de las características propias del sistema de potencia, el escenario de generación y demanda que al desconectar determinada línea de transmisión permite descongestionar otras líneas del sistema. En este tipo de situaciones la desconexión de líneas se emplea como recurso operativo en la transmisión eliminando la violación de límites de potencia de otras líneas del sistema. Vale la pena resaltar que la desconexión de líneas, es decir, un cambio topológico de la red de transmisión se usa como alternativa cuando ya los recursos operativos existentes no eliminan la violación de los límites en una región particular del sistema eléctrico.

### B.4 Demanda

Respuesta a la demanda es definida por el Departamento de Energía de los Estados Unidos como: el cambio en los patrones habituales de consumo de la energía eléctrica por parte de los usuarios de uso final en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad a lo largo del tiempo, o como incentivo de pagos diseñado para inducir bajos consumos de electricidad en tiempos de altos precios en el mercado de energía mayorista o cuando la confiabilidad del sistema se ve amenazada [27]–[29].

Con el objetivo de reducir los costos totales de las reservas en los sistemas de potencia, se han creado nuevos esquemas desde el lado de la demanda (principalmente respuesta de la demanda) para garantizar la reserva de seguridad o reserva rodante, la cual tiene el propósito de mantener la confiabilidad del sistema al reducir el pico de la demanda en los períodos de demanda alta. Se ha documentado en la literatura diversas opciones para tratar esta problemática. En [30] se expone un esquema en donde los usuarios deben garantizar un derecho al OR para interrumpir una cantidad dada de su carga como parte de un común acuerdo entre el OR y el usuario, en el cual el usuario recibe como beneficio una reducción en su tarifa y el OR el derecho a desconectar el usuario en un periodo de tiempo establecido durante el acuerdo. En [31] se discute la posibilidad de que cierto porcentaje de la carga interrumpible compita con los generadores para proveer la reserva rodante.

En la referencia [32] un programa de repuesta a la demanda es escogido basado en el coeficiente de pérdidas con el fin de obtener las reservas del sistema considerando el flujo de

potencia óptimo. En [33] se muestra un programa híbrido el cual combina el programa de corte directo de carga con el manejo de carga interrumpible, los cuales son dos programas diferentes, esto es, con el fin de eliminar los picos de carga generados por la aplicación del programa de corte directo de carga. Los picos de carga se presentan debido a que en los períodos en los cuales se les permite a los usuarios reconnectar su carga se ofrecen tarifas de energía eléctrica bajas lo cual ocasiona que todos los usuarios del programa se conecten simultáneamente en dicho período generando nuevos picos. Como resultado se presenta un modelo quasi-estático el cual presenta una reducción en las reservas rodante del sistema y un ahorro en los costos operativos de entre el 1.5 al 8.5%.

Para que esta clase de programas (programas de respuesta de la demanda) pueda incluirse de manera efectiva en el esquema eléctrico actual, deben tener una integración efectiva con el mercado mayorista. Esto permite que los usuarios dejen de ser agentes pasivos y se conviertan en agentes activos en la cadena de producción de energía eléctrica, lo que permite aumentar la confiabilidad del sistema debido al amplio conjunto de posibilidades que se poseen, con la integración y aplicación de estos programas, para suplir las reservas del sistema en situaciones en las que se opera bajo estados desfavorables (contingencias, mantenimientos, entre otros) [34][35]. Existen básicamente dos esquemas a través de los cuales actúa el mercado:

- **El método agregado:** La energía y los servicios auxiliares son liquidados en el mercado de manera simultánea.
- **El método desagregado:** La energía y los servicios auxiliares son liquidados en el mercado de manera secuencial.

De los dos métodos, el desagregado ha presentado una menor complejidad, una mayor transparencia y una serie de ventajas en la liquidación de los servicios [28].

Existen una serie de programas los cuales han sido creados con el fin de elaborar una metodología compuesta de respuesta de la demanda y estos se dividen principalmente en dos grupos [29], [36]–[39]:

- Programas basados en incentivos (*Incentive-Based Programs, IBP*).

Clásicos:

- Control directo de carga (*Direct Load Control, DLC*).
- Servicios interrumpibles (*Interruptible/Curtailable I/C*).

Basados en el mercado:

- Oferta de demanda/reembolso (*Demand Bidding/Buy-Back*).
- Programa de respuesta de la demanda en emergencia (*Emergency Demand Response Program, EDRP*).
- Programa de mercados de capacidad (*Capacity Market Program, CMP*).

- Mercado de servicios auxiliares (*Ancillary Service Markets, A/S*).
- Programas basados en el precio (*Price-Based Programs, PBP*).
  - Programa de tiempo de uso (*Time-of-Use, TOU*).
  - Programa de precios en tiempo real (*Real time Pricing, RTP*).
  - Programa de precios críticos en demanda pico (*Critical Peak Pricing, CPP*)
  - Programa CPP de precio extremo por día (*Extreme Day CPP, ED-CPP*).
  - Programa de precio extremo por día (*Extreme Day Pricing, EDP*).

Programa de precio por demanda pico (Peak Load Pricing, PLP).

Como referente internacional en la aplicación de esta clase de programas se encuentra el operador independiente del sistema (ISO) de New York o NYISO. por sus siglas en inglés Utiliza el mecanismo de respuesta de la demanda para reducir la demanda en condiciones de emergencia en el sistema; además de esto, los participantes en el programa deben cumplir con la reducción de sus consumos en un periodo de tiempo específico determinado por el operador [28]. Para el 2008 en los Estados Unidos existían ya 274 empresas que ofrecían programas de respuesta a la demanda y los cuales representaba un 5.8% en la reducción del pico de carga en lo que respecta a la el pico de demanda nacional [40].

Existen algunos otros programas los cuales no se encuentran directamente dentro de estas clasificaciones como lo son el programa **DALRP** (*Day Ahead Load Response Program*) [41], **DADS** (*Day Ahead Default Service*), entre otros que se han planteado en nivel mundial para incluir a los usuarios regulados de manera más activa en las actividades del mercado eléctrico. En este campo los mercados norteamericanos son pioneros implementando programas como **EILS** (*Emergency Interruptible Load Service*) y **LaaR** (*Load Acting as a Resource*) en **ERCOT** y propuestas de respuesta al precio como lo son el **DSASP** (*Demand-Side Ancillary Service Program*) en el **NYISO** el cual provee reserva sincronizada [34], [42].

Cada uno de estos programas tiene como finalidad reducir la carga demandada en las horas pico de servicio transfiriendo carga de los periodos de mayor demanda a periodos fuera del pico de demanda o disminuyendo la potencia demanda en dichos periodos [29].

Los beneficios de la aplicación de esta clase de proyectos se concentran principalmente en la reducción de los picos de demanda del sistema y con ello la reducción de los costos operativos [43], además de que permite postergar la inversión en infraestructura nueva y mejorar la eficiencia de los generadores durante la operación [44] ; esto se logra debido a la coordinación de la potencia de las unidades despachadas con la capacidad (MW) representada por los usuarios que se encuentran dentro del programa de respuesta a la demanda adoptado. Esta potencia es considerada dentro del recurso de reserva rodante [33]. Al reducir la potencia pico en los periodos de máxima demanda, la probabilidad del sistema de mantener los componentes dentro de los límites operativos indicados por la regulación aumenta, puesto que es más probable suplir tanto la demanda como el evento de

contingencia con la potencia despachada en el *despacho económico* si el caso fuese un aumento anormal de la demanda y por fuera de lo pronosticado.

Como se mencionó anteriormente, los programas de respuesta de la demanda están direccionados en su mayoría a la reducción de los picos de demanda y la reducción de los costos operativos, pero también existe un conjunto de programas que se encuentran orientados al aumento de la confiabilidad (ver Figura B-6) por lo que se presentaran las principales características de implementación y condiciones particulares que deben satisfacerse para la adecuada adopción de esta clase de programas.

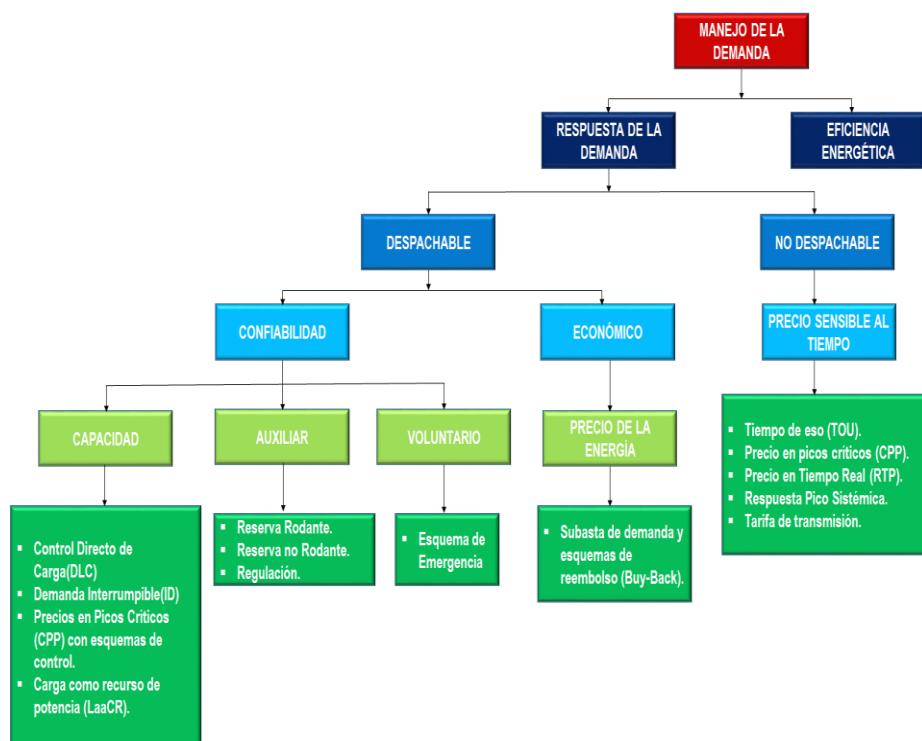


Figura B-6 Jerarquía de los programas de respuesta de la demanda [45].

- **Control directo de carga:** El programa de corte directo de carga permite la reducción del pico de demanda a través del control operativo directo por parte del OR; esto bajo un previo acuerdo pactado entre el usuario y el OR en donde el usuario es compensando con un descuento en su tarifa de energía [33][43]. La implementación de esta clase de programas ha presentado particularmente en el sistema norte americano una debilidad que no permite apreciar de manera total la reducción en el pico de demanda, esto se debe a que gran porcentaje de la potencia en los periodos picos está representada en el consumo de los sistemas de aire acondicionado. El esquema de remuneración de este programa se aplica en el momento en que las cargas de aire acondicionado son reconectadas, lo que genera picos de demanda secundarios [33] generando de nuevo estrés en el sistema eléctrico de potencia.

Como componente importante de la aplicación del programa también se presenta como factor fundamental la satisfacción de los usuarios y los requerimientos energéticos de los mismo [33][46]. Para el tratamiento de esta temática se usa una metodología que consta en una encuesta en el inicio del programa de respuesta a la demanda. Un ejemplo de encuesta es presentado en la referencia [47]. Una vez recopilada la información son calculados ciertos índices: *Aplicación de un índice de prioridad (Appliance Priority Index, API)*, *Aplicación de un índice de flexibilidad (Appliance Flexibility Index, AFI)*, *Aplicación de un índice de satisfacción (Appliance Satisfaction Index, ASI)*, *índice de similitud de potencia (Power Similarity Index, PSI)* e índice de alto consumo de potencia (*High Power Consumption Index, HPCI*); éstos están formulados en la referencia [47] y permiten incorporar las preferencias de los usuarios y mejorar la satisfacción de los mismos durante la aplicación del programa.

- **Servicios interrumpibles (I/C):** Este término está referido a un programa en el cual los usuarios reciben una tasa de descuento o un abono en su facturación como pago por permitir la reducción de su carga durante la aparición de contingencias en el sistema [48]. Los programas I/C generalmente implementan un esquema de contratación para integrar de manera activa los usuarios del sistema. Estos contratos especifican la duración de la interrupción, la potencia desconectada, pagos por la interrupción del servicio de energía y penalizaciones por problemas con las operaciones de desconexión. Existen principalmente dos esquemas mediante los cuales se hacen los contratos de este tipo de servicios.

Contratos de inscripción (Signing up I/C contracts) : Los contratos bajo el programa I/C generalmente necesitan contener unas características compatibles con los incentivos que permitan estimular a los consumidores racionales a comprender sus verdaderos costos de consumo. Con este fin se han utilizado instrumentos financieros en el diseño de esta clase de contratos. Como ejemplo de estos se presenta en las referencias [49], [50], [51] y [52] modelos de contratos en basados principalmente en el mercado de futuros y en los cuales tienen participación directa tanto comercializadores como usuarios.

Subasta de servicios Interrumpibles (I/C service bidding) : Generalmente los contratos que son implementados bajo un modelo en donde no existe oferta (non-bidding) son conocidos como programas I/C de servicios básicos, mientras que los servicios del programa I/C que son implementados mediante subasta son conocidos como oferta en demanda (*Demand Bidding DB*). DB permite a los agentes del lado de la demanda participar de manera activa en el mercado de energía eléctrica mediante la subasta de la potencia no consumida [53].

Los métodos de pago por interrupción para el programa I/C también representan un elemento importante en el programa. Actualmente, las tasas de descuento [54]–[56] y los bonos en la facturación [32], [57]–[59] son los métodos más generalizados. Con respecto a

sus diferentes características económicas, el método de manejo del riesgo puede ser utilizado para optimizar y coordinar los dos tipos de estructura dentro de los programas I/C.

- **Precios críticos en demanda pico con esquemas de control (CPPLC):** Este programa combina el esquema presentado en el programa de control directo de carga (DLC) con un costo máximo especificado previamente para el consumo durante los períodos de demanda pico, el cual es activado por contingencias en el sistema o precios elevados en el mercado mayorista [13].

Este programa se centra en las zonas de demanda con concentración de elementos como: aires acondicionados, calentadores de agua y bombas para piscinas. La metodología para sus aplicaciones se basa en la volatilidad de los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista; el operador del sistema ordena la a determinadas subestaciones desconectar un porcentaje de carga aguas abajo con el fin de reducir la demanda, de esta manera se hace la desconexión de clientes los cuales posean servicios no vitales o no pertenezcan a el sector industrial.

CPPLC es uno de los cuatro programas de dinámicos de respuesta de la demanda basada en el precio de la energía eléctrica (Real Time Pricing, Time-of-Use, Critical Peak Pricing (CPP) y CPPLC. Como referente internacional de su aplicación se expone en la referencia [56] una análisis estadístico y analítico de la aplicación en el sistema de California, U.S, durante unos periodos de tiempo específicos en donde se presentan pico de carga, como resultado se encontró que una evidente reducción en la demanda durante estos períodos. En el programa se concentraron principalmente usuarios con y sin aire acondicionado en donde se observó una reducción del 41% y 13% respectivamente. En la referencia por su parte [61] se presentan algunos proyectos pilotos en los cuales se han aplicado programas CPP; el resultado más significativo se refleja en que la efectividad del programa radica en una un buen programa educativo e informativo por parte de los operadores de red hacia los usuarios además de la integración de los programas de respuesta de la demanda con nuevas tecnologías en generación y almacenamiento.

- **Carga como recurso de potencia:** En este programa integra el concepto de carga como reserva operativa del sistema. El programa se basa en la búsqueda y selección de usuarios con características de carga similares, generalmente usuarios residenciales, los cuales son inscritos en una base de datos del operador de red y los cuales representan parte importante de la carga de un mismo circuito generalmente. El operador de red los contactara en el periodo que se espera la red se encuentre más estresada, y con un plazo máximo de 10 minutos los usuarios inscritos en el programa y que hayan sido contactados deberán presentar una reducción de su demanda que será vista por el operador de manera global. De cumplirse la reducción de demanda pactada, se ofrecerá una tarifa de descuento para los usuarios que participaron del programa.

Como referente internacional se encuentra el estado de Georgia, U.S, el cual en el 2010 realizó un trabajo entre sus expertos y los usuarios que se consideraron más representativos

para el programa. El programa fue planteado para que la carga pueda actuar como reserva ante contingencias. La tarifa del programa aplicaría principalmente a grandes industriales que pueda proveer como mínimo 5.000 kW de reducción de su carga en máximo los 10 minutos subsecuentes a la notificación por parte del O.R [62].

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Q. Wang, A. Yang, and W. Jihong, "Risk-based security-constrained economic dispatch in power systems," *J Mod Power Syst Clean Energy*, 2013.
- [2] Q. Wang, "Risk-based security-constrained optimal power flow: Mathematical fundamentals, computational strategies, validation, and use within electricity markets," *Grad. Theses Diss.*, Jan. 2013.
- [3] Q. Wang and J. D. McCalley, "Risk and 'N-1'Criteria Coordination for Real-Time Operations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3505–3506, Aug. 2013.
- [4] Q. Chen and J. D. McCalley, "Identifying high risk N-k contingencies for online security assessment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 823–834, May 2005.
- [5] S. Maslennikov and E. Litvinov, "Adaptive Emergency Transmission Rates in Power System and Market Operation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 923–929, May 2009.
- [6] ISO New England, "ISO New England Operating Procedure No. 19 - Transmission Operations," ISO New England, Technical Report, 2014.
- [7] "IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors," *IEEE Std 738-1993*, p. i–, 1993.
- [8] CREG-CONOSER-RIGHTSIDE, "Revisión Histórica del SIN y Experiencias Internacionales," Entregable 2 proyecto CREG Análisis y recomendaciones de criterios de confiabilidad para la operación del sistema interconectado nacional (SIN)., CREG, Medellín, Informe técnico, Agosto 2014.
- [9] Luisa Fernanda Flórez Gallo, "Calculo de la reserva rodante en el Despacho Programado," Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia-Risaralda-Pereira, 2008.
- [10] José Fernando Prada, "The Value of Reliability in Power Systems -Pricing Operating Reserves-," Massachusetts Institute of Technology, Boston, Massachusetts, MIT EL 99-005 WP, Jul. 1999.
- [11] Gobierno Nacional de la República de Colombia, *Ley N° 1715,2014*. 2014.
- [12] Energy Information Administration, "EIA-DOE Annual Energy Outlook 2014 with Projections to 2040," U.S Energy Information Administration, Washington, DC 20585, Report 0383, Apr. 2014.
- [13] M.-I. Alizadeh and J. Aghaei, "Critical peak pricing with load control demand response program in unit commitment problem," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 7, pp. 681–690, Jul. 2013.
- [14] Consorcio Energético CORPOEMA, "Volumen 3 - Elementos de Política, Riesgo ante el Cambio Climático, Complementariedad entre las FNCE y el SIN, y Costos Indicativos de las FNCE.," Unidad de Planeación Minero Energética, Bogotá, Colombia, Consultoría Vol. 3, Dec. 2010.
- [15] UPME, "Plan de expansión de referencia 2014-2028," Unidad de Planeación Minero Energética, Bogotá, D.C - Colombia, Version Preliminar, Aug. 2014.

- [16] Zhang Shuo, "Reliability study of power systems concerning capacity credit of wind farms," Ph.D. dissertation, North China Electric Power University, 2010.
- [17] Haghifam. M and Omidvar. M., "Wind farm modeling in reliability assessment of power system," in *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, KTH-Royal Inst. of Technology Stockholm, Sweden, 2006, vol. 1, pp. 1–5.
- [18] Slootweg. J. G. and Kling. W. L., "Modeling of large wind farms in power system simulations," in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2002, pp. 503–508.
- [19] S. C. Smith, P. K. Sen, and B. Kroposki, "Advancement of energy storage devices and applications in electrical power system," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–8.
- [20] A. Mohd, E. Ortjohann, A. Schmelter, N. Hamsic, and D. Morton, "Challenges in integrating distributed Energy storage systems into future smart grid," in *IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2008. ISIE 2008*, 2008, pp. 1627–1632.
- [21] "Energy Storage Association," [www.electricitystorage.org](http://www.electricitystorage.org).
- [22] Mears, D and Gotschall, H, "EPRI-DOE HandBook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications," Electric Power Research Institute, Washington, DC 20585, Final Report 1001834, Dec. 2066.
- [23] Susan M. Schoenung and William V. Hassenzahl, "Long - versus Short-Term Energy Storage Technologies Analysis, A Life Cost Study.", Sandia National Laboratories, Livermore, California 94550, A study for DOE Energy Storage Systems Program SAND2003-2783, Aug. 2003.
- [24] A. Zobaa, Ed., *Energy Storage - Technologies and Applications*. InTech, 2013.
- [25] Walawalkar, R. and Apt, J., "Market Analysis of Emerging Electric Energy Storage Systems.", National Energy Technology Laboratory, DOE-NELT Final Report 2008/1330, Jul. 2008.
- [26] R. Grunbaum and P. Andersson, "FACTS-intelligent solutions for meeting challenges in power transmission," in *2012 IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa (PowerAfrica)*, 2012, pp. 1–8.
- [27] U.S Department of Energy, "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving It - A REPORT TO THE UNITED STATES CONGRESS PURSUANT TO SECTION 1252 OF THE ENERGY POLICY ACT OF 2005," U.S Department of Energy, Feb. 2006.
- [28] A. Yousefi, E. Shayesteh, F. Daneshvar, and M. P. Moghaddam, "A risk-based approach for provision of Spinning Reserve by means of Emergency Demand Response Program," 2008, pp. 1011–1015.
- [29] FERC, "Assessment of Demand-Response & Advanced Metering," Federal Energy Reliability Commission, Staff Report, 2012.
- [30] T. W. Gedra and P. P. Varaiya, "Markets and pricing for interruptible electric power," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 1, pp. 122–128, Feb. 1993.
- [31] J. H. Kehler, "Considerations for load as a virtual generator for grid security," 2003, pp. 2289–2292.
- [32] Le Anh Tuan and K. Bhattacharya, "Competitive framework for procurement of interruptible load services," 2003, p. 1110.

- [33] K.-Y. Huang and Y.-C. Huang, "Integrating Direct Load Control With Interruptible Load Management to Provide Instantaneous Reserves for Ancillary Services," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1626–1634, Aug. 2004.
- [34] E. Reid, S. Gerber, and P. Adib, "Integration of demand response into wholesale electricity markets," 2009, pp. 1–1.
- [35] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos, and T. Salonidis, "The Role of Aggregators in Smart Grid Demand Response Markets," *IEEE J. Sel. Areas Commun.*, vol. 31, no. 7, pp. 1247–1257, Jul. 2013.
- [36] T. H. Yoo, Hun-Gyu Kwon, H. C. Lee, Chang-Ho Rhee, Y. T. Yoon, and J.-K. Park, "Development of reliability based Demand response program in Korea," 2011, pp. 1–6.
- [37] H. Aalami, G. R. Yousefi, and M. Parsa Moghadam, "Demand Response model considering EDRP and TOU programs," 2008, pp. 1–6.
- [38] R. Azami and A. F. Fard, "Impact of demand response programs on system and nodal reliability of a deregulated power system," 2008, pp. 1262–1266.
- [39] M. Nikzad, M. Bashirvand, B. Mozafari, and A. M. Ranjbar, "Prioritizing demand response programs from reliability aspect," 2012, pp. 229–234.
- [40] P. Baratto and A. Cadena, "Benefits of implementing a demand response program in a non-regulated market in Colombia," 2011, pp. 1–7.
- [41] R. Mukerji, "Demand response in the NYISO markets," 2011, pp. 1–2.
- [42] N. Hopper, C. Goldman, R. Bharvirkar, and B. Neenan, "Customer response to day-ahead market hourly pricing: Choices and performance," *Util. Policy*, vol. 14, no. 2, pp. 126–134, Jun. 2006.
- [43] Wen-Chen Chu, Bin-Kwie Chen, and Chun-Kuei Fu, "Scheduling of direct load control to minimize load reduction for a utility suffering from generation shortage," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 4, pp. 1525–1530, Nov. 1993.
- [44] Shuai Lu, N. Samaan, R. Diao, M. Elizondo, Chunlian Jin, E. Mayhorn, Yu Zhang, and H. Kirkham, "Centralized and decentralized control for demand response," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES*, 2011, pp. 1–8.
- [45] NERC, "Demand Response Availability Data System (DADS): Phase I & II Final Report," North American Electric Reliability Corporation, NJ, Jul. 2011.
- [46] A. Safdarian, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Lehtonen, "Benefits of Demand Response on Operation of Distribution Networks: A Case Study," *Syst. J. IEEE*, vol. PP, no. 99, pp. 1–9, 2014.
- [47] C. Vivekananthan, Y. Mishra, G. Ledwich, and F. Li, "Demand Response for Residential Appliances via Customer Reward Scheme," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 809–820, Mar. 2014.
- [48] Qin Zhang and Juan Li, "Demand response in electricity markets: A review," in *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference on the*, 2012, pp. 1–8.
- [49] T. W. Gedra and P. P. Varaiya, "Markets and pricing for interruptible electric power," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 1, pp. 122–128, Feb. 1993.
- [50] T. W. Gedra, "Optional forward contracts for electric power markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 4, pp. 1766–1773, Nov. 1994.

- [51] S. S. Oren, "Integrating real and financial options in demand-side electricity contracts," *Decis. Support Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 279–288, Jan. 2001.
- [52] T. S. Chung, S. H. Zhang, C. W. Yu, and K. P. Wong, "Electricity market risk management using forward contracts with bilateral options," *Gener. Transm. Distrib. IEE Proc.-*, vol. 150, no. 5, pp. 588–594, Sep. 2003.
- [53] IEA, "A practical guide to demand-side bidding," International Energy Agency, Capen, Chester, CH1 6ES. United Kingdom, Dec. 2006.
- [54] C.-S. Chen and J. T. Leu, "Interruptible load control for Taiwan Power Company," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 2, pp. 460–465, May 1990.
- [55] S. Majumdar, D. Chattopadhyay, and J. Parikh, "Interruptible load management using optimal power flow analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 2, pp. 715–720, May 1996.
- [56] K. Bhattacharya, M. H. J. Bollen, and J. E. Daalder, "Real time optimal interruptible tariff mechanism incorporating utility-customer interactions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 700–706, May 2000.
- [57] G. Strbac, E. D. Farmer, and B. J. Cory, "Framework for the incorporation of demand-side in a competitive electricity market," *Gener. Transm. Distrib. IEE Proc.-*, vol. 143, no. 3, pp. 232–237, May 1996.
- [58] J. Bai, H. B. Gooi, L. M. Xia, G. Strbac, and B. Venkatesh, "A probabilistic reserve market incorporating interruptible load," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1079–1087, Aug. 2006.
- [59] L. Goel, V. P. Aparna, and P. Wang, "A Framework to Implement Supply and Demand Side Contingency Management in Reliability Assessment of Restructured Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 1, pp. 205–212, Feb. 2007.
- [60] K. Herter, P. McAuliffe, and A. Rosenfeld, "An exploratory analysis of California residential customer response to critical peak pricing of electricity," *Energy*, vol. 32, no. 1, pp. 25–34, Jan. 2007.
- [61] G. R. Newsham and B. G. Bowker, "The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: A review," *Energy Policy*, vol. 38, no. 7, pp. 3289–3296, Jul. 2010.
- [62] NRC, "Integrated Resource Plan Main Document," Technical Appendices, 2010.