

RANKING DE CONTINGENCIAS PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR UTILIZANDO PROGRAMACIÓN EN DIGSILENT –DPL

Edgar A. Moreno
Escuela Politécnica Nacional

Víctor H. Hinojosa
Departamento de Energía Eléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso – Chile

RESUMEN

Debido a las diferentes fallas que pueden presentarse en cada uno de los elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia, el sistema puede ser afectado perdiendo las características de confiabilidad y seguridad. Líneas de transmisión, generadores y transformadores pueden salir de operación debido a fallas transitorias o permanentes ocasionando el deterioro de las variables de estado en el Sistema Eléctrico de Potencia.

El presente trabajo analiza el comportamiento del sistema ecuatoriano en distintos escenarios de demanda. El análisis se lo realiza luego de presentarse la falla en el sistema y la actuación del correspondiente sistema de protecciones (líneas de transmisión, generadores o transformadores). En el caso de los cortocircuitos se analizarán fallas trifásicas en las líneas del anillo troncal, y en el caso de los generadores se seleccionó las máquinas más relevantes y de mayor potencia de generación. Este análisis permitirá conocer las contingencias que afecten con mayor severidad a la operación del sistema.

El Análisis de Seguridad se lo desarrollará mediante lenguaje DIGSILENT Programming Language -DPL.

PALABRAS CLAVES: Análisis de Seguridad, Análisis Estático, Análisis Dinámico, Selección de Contingencias, DIGSILENT, DIGSILENT Programming Language.

1. INTRODUCCIÓN

La Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia se enfoca principalmente en la minimización de los costos de producción de las unidades de generación. Un factor de suma importancia que debería considerarse en el Despacho Económico es la Seguridad del Sistema Eléctrico. El operador del Sistema debe analizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, para lo cual se deberá realizar un Análisis de Seguridad (Análisis de Contingencias). En el sistema se requiere analizar y prevenir, de ser el caso,

posibles escenarios que atenten con la seguridad del sistema cuando los componentes del sistema fallan o están indisponibles. Por citar un ejemplo, si se analiza la implicación que tendría la salida de una unidad de generación, el resultado de esta contingencia sería en primer lugar una disminución de la reserva del sistema y principalmente un deterioro de la frecuencia –efecto no deseado. Si el sistema no tiene unidades que compensen el déficit de generación, en el sistema podrían presentarse problemas con la frecuencia que podría conllevar al seccionamiento de carga por baja frecuencia (EAC). Por lo que, si en el sistema no se dispone de suficiente reserva (rotante o fría rápida) el sistema podría pasar de un estado de emergencia a un posible colapso parcial o total.

Similarmente una línea de transmisión puede ser afectada por una tormenta eléctrica que ocasionaría la salida del elemento, lo que podría causar en el sistema que se incremente la cargabilidad de algunos equipos de transmisión del sistema debido a la redistribución de los flujos de potencia, produciendo esta contingencia un estado no deseado para el Operador del Sistema Eléctrico. Los equipos del sistema de potencia son diseñados para operar dentro de ciertos límites y estos poseen dispositivos automáticos de protección cuando un límite del equipo es violado.

Debido a que el instante en que se inician estos eventos es desconocido e impredecible, el sistema debe ser programado para operar (anual, mensual, semanal, diaria y horariamente), tal que las variables de estado del sistema no pasen a un estado peligroso, cuando se ha producido una contingencia.

Cuando ocurre una contingencia en el sistema, en el caso que no se tenga una correcta calibración de las protecciones o si se violan límites de operación de otros elementos de transmisión, puede ser seguido por fallas en cascada de otros dispositivos que afectarán el sistema o gran parte de él (blackout).

La seguridad del sistema, realizada por el Operador del Sistema, se la pueda realizar a través de tres funciones: 1) Monitoreo del Sistema, 2) Análisis de Contingencias y 3) Flujo óptimo de potencia con

restricciones de seguridad. El trabajo presentado en esta investigación se enfoca principalmente en las funciones primera y segunda.

La organización de la publicación se presenta de la siguiente manera: en la segunda sección se muestra el Estado del Arte del tema a investigarse, en la tercera sección se discute la descripción del problema, en la cuarta sección se presenta el lenguaje de programación a utilizarse. Los resultados y las distintas comparaciones matemáticas se dan en la quinta sección, y las conclusiones del trabajo se enuncian en la sección sexta.

2. ANÁLISIS DE SEGURIDAD

Es necesario conocer en un sistema de potencia, luego de ocurrida una contingencia, los niveles de frecuencia, voltaje y flujos por cada uno de los elementos, esta tarea presenta dificultades cuando miles de posibilidades deben ser evaluadas, utilizando ya sea un flujo de potencia de corriente alterna o una simulación dinámica de la frecuencia del sistema.

El análisis de seguridad normalmente se lo realiza considerando contingencia simple. El criterio de considerar la ocurrencia de una única contingencia se basa en el hecho de que la probabilidad de ocurrencia de dos o más fallas de forma simultánea es muy baja. Los operadores del sistema deben valorar de una manera rápida y confiable cuáles fallas (salida de líneas, transformadores o generadores) pueden causar problemas en la operación del sistema eléctrico. Este criterio de seguridad es ampliamente usado como regla de operación segura.

2.1. Flujo de Potencia de corriente alterna (AC) [1]

Cuando un flujo de potencia AC es utilizado para estudiar una contingencia, la velocidad de solución y el número de casos a ser estudiados son críticos. Un análisis de seguridad consiste en analizar el estado del sistema (variables de estado) ante cualquier contingencia -salida de una línea de transmisión, transformador o generador.

Este procedimiento determinará los límites de voltaje y flujos que se violaron. Si la lista de eventos a analizar es muy grande, el tiempo de cálculo del algoritmo podría causar problemas. Con un flujo de corriente directa (DC) se podrá calcular, con una cierta precisión, los flujos de potencia por los elementos de transmisión, pero el inconveniente que se tiene es que no se tiene información de los flujos de potencia reactiva (MVar) y los voltajes.

Analizando el Estado del Arte, se encuentra una alternativa a este dilema; la hipótesis que se plantea es debido a que muy pocas contingencias ocasionaran que existan en el sistema violaciones de flujos y voltajes. La solución es encontrar una metodología para seleccionar contingencias de tal forma que solo las contingencias que causen un considerable deterioro en los parámetros eléctricos del sistema sean estudiadas en detalle. Este procedimiento se esquematiza en la Figura 1.

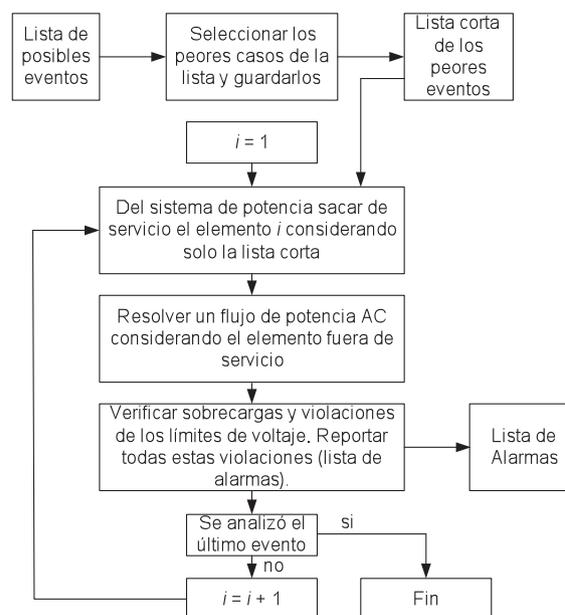


FIGURA 1: Análisis de Seguridad considerando flujos AC

Selección de Contingencias

Se desea medir o cuantificar, a través de un índice, como una particular contingencia afecta los parámetros eléctricos del sistema, voltaje y flujos de potencia. La definición para el índice de desempeño (PI) se plantea en la Ecuación (1).

$$PI = \sum_l \left(\frac{P_{flow l}}{P_l^{\max}} \right)^{2n} \quad (1)$$

Donde; l es el número de ramas del sistema y n es un número grande.

El PI será un valor pequeño si todos los flujos están dentro de sus límites, caso contrario será un valor grande cuando se tenga sobrecargas en las líneas de transmisión. El análisis normalmente se lo realiza para $n=1$; donde el proceso de selección involucra ordenar en orden ascendente los valores de PI de las distintas contingencias analizadas. Las líneas de

transmisión que corresponde a los eventos primeros de la lista, son las peores contingencias que podrían presentarse en el sistema. Con estas contingencias el operador deberá realizar acciones preventivas o correctivas para mitigar los efectos adversos de cada una de éstas.

A este índice se le puede incorporar información de los voltajes en cada una de las barras del sistema eléctrico, por lo que el índice PI se transforma en la Ecuación (2).

$$PI = \sum_i \left(\frac{P_{flow i}}{P_i^{max}} \right)^2 + \sum_i \left(\frac{|E_i|}{|E_i^{max}|} \right)^2 \quad (2)$$

Donde; E_i es la diferencia entre el voltaje de la barra analizada y su voltaje base y E_i^{max} es la máxima desviación que el sistema tiene limitado (+/-5%).

En esta sección se propone determinar, considerando un análisis estático, cuál es la peor contingencia que se presenta en el sistema eléctrico ante la salida, considerando contingencia simple, de una línea de transmisión.

2.2. Característica de regulación en un Sistema de Potencia

Si se analiza la operación conjunta de varias unidades generadoras en el sistema, el conjunto de máquinas oscila en forma coherente con la frecuencia y se lo puede representar con un único generador equivalente (M_{eq}) como se muestra en la Figura 2. En este modelo no se ha incluido el sistema de transmisión.

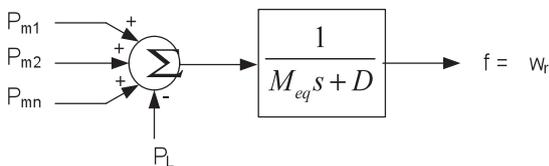


FIGURA 2: Sistema equivalente de un grupo de generadores

La característica potencia/frecuencia de un sistema de potencia depende del efecto combinado del estatismo de los reguladores de velocidad (R) de los generadores y de la característica de las cargas con la frecuencia (D). En un sistema con m generadores la desviación de estado estacionario de la frecuencia ante una variación (P_L) de la carga o salida de

generación esta dada por la Ecuación (3).

$$f_s = \frac{-P_L}{(1/R_{1+...+} + 1/R_m) + D} = \frac{-P_L}{1/R_{eq} + D} \quad (3)$$

En la Figura 3 se muestra el fenómeno dinámico de la frecuencia ante la salida de una unidad de generación en un sistema multi-máquina.

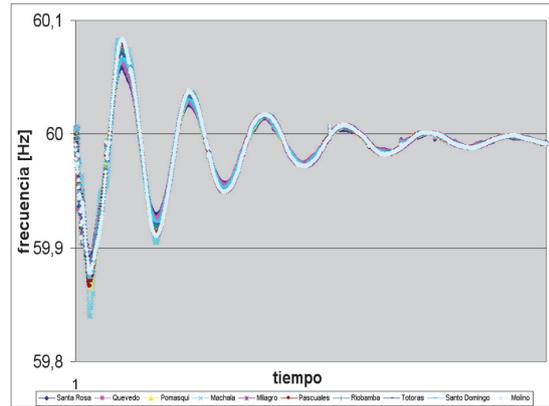


FIGURA 3: Variación de la frecuencia ante la salida de un generador

En todo el fenómeno dinámico actúan los reguladores de velocidad de las unidades de generación (Regulación Primaria de Frecuencia) y los reguladores de voltaje. Si se analiza la variación de la frecuencia mostrada en la Figura 3, existe un instante de tiempo en donde se presenta el peor valor de frecuencia – igual caso ocurre con la variación dinámica del voltaje. Este valor es de interés para nuestro estudio. Por lo que en esta sección se propone determinar, considerando un análisis dinámico, cuál es el peor valor de frecuencia y voltaje que se presenta en el sistema eléctrico ante la salida, considerando contingencia simple, de una unidad de generación.

3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Como sistema de estudio se utiliza el Sistema Eléctrico del Ecuador, el cual esta interconectado eléctricamente con el Sistema Eléctrico de Colombia. En la Figura 4 se muestra solo el diagrama unifilar del sistema ecuatoriano a desarrollar en esta investigación.

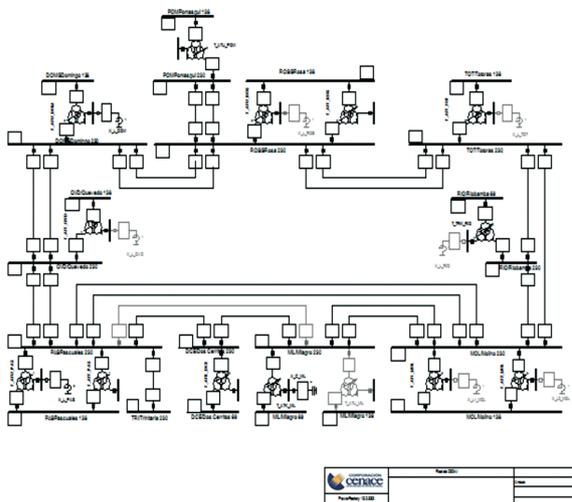


FIGURA 4: Sistema Eléctrico del Ecuador

En el Análisis de Seguridad propuesto se procederá a verificar las 24 horas del despacho programado del día viernes 16 de mayo de 2008. Los datos de generación, demanda y topología son obtenidos de la Base de Datos de la Dirección de Planeamiento de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía – CENACE.

Considerando el marco teórico presentado en la sección anterior se procederá, para el Análisis de Seguridad, a considerar dos estudios: 1) Análisis Estático – flujos de potencia AC y 2) Análisis Dinámico – aporte de los generadores en la Regulación Primaria de Frecuencia.

3.1. Análisis Estático

Para este análisis se utilizarán flujos de potencia AC, considerando la salida de una línea de transmisión del sistema de potencia. En la Tabla 1 se muestran las líneas de 230kV, del anillo principal del sistema eléctrico ecuatoriano, utilizadas en las simulaciones.

TABLA 1: Líneas del Sistema utilizadas en las simulaciones

Línea de Transmisión
Santa Rosa – Santo Domingo
Santo Domingo – Quevedo
Santa Rosa – Totoras
Santa Rosa – Pomasqui
Totoras – Riobamba
Totoras – Molino
Molino – Riobamba
Molino – Milagro
Molino – Pascuales
Quevedo – Pascuales
Pascuales – Dos Cerritos

3.2. Análisis Dinámico

Se realizaron simulaciones dinámicas (intervalo de simulación de 4 segundos) de perturbaciones, considerando salida de generadores y la actuación de los reguladores de velocidad y de voltaje de todo el parque generador del sistema. En la Tabla 2 se muestran los generadores a considerar.

TABLA 2: Generadores del Sistema utilizados en las simulaciones

Central de Generación
San Francisco
Agoyán
Paute
Marcel Laniado de Wind
Esmeraldas
Gonzalo Zevallos
Electroquil
Trinitaria
Interconexión con Colombia*

* Se considera a la Interconexión Ecuador – Colombia como un generador ficticio.

En las simulaciones, cuando existen varias unidades en la central como es el caso de la central San Francisco (2 unidades), se toma para el análisis la unidad uno; en el caso que esa unidad no este en línea, se procede con la siguiente y en el caso que ninguna unidad no esta sincronizada al sistema, no se toma en cuenta en la simulación a esa central.

4. DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE (DPL)

El lenguaje de programación DPL (DIGSILENT Programming Language) tiene como propósito ofrecer una interfaz para tareas automáticas a realizarse en la herramienta computacional PowerFactory. Esta interfaz permite acceder a comandos y objetos que maneja DIGSILENT así como también acceder a funciones y variables creadas por el usuario.

DPL aumenta el alcance del programa DIGSILENT permitiendo la creación de nuevas funciones de cálculo. Al igual que los comandos de cálculo definidos por el usuario estos pueden ser utilizados en todas las aplicaciones de análisis del sistema de potencia como por ejemplo: optimización de la red, análisis de estabilidad, confiabilidad, armónicos, coordinación de protecciones, etc. Las funciones de cálculo son estructuras algorítmicas en las que se utilizan comandos de flujo como if- then-else y do-while. En la Figura 5 se muestra la estructura de un comando DPL.

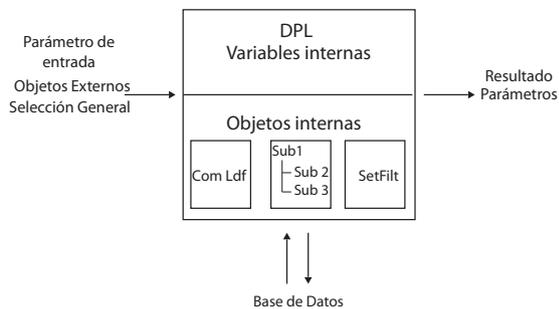


FIGURA 5: Estructura de un comando DPL

El objeto del comando DPL ComDpl es el elemento central que esta conectando diferentes parámetros, variables u objetos a varias funciones o elementos internos y luego se obtienen resultados o cambios en los parámetros de dichos elementos. En las entradas del escrito del programa pueden ser predefinidos parámetros de entrada, objetos del diagrama unifilar, ya sea de la base de datos o de un juego de elementos u objetos; los cuales son almacenados internamente y se los denomina “Selección General”. Esta información de entrada puede ser evaluada con la utilización de funciones y variables internas almacenadas en el código fuente. Algunos de los objetos internos pueden ser usados y ejecutados como:

- Un comando de cálculo ComLdf (comando de flujo de potencia), ComSim (comando de simulación), etc. especialmente definidos con ciertas opciones de cálculo.
- Juegos de filtros (generadores, líneas, barras, transformadores, etc.), los mismos que pueden ser ejecutados durante la operación del código fuente.

Por lo tanto, un escrito DPL ejecutara una serie de operaciones e inicializará el cálculo de otras funciones que están dentro del DPL. Este siempre se comunicará con la base de datos y almacenará la nueva configuración, parámetros o resultados directamente en la base de datos de objetos. Casi no hay objeto dentro de un proyecto activo que no pueda ser accesado o alterado. Durante o al final de la ejecución del escrito DPL, los resultados pueden ser exportados o los parámetros de los elementos pueden ser cambiados, de acuerdo a la necesidad o requerimientos del usuario.

En el caso de manejar comandos de DigSILENT dentro de la aplicación DPL cada una de las variables pueden ser modificadas. Por ejemplo en el cálculo de un corto circuito (ComShc), se puede modificar a través del código fuente la localización de la falla, el

tipo de falla, etc. con el conocimiento del nombre de la variable.

Los filtros (conjunto de objetos) son de gran ayuda para los requerimientos de usuario para una aplicación DPL ya que pueden ser usados para la búsqueda de elementos, por ejemplo transformadores sobrecargados, líneas abiertas, etc. y generar reportes de los dispositivos analizados.

Los reportes que genera DigSILENT en cada uno de sus análisis a través de la ventana de salida pueden ser almacenados en archivos txt a través de DPL, con el manejo del comando ComExp.

Cabe señalar que la ubicación del comando DPL dependerá del objetivo de la aplicación ya que este puede localizarse dentro de un proyecto, caso de estudio o perfil de usuario, sin que esto signifique que no se puedan manejar variables de otros casos de estudios o proyectos de un mismo perfil de usuario.

La versatilidad de DPL también permite acceder a objetos de la base de datos de distinta forma, ya sea a través del código fuente de la aplicación o de los menús que existen dentro del comando DPL. En la Figura 6 se muestra las opciones de un comando DPL.

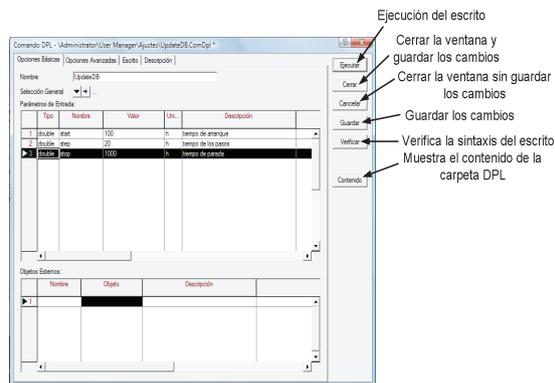


FIGURA 6: Opciones de un comando DPL

En la Figura 6 se observa que en la opción de parámetros de entrada pueden ser definidas todas las variables (int, double, string, object y set) que se van a manejar en la aplicación. De igual forma estas variables pueden ser definidas a través del código fuente en la opción “Escrito”.

En el caso de la escritura del código fuente en un comando DPL este brinda una distinción entre comandos, comentarios, definición de variables a través de colores. En la Figura 7 se muestra un ejemplo de un código fuente de un comando DPL.

```

Comando DPL - Adrián Barras Anderson/Valla/Fallas en las líneas.ComDpl
Opciones Básicas | Opciones Avanzadas | Escrito | Descripción |
Texto del Programa
object Sho,pComInc,pComSim;
object oLine,pInicio,Corto,Apertura,C;
int ni,y,k,l; Nos sirve para en el caso de que se ejecute o no se pueda
set sLines,Simulaciones,S; conjunto de líneas
double i;
ClearOutput();
EchoOff();
!(); sirve para no ver la corrida del flujo de carga en la ventana de a
sLines=SEL.GetAll('ElmLine');
nl=sLines.Count();
if (nl=0)
{
printf ('\cop No hay ninguna línea seleccionada');
}
printf ('Procediendo a calcular fallas en todas las líneas al 25, 50 y 7
Simulaciones=Eventos.GetContents();
Corto=Simulaciones.First();
Apertura=Simulaciones.Next();

```

FIGURA 7: Ejemplo de código fuente de un comando DPL.

Una de las opciones que tiene un comando DPL es la descripción, la misma que permite resumir las características de funcionamiento de una aplicación DPL sin que esto incida en el rendimiento del DPL y evita que el usuario realice una lectura a través de código para entender el comando.

En la Figura 8 se muestra una parte de la programación realizada en DPL para el Análisis de Seguridad del Sistema Eléctrico del Ecuador.

```

Comando DPL - victor Analisis de Contingencias.ComDpl
Opciones Básicas | Opciones Avanzadas | Escrito | Descripción |
Texto del Programa
object pau,i,l_1_2,g,abrir,abrir_aux,ob,b_1,b_2,l_a,t,r;
object b_SRO,b_QUEV,b_POW,b_MACH,b_MIL,b_PAS,b_RIG,b_TOI,b_SDOH,b_PAI,l
set gen,bar,lin,s,horz,zona,lin_a,trafos,rz;
int cont,n,m,i,j,des,i_err,print,out_gen;
int h,i,m,s,i_1,h_c,m_f,s_f;
double data,f_min,f_max,f_ini,f_fin,volt,flow,flow_r,aux,aux1,aux2,carga;
string label,ini,fin,peor_cont_lbl,peor_cont_lbl_v,peor_cont_lbl_f_elec;
print=printing.Get();
out_gen=generation.Get();
Case.Activate();
horas:psatoc=Case;
horas=horas.Get();
h=horas.FirstFilt('PO');
i=horas.FirstFilt('P');
do
{
printf ('\cePERIODO=%s',hloc_name);
h.Activate();
EchoOff();
TurnOffEcho.Execute();
Lineas_analizar:psatortz;
lin_a=Lineas_analizar.Get();
l_a=lin_a.First();
do
{
if (l_a.outserv=0)
{
flow=l_a.c.loading;
if (flow>umbral_l)
{
umbral_l=flow;
if (print) printf('%s => %s (cargabilidad=%0f)',z:loc_n;
}
}
l_a=lin_a.Next();
} while (l_a>0);
}

```

FIGURA 8: DPL realizado para Análisis de Seguridad

5. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

El Análisis de Seguridad se realiza para las 24 horas del día en estudio. El algoritmo desarrollado esta totalmente automatizado utilizando DPL.

5.1. Análisis Estático

En la Tabla 3, se detalla para cada hora del día cuál es la peor contingencia (para cada una de las líneas de transmisión consideradas en la Tabla 1) que se produce en el sistema, cuando se ha considerado un análisis de flujo de potencia AC. EL tiempo que demora simular el algoritmo las 24 horas es de 18 minutos.

TABLA 3: Análisis Estático

h	converge	Peor contingencia	flujo	PI
01	No			
02	No			
03	Si	Pascuales-Dos Cerritos	176+j10	559,4
04	No			
05	No			
06	No			
07	No			
08	No			
09	No			
10	Si	Molino-Pascuales	180+j47	1230,1
11	Si	Molino-Milagro	155+j38	580,8
12	Si	Molino-Pascuales	180+j52	582,8
13	Si	Sta. Rosa-Totoras	183+j16	758,2
14	No			
15	No			
16	Si	Molino-Pascuales	169+j40	911,7
17	No			
18	Si	Molino-Pascuales	175+j36	531,4
19	Si	Molino-Pascuales	160+j49	505,6
20	No			
21	Si	Molino-Pascuales	167+j39	386,0
22	Si	Molino-Pascuales	160+j36	313,6
23	No			
24	No			

Del análisis detallado de la Tabla 3 podemos decir que las peores contingencias para el Sistema del Ecuador son:

- Demanda mínima: salida de la línea de transmisión Pascuales – Dos Cerritos de 230 kV, con una cargabilidad del 52%.
- Demanda media y punta: salida de la línea de transmisión Molino – Pascuales de 230 kV.

Si se analiza con más detalle, por ejemplo a las 18:00, el algoritmo realizado en DPL obtiene los siguientes resultados (ver Tabla 4).

TABLA 4: Análisis Estático para las 18:00

Contingencia	Cargabilidad	PI_v	PI_F
S. Rosa–S. Domingo	7	302,9	34,6
S. Domingo–Quevedo	9	308,1	34,6
S. Rosa–Totoras	47	463,8	36,9
S. Rosa–Pomasqui	6	297,5	34,5
Totoras–Riobamba	12	329,0	34,7
Totoras–Molino	19	360,2	35,0
Molino–Riobamba	21	350,3	34,9
Molino–Milagro	46	401,1	35,1
Molino–Pascuales	51	494,1	37,3
Quevedo–Pascuales	10	307,3	34,7
Pascuales–Dos Cerritos	48	408,0	35,1

La Tabla 4 nos permite observar, que el principal factor que influye en el índice PI son las desviaciones de voltaje (PI_v).

Otros resultados importantes que se pueden obtener, para cada una de las contingencias analizadas, son los peores voltajes que se producen en cada una de las zonas del Sistema Eléctrico del Ecuador. Para cada una de las zonas del sistema ecuatoriano los peores voltajes a las 18:00 son los siguientes:

- Zona Molino-Milagro: Babahoyo 138 kV ==> 0,9119 pu.
- Zonas Pascuales: Dos Cerritos – ATK 13,8 kV ==> 0,8344 pu.
- Zonas Quito: Cumbaya 4,16 kV ==> 0,8748 pu.
- Zonas Salitral: Vapor Aníbal Santos 13,8 kV ==> 0,8988 pu y sobrecarga en la L/T Gonzalo Zevallos – CATEG ==> 112,37 %.
- Zonas Santa Rosa-Tototas: Lago Agrio 69 kV ==> 0,7448 pu.
- Zonas Santo Domingo-Quevedo: Manta 69 kV ==> 0,7603 pu.

Se verifica entonces que el índice PI tiene el aporte fundamental de las desviaciones de voltaje, ya que solo una línea de transmisión se sobrecarga después de que ocurre la contingencia (ningún transformador en este caso se ha sobrecargado).

5.2. Análisis Dinámico

Se considera como barras de referencia a las siguientes: Machala, Milagro, Molino, Pascuales, Pomasqui, Quevedo, Riobamba, Santo Domingo, Santa Rosa y Totoras (230 kV). En estas barras se procederá a analizar el comportamiento dinámico de la frecuencia.

Además de considerar la frecuencia, se ha visto de suma importancia analizar el comportamiento dinámico de los voltajes en las barras de referencia. En donde se requiere analizar, partiendo del voltaje en estado estable (resultado de un flujo de potencia), cuál es la menor y la mayor variación de la magnitud de voltaje en el tiempo. En la Figura 9, se muestra el comportamiento dinámico de los voltajes en las distintas barras, cuando en el sistema de potencia ha salido de sincronismo la unidad 1 de la central Paute.

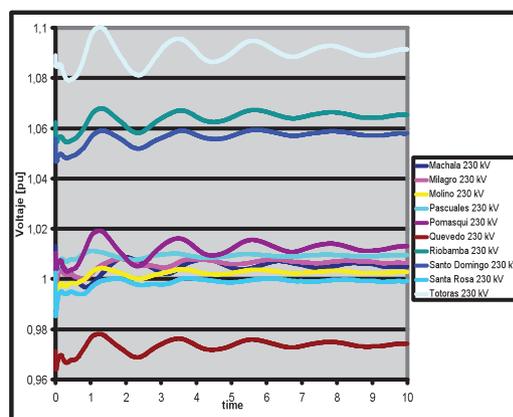


FIGURA 9: Análisis dinámico de los voltajes en el SNI

En la Tabla 5, se detalla para las horas en que converge el flujo de potencia, cuál es la peor contingencia –salida de unidades de generación de la Tabla 2. El tiempo que demora simular el algoritmo las 10 horas es de 2,9 horas.

TABLA 5: Análisis Dinámico

h	Peor contingencia	Carga	frec. [Hz]/volt. [pu]
03	San Francisco-1	108+j0	59,81 S. Rosa 0,9952 Quevedo
10	San Francisco-1 Esmeraldas	108+j15 79+j7	59,82 Molino 0,8912 S. Rosa
11	San Francisco-1 Esmeraldas	108+j14 79+j9	59,84 Molino 0,9638 Pascuales
12	San Francisco-1 Esmeraldas	108+j14 79+j7	59,84 Molino 0,9567 Pascuales
13	Paute-1 San Francisco-1	98+j27 108+j14	59,70 S. Domingo 0,9665 Pascuales
16	San Francisco-1 Esmeraldas	108+j2 130+j3	59,82 Molino 0,9553 Machala
18	Esmeraldas	130+j7	59,76 S. Domingo 0,9467 S. Rosa
19	San Francisco-1 Trinitaria	108+j12 133+j56	59,87 Machala 0,9115 Pascuales
21	San Francisco-1 Trinitaria	108+j8 100+j55	59,83 Totoras 0,9211 Pascuales
22	Agoyán-1 Esmeraldas	78+j7 130+j12	59,85 Machala 0,9796 Pascuales

Del análisis detallado de la Tabla 5 podemos decir que para el día en análisis la frecuencia no se deteriora a valores perjudiciales, por lo que nos permitiría decir por ejemplo que no se tendría la actuación del esquema de alivio de carga por baja frecuencia (EAC) en el día en análisis para los tres escenarios de demanda (valle, media y pico).

En la interconexión Colombia – Ecuador, se tiene una restricción técnica con el voltaje. Se ha fijado que la magnitud de voltaje no puede ser menor a 0,9 pu por más de 800 ms, si se da esta condición la interconexión abrirá sus disyuntores causando problemas técnicos y económicos para el Ecuador. Para el día en análisis y considerando la salida de generación de las unidades de la Tabla 2, no se tiene esta condición.

6. CONCLUSIONES

- Las ventajas que ofrece el comando DPL, en la ejecución de procesos repetitivos es enorme (flujos de potencia, apertura y cierre de líneas, cortocircuitos, etc.).
- El comando DPL permite acceder a cualquier elemento, comando, etc. que forme parte de la base de datos del proyecto o forme parte del programa para ser modificado según sea la conveniencia del usuario. Al tener un lenguaje de programación orientado a objetos similar al C++, su aprendizaje resulta ser fácil.
- El Análisis de Seguridad presentado en este documento servirá tanto para la Planificación (semanal y diaria) como para la Operación (tiempo real). La utilidad de este desarrollo permitirá tomar acciones correctivas o preventivas en la operación del Sistema Eléctrico del Ecuador.
- El programa obtenido en DPL permitirá determinar los márgenes de reserva que deberán ser programados por el CENACE para que el sistema, ante cualquier contingencia de generación o de transmisión, opere de forma segura y confiable.
- Un análisis muy importante en los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica es el Security Constraint Optimal Power Flow (SCOPF) – Flujo Óptimo de Potencia considerando Restricciones de Seguridad, por lo que es de vital importancia

el determinar que contingencias deberán considerarse en este análisis. Este desarrollo permitirá poseer un Ranking de Contingencias ha ser analizado por el SCOPF.

7. BIBLIOGRAFÍA

- (1) WOOD A. J. y WOLLENBERG B. F.; Power Generation, Operation and Control, John Wiley and Sons Inc., 1996.
- (2) KUNDUR P.; Power System Stability and Control, McGraw Hill, 1994.
- (3) DlgSILENT Power Factory; DPL Manual 13.1, GMBH Gomaringen, Alemania, 2007.

8. CURRICULUM VITAE



Adrián Moreno Díaz- Nació en Quito, Ecuador en 1983. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en agosto de 2008. Actualmente se desempeña como Asistente de Cátedra de la Escuela Politécnica Nacional.

Sus principales áreas de interés son el análisis y operación de sistemas eléctricos de potencia.



Víctor Hugo Hinojosa Mateus.- Nació en Quito, Ecuador en 1975. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 2000 y de Doctor en Ingeniería Eléctrica del Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, República Argentina, en 2007.

En el período de febrero de 2006 hasta septiembre de 2008 se desempeñó como Investigador en el Área de Investigación y Desarrollo de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía – CENACE. Actualmente, es profesor del Departamento de Energía Eléctrica en la Universidad Federico Santa María de Valparaíso, Chile.

Sus principales áreas de interés están enmarcadas en la Operación y Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia utilizando Técnicas de Inteligencia Artificial.