



TRABAJO TEORICOEXPERIMENTAL

Planificación automatizada de rutas de transmisión en la restauración de sistemas eléctricos de potencia

Transmission Path Automated Planning in Electric Power System Restoration

Leonel Francisco – Aleaga Loaiza
Zaid – García Sánchez
Carlos – Morell Pérez

Omar Arturo – García Zamora
Eniel – Rodríguez Machado

Recibido: diciembre 2014

Aprobado: mayo 2015

Resumen/Abstract

La planificación de la restauración es una tarea muy importante en la operación de sistemas eléctricos de potencia. Un plan que reduzca la duración de la restauración, minimiza los impactos de los apagones en la economía y la sociedad. En este artículo se presenta un nuevo método basado en la planificación automática (PA) para restaurar la red de transmisión después de un colapso. En las primeras etapas de la restauración del sistema eléctrico de potencia es importante coordinar simultáneamente la secuencia de arranque de generadores (SAG) con la secuencia de energización de ramales (SER) para disminuir la duración de la restauración. Las formulaciones presentadas en este artículo se basan en acciones de PA, las cuales se concentran en la identificación de rutas de transmisión para la SER en coordinación simultánea con la SAG. Los resultados de las pruebas desarrolladas sobre el sistema IEEE39-Bus demuestran la eficiencia del algoritmo y la calidad de las soluciones obtenidas.

Palabras clave: búsqueda de rutas de transmisión, lenguaje de descripción de dominios de planificación, PDDL, planificación automatizada, restauración de sistemas eléctricos de potencia.

The restoration planning is a very important task in the operation of electric power systems. A plan which reduce the duration of the restoration, minimize the impacts of outages in the economy and the society. In this paper it is presented a new method based on automated planning (AP) to restore the transmission network after a blackout. In the early stages of electric power system restoration is important to coordinate simultaneously the generator start-up sequence (GSS) with the branches energization sequence (BES) to decrease the duration of the restoration. The formulations presented in this article are based on automated planning actions, which focus on the identification of transmission paths for the BE Sin simultaneous coordination with the GSS. The tests results developed on IEEE39-Bus system demonstrate the efficiency of the algorithm and the quality of the solutions obtained.

Key Words: transmission route search, description language planning domains, PDDL, automated planning, restoration of electrical power systems.

INTRODUCCIÓN

Los colapsos de energía de gran extensión usualmente suceden por la ocurrencia de grandes perturbaciones tales como; la desconexión de varias unidades de generación, fallas en líneas importantes del sistema de transmisión o una caída repentina de la carga. Después de un colapso del sistema eléctrico de potencia (SEP), la planificación de la restauración es una de las tareas más importantes a desarrollar. La reducción de la duración en la restauración de los SE Ps tiene un impacto directo sobre la economía y la

sociedad. El proceso de planificación de la restauración se concentra en tres tareas principales: la determinación de una secuencia de arranque para las unidades de generación, la reconfiguración de la estructura de la red de transmisión y la conexión de las cargas. Bajo una situación de restauración, los despachadores de turno en los centros de control planificarán y ejecutarán varias acciones sobre los diferentes elementos de control del *SEP* para retornarlo a su estado normal de operación.

El presente artículo se concentra en la determinación de la secuencia de acciones para la energización de líneas y transformadores en la reconfiguración de la red de transmisión. La reconfiguración de la red en la restauración del *SEP* ha sido abordada por varios autores, los trabajos más relevantes utilizan métodos tales como; Sistemas Multi-Agente [1], algoritmo de Dijkstra [2-3], Optimización por Enjambre de Partículas[4], Algoritmos Genéticos [5], algoritmo basado en el Factor de Distribución de Transferencia de Potencia [6]y Programación Matemática [7-8].

En las primeras etapas del proceso de restauración es de vital importancia coordinar de forma simultánea la *SAG* con la *SER* para reducir el tiempo total de restauración del *SEP*. La coordinación simultánea de la *SAG* con la *SER* para el cálculo de los planes de restauración es un complejo problema de planificación y optimización de operaciones difícil de resolver.

A conocimiento de los autores, el trabajo más reciente y relevante que aborda de manera conjunta los problemas de la *SAG* y la *SER* se expone en [8], que es una continuación de un trabajo previo [7], donde se proponen métodos de optimización matemática para encontrar las soluciones. Aunque en [8] se tratan de manera simultánea los problemas de la *SAG* con la *SER*; la naturaleza discreta en el tratamiento del tiempo del algoritmo impide que se obtengan tiempos de restauración mínimos, además en las formulaciones no se integra las restricciones de tiempo crítico [7] para especificar el mínimo tiempo para el calentamiento de las unidades así como el máximo tiempo que puede transcurrir hasta que una unidad térmica se enfríe luego de su desconexión de la red y finalmente no se incluye ningún criterio que minimice los problemas de sobre voltajes en la búsqueda de rutas de transmisión.

En un trabajo reciente [3], se propone un método que adopta la naturaleza flexible del tiempo, en donde el objetivo principal es la maximización de las cargas restauradas en cada periodo de tiempo. El problema de la restauración es transformado entonces a un problema de optimización combinatoria basado en la permutación y se resuelve con el uso de un algoritmo evolutivo inspirado en el quantum. Sin embargo, la incapacidad del algoritmo para manejar de manera simultánea la *SAG* con la *SER* al igual que en [7], hace que sea difícil encontrar una solución óptima, pues no se puede capturar dentro del cálculo de la *SAG* los cambios en los parámetros en la red de transmisión que pueden tomar lugar cuando se realizan maniobras de corta duración en la *SER* (ej. energización de una barra, línea etc.)

Desde el punto de vista numérico y del tiempo en el tratamiento de la potencia eléctrica, la *SAG* para la restauración de *SE Ps* es principalmente un problema de *PA* del tipo productor-consumidor [9]. En este tipo de problemas coexisten acciones que producen y/o consumen el recurso de la potencia eléctrica mientras se ejecutan. Estas acciones productoras y consumidoras pueden aumentar y disminuir respectivamente el valor de la potencia total del *SEP* en el intervalo de tiempo de la restauración.

En el presente trabajo se utilizan las técnicas de *PA*, una rama muy importante de la Inteligencia Artificial para encontrar las rutas de transmisión en la restauración de *SEP*. Las formulaciones presentadas en el presente artículo se basan en acciones de restauración de *SE Ps* descritas en un lenguaje de *PA*, que logran una coordinación simultánea de la *SER* con la *SAG* para reducir el tiempo de restauración. En las formulaciones se adopta la naturaleza continua y flexible del tiempo tanto para el arranque de los generadores como para la identificación de las conexiones entre los nodos, líneas y transformadores en la energización del sistema de transmisión. Los resultados de las pruebas sobre el sistema *IEEE39-Bus* demuestran la eficiencia del algoritmo y la calidad de las soluciones obtenidas.

FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Las unidades de generación son clasificadas en unidades de arranque en negro (*BS* – por sus siglas en ingles) y unidades de no arranque en negro (*NBS* – por sus siglas en ingles). Una unidad *BS* (ej. hidráulica o turbina de combustión) puede ser arrancada por si sola sin necesidad de un suministro externo de potencia para el arranque. Por otro lado las unidades *NBS* (ej. turbina de vapor) requieren de una potencia externa para arrancar o reiniciar. Los principales objetivos en las etapas iniciales de la restauración de *SE Ps* se concentran principalmente en suministrar rápidamente la potencia para el arranque de cada una de las unidades *NBS* y en restaurarlas distintas rutas en la red de transmisión para la interconexión de todas las unidades de generación. El despachador del *SEP* bajo una situación de restauración ejecutará varias acciones para cambiar el estado de los diferentes elementos en el sistema de transmisión en coordinación

con la SAG para retornar al SEP a su estado normal de operación. La tarea inicial se concentra en restaurar las rutas para interconectar las unidades BS con las unidades NBS.

En el presente artículo, la red de transmisión del SEP es formulada matemáticamente como un grafo Ψ según la ecuación (1), donde V es el conjunto de vértices que representan a las barras del SEP y E es el conjunto de aristas que representan los ramales (líneas y transformadores) del SEP. Los vértices y las aristas están relacionados entre sí por la ecuación (2) donde b_{from} y b_{to} son un par de vértices a los que la arista e_k está conectada. El conjunto de vértices $V \in \Psi$ está relacionado por la ecuación (3) donde B_G , B_L y B_0 se definen en las ecuaciones (4), (5) y (6) respectivamente, en donde B_G es el conjunto de barras con generadores, B_L es el conjunto de barras con cargas y B_0 es el conjunto de barras sin ningún equipamiento primario asociado (generador o carga). El conjunto de aristas $E \in \Psi$ que se define en la ecuación (7), está constituido por las líneas S y transformadores T definidos a su vez en las ecuaciones (8) y (9) respectivamente. Sea R una relación binaria, entonces se puede establecer con las ecuaciones (10) y (11) la conectividad existente de las barras con los generadores G y las cargas L respectivamente.

$$\Psi = (V, E) \quad (1)$$

$$e_k = (b_{from}, b_{to}), b_{from}, b_{to} \in V, e_k \in E \quad (2)$$

$$V = (B_G \cup B_L \cup B_0) \quad (3)$$

$$B_G = \{b_{G_i} \mid 1 \leq i \leq p, b_{G_i} \in B_G, B_G \subset V\} \quad (4)$$

$$B_L = \{b_{L_j} \mid 1 \leq j \leq q, b_{L_j} \in B_L, B_L \subset V\} \quad (5)$$

$$B_0 = \{b_{0_k} \mid 1 \leq k \leq r, b_{0_k} \in B_0, B_0 \subset V\} \quad (6)$$

$$E = (S \cup T) \quad (7)$$

$$S = \{e_{S_i} \mid 1 \leq i \leq n, e_{S_i} \in S, S \subset E\} \quad (8)$$

$$T = \{e_{T_j} \mid 1 \leq j \leq m, e_{T_j} \in T, T \subset E\} \quad (9)$$

$$G = \{g_i \mid 1 \leq i \leq n, (g_i, b_{G_i}) \in R, g_i \in G, b_{G_i} \in B_G, B_G \subset V\} \quad (10)$$

$$L = \{l_j \mid 1 \leq j \leq m, (l_j, b_{L_j}) \in R, l_j \in L, b_{L_j} \in B_L, B_G \subset V\} \quad (11)$$

Secuencia de energización de ramales

La secuencia de energización de ramales (*SER*) consiste en el proceso paso a paso de energización de las barras, líneas y transformadores. Esta empieza desde la(s) barra(s) que contienen una fuente de potencia disponible (generador o interconexión) para iniciar el proceso de restauración de la red. La *SER* construye las rutas de enlace en el sistema de transmisión para suministrar de energía a las subestaciones de las unidades NBS apagadas, subestaciones de cargas des-energizadas y las subestaciones de conmutación. El estado de las barras y los ramales en el sistema de transmisión se representa con una variable binaria λ , "1" significa energizada, "0" significa des-energizada. Por otro lado, en el valor del estado de la barra de un generador λ_{b_G} , "1" significa energizada, "0" significa des-energizada, cuyo valor está en función del estado de sus dispositivos de conmutación de acuerdo con la ecuación (12), donde Ω_{HYD} es el conjunto de unidades hidráulicas y Ω_{THM} es el conjunto unidades térmicas, C es una variable binaria que describe el estado de los interruptores, "1" significa cerrado, "0" significa abierto.

$$\lambda_{b_G} = \left\{ \begin{array}{l} C_G, G \in \Omega_{HYD} \\ C_G \vee C_I, G \in \Omega_{THM} \end{array} \right\}, \lambda_{b_G}, C_G, C_I \in [1, 0] \quad (12)$$

La figura 1, muestra un esquema simplificado de la conexión de las unidades de generación con la red, donde: C_G = interruptor del generador, C_i = interruptor del bloque generador–transformador, b_G = barra del generador, b_o = barra de la red y Aux = servicios auxiliares de la unidad de generación.

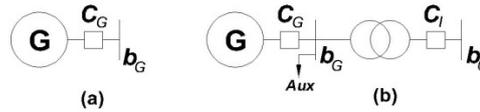


Fig. 1 Esquema de conexión de los generadores, (a) unidades hidráulicas, (b) unidades térmicas.

Una unidad de generación está en condiciones de entregar potencia P_G al SEP según la ecuación (13), solamente si está en paralelo con la red ($C_G=1$) en el tiempo t_p de acuerdo con la ecuación (14), donde T es el tiempo total de restauración del SEP, t_{st} es el tiempo de arranque de la unidad, T_{cp} es un intervalo de preparación o calentamiento de la unidad (incluido el tiempo de sincronización), K es el factor de rampa de toma de carga de la unidad y P_{max} es la potencia máxima de la unidad.

$$P_{G_i}(t) = \begin{cases} K_i \cdot C_{G_i} \cdot (t - t_{st_i} - T_{cp_i}), t_{st_i} + T_{cp_i} \leq t \leq t_{st_i} + T_{cp_i} + P_{max_i} / K_i \\ P_{max_i}, t_{st_i} + t_{st_i} + P_{max_i} / K_i < t \leq T \end{cases} \quad (13)$$

$$C_{G_i} = \begin{cases} 0, t < t_{p_i} \\ 1, t_{p_i} \leq t \end{cases}, t_{st_i} < t_{p_i}, T_{cp_i} \leq t_{p_i} - t_{st_i} \quad (14)$$

El arranque de las unidades requiere de la potencia R según la ecuación (15) para el suministro de los servicios auxiliares en la barra b_G de la figura 1. Para realizar el suministro oportuno de la potencia R a las unidades, en el tiempo t_{st} la barra del generador debe estar energizada de acuerdo con restricción (16), y sujeta a la restricción temporal (17) donde T_{min} y T_{max} son los intervalos de tiempo críticos [7] para el reinicio de las unidades NBS. En el problema de la SAG el objetivo consiste en maximizar la capacidad de generación total del SEP. El conjunto de ecuaciones (13)-(17) establece una función lineal definida por tramos (*piecewise*) que representa la curva de capacidad de generación de cada unidad.

$$R_{G_i}(t) = R_{G_i} \cdot \lambda_{b_{G_i}} \quad (15)$$

$$\lambda_{b_{G_i}} = \begin{cases} 0, 0 \leq t < t_{st_i} \\ 1, t_{st_i} \leq t \leq T \end{cases} \quad (16)$$

$$T_{min} \leq t_{st} \leq T_{max} \quad (17)$$

Acciones para la restauración de la red de transmisión

La restauración total de la red de transmisión para la interconexión de las unidades se realiza con maniobras sobre los interruptores de las líneas y transformadores. La figura 2, muestra un esquema simplificado de conexión de los ramales con las barras. Principalmente, se utiliza dos tipos de acciones denominadas **a7** y **a8**. La acción **a7** conecta radialmente un ramal en la red desde una barra energizada hasta una barra desenergizada. Por otro lado, la acción **a8** energiza un ramal entre dos barras energizadas para cerrar un circuito en la red. En la figura 2, se describe un esquema simplificado, donde se muestra los distintos elementos que se utiliza para la conexión/desconexión de los ramales de la red de transmisión de energía eléctrica, donde: C_{from} = interruptor de lado inicial del ramal, C_{to} = interruptor del lado final del ramal, b_{from} = barra del lado inicial del ramal, b_{to} = barra del lado final del ramal.

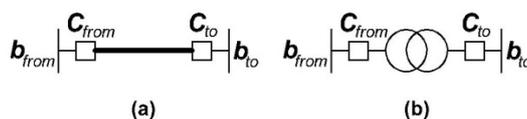


Fig. 2 Esquema de conexión de ramales; (a) líneas de alta tensión, (b) transformadores de potencia.

La acción **a7** inicia su ejecución en el punto de tiempo t_{a7} y tiene un incremento Δt_{a7} que corresponde a la duración de la acción **a7**. La ecuación (18), define las restricciones de tiempo para la ejecución de la acción **a7** en la energización de dos ramales sobre una misma ruta de transmisión.

$$\left(t_{a7_{e_k}} + \Delta t_{a7_{e_k}} \right) \leq \left(t_{a7_{e_{k+1}}} + \Delta t_{a7_{e_{k+1}}} \right), a7_{e_k} \prec a7_{e_{k+1}} \quad (18)$$

La expresión $a7_{e_k} \prec a7_{e_{k+1}}$ de la ecuación (18) indica una relación de precedencia derivada desde Ψ si existe un par de aristas $e_k, e_{k+1} \in \Psi$ donde la acción **a7** sobre el ramal e_k en la ecuación (2) debe ser completada antes que la misma acción **a7** pueda ejecutarse sobre un ramal $e_{k+1} = (b_{to}, b_{to+1})$. La acción **a7** se ejecuta de la siguiente manera; si en el punto de tiempo $t_{a_{e_k}}$ la barra de lado inicial, en la ecuación (2), esta energizada y tanto el ramal e_k como la barra del lado final están ambos des-energizados, entonces se procede inmediatamente a cerrar el disyuntor del lado de inicio (energizar ramal e_k) y luego de un periodo de tiempo " t se cierra el disyuntor del lado final (que energiza la barra del lado final) de acuerdo con la ecuación (19).

$$\left\{ \begin{array}{l} (C_{from} = 1) \wedge (C_{to} = 0), t = t_{a_{e_k}} \\ (C_{from} = 1) \wedge (C_{to} = 1), t_{a_{e_k}} + \Delta t_{a_{e_k}} \leq t \end{array} \right\}, b_{from} \neq b_{to}, C_{from}, C_{to} \in [1, 0] \quad (19)$$

La acción **a7** al final creará un ramal entre una barra existente y una nueva barra. La reconfiguración de la estructura de red (*backbone*) con el uso de la acción **a7** se realiza paso a paso construyendo un árbol de expansión mínimo, con raíz en una barra energizada (de una unidad *BS*) y las barras, líneas y transformadores des-energizados sobre las rutas más cortas entre ellos. El efecto de expansión de la red con la acción **a7** se efectúa de forma radial y secuencial sobre una misma ruta de transmisión. Por otro lado si en una misma barra existe más de un ramal conectado, la acción puede ejecutarse (de ser necesario) en paralelo y simultáneamente sobre cada uno de estos ramales para conformar nuevas rutas de transmisión.

La acción **a8** se ejecuta de la siguiente manera; si en el punto de tiempo $t_{a_{e_k}}$ las barras del lado inicial y final, en la ecuación (2), están energizadas y el ramal e_k está des-energizado, entonces se procede a cerrar el disyuntor del lado de inicio para energizar ramal e_k y luego del periodo de tiempo " t se cierra el circuito con el disyuntor del lado final de acuerdo con la ecuación (19). La acción **a8** al final creará un ramal entre dos barras existentes. La acción **a8** cierra los circuitos con los ramales que quedaron sin energizar por la acción **a7** en la planificación de rutas.

A fin de minimizar las situaciones de sobre voltajes en barras por la energización de grandes líneas de alta tensión ligeramente cargadas, con la función objetivo (20), se elige solo las rutas que obtengan la mínima suma de potencia reactiva, donde λ_e es el estado del ramal (línea o transformador) y W_e es un peso asignado a cada arista $e \in E$ que representa la potencia reactiva del ramal, donde $W = 2AfCU^2$, siendo f la frecuencia, C la capacitancia y U el voltaje de operación del ramal. Para evitar problemas de ferro-resonancia por la presencia de muchos transformadores en una misma ruta de transmisión, se ajusta un valor grande en el peso W en la ecuación (20), para las aristas que representan los transformadores.

$$\min \sum_{k=1}^n W_{e_k} \cdot \lambda_{e_k} \quad (20)$$

MODELO DE PLANIFICACIÓN AUTOMATIZADA

Los algoritmos de *PA* utilizan como entrada dos archivos, el "*dominio*" y el "*problema*" ambos codificados en el lenguaje estándar de descripción de dominios de planificación (*PDDL*- por sus siglas en inglés) [10-12]. En el *dominio* se describe todo el conocimiento operacional (acciones posibles) que utilizará el algoritmo para realizar la planificación. Por otro lado, en el *problema* se describe la situación específica o situación a resolver a través de la planificación.

El algoritmo de *PA* hace uso del conocimiento incluido en el *dominio* para realizar la búsqueda del plan que lleve al *SEP* desde el estado inicial de colapso hasta su estado normal de operación. Tanto el modelo matemático (estático) para describir el estado inicial (de colapso) del *SEP* como los objetivos de restauración a lograrse (estado normal de operación), se incluyen en el archivo del *problema*.

A. Descripción del dominio de planificación

El *dominio PDDL* desarrollado en el presente trabajo, se construyó con la finalidad de coordinar simultáneamente el problema de la *SER* con el problema de la *SAG* para minimizar el tiempo de restauración de *SEPs*. En las distintas secciones del formato del dominio *PDDL* se especificó: los parámetros que indican el nivel de dificultad del lenguaje *PDDL* en el que fue codificado el *dominio*, los tipos de objetos (generadores, barras, líneas y transformadores) involucrados, las variables (funciones) numéricas y las distintas acciones disponibles. El *dominio* de planificación es el conocimiento operacional que guía la búsqueda para que el algoritmo de *PA* intente determinar una secuencia de acciones que lleve al *SEP* desde el estado inicial de colapso al estado normal de operación.

En la tabla1, se describe de forma general a las acciones que fueron codificadas a *PDDL* en el *dominio* de planificación. Las acciones **a1–a6** se encargan exclusivamente de la *SAG* para la restauración de *SEPs*. Las acciones **a7–a8** pueden interactuar con las acciones **a1–a6** para lograr la coordinación simultánea de la *SAG* con la *SER*. Cada acción *PDDL* descrita en la tabla. 1, contiene un conjunto de elementos representados en una estructura de datos de diferente tipo: $\langle dur, Pre_+, Pre_-, Pre_{\leftrightarrow}, Eff_+, Eff_- \rangle$, donde *dur* corresponde a la duración de la acción, *Pre₊*, *Pre₋* y *Pre_↔* son las condiciones de inicio, final e invariantes respectivamente que se deben cumplir antes, después y durante la ejecución de la acción, *Eff₊*, *Eff₋* son los efectos de la acción que se ejecutan al inicio y al final respetivamente.

La duración Δt_{a7} de la ecuación (18), se representa en la variable de duración (*dur*) de la acción **a7**, para asignar un valor de duración exclusivo para cada ramal (línea o transformador) adaptándose a los tiempos de maniobras prácticos manejados en los centros de control de *SEPs*.

Tabla 1. Acciones de planificación automatizada para la restauración de generadores		
ID	Nombre	Descripción
a1	<i>startup_shutdown_BS_unit</i>	Arrancar una unidad <i>BS</i> en estado apagado.
a2	<i>parallel_BS_unit</i>	Conectar una unidad <i>BS</i> arrancada e incrementar continuamente su potencia de salida.
a3	<i>crank_shutdown_NBS_unit</i>	Alimentar los servicios auxiliares de una unidad <i>NBS</i> apagada.
a4	<i>startup_standby_NBS_unit</i>	Arrancar una unidad <i>NBS</i> en estado de espera.
a5	<i>startup_isolated_NBS_unit</i>	Arrancar una unidad <i>NBS</i> aislada.
a6	<i>parallel_NBS_unit</i>	Conectar una unidad <i>NBS</i> arrancada e incrementar continuamente su potencia de salida.
a7	<i>energize_branch</i>	Energizar un ramal (línea o transformador) y una barra desde una barra energizada.
a8	<i>close_loop</i>	Energizar un ramal (línea o transformador) entre dos barras energizadas.

En las condiciones de inicio (*Pre₋*) de la acción **a7** se incluyó la relación de precedencia entre ramales de la ecuación (18) utilizando dos fórmulas lógicas (literales) $P_{BEL}(b_{from}, e_k)$ y $P_{BEL}(b_{to}, e_k)$ de acuerdo con la ecuación (2), donde P_{BEL} es un predicado que expresa que la barra del lado de inicial b_{from} y la barra del lado final b_{to} pertenecen al ramal e_k , donde la barra b_{from} está energizada al inicio (*Pre₋*). El criterio de seguridad contra sobrevoltajes en barras expresado en la ecuación (20) se incluye en las condiciones de inicio (*Pre₋*) de la acción **a7** en la forma de:

$$\sum_{k=1}^n W_{e_k} \cdot \lambda_{e_k} \leq M \quad (21)$$

Donde *M* es un número grande. Si las condiciones (*Pre*) de la acción **a7** se cumplen, entonces se ejecutan sus efectos (*Eff*). Los efectos iniciales (*Eff₋*) de la acción **a7** declaran que el ramal quedará energizado, por otro lado los efectos finales *Eff₊* de la acción **a7** declaran que la barra del lado final quedará energizada ($\lambda_{b_{to}} = 1$), en concordancia con la ecuación (19). La variable de duración (*dur*) de la acción **a8** adopta los mismos valores descritos en la duración Δt_{a7} de la ecuación (18). En las condiciones de inicio (*Pre₋*) de la

acción **a8** se incluye de igual forma la relación de precedencia entre ramal descrito en la ecuación (18) utilizando dos fórmulas lógicas (literales) $P_{BEL}(b_{from}, e_k)$ y $P_{BEL}(b_{to}, e_k)$ de acuerdo con la ecuación (2). En las condiciones de inicio (Pre_{-}) de la acción **a8** se comprueba que la barra del lado de inicio b_{from} y la barra del lado final b_{to} de la ecuación (2) estén ambas energizadas ($\lambda_{b_{from}} = 1, \lambda_{b_{to}} = 1$). Los efectos iniciales (Eff_{-}) de la acción **a8** declaran que el ramal quedará energizado, por otro lado los efectos finales (Eff_{+}) declaran que se cierra el circuito con el disyuntor del lado final del ramal de acuerdo con la ecuación (19).

Bajo una situación de colapso completo del *SEP*, las principales fuentes iniciales de energía son las unidades *BS* en esta donde apagadas o arrancadas y las unidades *NBS* en estado de aisladas o arrancadas, por lo tanto los efectos finales (Eff_{+}) de las acciones **a1, a5** y los efectos iniciales (Eff_{-}) de la acción **a6** son las que inician la energización de las barras ($\lambda_b = 1$) de donde se comenzará a expandir los ramales a través de la red. La decisión del tiempo t_p donde se empieza a incrementar la potencia de salida de las unidades *BS* y *NBS* se hace con las acciones **a2** y **a6** respectivamente, para esto se hace uso de un predicado en las condiciones de inicio (Pre_{-}) que representa la variable binaria C_G de la ecuación (13) para verificar que el generador esté en paralelo con la red. La decisión del tiempo t_{st} donde se realiza el suministro de la potencia R según la ecuación (15), se realiza con la acción **a1** y **a3**. Para verificar si existe disponibilidad de energía desde la red, en la condición de inicio (Pre_{-}) de la acción **a3** se evalúa el valor de verdad de un predicado que representa el estado de la barra de las unidades *NBS* λ_{b_g} de la ecuación (16).

Para el cumplimiento del intervalo de tiempo T_{cp} de la ecuación (14), se utiliza la variable de duración (**dur**) de las acciones **a1** (unidades *BS*) y **a3** (unidades *NBS*). Las unidades *NBS* aisladas pueden auto-abastecer sus propios requerimientos de potencia, por lo tanto la acción **a4** tiene la capacidad de ponerlas en paralelo inmediatamente.

Aunque las acciones **a7** y **a8** pueden ser codificadas en el lenguaje *PDDL2.1* [11], en el Nivel 3 (que permite la descripción de acciones con duración de tiempo discreto y operaciones aritméticas básicas), el dominio de planificación propuesto se construyó haciendo uso del lenguaje *PDDL2.1* en el Nivel 4 y *PDDL2.2* [12], ya que las acciones **a1–a6** requieren un tratamiento continuo del tiempo en la actualización de la potencia generada por la unidades y el tratamiento de los literales iniciales temporizados (*TILs*— por sus siglas en inglés) para establecer la restricción de tiempo descrita en la ecuación (17), para el suministro de potencia de arranque a las unidades.

B. Descripción del problema de planificación

El archivo del *problema PDDL* es el modelo que describe una situación particular que el algoritmo de planificación tratará de resolver y se define en base al conocimiento operacional incluido en el *dominio PDDL*. En la estructura de los archivos de *problemas* utilizados en la presente investigación se especificaron varios componentes. En el campo de los *objetos* se incluyó un listado de los elementos primarios del *SEP* (generadores, barras, líneas y transformadores). El campo del estado *inicial* representa el modelo matemático estático que describe el estado actual de un *SEP* en particular, donde se incluye: varias funciones numéricas *PDDL* para especificar los parámetros que representan las características físicas de los generadores, líneas y transformadores, varios literales en la forma de triplas *PDDL* (predicado, sujeto *barra_from*, objeto *ramal*), (predicado, sujeto *barra_to*, objeto *ramal*) para representar la topología de la red de transmisión descrita en las ecuaciones (1-9), varios literales en la forma de triplas *PDDL* (predicado, sujeto *barra*, objeto *generador*) para representar la conexión existente entre los generadores y las barras del *SEP* según las ecuaciones (4) y (10). Se debe notar que la información incluida en el campo del estado inicial del archivo del *problema*, crea un modelo matemático del tipo *bus-branch* que expresa las características y situación actual del *SEP* con un enfoque abstracto similar a la información incluida en los formatos de entrada utilizados en las distintas herramientas de simulación de *SEPs*. En el campo del estado objetivo del *problema* se describe con el uso de la lógica proposicional (lista de literales de valor verdadero) al estado objetivo a obtenerse en el *SEP* después del proceso de planificación. Este estado objetivo puede ser seleccionado a criterio del usuario, donde se puede elegir el estado final deseado en cada una de las unidades de generación, barras y/o ramales disponibles.

RESULTADOS

Con propósitos de validación y comparación de los resultados obtenidos con el método propuesto, se utiliza como caso de estudio al sistema *IEEE39-Bustal* y conforme se describe en [7-8]. El sistema *IEEE39-Bus*

contiene diez unidades de generación, 39 barras y 46 ramales. En la tabla 2, se describen los datos de los generadores del sistema *IEEE39-Bus* donde el generador G10 es *BS* y los generadores G1 a G9 son *NBS*.

Generador	T_{cp} (h)	T_{min} (h)	T_{max} (h)	K (MW/h)	R (MW)	P_{max} (MW)	Barra
G1	00:35	00:40	N/A	215	5,5	572,9	39
G2	00:35	N/A	N/A	246	8	650	31
G3	00:35	N/A	02:00	236	7	632	32
G4	00:35	01:10	N/A	198	5	508	33
G5	00:35	N/A	01:00	244	8	650	34
G6	00:35	N/A	N/A	214	6	560	35
G7	00:35	N/A	N/A	210	6	540	36
G8	00:35	N/A	N/A	346	13,2	830	37
G9	00:35	N/A	N/A	384	15	1000	38
G10	00:15	N/A	N/A	162	0	250	30

En la presente investigación se utiliza al planificador automático *POPF* [13], para encontrar los planes de restauración, primero porque es el único capaz de tratar con las acciones *PDDL* que tienen efectos numéricos que cambian continuamente en el tiempo y segundo porque es el único planificador que permite el tratamiento de problemas *PDDL* que incluyan *TILs* con valor de verdad negado. *POPF* es un planificador temporal que utiliza un algoritmo de programación entera mixta (*MIP* – por sus siglas en inglés) para verificar el cumplimiento de las restricciones numéricas de las acciones *PDDL* que tienen efectos numéricos que cambian continuamente en el tiempo. Los resultados reportados en el presente artículo fueron obtenidos con el planificador *POPF* bajo el modo de búsqueda “primero el mejor” (*BestFirstSearch*) en cooperación con el algoritmo *MIP* denominado *COIN-OR LP (CLP)* versión 1.12.0-2.1. Los experimentos se corrieron en un *PC* con procesador Intel Core i3-2120 de 3,30 GHz de velocidad y 4 GB de memoria RAM bajo el sistema operativo Linux-Ubuntu v12.04 *LTS* de 32-bit. La tabla 3, describe el plan de restauración calculado después de 11,04s de tiempo computacional. Con este plan se obtiene un tiempo total de restauración de 259,94 min. Aunque la duración de las acciones *a7* y *a8* puede adoptar individualmente cualquier valor, aquí se ajusta un valor fijo de 5 min para cada ramal de acuerdo con [7-8].

Tiempo (min)	Acción (ID)	Elemento del sistema eléctrico de potencia	Duración (min)
0	<i>a1</i>	G10; bus30	15
15	<i>a7</i>	Bus 2, 30; Transformer 2-30	5
	<i>a2</i>	G10	92,593
20	<i>a7</i>	Bus 1, 2, 3, 25; Line 1-2, 2-3, 2-25	5
25	<i>a7</i>	Bus 3, 18, 25, 26, 37; Line 3-18, 25-26; Transformer 25-37	5
30	<i>a3</i>	G8; Bus 37	0,003
	<i>a4</i>	G8	35
	<i>a7</i>	Bus 1, 3, 4, 17, 18, 26, 27, 28, 29, 39; Line 1-39, 3-4, 17-18, 26-27, 26-28, 26-29	5
35	<i>a7</i>	Bus 4, 5, 9, 14, 16, 17, 29, 38, 39; Line 4-5, 4-14, 9-39, 16-17; Transformer 29-38	5
	<i>a8</i>	Bus 17, 27, 29, 28; Line 17-27, 28-29	5

Continuación. Tabla 3. Plan de Restauración.			
40	a3	G9; Bus 38	0,003
	a4	G9	35
	a7	Bus 5, 6, 8, 9, 13, 14, 15, 16, 19, 21, 24; Line 5-6, 8-9, 13-14, 15-16, 16-24, 16-19, 16-21	5
45	a7	Bus 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 31, 33; Line 6-11, 7-8, 10-13, 21-22, 23-24; Transformer 6-31, 12-13, 19-20, 19-33	5
	a8	Bus 5, 8, 14, 15; Line 5-8, 14-15	5
50	a7	Bus 10, 20, 22, 23, 32, 34, 35, 36; Transformer 10-32, 20-34, 22-35, 23-36	5
	a3	G2; Bus31	0,003
	a4	G2	35
55	a8	Bus 6, 7, 10, 11, 12, 22, 23; Line 6-7, 10-11, 22-23; Transformer 12-11	5
	a3	G1, G3, G5, G6, G7; Bus 32, 34, 35, 36, 39	0,003
66	a4	G1, G3, G5, G6, G7	35
66	a6	G8	143,947
70	a3	G4; Bus 33	0,003
	a4	G4	35
76	a6	G9	156,25
86	a6	G2	158,537
91	a6	G6	157,008
	a6	G5	159,835
	a6	G7	154,286
	a6	G3	160,692
	a6	G1	159,922
105	a6	G4	153,939

Sobre la topología del sistema *IEEE39-Bus* de la figura 4, se ilustra con colores las rutas de transmisión que se forman con la simulación de las acciones del plan de restauración calculado en la tabla 3.

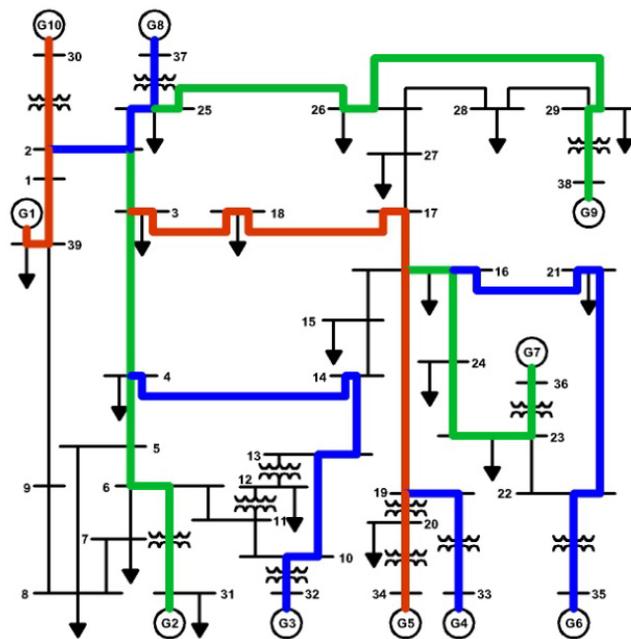


Fig. 4. Topología del sistema *IEEE 39-Bus* con las rutas de transmisión encontradas.

La figura 5, muestra la curva de capacidad de generación total que se obtiene como resultado de la simulación de las acciones sobre las unidades de generación, logrando una energía total disponible para el período de restauración de 10896,571 MWh.

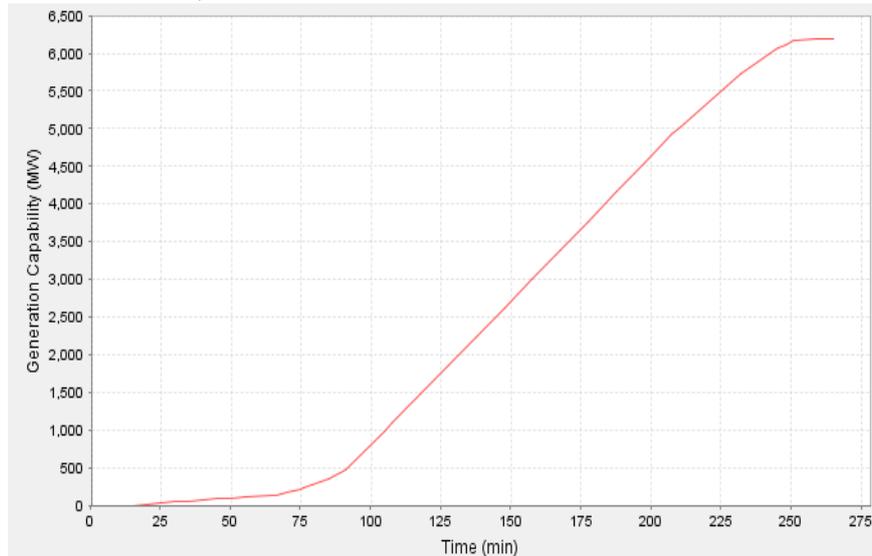


Fig. 5. Curva de capacidad total de generación.

La tabla 4, compara los resultados encontrados en la presente investigación con los resultados reportados en varios trabajos similares.

Tabla 4. Resultados de las pruebas hechas sobre el sistema <i>IEEE39 – Bus</i> .		
Planificación Automatizada	<i>MILP-CB</i> [7] ¹	<i>MILP</i> [8] ²
Tiempo Restauración (min)	Tiempo Restauración (min)	Tiempo Restauración (min)
259.94	300.00	280.00

¹ Utiliza la programación lineal entera mixta (*MILP* – por sus siglas en inglés) para la *SAG* y una matriz de correlación para la búsqueda de rutas de transmisión.

² Utiliza *MILP* tanto en la *SAG* como en la búsqueda de rutas de transmisión.

DISCUSIÓN

Los resultados de las pruebas sobre el sistema *IEEE39-Bus* demuestran la eficiencia del algoritmo y la calidad de las soluciones encontradas, obteniendo un tiempo total de restauración menor a los reportados en trabajos de investigación similares. Esta disminución del tiempo total de la restauración de los *SEPs* reduciría los impactos que producen los apagones de gran extensión sobre la economía y la sociedad. En los modelos *MILP* para la *SAG* reportados en [7 y 8], se asume que las unidades pueden incrementar rápidamente su potencia incluso sin estar conectadas a la red. Sin embargo, en la práctica solo las unidades que están conectadas pueden entregar potencia al *SEP* para la energización de las cargas en la red.

En las formulaciones de optimización paso a paso de [7-8], se divide al horizonte tiempo en intervalos de ancho fijo. Aunque esta técnica es muy útil para facilitar la actualización de algunas funciones numéricas lineales continuas, el algoritmo puede pasar por alto ciertos cambios que se producen entre los intervalos aumentando el tiempo de restauración del *SEP*. Una solución a este problema podría ser dividiendo en un mayor número de intervalos a este horizonte de tiempo para mejorar la precisión en la actualización de las funciones numéricas. Sin embargo, esto consumirá una considerable cantidad de memoria computacional adicional y más tiempo de cálculo. En la presente investigación se utiliza el enfoque flexible del planificador *POPF*[13] para el manejo de las duraciones de las acciones, donde se actualiza el valor de las variables solamente en los puntos de tiempo donde realmente ocurren cambios en el estado del *SEP*. Esto es muy útil para encontrar mejores soluciones de forma eficiente. *POPF* utiliza un solucionador *MIP* para la optimización de las variables numéricas involucradas en los efectos numéricos de algunas acciones productoras de recursos numéricos y para la verificación de las restricciones numéricas (lineales) de las acciones consumidoras de los recursos numéricos producidos. De esta forma el solucionador *MIP* se concentra solamente en la optimización numérica mientras que la heurística del planificador se concentra

exclusivamente en el asunto combinatorio del ordenamiento de las acciones de restauración propuestas por el *MIP*.

En la presente investigación la duración de las acciones adopta un valor individual en su ordenamiento, permitiendo una discretización del tiempo a intervalos de tiempo flexibles. Bajo este enfoque flexible del tiempo, el solucionador de problemas *MIP* no se encuentra afectado por los componentes cuadráticos que se producen con las variables binarias (existentes en las formulaciones *MILP*) para representar el cambio del estado de los distintos elementos en cada intervalo de tiempo. El lenguaje de descripción de dominios de planificación *PDDL* utilizado para representar las formulaciones expuestas en el presente artículo se limita exclusivamente a comportamientos numéricos lineales. Consecuentemente, algunas restricciones numéricas no-lineales del problema de restauración de *SEPs* no pueden ser modeladas en *PDDL* y tampoco existe en la actualidad un algoritmo de *PA* que pueda tratarlas, en especial los asuntos del voltaje en barras que requiere de un análisis numérico complejo del flujo de potencia en la red. Existen trabajos [7], [14] donde se verifican estas restricciones no-lineales con el uso de un software externo, sin embargo no es aconsejable incorporar más restricciones complejas a los problemas primarios de planificación ya que esto no solo ralentiza la velocidad de cálculo sino que además compromete la optimalidad global de las soluciones obtenidas.

Un enfoque alternativo a la solución de los problemas de planificación con restricciones complejas no-lineales sería reducir la complejidad matemática de estas restricciones a fin de obtener un modelo más tratable por los algoritmos de planificación. Esta técnica debe ser efectiva cuando el problema a resolver es obtenido por la adopción de los “problemas primarios” de planificación bien resueltos y la verificación del cumplimiento de tales restricciones podría ser realizada en un proceso externo adicional fuera de línea. Por lo tanto, es necesario establecer otros mecanismos alternativos para la validación fuera de línea de las restricciones numéricas no-lineales sobre una solución calculada. Además, es necesario involucrar el proceso de conexión de las cargas en cada paso sobre el plan calculado, para mantener el balance de potencia activa de acuerdo a la capacidad de generación disponible en cada momento. Por otro lado, en caso de existir violaciones en las restricciones, se necesita crear mecanismos de corrección haciendo uso de los dispositivos de control disponibles en el *SEP*.

CONCLUSIONES

En el presente artículo se propone un nuevo método basado en las técnicas de *PA* para el establecimiento de las rutas en el sistema de transmisión durante la restauración de sistemas eléctricos de potencia. Las formulaciones presentadas fueron codificadas como acciones en el lenguaje *PDDL* logrando una coordinación simultánea de la secuencia de energización de líneas y transformadores con la secuencia de arranque de los generadores, disminuyendo notablemente los tiempos de restauración del *SEP*.

Los resultados de las pruebas sobre el sistema *IEEE39-Bus* demuestran la calidad de las soluciones al reducir significativamente la duración de la restauración para minimizar los impactos de los apagones sobre la economía y la sociedad. El nivel de compactación de las formulaciones *PDDL* y la capacidad de tratamiento del tiempo continuo del algoritmo de planificación utilizado permite un acceso dinámico, flexible y preciso a los cambios de la potencia en cada instante. Esto influye directamente en la eficiencia del algoritmo y la calidad de las soluciones.

REFERENCIAS

- [1]. FUKUNAGA, Shinnosuke; NAGATA, Takeshi. “A decentralized power system restoration by means of multi-agent approach”. *Energy Procedia*, 2012, vol. 14, p. 711-716, ISSN 1876-6102, doi: 10.1016/j.egypro.2011.12.1000.
- [2]. HOU, Yunhe; *et al.*, “Computation of milestones for decision support during system restoration”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, vol. 26, no 3, p. 1399-1409. ISSN 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2089540.
- [3]. HOU, Jia; *et al.* “Permutation-based power system restoration in smart grid considering load prioritization”. *Electric Power Components and Systems*, 2014, vol. 42, no 3-4, p. 361-371, ISSN 1532-5016, DOI: 10.1080/15325008.2013.862326.
- [4]. LIU, Yan; GU, Xueping. “An evolved skeleton-network reconfiguration strategy based on topological characteristic of complex networks for power system restoration”. En: *IEEE, 2011 44th Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS)*, 2011. p. 1-9. ISSN: 1530-1605, doi: 10.1109/HICSS.2011.53

- [5]. EL-WERFELLI, Mahmud; *et al.*, "Backbone-network reconfiguration for power system restoration using genetic algorithm and expert system". En: *IEEE International Conference on Sustainable Power Generation and Supply SUPERGEN'09*, 2009. p. 1-6, ISBN 978-1-4244-4934-7, doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5347909.
- [6]. WANG, Chong; *et al.*, "PTDF-based automatic restoration path selection". *IEEE Transactions on Power Systems*, 2010, vol. 25, no. 3, p. 1686-1695. ISSN 0885-8950, doi:10.1109/TPWRS.2009.2037820.
- [7]. SUN, Wei; *et al.*, "Optimal generator start-up strategy for bulk power system restoration". *IEEE Transactions on Power Systems*, 2011, vol. 26, no. 3, p. 1357-1366, ISSN 0885-8950. doi:10.1109/TPWRS.2010.2089646.
- [8]. SUN, Wei; LIU, Chen-Ching, "Optimal transmission path search in power system restoration". En: *Bulk Power System Dynamics and Control-IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid (IREP)*, *IEEE 2013 IREP Symposium*, 2013. p. 1-5. E-ISBN: 978-1-4799-0199-9, doi:10.1109/IREP.2013.6629393
- [9]. COLES, Amanda, *et al.*, "A hybrid LP-RPG heuristic for modelling numeric resource flows in planning". *Journal of Artificial Intelligence Research (JAIR)*, 2013, vol. 46, p. 343-412. ISSN 1076-9757, doi: 10.1613/jair.3788.
- [10]. FOX, Maria; LONG, Derek. "Modelling mixed discrete-continuous domains for planning". *Journal of Artificial Intelligence Research (JAIR)*, 2006, vol. 27, p. 235-297, ISSN 1076-9757.
- [11]. FOX, Maria; LONG, Derek. "PDDL2.1: An extension to PDDL for expressing temporal planning domains". *Journal of Artificial Intelligence Research (JAIR)*, 2003, vol. 20, p. 61-124. ISSN 1076-9757.
- [12]. EDELKAMP, Stefan; HOFFMANN, Jörg., "PDDL2. 2: The language for the classical part of the 4th international planning competition". Reporte Técnico Nro. 195. En: *4th International Planning Competition (IPC'04)*, *ICAPS'04*, 2004. Disponible en: <http://www.plg.inf.uc3m.es/ipc2011-deterministic/attachments/Resources/edelkamp-hoffmann-tr-2004.pdf>.
- [13]. COLES, Amanda: *et al.* "Forward-chaining partial-order planning". En: *Proceedings of the Twentieth International Conference on Automated Planning and Scheduling (ICAPS 2010)*. AAAI Publications. 2010, p. 42-49. ISBN 978-1-57735-450-5.
- [14]. PIACENTINI, Chiara; *et al.*, "Combining a temporal planner with an external solver for the power balancing problem in an electricity network". En: *Twenty-Third International Conference on Automated Planning and Scheduling*. AAAI Publications. 2013, p. 398-406. ISBN 978-1-57735-609-7.

AUTORES

Leonel Francisco Aleaga Loaiza

Ingeniero Electromecánico, Máster en Telemática. Profesor. Universidad Nacional de Loja, Ecuador.
e-mail: faleaga@ieee.org

Zaid García Sánchez

Ingeniero Eléctrico, Máster en Ingeniería Eléctrica, Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular. Universidad Central de las Villas, Cuba.
e-mail: zaid@uclv.edu.cu

Carlos Morell Pérez

Licenciado en Ciencias de la Computación, Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor. Universidad Central de las Villas, Cuba.
e-mail: cmorellp@uclv.edu.cu

Omar Arturo García Zamora

Ingeniero Informático. Profesor. Universidad Central de las Villas, Cuba.
e-mail: arturo@uclv.cu

Eniel Rodríguez Machado

Ingeniero Informático. Profesor. Universidad Central de las Villas, Cuba.
e-mail: enielfrm@uclv.cu