

Conceptual Bases for the Use of Real-Time Contingency Analysis including Situational Awareness Criteria. Study Case CENACE-ECUADOR Control Center

Bases Conceptuales para la Utilización del Análisis de Contingencias en Tiempo Real con Criterios de Consciencia Situacional Caso Centro de Control de CENACE-Ecuador

O. De Lima¹ G. Rivera² L. Farinango²

¹deBarr - Venezuela

E-mail: odelima@debarr.com.ve

²Operador Nacional de Electricidad CENACE, Ecuador

E-mail: grivera@cenace.org.ec; lfarinango@cenace.org.ec

Abstract

The safe operation of a large electrical power systems requires Operators to permanently recognize the state of their supervised network and make effective use of the available resources to face probable threats. Situational Awareness and Real Time Contingency Analysis properly customized can become powerful aids to anticipate and perform safely during incidental events of predictable consequences.

In this paper we propose a methodology to assure effective integration and use of both of these powerful resources in the control room.

A three tier methodology; Modeling - Tuning and Customization is conceptually proposed and described based on years of experience of the authors working with Security Applications in SCADA-GMS-EMS.

Index terms— Contingency Analysis, Situational Awareness, EMS, Power System Operators

Resumen

La operación segura de sistemas eléctricos requiere que los Operadores, sobre los cuales recae esta gran responsabilidad, reconozcan de forma permanente el estado en que se encuentra la red supervisada y dispongan de los recursos para identificar amenazas probables, que le permitan anticipar y reaccionar de manera segura frente a eventos fortuitos de consecuencias predecibles, como ocurren cuando hay la salida de equipos durante la operación. En el ámbito de la Consciencia Situacional se dispone de una metodología que adecuadamente integrada con herramientas como el Análisis de Contingencias, posibilitan capacidades avanzadas de supervisión. Esto solo es posible, si se desarrollan a cabalidad tres fases de implementación, que se proponen conceptualmente en este trabajo como son; Modelación – Sintonización y Personalización. Siendo la Personalización la extensión metodológica clave para el logro de la integración planteada en este trabajo basado en años de experiencia de los autores en sistemas SCADA-GMS-EMS.

Palabras clave— Análisis de Contingencias, Consciencia Situacional, EMS, Operadores de Sistemas de Potencia

Recibido: 30-09-2018, Aprobado tras revisión: 16-01-2019

Forma sugerida de citación: De Lima, O.; Rivera, G.; Farinango, L. (2019). "Bases Conceptuales para la Utilización del Análisis de Contingencias en Tiempo Real con Criterios de Consciencia Situacional Caso: Centro de Control de CENACE-Ecuador". Revista Técnica "energía". No. 15, Issue II, Pp. 38-46

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

© 2019 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Los avances en las tecnologías de información, en el procesamiento de los computadores y en las comunicaciones han creado una gran cantidad de información para el Operador de un sistema eléctrico que, en lugar de ayudarlo en la toma de decisiones, la mayoría del tiempo lo saturan impidiéndole identificar correctamente situaciones de riesgo en el sistema de potencia.

Por lo tanto, para que estos avances tecnológicos sean plenamente aprovechados se requiere el desarrollo de nuevos conceptos y teorías aplicadas a la mejora de la consciencia situacional del Operador, utilizando las aplicaciones de seguridad operativa de los Sistemas de Manejo de Energía EMS. Lo anterior, con el propósito de poner a disposición del Operador, recursos que le permitan mejorar su desempeño en la gestión del sistema de potencia, tanto en condiciones “Normales” como de “Emergencia”.

Revisando estos últimos conceptos, se sabe que en la operación en condición “Normal”, se garantiza el suministro y seguimiento de la demanda mediante el despacho de la generación y la coordinación de intercambios al menor costo dentro de los parámetros de calidad establecidos. En condiciones de “Emergencia”, el sistema de potencia en régimen permanente se encuentra en una condición anormal, es decir, ha sufrido una perturbación y han actuado todos los mecanismos de auto-defensa, tales como las protecciones eléctricas y/o esquemas de protección sistémica y local, trayendo como consecuencia la disminución de la confiabilidad, la interrupción del servicio y la operación fuera de parámetros de calidad [1].

La asistencia que requiere un Operador, se centra en reconocer lo que ocurrió y para ello se apoya en los sistemas de alarmas e información desplegada en las interfaces humano-máquina (monitores de consolas, video murales, etc.). Una vez que el operador identifica el impacto sobre la red, inicia las acciones correctivas para que en un tiempo mínimo se restablezcan las condiciones de seguridad y la red retorne al estado “Normal” [2].

Una vez que el operador reconoce la causa de la “Emergencia” del sistema, se pasa a la fase de “Recuperación”. Durante esta fase, el Operador, con base a su experiencia, entrenamiento y destreza inicia un conjunto de acciones de coordinación con las plantas de generación, comandos sobre las subestaciones y/o coordinación con centros de control complementarios, que finalmente llevarán a la restitución del estado “Normal”. Por otra parte, sistemas de control automático de la generación (AGC) apoyarán en la restitución del

equilibrio carga-generación, respetando los intercambios programados y normalizando la frecuencia de la red en servicio. Todas las acciones antes descritas se desarrollan en un marco de tiempo que debe ser el mínimo posible sin comprometer la seguridad de las acciones de “Recuperación” que se están aplicando [3].

Otro punto importante a destacar, es como lograr que el Operador tenga consciencia del estado actual del sistema, mediante la utilización de gráficos, alarmas o tendencias desarrollados desde la perspectiva de la Alerta o Consciencia Situacional. Precisamente, en 1988, Mica Endsley [4] definió la Alerta Situacional como un trinomio de elementos:

- La percepción de elementos relevantes en el ambiente dentro de un volumen de tiempo y espacio
- La comprensión de su significado
- La proyección del estado en el futuro cercano

Una definición de Alerta Situacional aplicada a los centros de control de energía es: “Alerta Situacional, es la capacidad de percibir los elementos en un ambiente de operación de un sistema eléctrico de potencia, dentro de un volumen de tiempo y espacio, la comprensión de su significado y la proyección de su estado en el futuro próximo” [4]. “Es muy importante destacar que la Alerta Situacional no es algo teórico, una moda o tendencia de la industria de pertinente aplicación, sino que su carencia es causa de accidentes, tiempos prolongados de restablecimiento y operaciones inadecuadas” [5].

El alto desarrollo presentado en los últimos tiempos en tecnologías de Sistemas de Monitoreo de Área Extendida (WAMS por sus siglas en inglés) han provocado que la mayor parte del desarrollo de Alerta Situacional esté orientado a estos sistemas [6, 7].

Sin embargo, los conceptos de Alerta Situacional también pueden ser aplicados dentro del ámbito de los sistemas EMS, en donde la función más adecuada para brindar al operador criterios de Alerta Situacional es el Análisis de Contingencias,¹ cuyo objetivo es determinar e informar al operador ¿qué es lo peor que podría suceder en el sistema eléctrico en este momento? Sin embargo, surgen dos inquietudes: ¿cómo puede esta función determinar lo que sucede en este instante, si el listado de contingencias está basado en escenarios que podrían ser diferentes al real? y ¿cómo se puede asegurar que el listado de contingencias utilizado tiene probabilidades razonables de ocurrencia?

Para responder a las interrogantes anteriores, en este documento se plantean las bases conceptuales para modelar y sintonizar la función de Análisis de Contingencias, incluyendo además un concepto

¹ Es necesario, anotar que los resultados del análisis de contingencias se examinan adicionalmente para evaluar el nivel de seguridad del sistema, esto se conoce como Análisis de Seguridad [17] pp89. Por

tanto, en este documento se referirá al Análisis de Seguridad como Análisis de Contingencias que es un término más conocido en la industria eléctrica.

innovador propuesto con base a la experiencia de los autores, que se ha denominado como **PERSONALIZACIÓN**. La aplicación de esta fase asegurará una mejor explotación del Análisis de Contingencias que, combinándola con las concepciones de Alerta Situacional asegurarán que el operador del centro de control se encuentre mejor preparado para enfrentar los eventos eléctricos que llevan a los sistemas de potencia al estado de “Emergencia”. Adicionalmente, se realiza el análisis de la forma como reacciona el Operador ante eventos eléctricos y cómo el Análisis de Contingencias puede ser utilizado de manera adecuada para disminuir el tiempo de “Recuperación” del sistema de potencia y minimizar los cambios emocionales por alerta súbita que experimenta un Operador. Estos cambios se traducen en ansiedad y secreciones hormonales que afectan el sistema nervioso con sus consecuencias positivas y negativas. Esta combinación de respuestas, encuentran en la Alerta Situacional un importante recurso que facilita el reconocimiento anticipado de situaciones que puedan tornarse críticas y en consecuencia le permite prepararse para una respuesta adecuada. Lo anterior se traduce en mejores tiempos de restablecimiento y menores afectaciones del estado de ansiedad [8].

Como se verá más adelante, la aplicación de principios y criterios de la Consciencia Situacional y la certidumbre que el Análisis de Contingencias presente resultados confiables y reales, solo es posible, si se dedican esfuerzos para cubrir las tres fases recomendadas para la explotación productiva de esta aplicación, es decir, **MODELACIÓN**, **SINTONIZACIÓN** y **PERSONALIZACIÓN**. Esta metodología innovadora propuesta para el Análisis de Contingencias también es extensible a otras aplicaciones de tiempo real.

Para cubrir con los tópicos expuestos en párrafos anteriores, se ha organizado este artículo de la siguiente forma: En la sección 2, se presenta una revisión de conceptos teóricos del Análisis de Contingencias basado en el enfoque clásico. En la sección 3, se realiza una descripción de las principales características del Análisis de Contingencias instalado en el centro de control de CENACE. En la sección 4, se analizan los estados de un sistema de potencia y su asociación con mecanismos de Alerta Situacional. En la sección 5, se estudian las fases para la explotación productiva del Análisis de Contingencias de un sistema SCADA/EMS. En la sección 6, se consolida el enfoque del Análisis de Contingencias desde la perspectiva de la Alerta Situacional. En la sección 7, se presenta un resumen de resultados preliminares alcanzados aplicando la metodología propuesta en este documento. Finalmente, en la sección 8 se realiza un resumen de los principales resultados y conclusiones obtenidos en la elaboración de este documento.

2. ENFOQUE CLÁSICO DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Esta aplicación con varias décadas de uso en estudios de operación y expansión de sistemas de potencia fuera de línea, desde mediados de los años 80 ha formado parte de las aplicaciones de seguridad integradas a los SCADA-EMS por los proveedores de clase mundial [9]. Su integración como herramienta de operaciones y su potencialidad de evaluar contingencias, ha sufrido modificaciones en función de los avances e importantes cambios ocurridos en la industria eléctrica como consecuencia de las mejoras en los sistemas de comunicaciones, sistemas de protecciones y tecnologías de información entre muchos otros factores [10]. El servicio eléctrico en el Ecuador tiene un alto grado de integración vertical que no le ha impedido adaptarse a prácticas utilizadas en modelos competitivos. Lo cual ha conllevado a que los equipos se utilicen más próximos a sus capacidades de diseño y que en consecuencia los sistemas de protección avanzados, tales como sistemas de protección local y sistémica jueguen un papel primordial.

El principal objetivo del Análisis de Contingencias es determinar e informar al operador, qué es lo peor que podría suceder en el sistema eléctrico supervisado en este instante y que tenga probabilidades razonables de ocurrencia, con el fin de permitirle anticipar acciones correctivas por un proceso de alerta temprana (**PREPARADO**) o de percepción de elementos relevantes (**RECONOCIMIENTO**), visto de la perspectiva de Consciencia Situacional [11].

La experiencia con múltiples Centros de Control de clase mundial ha sido que el Operador deja de utilizar las alertas emitidas por el Análisis de Contingencias, debido a uno o varios de los factores presentados a continuación.

2.1 Reporte Recurrente de Contingencias de Alto Impacto y Baja Probabilidad de Ocurrencia

De manera recurrente, la(s) peor(es) contingencia(s) reportadas por el Análisis de Contingencias en las listas de contingencias activas² del operador, se limitan a un reducido grupo de fallas, para las cuales el Operador está preparado por entrenamiento, pero que su probabilidad de ocurrencia es tan baja, que termina sin tener el efecto de activar los mecanismos de anticipación y de necesidad de comprensión de lo que está sucediendo.

2.2 Lista de Contingencias Extensa de Bajo Impacto

La presencia de un significativo número de contingencias de bajo impacto no permite que el operador se focalice adecuadamente en las nuevas contingencias recién reportadas. Esta desatención puede causar una inadecuada ponderación de la severidad de una nueva contingencia, que le impida reconocerla y utilizar el tiempo para comprender su significado, proyectar las

² Contingencias Activas son aquellas que se presenta en la lista de

contingencias relevantes como resultado de su ponderación o severidad

consecuencias y tomar consciencia de un esquema de respuesta apropiado.

Por esta razón, es frecuente que los operadores subestimen el impacto de nuevas contingencias ya que se insertan dentro de un grupo mayor de contingencias que no activan los mecanismos de respuesta en el operador teniendo como consecuencia que el mismo deje de utilizar esta lista.

2.3 Reporte de Falsas Contingencias Críticas

Falsas contingencias que se reportan como críticas debido a una evaluación deficiente realizada por el Análisis de Contingencias, es la principal causa por la cual el operador abandona la utilización de esta aplicación para evaluaciones en tiempo real. Se origina en una inadecuada personalización de la respuesta del sistema de potencia en el estado post-contingencia.

Se considera como Falsa Contingencia cuando el operador percibe que los voltajes, el estado de las líneas, despachos de los generadores e intercambios y la actuación de mecanismos de autodefensa (esquemas de protecciones locales y sistémicas) no son similares a los esperados. En consecuencia, este recurso con el cual se pretenden activar los mecanismos de percepción-compresión y proyección como respuesta consciente del operador a un evento probable termina en una pérdida de confianza en la aplicación.

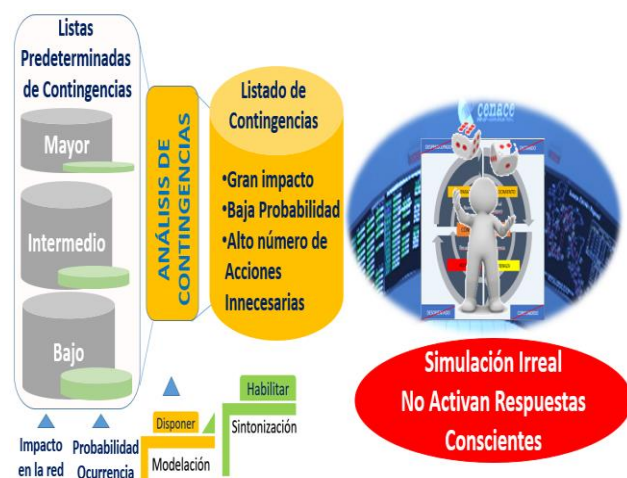


Figura 1: Enfoque Clásico de Análisis de Contingencias – Con Fases de Modelación y Sintonización Únicamente

Las deficiencias presentadas en los tres numerales anteriores han sido progresivamente subsanadas por medio de mejoras incluidas en versiones modernas de esta aplicación, como actualmente dispone el CENACE en su sistema SCADA/EMS de la serie NM, teniendo la capacidad de modelar sofisticadas acciones remediales, con las cuales se modelan las acciones automáticas de disparo de generación y carga (DAG y DAC), protecciones de sobre carga, eventos en cascada y transferencias de carga a nivel de distribución.

3. DESCRIPCIÓN DE LA APLICACIÓN ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DEL CENACE

Se ha considerado conveniente describir las características más relevantes de la aplicación de Análisis de Contingencias disponible en la actualidad en el Centro de Control del CENACE de Ecuador y en torno a la cual se desarrolla el presente trabajo. Esta sección se basa en las referencias [10, 11, 14].

- Soporta la simulación de contingencias en forma periódica, que se activa luego de cada ejecución del estimador de estado o de forma manual a petición del operador.
- La definición de contingencias puede representar interrupciones de elementos individuales (n-1) o múltiples (n-m).
- Las contingencias definidas pueden asignarse a listas de contingencia tipificadas, definidas por el usuario, las mismas pueden ser activadas o desactivadas para su procesamiento por el operador.
- La definición de contingencia permite la inclusión de cualquier equipo eléctrico definido en el modelo de la red, al que se asocie un dispositivo de conmutación abierto o cerrado. Es posible definir contingencias de apertura de barras o de seccionamiento de las mismas [15].
- Para modelar el efecto del comportamiento de los sistemas de distribución ante perturbaciones, es posible simular configuraciones especiales como transferencia entre cargas. (“load roll-over”).
- Equipos de red para los cuales se han definido límites de SCADA o Aplicaciones que no son parte de la responsabilidad del centro de control, pueden ser excluidos con el fin de no considerarlos en la jerarquización por priorización en caso de ocurrir violación en los mismos. De esta forma el objetivo de la evaluación se puede focalizar en la red supervisada y no en parte de la red que está bajo la responsabilidad de otros centros de control.
- Es posible flexibilizar la reasignación de la generación y de las cargas, a partir de los factores de distribución de generación y carga por áreas de participación, con el fin de obtener respuestas más realistas ante las contingencias. Con esto se podrá controlar la respuesta en contingencia a los grupos de generadores y cargas dentro de cada área de participación.
- En una etapa preliminar para identificar las contingencias más severas y llenar la lista de aquellas que serán evaluadas en detalle, el algoritmo cuenta con una función de jerarquización de severidad con base a comparaciones entre los casos base y de contingencia donde se evalúan violaciones de:
 - Límites de flujo de potencia

- Límites de voltaje
 - Máxima variación de voltaje permitida
 - Flujo de los enlaces
 - Variación total de potencia reactiva del SEP
 - Diferencias angulares entre pares de barras predefinidas
- En una fase posterior, las contingencias preseleccionadas como las más severas son evaluadas con un flujo de potencia AC completo, jerarquizadas y ponderadas con base a factores de peso que permiten calcular un índice consolidado de severidad que cuantifica el impacto relativo de cada contingencia.
 - Las contingencias definidas dentro de una lista activa pueden ser seleccionadas para forzar su simulación completa (flujo de potencia AC) ignorándose los índices de jerarquización por severidad.
 - Soporta y procesa las Contingencias Dinámicas que corresponden a las violaciones en tiempo real que hayan sido detectadas por el Estimador de Estado cuando se produce la violación de límites de ramas (línea o transformador). Estas contingencias pasan a formar parte de las listas de evaluación para su jerarquización correspondiente.
 - Soporta Grupos de Equipos que pueden ser de cargas, generadores o líneas los cuales se evalúan en forma conjunta dentro de la lógica del esquema de acción remedial, por ejemplo: La carga del grupo $A > 10$ MW, siendo independiente de las cargas individuales que conforman el grupo. Para estos grupos es posible totalizar mediciones de forma automática (considerando la posibilidad de cambio de signo) que pueden ser usados para evaluar condiciones de activación de acciones remediales.
 - Los esquemas de acción remedial (RAS) permiten simular sistemas de protección DAG, DAC, protección local y sistémicos (SPS). Las acciones remediales se activan cuando las condiciones para su actuación se cumplen y una señal maestra de habilitación individual del RAS esté presente. Las condiciones de activación pueden ser programadas haciendo uso de operaciones aritméticas con variables eléctricas (kV, MW, MVAR, MVA, A) Límites (“Normal” y de “Emergencia”) o booleanas (estados) permitiendo comparaciones, pruebas condicionales y operaciones lógicas (“AND, OR”). Dentro de las comparaciones para activación pueden incluirse los Grupos de Equipos. Adicionalmente, en la lógica de condicionales de activación pueden utilizarse de manera indistinta chequeos contra juegos de límites de operación “Normal” o de “Emergencia”. Una vez activa, las acciones remediales simularán un conjunto de acciones sobre equipos de la red y grupos de redistribución que simulan esquemas más complejos de protección en el sistema (Abrir, Cerrar, Cambiar, Fijar Objetivo). La señal maestra de activación/desactivación del RAS puede ser telemedida o manual.
 - Se dispone de la facilidad de definir Grupos de Redistribución de Generación y de Carga, que pueden integrarse como parte de las acciones correctivas (RAS) o de las simulaciones de eventos en cascada. Un grupo de redistribución establece el cambio de potencia de generación esperada entre los generadores incluidos en el grupo con base a criterios parametrizables, de manera similar se definen las cargas.
 - Se puede simular Eventos en Cascada o Eventos Condicionales, basados en criterios o condiciones de activación. Un segundo nivel de actuación en cascada puede ser simulado, luego de evaluar las primeras consecuencias de la contingencia pudiendo dar como resultado la excedencia de otro límite y derivar en un segundo conjunto de operaciones sobre la red.
 - Puede resolver y evaluar contingencias sobre cualquier parte de la red que se encuentre en condición de isla. Además, resuelve y provee resultados para los casos en que resulten barras aisladas, barras seccionadas, etc.
 - Se dispone de reportes tabulares detallados para analizar los casos en los cuales por efecto de la contingencia no se puede obtener una solución (divergencia, no convergencia, desbalance carga-generación, otros).
 - Es posible transferir el caso de contingencia a la aplicación de Flujo de Potencia del Operador para el análisis de resultados detallados de la contingencia.

4. ESTADOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA Y SU ASOCIACIÓN CON MECANISMOS DE ALERTA SITUACIONAL

Aplicando los conceptos mencionados en la sección anterior, en la figura 2, se representan los Estados de un Sistema de Potencia y los Mecanismos de Consciencia Situacional Deseables. En la misma, se puede reconocer en el círculo interior, los estados en que puede estar un sistema eléctrico de potencia, cuya concepción data de los años 1960 y que se mantiene en plena vigencia hasta el presente [1]. Estos son Normal (seguro o inseguro), Emergencia y Recuperación. Aplicando los criterios de consciencia situacional y los posibles estados de alerta, hemos incorporado otro círculo concéntrico, en el cual, cada estado del sistema de potencia se asocia a un estado cognoscitivo del operador; por lo que para la condición Normal-Segura del sistema de potencia, el operador debe estar en estado PREPARADO; cuando la condición es Normal-Insegura, debe encontrarse en estado de RECONOCIMIENTO, es decir, en permanente análisis de las variables que le permiten anticipar posibles



situaciones del sistema de potencia. Para el estado de Emergencia, el operador debe actuar con los mecanismos de alerta vinculados a una AMENAZA y finalmente para la fase de recuperación, las acciones del operador deben ser focalizadas en la ACCION. Por otra parte, en las esquinas del cuadrado que circunda las relaciones entre los estados del sistema de potencia y los estados cognoscitivos, se presentan los estados indeseables del operador, que para el estado Normal-Seguro es DESPREOCUPADO en lugar de estar PREPARADO. Para el estado Normal-Inseguro es DISTRAÍDO en lugar de estar en RECONOCIMIENTO. En el estado de Emergencia esté DESORIENTADO en lugar de sentirse en AMENAZA y frente al estado de Recuperación, se encuentre CONFUNDIDO en lugar de estar dispuesto para la ACCION. Esta relación entre los estados del sistema y los mecanismos de consciencia situacional ha orientado el desarrollo del presente trabajo en el que se analiza el uso del Análisis de Contingencias.



Figura 2: Estados de un Sistema de Potencia y los Mecanismos de Consciencia Situacional Deseables

5. FASES PARA LA EXPLOTACIÓN PRODUCTIVA DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DE TIEMPO REAL

Desde el punto de vista clásico, las fases de implementación de una aplicación de tiempo real normalmente comprenden la modelación y sintonización; sin embargo, no son suficientes para garantizar que las aplicaciones sean utilizadas de manera productiva y eficiente en el ámbito de las operaciones de tiempo real. Por tal motivo, en este documento se propone un concepto innovador que incluye una nueva fase, la cual se ha denominado PERSONALIZACIÓN. Bajo esta perspectiva a continuación se describen las fases para la implementación productiva de cualquier aplicación de tiempo real destinada para el Operador.

5.1 Modelación

En esta fase se realiza la inclusión de parámetros

eléctricos de los equipos para su correcta representación en los algoritmos de las aplicaciones, por ejemplo, impedancias de líneas de transmisión, transformadores, generadores, límites operacionales, etc.

5.2 Sintonización

En esta fase se realiza el ajuste de variables que permiten a los algoritmos resolver el problema planteado con la precisión y tolerancia adecuada y la definición de los elementos parametrizables propios de la función (opciones de ejecución, tipos de límites utilizados, activación de opciones complementarias, etc.). Inicialmente esta fase se realiza con el soporte de los especialistas del proveedor del SCADA/EMS y posteriormente son los ingenieros especialistas de la aplicación, quienes la realizan.

5.3 Personalización

La fase de sintonización de una aplicación de tiempo real garantiza su convergencia y la entrega de resultados adecuados, sin embargo, no garantiza que esos resultados reflejen la realidad del sistema de potencia ocasionando que el Operador con el tiempo la utilice de manera referencial.

Para evitar esta subutilización de la aplicación, es necesario introducir una nueva fase denominada por los autores como PERSONALIZACIÓN. Esta fase comprende la parametrización de las variables de los algoritmos de las aplicaciones de tiempo real, de tal forma que no solamente converjan y presenten resultados adecuados, sino que también entreguen resultados reales y confiables, reflejando con alta fidelidad el comportamiento real del sistema de potencia. Para ello deben incorporarse elementos complementarios que para el caso específico del Análisis de Contingencias comprende actividades de modelización de las acciones remediales y esquemas de protección local y sistémica, la determinación de factores de participación de los generadores e intercambios, la respuesta del comportamiento de la demanda, entre otros. Esta actividad solamente puede ser ejecutada por los ingenieros de aplicaciones con experiencia operacional en el sistema eléctrico de potencia.



Figura 3: Fases para la Explotación productiva del Análisis de Contingencias

Esta fase de PERSONALIZACIÓN tiene importancia primordial ya que su incumplimiento es la causa subyacente por la cual los operadores no hacen uso de las aplicaciones en sus rutinas de supervisión y control, utilizándolas únicamente de manera referencial.

6. ENFOQUE DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS DESDE LA PERSPECTIVA DE LA ALERTA SITUACIONAL

La percepción de elementos relevantes en el ambiente dentro de un volumen de tiempo y espacio en la supervisión y control de un sistema eléctrico de potencia solo es posible si contamos con herramientas que nos permitan responder con un buen nivel de certidumbre la clásica pregunta: ¿Qué es lo peor que puede suceder en una red de transmisión-generación en este momento, que tenga probabilidades razonables de ocurrir? [16]. La respuesta siempre produce un silencio de algunos segundos de los operadores más experimentados, antes de responder con un conjunto de perturbaciones y salidas de equipos que, por lo general, son de Alto Impacto, pero de Baja Probabilidad. Las inquietudes que surgen de inmediato son: ¿Se debe considerar este tipo de contingencias lo suficientemente relevante como para activar los mecanismos de comprensión activa? ¿Se debe dedicar un tiempo para reconocer la presencia de un elemento de perturbación y proyectar las futuras respuestas o acciones correctivas? ¿Se justifica realizar un análisis consciente, tal y como se desea en una situación de Alerta Situacional? La respuesta bajo el enfoque propuesto es “No”, simplemente porque no es una situación real por su baja probabilidad de ocurrencia.

La pregunta obligada entonces es: ¿Cómo se reconoce la peor contingencia que le puede suceder al sistema? La respuesta la encontramos en el uso integrado de dos aplicaciones con la que cuenta el CENACE que son el Gestor de Límites (Limit Manager) y el Análisis de Contingencias (Security Analysis). Con el Gestor de Límites se puede ajustar de forma temporal los límites de los equipos supervisados por el Estimador de Estado, reduciendo los mismos de forma que se generen contingencias dinámicas las cuales una vez analizadas pueden resultar en verdaderas condiciones de Alerta, para la cual el operador debe prepararse mentalmente, reconociendo el impacto sobre la red y anticipando las acciones correctivas a aplicar en caso de su ocurrencia. Esto se entiende de manera más sencilla con un ejemplo; si se asume que un par de líneas de transmisión, cada una de las cuales tiene límites de supervisión ajustados a su capacidad térmica de 90 MVA por cada línea. Si se supervisa la potencia que fluye por cada línea, ésta no generaría alarmas hasta que la línea alcance los 90 MVA. En esta condición al estar cargadas las líneas a 50 MVA, la salida de una de las líneas causa de manera automática una sobre carga de la otra línea en 100 MVA, con lo cual, la otra línea también saldría de servicio con las respectivas consecuencias adversas en la operación del sistema. Una primera solución sería ajustar las líneas a 50% de su capacidad y utilizar estos límites de forma continua, lo cual resolvería este problema, pero crea otro, al producir alarmas de límites por condiciones que no corresponden a sobrecargas.

Para obtener una solución efectiva, se debería utilizar el Gestor de Límites para supervisar el flujo de las líneas de manera que cuando las líneas alcancen un límite del 45% de su capacidad, el gestor reduzca los límites a la mitad de manera automática, mientras persista esta condición. Una vez que el flujo se hace menor al umbral, los límites “Normal” se restablecen a sus valores originales. En los intervalos de tiempo en que el límite está reducido, el Estimador de Estado estaría monitoreando una violación al límite reducido y generando contingencias dinámicas. De esta manera, se permitiría que el Análisis de Contingencias reporte al operador lo peor que podría pasar en el sistema con probabilidades razonables de ocurrencia, activando un valioso recurso de Alerta o Estado de Consciencia Situacional del sistema de potencia.

Este trabajo demuestra cómo este enfoque moderno puede ser utilizado en las labores de supervisión que realiza un centro de control, al complementar el listado típico de contingencias (alto impacto baja probabilidad) con un listado de contingencias dinámicas que reflejarían aquellas contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia.



Figura 4: Enfoque Propuesto de Análisis de Contingencias en el Centro de Control

La aplicación de Análisis de Contingencias, vista desde una óptica distinta a la tradicional, aborda los tres aspectos fundamentales de la Alerta Situacional que son MODELACIÓN, SINTONIZACIÓN y PERSONALIZACIÓN.

En este trabajo se ha analizado la importancia de incrementar la consciencia situacional del operador de tiempo real de un sistema de potencia y cómo esto se puede lograr mediante el programa de Análisis de Contingencias; también se ha planteado una propuesta de implementación para optimizar el uso de esta aplicación.

Adicionalmente, se han presentado las bases conceptuales para la implementación del Análisis de Contingencias en un sistema de tiempo real utilizando un enfoque de consciencia situacional.

7. RESULTADOS PRELIMINARES

Para evaluar la aplicación de la metodología propuesta se utilizó un caso de Análisis de Contingencias del CENACE para la hora de demanda máxima (19:30) con una demanda total de 3300 MW, siendo el intercambio neto con Colombia de -14 MW y con un despacho de generación según el plan optimizado de producción. En estas condiciones de carga, se tomó una imagen almacenada de los resultados del Estimador de Estado y se creó un caso de Flujo de Potencia del Operador que sirvió para el presente análisis. En el caso indicado, el sistema eléctrico se encontraba seguro, es decir, con todos los equipos operando dentro de sus límites y cumpliéndose todos los parámetros de calidad exigidos.

La función de análisis de contingencias se ejecutó, para contingencias predefinidas resumidas en la Tabla 1 presentada a continuación:

Tabla 1: Resumen de Simulación de Análisis de Contingencias

RESUMEN DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE CONTINGENCIAS PREDEFINIDAS	
DESCRIPCIÓN	No
Número de Contingencias	223
Número de Contingencias de Generadores	22
Número de Contingencias de Ramas	65
Número de Contingencias de Combinaciones Múltiples (varios equipos afectados)	134
Número de Contingencias “Dinámicas”	2

Los resultados reportados al operador se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2: Resumen de Resultados Presentados al Operador

RESUMEN DE RESULTADOS DE CONTINGENCIAS PRESENTADAS AL OPERADOR	
DESCRIPCIÓN	No
Número de Contingencias que Causan Pérdida de Carga	24
Número de Contingencias que Causan Pérdida de Generación	36
Número de Contingencias que Causan Desconexión de Carga	26
Número de Contingencias Identificadas y Presentadas al Operador	86

De los resultados anteriores, es importante destacar que al Operador se le presentaban un total de 86 contingencias de las cuales solo 18 tenían relevancia moderada, al presentar índices de severidad combinada mayores a 0.0114, siendo la contingencia más severa de índice 0.3195. Con base a la relevancia, la efectividad en el RECONOCIMIENTO de las contingencias fue del 15.1% ya que únicamente éstas debieron activar mecanismos de Alerta Situacional.

La implementación de la PERSONALIZACIÓN bajo esta evaluación preliminar se focalizó en el ajuste de límites de capacidad de los equipos, el re-cálculo por métodos heurísticos de los factores de participación de

generación y en la modelación de acciones remediales similares a las que dispone el sistema eléctrico del Ecuador. Esto permitió que, en ejecuciones posteriores, la lista de contingencias se redujera a 22, manteniéndose la relevancia relativa similar al caso sin PERSONALIZACIÓN.

Estos resultados permitieron mejorar la efectividad en la presentación de contingencias relevantes en el caso de referencia hasta el 81%, cifra que resulta muy alentadora en esta fase conceptual.

Se considera que la aplicación de la metodología aquí propuesta, actualmente en fase de estudio y simulación por parte de los autores, podría resultar en valores por encima de 75% de efectividad general, con lo cual el operador del CENACE podría integrar de forma productiva a sus labores el Análisis de Contingencia bajo un enfoque de Consciencia Situacional como el descrito.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La incorporación de los principios y criterios de la Consciencia Situacional en el ambiente de los Operadores del Centro de Control es necesaria y su implementación puede ser realizada mediante la adecuada PERSONALIZACIÓN de aplicaciones como el Análisis de Contingencias que se considera en este trabajo.

La capacidad de generar estados cognoscitivos acordes a la situación del sistema de potencia, es solo posible si se dedican esfuerzos en cubrir las fases recomendadas para la explotación productiva de las aplicaciones de tiempo real: MODELACIÓN, SINTONIZACIÓN y PERSONALIZACIÓN.

Las fases de explotación productiva de las aplicaciones de tiempo real propuestas en este documento para el Análisis de Contingencias podrían ser extendidas a otras aplicaciones de tiempo real, tales como: Flujo de Potencia de Operador, Flujo Óptimo de Potencia, Estimador de Estado, Simulador de Entrenamiento, entre otras.

La PERSONALIZACIÓN del Análisis de Contingencias del CENACE permitirá que los operadores cuenten con resultados confiables y reales que les permita operar el sistema de potencia ecuatoriano de manera más segura y que los procesos de recuperación ante fallas se realicen en tiempos menores.

Se han presentado las bases conceptuales para la explotación productiva del Análisis de Contingencias en un sistema de tiempo real utilizando un enfoque de consciencia situacional.

Las bases conceptuales presentadas en este documento son válidas para su utilización en el resto de aplicaciones de tiempo real de un Sistema de Manejo de Energía.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] T. Dy Liacco, "The adaptive reliability control system," *Power*, vol. 86, no. 5, pp. 517–531, 1967.
- [2] L. H. Fink and K. Carlsen, "Operating Under Stress and Strain.," *IEEE Spectr.*, vol. 15, no. 3, pp. 48–53, 1978.
- [3] T. E. Dy Liacco, S. K. Mitter, R. K. Babickas, and T. J. Kraynak, "Multilevel Approach To Power System Decision Problems," in *PICA*, pp. 221–224.
- [4] M. R. Endsley, "Design and Evaluation for Situation Awareness Enhancement," *Proc. Hum. Factors Soc. Annu. Meet.*, vol. 32, no. 2, pp. 97–101, Oct. 1988.
- [5] M. R. Endsley, "Toward a Theory of Situation Awareness in Dynamic Systems," *Hum. Factors J. Hum. Factors Ergon. Soc.*, vol. 37, no. 1, pp. 32–64, Mar. 1995.
- [6] M. Panteli and D. S. Kirschen, "Situation awareness in power systems: Theory, challenges and applications," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 122, pp. 140–151, 2015.
- [7] R. Diao, V. Vittal, and N. Logic, "Design of a real-time security assessment tool for situational awareness enhancement in modern power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 957–965, 2010.
- [8] C. Ware, *Information visualization: perception for design*, Third Ed. Morgan Kaufmann, 2012.
- [9] R. G. Wasley and W. O. Stadlin, "Network applications in energy management systems," *IEEE Comput. Appl. Power*, vol. 4, no. 1, pp. 31–36, Jan. 1991.
- [10] L. Mili, "Taxonomy of the Characteristics of Power System Operating States," *2nd NSF-RESIN Work.*, no. June, pp. 1–13, 2011.
- [11] B. Stott, O. Alsac, and A. Monticelli, "Security analysis and optimization," *Proc. IEEE*, vol. 75, no. 12, pp. 1623–1644, 1987.
- [12] V. Brandwajn, "Efficient bounding method for linear contingency analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 1, pp. 38–43, 1988.
- [13] V. Brandwajn and M. G. Lauby, "Complete Bounding Method for AC Contingency Screening," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 9, no. 5, p. 70, 1989.
- [14] NM6.3/ABB, "Security Analysis Function Description," no. November. 2013.
- [15] S. Grijalva, "Flexible data model architectures for real-time power system control," *JIEE*, vol. XX, 2006.
- [16] Y. Sun and T. J. Overbye, "Visualizations for power system contingency analysis transmission element loading data," *Proc. 35th North Am. Power Symp.*, vol. 19, no. 4, pp. 629–635, 2003.
- [17] A. S. Debs, *Modern Power Systems Control and Operation*. 1990.



Oscar de Lima Garmendia. - Ingeniero Electricista (1980, en la Universidad Simón Bolívar (USB, Venezuela) y tiene una Maestría en Administración de Empresas (1987, IESA, Venezuela). Desde 1980 ha trabajado diseñando sistemas y como asesor para diversas empresas. Actualmente es Director de deBarr C.A. – Consultora especializada en sistemas SCADA-EMS-DMS-GMS (Caracas, Venezuela). Sus áreas de interés son: centros de control de energía y sistemas eléctricos de potencia en tiempo real aplicados a redes de generación y transmisión.



Gabriel Rivera Gárate. - Ingeniero Eléctrico (1999) y Master en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica (2015) en la Escuela Politécnica Nacional. Especialista en Gestión de sistemas EMS. Ha participado en varios proyectos de actualización del EMS del CENACE y como integrante del Grupo de Desarrollo en Fábrica del mismo sistema. Actualmente, está encargado de la administración de las Funciones de Aplicación y de la administración de la Base de Datos de Modelación Eléctrica del EMS de CENACE. Sus áreas de interés son: centros de control de energía y sus aplicaciones en tiempo real tales como: flujo de potencia, flujo óptimo de potencia, estimador de estado y análisis de contingencias. Modelación eléctrica de sistemas de potencia.



Lourdes Farinango Cisneros. - Ingeniera Eléctrica (1996) E.P.N. Master en Ciencias de Ingeniería Eléctrica (2015), E.P.N. Egresada Maestría en Energías Renovables (2013), ESPE. Ha participado en varios proyectos de actualización del EMS del CENACE y como integrante del Grupo de Desarrollo en Fábrica del mismo sistema. Actualmente se desempeña como líder del Área de Administración Funcional de Sistemas de Tiempo Real y Modelación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano en el SCADA/EMS del Operador Nacional de Electricidad CENACE. Sus áreas de interés son: Sistemas de Tiempo Real, Modelación Eléctrica y Energías Renovables.