

SDDP-CORAL – Análisis de Confiabilidad Compuesta y Evaluación de Adecuación de Recursos

Manual de Metodología

PSR

Contenido

1	Introducción.....	1
2	Conceptos básicos y definiciones	4
2.1	Componentes del modelo de Markov de dos estados.....	4
2.2	Escenario de contingencia de generación.....	4
2.3	Escenario de contingencia del circuito	7
3	Métodos de solución.....	11
3.1	Monte Carlo No Secuencial.....	11
3.2	Monte Carlo Pseudo-Secuencial.....	13
3.3	Monte Carlo Pseudo-Intervalo.....	18

1 INTRODUCCIÓN

El SDDP-CORAL es el modelo de confiabilidad y adecuación de recursos de PSR que está disponible dentro del SDDP sin costo adicional para los usuarios licenciados del SDDP. El CORAL evalúa la confiabilidad compuesta de suministro (generación-transmisión) de sistemas de gran escala, teniendo en cuenta:

- Varios elementos de los sistemas de potencia, tales como: térmicas, hidroeléctricas, renovables no convencionales (como eólica, solar, biomasa, etc.) líneas de transmisión, dispositivos de almacenamiento entre otros;
- Fallas en la generación y en la transmisión;
- Incertidumbre hidrológica;
- El efecto de la incertidumbre hidrológica en los niveles de almacenamiento de los embalses y, por lo tanto, en la capacidad de producción hidroeléctrica;
- Incertidumbre en la producción de generación renovable como eólica, solar, biomasa y PCHs;
- Variación de carga;
- Metodología de vanguardia:
 - Implementación eficiente de los principales algoritmos de evaluación de la confiabilidad;
 - Nuevo algoritmo de simulación que permite una representación más realista de pequeños dispositivos de almacenamiento, como baterías y plantas de energía solar concentrada (también conocidas como termossolares o CSPs);

CORAL presenta tres niveles jerárquicos diferentes:

- **Sistema de generación:** evalúa la existencia de generadores suficientes dentro del sistema para atender la demanda teniendo en cuenta las fallas en la generación;
- **Sistema de transmisión:** evalúa la integridad del sistema de transmisión y su capacidad para transportar la energía necesaria desde la generación hasta la carga, teniendo en cuenta las fallas de transmisión;
- **Sistema compuesto:** evalúa la confiabilidad del sistema de potencia teniendo en cuenta tanto las fallas de generación como las de transmisión.

Vale la pena mencionar que CORAL realiza **una evaluación de adecuación** del sistema que está relacionada con la existencia de instalaciones suficientes dentro del sistema para satisfacer la demanda sin considerar aspectos relacionados con la **evaluación de la seguridad del sistema**, es decir, la capacidad del sistema para responder a las perturbaciones, incluidas las perturbaciones menores y mayores que resultan en inestabilidad dinámica, transitoria o de voltaje de los sistemas de energía.

Además, en cuanto al enfoque de solución, CORAL realiza métodos de simulación basados en Monte Carlo, en los que se utilizan mecanismos de muestreo estadístico aleatorio en la selección de contingencias, considerando, adicionalmente, procesos estocásticos que describen las

incertidumbres asociadas a la demanda, estado hidrológico, fuentes renovables, etc. La siguiente figura ilustra de forma didáctica los objetivos de este tipo de estudios:

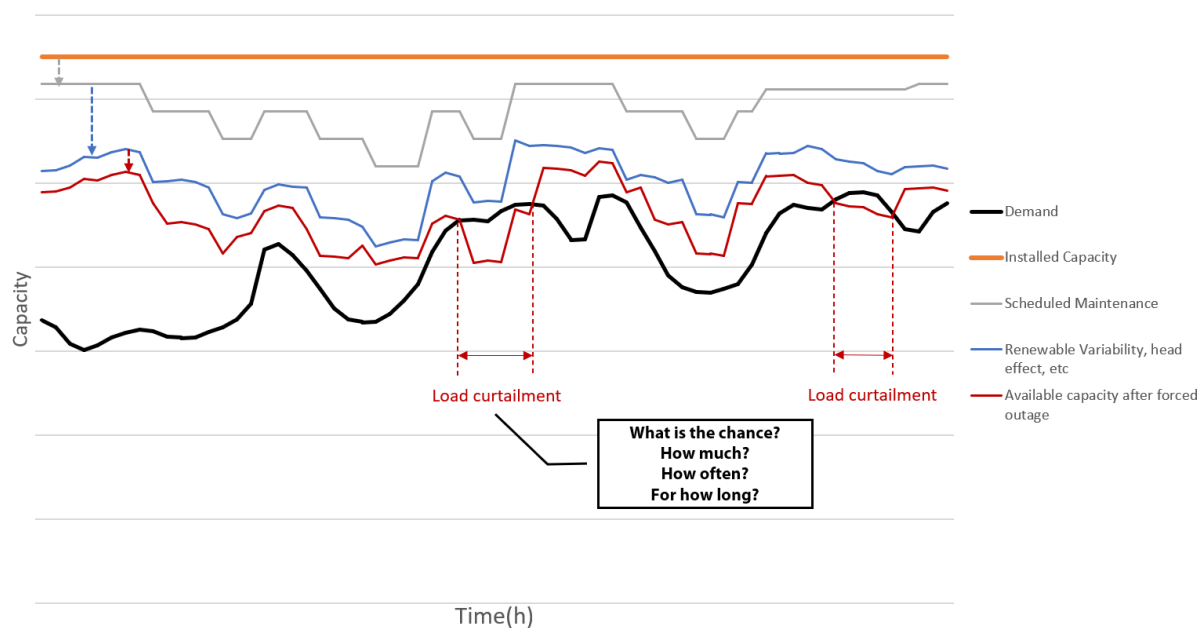


Figura 1. 1 – Ejemplificación de un estudio de evaluación de la adecuación del sistema

Básicamente, CORAL presenta tres métodos de solución diferentes:

- **Monte Carlo No Secuencial:** en esta estrategia de solución, se aplica un enfoque de muestreo de estado, en cuyo caso el espacio de estado se muestrea aleatoriamente sin referencia a la cronología de operación del sistema;
- **Monte Carlo Pseudo-Secuencial:** en esta estrategia de solución, el método no secuencial se utiliza para muestrear los espacios de estado y después de eso, se agrega una fase cronológica para investigar las subsecuencias de los estados de pérdida de carga. En otras palabras, la estrategia no secuencial se usa para identificar estados de falla. Luego, para cada escenario de contingencia (o escenario de confiabilidad que se definirá en detalle en la siguiente sección), si se identifica un estado de falla, se realiza la fase cronológica. De lo contrario, el modelo pasa al siguiente escenario de contingencia. Este enfoque permite el cálculo de los índices de confiabilidad de frecuencia y duración.
- **Monte Carlo Pseudo-Intervalo:** en esta estrategia de solución, primero, se aplica el enfoque Pseudo-Secuencial para identificar la región alrededor de las fallas y después de eso, se agrega una nueva fase para reoptimizar los pequeños dispositivos de almacenamiento (como por ejemplo las baterías) dentro del período para identificar si el sistema tendría condiciones para prevenir la falla.

Los tres métodos de solución se explicarán en detalle a lo largo de este documento, sin embargo, el diagrama a continuación pretende brindar una descripción general e inicial del SDDP-CORAL:

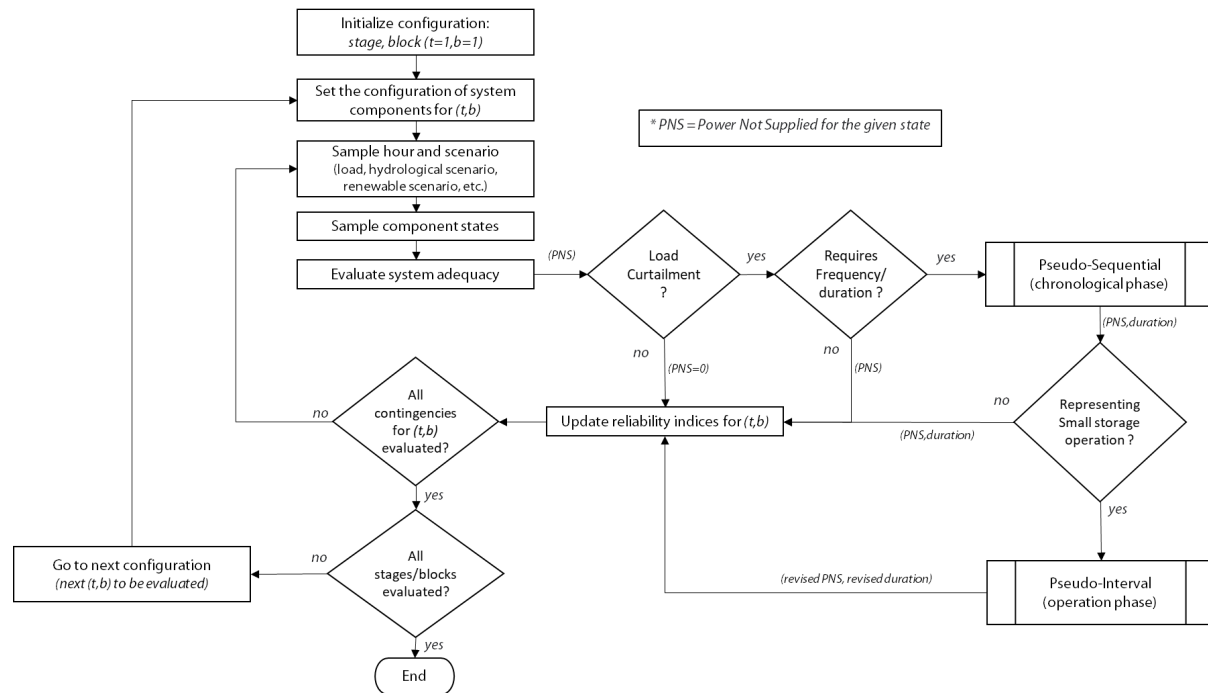


Figura 1. 2 – Visión general del SDDP-CORAL

2 CONCEPTOS BÁSICOS Y DEFINICIONES

2.1 Componentes del modelo de Markov de dos estados

El modelo de Markov de dos estados se aplica en gran medida en simulaciones estocásticas debido a los hechos de que (i) muchos componentes del sistema de potencia (unidades de generación, líneas de transmisión, transformadores, etc.) pueden representarse como una variable binaria aleatoria (1 = operativo, 0 = fallado) y (ii) la suposición de que los estados operativos de estos componentes siguen una distribución exponencial (propiedades "sin memoria").

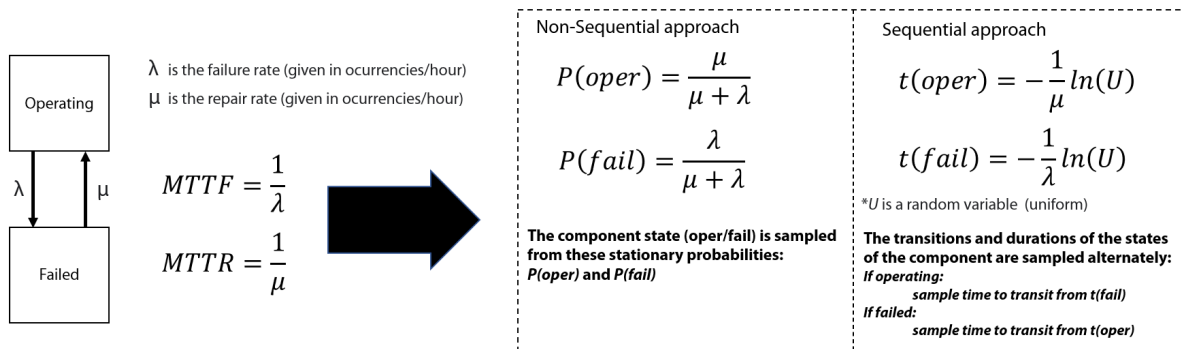


Figura 2. 1 – Componentes del modelo de Markov de dos estados¹

2.2 Escenario de contingencia de generación

Un escenario de contingencia de generación corresponde a la disponibilidad de energía de cada planta de generación dadas las interrupciones de varias unidades generadoras en función de la tasa de interrupción forzada, que es un dato de entrada para el modelo CORAL.

Si se aplicara el modelo de Markov de dos estados en la tarea, el procedimiento para evaluar la capacidad de producción de una planta (considerando interrupciones en las unidades generadoras) consistiría en muestrear un número aleatorio entre 0 y 1 de una distribución uniforme y compararlo con la tasa de interrupción dada por el usuario. Si el número es menor que la tasa, entonces la unidad generadora no está disponible en el escenario. Por otro lado, si el número es mayor que la tasa, entonces la unidad está disponible para operar. La potencia disponible de cada planta se obtiene multiplicando el número de unidades disponibles por la capacidad de cada una de ellas.

Sea η_i el número de unidades generadoras, sea τ_i la tasa de interrupción de la planta i y sea λ el número de unidades operativas. Luego, para obtener la capacidad de la planta i , realizaríamos los siguientes pasos:

Inicializar el número de unidades operativas, $k = 0$

Para cada unidad $n = 1, \dots, \eta_i$

Sortear un número δ de una distribución uniforme (0,1)

¹ MTTF: tiempo medio hasta la falla (*mean time to failure* – en inglés); MTTR: tiempo medio de reparación (*mean time to repair* – en inglés).

Si $\delta > \tau_i$, aumente el número de unidades operativas: $k = k + 1$

La capacidad del generador viene dada por $\bar{g}^l = \bar{g} \times \frac{k}{\eta_i}$

Como se puede ver, el modelo de Markov de dos estados podría aplicarse inmediatamente para representar cada unidad generadora. Sin embargo, este enfoque es ineficiente cuando hay muchas unidades por planta. Un enfoque más eficiente es muestrear la capacidad total disponible de las plantas a partir de una **distribución binominal**:

$$f(k; n; p) = \binom{n}{k} p^k (1 - p)^{n-k} \quad (1)$$

Dónde:

- k es el número de unidades disponibles
- n es el número total de unidades
- p es la probabilidad estacionaria $p(\text{falla})$ de una unidad

La mejora del rendimiento se debe al hecho de que (para cada planta) la función de distribución se puede utilizar para construir $f(k; n; p)$ **una distribución acumulativa discreta**, dada por la tabla: $[P(0; n; p) \ P(1; n; p) \ P(2; n; p) \ \dots \ P(n-1; n; p) \ P(n; n; p)]$, antes del proceso de simulación.

Durante el proceso de simulación, el número de unidades disponibles se muestrea de la tabla precalculada:

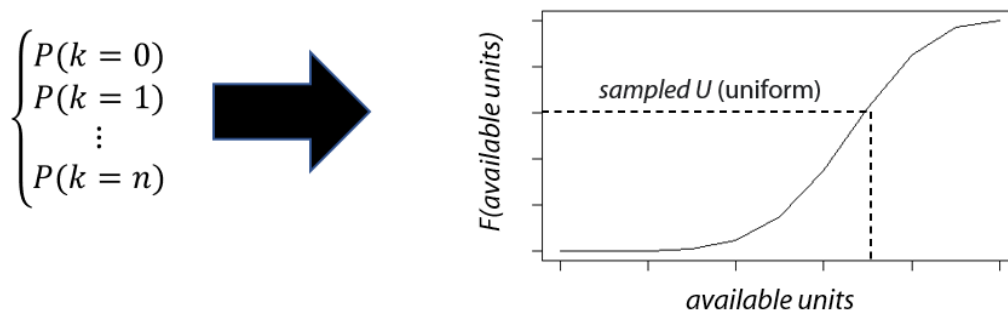


Figura 2. 2 – El proceso de muestreo del número de unidades disponibles

En resumen, para los escenarios de contingencia de generación, CORAL utiliza **una distribución acumulativa discreta** para cada planta, como se explicó anteriormente.

2.2.1 Considerando el efecto de la variación de la energía hidroeléctrica con respecto a la cota neta de un embalse en el cálculo de las estadísticas de confiabilidad

Para utilizar esta función, el usuario debe activar la opción “Usar límite de capacidad hidroeléctrica del SDDP” disponible en la pantalla “Análisis de confiabilidad > Opciones de confiabilidad”. Para obtener más detalles, consulte el Manual del usuario de CORAL. Esta opción permite la integración con los resultados de un SDDP anterior ejecutado mediante el uso de la siguiente salida: “Potencia hidro (sin fallas)”. Se puede utilizar para representar la variabilidad en la capacidad debido a la variación del coeficiente de producción según el volumen almacenado en el reservorio. Si la ejecución del SDDP fue estocástica, las capacidades hidroeléctricas variarán según el escenario.

En otras palabras, dependiendo del escenario hidrológico, la potencia disponible de las centrales hidroeléctricas puede verse afectada por decisiones operativas. Para las centrales hidroeléctricas con embalses, la potencia depende de la cabeza neta, diferencia entre la elevación del agua de cola y la de la bahía. Como consecuencia, para considerar el efecto de la variación de la energía hidroeléctrica con respecto a la cabeza neta de un embalse en el cálculo de las estadísticas de confiabilidad, se requiere ejecutar previamente una simulación estocástica de la operación del sistema utilizando el modelo SDDP para obtener los escenarios de volumen almacenado en cada reservorio de cada central hidroeléctrica en cada etapa.

Obtenemos la potencia disponible de las centrales hidroeléctricas con embalse utilizando el coeficiente de producción, que varía en función de la cabeza neta del embalse:

$$\bar{g}_i^h = \text{Min}\{\bar{g}_i, \bar{q}_i \times \rho(V_i)\} \quad (2)$$

Donde $\bar{g}_i$ es la capacidad instalada, $\bar{q}_i$ es la salida caudal máximo turbinable y $\rho(V_i)$ es el coeficiente de producción (que depende del volumen almacenado V_i) de la central hidroeléctrica i .

Con respecto a las centrales de pasada, primero es importante recordar que cada una tiene un factor de modulación. Una planta de pasada con factor de modulación igual a cero tiene regulación libre, es decir, toda el agua que llega a cada bloque de carga se puede utilizar en cualquier otro bloque de carga. Este factor es continuo de 0 a 1 (puede ser 0.2, 0.3, 0.87, etc.) y 1 significa que la planta no tiene ninguna capacidad de regulación dentro de la etapa, es decir, el agua que llega en el bloque de carga 1 debe ser turbinada o vertida en el propio bloque de carga 1, no siendo posible transferir esta cantidad de agua a ningún otro bloque. Como consecuencia, las capacidades de las plantas de pasada escritas en la salida SDDP "Potencia hidro (sin fallas)" serán las siguientes:

- **Para centrales con factor de modulación = 0:**
 - Se utiliza la misma ecuación aplicada a las centrales hidroeléctricas con embalse:
 - $\bar{g}_i^h = \text{Min}\{\bar{g}_i, \bar{q}_i \times \rho(V_i)\};$
- **Para centrales con factor de modulación > 0:**
 - Para cada bloque de carga b , calculamos la capacidad asociada al agua que no se puede transferir a otro bloque:
 - $\bar{g}_1 = \text{factor de modulación} \times g_b;$
 - Luego, calculamos la generación "libre" de los otros bloques de carga que se pueden transferir al bloque b actual de la siguiente manera:
 - $\bar{g}_2 = (1 - \text{factor de modulación}) \times \bar{g}_i;$
 - Finalmente:
 - $\bar{g}_i^h = \text{Min}\{(\bar{g}_1 + \bar{g}_2), \bar{g}_i\};$

Finalmente, vale la pena mencionar que, al usar esta opción, en cada escenario de confiabilidad, se muestrearán un escenario forward del SDDP.

2.3 Escenario de contingencia del circuito

Mientras se evalúan los escenarios de contingencia de circuitos, se muestrearán las contingencias de circuitos (líneas de transmisión, transformadores, etc.).

Sea η_i el número de circuitos que forman parte de la lista de contingencia, sea τ_i la probabilidad de interrupción del circuito i , sea λ el número de circuitos en contingencia y NC el número total de circuitos del sistema de transmisión.

Entonces, realizaríamos los siguientes pasos:

Inicializar el número de circuitos en contingencia, $c = 0$

Para cada circuito que forma parte de la lista de contingencia $n = 1, \dots, \eta_i$

Sortear un número δ de una distribución uniforme (0,1)

Si $\delta < \tau_i$, aumentar el número de circuitos en contingencia: $c = c + 1$

Y por supuesto, para aplicar contingencia en este circuito, se necesitan todos sus datos (barra de, barra para, ubicación, parámetros eléctricos, etc.).

Después de conocer el estado de todos los circuitos, se evalúa la adecuación del sistema utilizando un modelo de flujo de potencia óptimo de corriente continua (FPO CC o FPO linealizado). CORAL adopta el flujo de potencia activo linealizado en lugar del flujo de potencia no lineal debido a las siguientes razones:

- El modelo lineal proporciona una buena aproximación para los flujos de potencia en redes de alta tensión malladas. No tiene problemas de convergencia, que son comunes en los cálculos de flujo de potencia no lineales (especialmente cuando la red no está reforzada);
- Es más fácil de aplicar cuando se trata de contingencias de circuito y aislamiento de barras.

2.3.1 Formulación del flujo de potencia linealizado

El modelo de flujo de potencia linealizado de un sistema de corriente alternada (CA) se expresa mediante las leyes de Kirchhoff que se presentan a continuación.

2.3.1.1 La primera ley de Kirchhoff

Esta ley representa el balance de potencia activo en cada barra CA (para simplicidad notacional, suponemos que cada barra tiene generación y carga):

$$\sum_{k \in \Omega_i} f_k + g_i = d_i, \forall i = 1, \dots, I \quad (3)$$

Donde:

i indexa las barras CA

k indexa los circuitos (K es el número de circuitos)

Ω_i es el conjunto de circuitos conectados directamente en la barra i

g_i es la generación de la barra CA i (MW)

d_i es la carga de la barra CA i (MW)

f_k es el flujo de potencia activo en el circuito k (MW)

I es el número de barras CA

La última ecuación se puede representar en forma de matriz como:

$$S f + g = d \quad (4)$$

Donde:

S es la matriz de incidencia de dimensión $I \times K$, cuya k -ésima columna tiene ceros en todas las filas excepto en las de los terminales de barra del k -ésimo circuito, i_k y j_k .

f es el vector de dimensión K de los flujos de circuitos (MW)

g es el vector de dimensión I de las generaciones de la barra CA (MW)

d es el vector de dimensión I de las cargas de la barra CA (MW)

2.3.1.2 La segunda ley de Kirchhoff

Para cada circuito de CA esta ley se expresa por:

$$f_k = \gamma_k (\theta(i_k) - \theta(j_k)) \quad (5)$$

Donde:

γ_k es la susceptancia del circuito (inversa de la reactancia)

$\theta(i_k)$ es el ángulo de voltaje de la barra terminal del circuito i_k (rad)

$\theta(j_k)$ es el ángulo de voltaje de la barra terminal del circuito j_k (rad)

La última ecuación se puede representar en forma de matriz como:

$$f = |\gamma| S' \theta \quad (6)$$

Donde:

$|\gamma|$ es la matriz diagonal $K \times K$ de las susceptancias de circuito

S' es la matriz de transposición de s (dimensión $K \times I$)

θ es el vector de dimensión I de los ángulos de voltaje de la barra CA (en radianes)

2.3.1.3 Red CC

En caso de que haya enlaces CC en la red, el flujo de potencia linealizado también representa ecuaciones de equilibrio para las barras CC. Una barra CC no tiene generación ni carga, por lo que su ecuación de equilibrio se expresa como:

$$S_D f_D + S_I^{DC} f_I = 0 \quad (7)$$

Donde f_D denota el vector de variables de flujo en los enlaces CC y S_D denota la matriz de incidencia del sistema de CC; f_I es el vector de variables de flujo en los convertidores CA/CC y S_I^{DC} es la parte CC de la matriz de incidencia CA-CC, es decir, contiene +1/-1 para barras CC dependiendo de si el convertidor CA/CC se define como un inversor o un rectificador. Tenga en cuenta que el flujo en un enlace de CC o convertidor de CA/CC no está sujeto a la segunda ley de Kirchhoff. Las variables de flujo para los enlaces de CC y el convertidor de CA/CC tienen límites inferiores y superiores cuyos valores pueden variar para cada bloque de carga.

Dado que la carga total coincide con la generación total para cada escenario de despacho, los límites de flujo inferior y superior para los componentes del sistema de CC no deben bloquear los flujos de convertidor de CA/CC dados; si esto sucede, se eliminará la carga, así como el reenvío de la generación necesaria para restablecer el equilibrio.

2.3.1.4 Resolución de las ecuaciones linealizadas de flujo de potencia para la red CA

Dado el vector de generación g y el vector de carga d para un escenario de despacho, los flujos de potencia correspondientes se calculan de la siguiente manera. Supongamos inicialmente que no hay enlaces CC. Sustituyendo f como se define en (6) en la ecuación (4), tiene como resultado:

$$B \theta + g = d \quad (8)$$

donde $B = S |Y| S'$ es una $I \times I$ matriz conocida como la matriz de susceptancia². A continuación, se resuelve el sistema lineal y se obtiene el vector de ángulo de voltaje θ^3 de la barra:

$$\theta = B^{-1}(d - g) \quad (9)$$

Finalmente, se aplica la solución θ a la ecuación (6) y se obtiene el vector de flujo de potencia f .

2.3.1.5 Resolución de las ecuaciones linealizadas de flujo de potencia para la red CC

Si la red tiene enlaces de CC, los flujos de potencia se obtienen resolviendo primero las ecuaciones de la red CA, agregando a las ecuaciones de balance de las barras CA las variables de flujo en los convertidores CA/CC asociadas al escenario de despacho:

$$B \theta - S_I^{AC} f_I + g = d \quad (10)$$

donde S_I^{AC} es la parte CA de la matriz de incidencia del convertidor CA-CC, es decir, contiene -1/+1 para las barras CA dependiendo de si el convertidor CA/CC se define como un inversor o un rectificador.

Suponiendo que f_I se conoce (punto de operación de los convertidores CA/CC), el vector de ángulo de voltaje θ puede evaluarse mediante la solución del siguiente sistema lineal:

² Tenga en cuenta que después de muestrear las interrupciones de los circuitos, CORAL calculará la matriz de susceptancia en función de los estados de todos los circuitos de la red.

³ Como la matriz B tiene clasificación $I - 1$, calcular su matriz inversa B^{-1} requiere eliminar una barra de la matriz B – por ejemplo, el número de barras ι (esto equivale a eliminar la línea y la columna asociadas a la barra ι). La solución se escribe como $\tilde{\theta} = \tilde{B}^{-1}(\tilde{d} - \tilde{g})$, donde $\sim$ representa matrices y vectores sin la barra ι , conocida como la barra de referencia. El ángulo de voltaje de la barra ι , θ_ι , se toma como cero. Para simplificar la notación, una fila cero y una columna cero se incluyen en la matriz $\tilde{B}^{-1}$, correspondiente a la matriz B^{-1} .

$$\theta = B^{-1}(d - g + S_I^{AC} f_I) \quad (11)$$

Resuelto el sistema lineal, el flujo de potencia CA f se puede determinar mediante la ecuación (6) y el flujo de potencia CC f_D resolviendo el sistema lineal (7).

Por otro lado, si se desconoce los puntos de operación de los convertidores CA/CC, el flujo de potencia en ambos sistemas se evalúa resolviendo un programa LP que considera las ecuaciones (6), (7) y el vector f_I como una variable libre, como se muestra a continuación.

2.3.1.6 Formulación final del FPO CC utilizada por el SDDP-CORAL

Ahora, teniendo en cuenta las subsecciones antes mencionadas, se presentará la formulación final del FPO CC utilizada por el SDDP-CORAL contemplando las ecuaciones de flujo de potencia linealizadas para los sistemas de CA y CC simultáneamente.

Cuando los puntos de operación de los convertidores CA/CC son desconocidos, los flujos de potencia se calculan mediante la solución del modelo FPO CC que se presenta a continuación. Es posible observar que en cada escenario de confiabilidad, el modelo FPO CC es resuelto para obtener los resultados de confiabilidad, tomando en cuenta el estado del sistema (configuración de etapa/bloque, capacidades del generador muestreadas, estados de circuito muestreados, escenario de demanda, escenario de generación renovable, etc.):

$$z = \text{Min} \sum_{i=1}^I r_i \quad (12)$$

Sujeto a:

$$S_D f_D + S_I^{DC} f_I = 0 \quad (13)$$

$$B\theta - S_I^{AC} f_I + g + r = d \quad (14)$$

$$\underline{f_I} \leq f_I \leq \bar{f_I} \quad (15)$$

$$r \leq d \quad (16)$$

Dónde:

z es el corte de carga total (MW)

r es el vector de variables que representa el corte de carga en las barras (MW)

$\underline{f_I}, \bar{f_I}$ son los límites operativos de los convertidores de CA/CC

Como se puede ver, dado que la función objetivo es minimizar el corte de carga, después de resolver el problema de optimización antes mencionado, el z^* , que es el resultado óptimo de la función objetivo, puede interpretarse como la potencia esperada no suministrada (en inglés es la *Expected Power Not Supplied* – EPNS) para ese escenario de confiabilidad dado.

3 MÉTODOS DE SOLUCIÓN

3.1 Monte Carlo No Secuencial

En primer lugar, como se explica en el manual de usuario del CORAL, sea NC_{stage} el número de contingencias por etapa, B el número de bloques de carga seleccionados y NC_b el número de contingencias por bloque. Entonces:

$$NC_b = \frac{NC_{stage}}{B} \quad (17)$$

En esta estrategia de solución, para cada escenario de contingencia NC_b , se aplica un enfoque de muestreo de estado en el que el espacio de estado se muestrea aleatoriamente sin referencia a la cronología de operación del sistema. El método de solución Monte Carlo No Secuencial se explica a través del script que se presenta a continuación:

```

|| Enumerar las etapas del horizonte de estudio del CORAL
Para cada etapa  $t = 1, \dots, T$  do
    \\ Para cada bloque de carga seleccionado
    Para cada bloque de carga  $b = 1, \dots, B$ :
        || Para cada escenario de contingencia (o escenario de confiabilidad)
        Para cada estado de escenario de contingencia  $n = 1, \dots, NC_b$ :
            Paso 1:
                Si el estudio de confiabilidad tiene resolución horaria, muestree una hora.
                Caso contrario, vaya directamente para el Paso 2.
            Paso 2:
                Tomar una muestra de escenario forward del SDDP:
                    - Siempre necesario para escenarios de renovable y demanda (si existen);
                    - Siempre necesario para centrales hidroeléctricas cuando la opción "Usar
                    límite de capacidad hidroeléctrica del SDDP" está seleccionada;
                    - Necesario para baterías cuando una de las siguientes opciones está
                    seleccionada: "Limitar por el almacenamiento (además de la capacidad)" o "Usar inyecciones fijas
                    calculadas por el SDDP".
            Paso 3:
                Tomar una muestra de estados de componentes.
            Paso 4:
                Evaluar la adecuación del sistema.
            Paso 5:
                Actualizar índices de confiabilidad.

```

3.1.1 Diagrama de flujo para resumir este método de solución

El script citado se resume en el diagrama de flujo que se presenta a continuación:

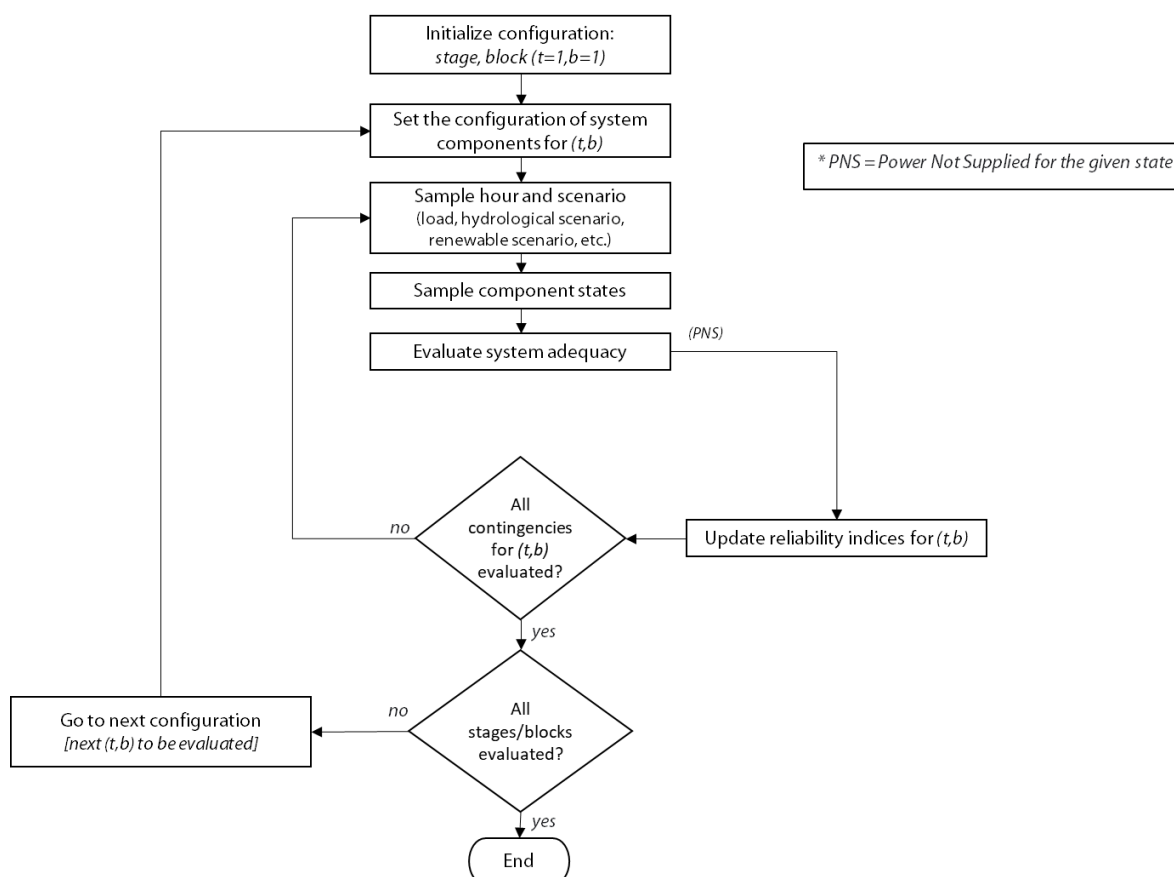


Figure 3.1 – Diagrama de flujo del método de solución Monte Carlo No Secuencial

Cabe resaltar que:

- Aunque el estudio de confiabilidad tenga resolución horaria, los índices de confiabilidad se computarán por bloque de carga;
- Si el usuario activa el nivel jerárquico “Transmisión” en la pantalla “Opciones de ejecución > Análisis de confiabilidad > Opciones de confiabilidad” y la opción “Sin red o solo con intercambios” en la pantalla “Opciones de ejecución > Despacho económico > Transmisión y gasoductos”: en el [Paso 4](#), el CORAL formulará un problema de optimización que minimiza el corte de carga con una representación multi-área (es decir, que represente solo la primera ley de Kirchhoff y los límites de flujo en interconexiones) para verificar si la potencia total disponible satisface la demanda de esa etapa, escenario y bloque de carga (u hora);
- Si el usuario activa el nivel jerárquico “Transmisión” en la pantalla “Opciones de ejecución > Análisis de confiabilidad > Opciones de confiabilidad” y la opción “Flujo DC” en la pantalla “Opciones de ejecución > Despacho económico > Transmisión y gasoductos”: en el [Paso 4](#), se resolverá el problema de FPO CC (P), descrito en la sección “[Formulación final del FPO CC utilizada por el SDDP-CORAL](#)”.

Para obtener más detalles sobre los niveles jerárquicos y las opciones de representación de transmisión, consulte el siguiente diagrama:

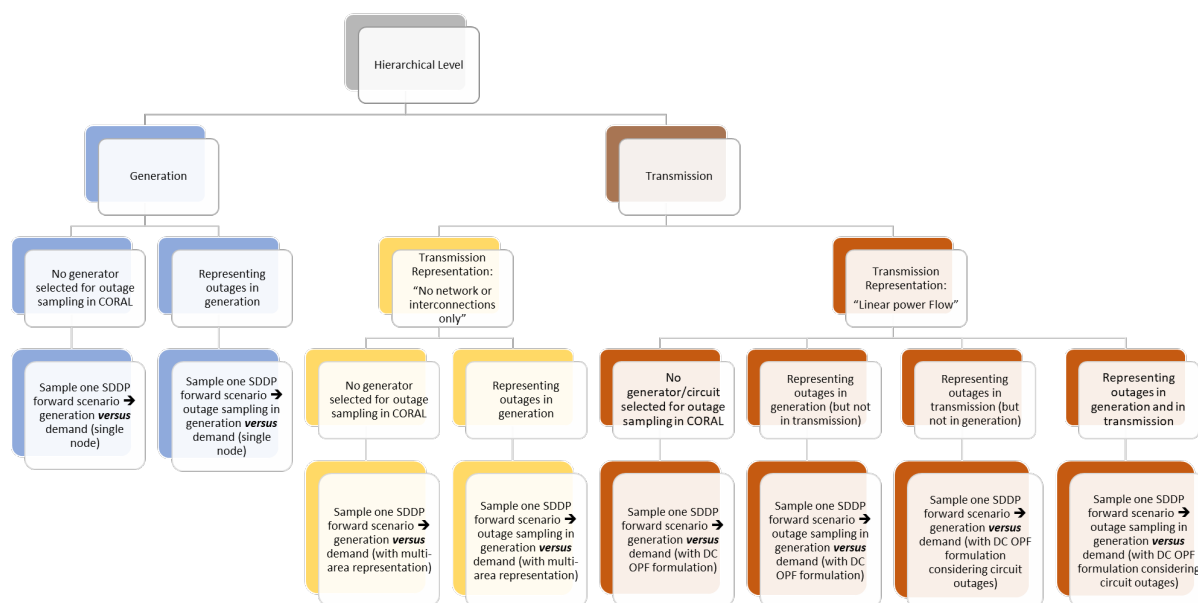


Figure 3.2 – Niveles jerárquicos y opciones de representación de transmisión

Para más detalles sobre el cálculo de los índices de confiabilidad, consulte el capítulo 4 del manual del usuario del SDDP-CORAL.

3.2 Monte Carlo Pseudo-Secuencial

3.2.1 Introducción

El método de simulación estocástica presentado en la última sección es la Simulación Monte Carlo (SMC) No Secuencial, cuya principal característica es la no representación de la cronología de los eventos durante la evaluación de la confiabilidad. Aunque este método es mucho más eficiente desde el punto de vista computacional, los sistemas eléctricos pueden tener componentes importantes que requieren que se represente la cronología para producir resultados más realistas.

Entre los componentes que demandan esta representación cronológica más detallada, destacan las baterías, ya que, para medir el impacto real de las baterías en la confiabilidad de los sistemas eléctricos, se debe considerar la evolución de su carga y descarga durante toda la duración de las fallas.

La simulación Monte Carlo Secuencial es un enfoque que permite la representación perfecta de la cronología de los eventos, sin embargo, tiene como principal desventaja el alto costo computacional, que puede ser prohibitivo dependiendo del sistema analizado.

Por esta razón, hemos desarrollado una solución híbrida llamada de SMC Pseudo-Secuencial que permite identificar los estados de falla de los sistemas de forma no secuencial, pero que estos estados, una vez identificados, pueden ser evaluados cronológicamente, obteniendo así el mismo detalle que la Simulación Monte Carlo Secuencial, pero a un costo computacional mucho menor. Este enfoque se ha aplicado con eficacia, por ejemplo, para estimar índices de confiabilidad de frecuencia y duración como LOLF y LOLD.

3.2.2 Descripción del enfoque Monte Carlo Pseudo-Secuencial

En la simulación pseudo-secuencial, los estados de falla podrían identificarse de manera similar a la simulación no secuencial, sin embargo, como eventualmente es necesario analizar la cronología de eventos alrededor de los puntos de falla, es común que en lugar de muestrear los estados de los componentes del sistema directamente a partir de sus probabilidades de operación/falla, se genera a priori una gran cantidad de escenarios cronológicos para todos los componentes del sistema y luego, durante la simulación, se toma una muestra de un estado del sistema como siendo la muestra de una “fotografía específica” dentro de los escenarios cronológicos generados.

En el método propuesto para CORAL, sin embargo, parte de la premisa de que los estados operativos de los componentes siguen la distribución exponencial, que son distribuciones “sin memoria”, y explora sus propiedades para que los estados puedan muestrearse de forma totalmente análoga al enfoque no secuencial, eliminando la necesidad de generar este gran conjunto de escenarios cronológicos por adelantado.

3.2.2.1 Procedimiento de muestreo, primera fase

Así, para esta primera fase no secuencial, dada una etapa t , un bloque b , cada muestra del estado del sistema en cada “escenario de confiabilidad” corresponde a:

1. Una muestra de un escenario forward del SDDP s ;
2. Una muestra de una hora h perteneciente al bloque b ;
3. Una muestra de los estados de los componentes del sistema:
 - a. Plantas térmicas:

Para cada planta i , se muestra el número de unidades disponibles (x_{Ti}), dado el número total de unidades (N_{Ti}) a partir de la probabilidad de falla de cada unidad (p_{Ti}) y la distribución binomial:

$$x_{Ti} \sim B(N_{Ti}, p_{Ti}) \quad (18)$$

- b. Plantas hidroeléctricas:

Para cada planta i , se muestra el número de unidades disponibles (x_{Hi}), dado el número total de unidades (N_{Hi}) a partir de la probabilidad de falla de cada unidad (p_{Hi}) y la distribución binomial:

$$x_{Hi} \sim B(N_{Hi}, p_{Hi}) \quad (19)$$

Obteniendo la potencia disponible (sin falla) asociada a la etapa t , escenario forward s , bloque b (resultante de la operación del sistema a través del SDDP):

$$P_{Hi} = P_{Hi}(t, s, b) \quad (20)$$

- c. Plantas renovables:

Para cada planta i , se muestra el número de unidades disponibles (x_{Ri}), dado el número total de unidades (N_{Ri}) a partir de la probabilidad de falla de cada unidad (p_{Ri}) y la distribución binomial:

$$x_{Ri} \sim B(N_{Ri}, p_{Ri}) \quad (21)$$

Obtención de la producción de energía renovable asociada al escenario t , escenario forward s , hora h :

$$fc_i = fc_i(t, s, h) \quad (22)$$

d. Demandas:

Para cada demanda i , se obtiene su respectivo valor asociado a la etapa t , hora h :

$$d_i = d_i(t, h) \quad (23)$$

e. Baterías:

Para cada batería i , se obtiene la inyección neta asociada a la etapa t , escenario adelante s , hora h :

$$I_{bi} = I_{bi}(t, s, h) \quad (24)$$

A partir de los estados muestreados para los componentes, se calcula la adecuación del sistema, verificando si el estado actual es un estado exitoso, de modo que se pueda satisfacer toda la demanda respetando las restricciones eléctricas del sistema en el estado, o si es un estado de falla, que requieren corte de carga.

Si es un estado exitoso, las estadísticas del índice de confiabilidad se actualizan y se avanza al siguiente estado. Si es un estado de falla, se pasa el proceso de análisis cronológico de la falla, con el fin de identificar el inicio y duración de la falla.

3.2.2.2 Simulación cronológica, segunda fase

La fase cronológica del método se divide en dos sub-fases: (i) sub-fase backward, en la que se avanza cronológicamente en sentido inverso, comenzando desde el estado actual hasta que se identifica el primer momento de falla, y (ii) sub-fase forward, en el que se camina cronológicamente adelante en el tiempo, hasta identificar la última hora de la falla. El resultado de ambas sub-fases es la duración total del estado de falla.

Para que se puedan modelar los estados de los componentes en esta fase cronológica, no basta con conocer solo la probabilidad de falla de cada componente, también es necesario conocer el tiempo promedio de reparo de cada componente, para poder estimar las tasas de falla y reparo de cada componente, λ y μ , respectivamente.

Si un componente está funcionando, el tiempo que tardará para fallar, dada la distribución exponencial, se puede muestrear mediante:

$$T_f = -\frac{1}{\lambda} \log(u) \quad (25)$$

Donde, u es un número aleatorio muestreado de la distribución uniforme: $u \sim U(0,1)$

De manera similar, si un componente se falla, el tiempo que llevará repararlo, dada la distribución exponencial, se puede muestrear mediante:

$$T_R = -\frac{1}{\mu} \log(u) \quad (26)$$

Así, en el enfoque propuesto, dados los estados $x(i)$ de cada uno de los i componentes en la fotografía (“snapshot”) obtenida para el estado de falla del sistema, para cada componente:

1. Comprobar si $x(i)$ es un estado de operación o de falla del componente;
2. Si $x(i)$ es un estado de operación:
 - a. Se muestrea el tiempo que tardaría el componente a fallar, $T_f(i)$;
 - b. Se muestrea a qué instante de tiempo, $t(i)$, corresponde la fotografía de la falla del sistema (“snapshot”), a partir de la distribución uniforme $t(i) \sim U(0, T_f(i))$;
 - c. El número de pasos (horas) necesarios para que el componente haga la transición del estado operativo al estado de falla en la fase backward se define como: $t(i)$; y el número de pasos requeridos para que el componente haga la transición del estado operativo al estado de falla en la fase forward como siendo: $T_f(i) - t(i)$.
3. Si $x(i)$ es un estado de falla del componente:
 - a. Se muestrea el tiempo que tardaría en repararse el componente, $T_R(i)$;
 - b. Se muestrea a qué instante de tiempo, $t(i)$, corresponde la fotografía de la falla del sistema (“snapshot”), a partir de la distribución uniforme $t(i) \sim U(0, T_R(i))$;
 - c. El número de pasos (horas) necesarios para que el componente pase del estado de falla al estado operativo en la fase backward se define como: $t(i)$, y el número de pasos necesarios para que el componente haga la transición del estado de falla al estado operativo en la fase forward como: $T_R(i) - t(i)$.

A partir de esta definición inicial de las transiciones “alrededor” del punto de falla (antes/después), se puede iniciar la fase backward de la simulación:

1. El paso $t = 1$ se inicializa como la primera hora antes del instante de falla;
2. Se verifica para cada componente i del sistema, si ha llegado al momento de transición de estado, es decir, si $t = t(i)$;
 - a. Si el componente debe hacer la transición en este momento, el estado del componente $x(i)$ se actualiza y se muestrea la cantidad de horas necesarias para la próxima transición, usando $T_f(i)$ o $T_R(i)$ dependiendo del nuevo estado del componente.
3. Se define el tiempo asociado al paso backward actual, $h_1 = h - t$ y se obtiene el bloque b_2 , asociado al tiempo h_1 ;
4. Actualiza las variables de los componentes del sistema que dependen de la hora, o bloque, según:
 - a. Plantas hidroeléctricas:

$$P_{Hi} = P_{Hi}(t, s, b_2) \quad (27)$$

- b. Plantas renovables:

$$fc_i = fc_i(t, s, h_1) \quad (28)$$

- c. Demandas:

$$d_i = d_i(t, h_1) \quad (29)$$

d. Baterías:

$$I_{bi} = I_{bi}(t, s, h_1) \quad (30)$$

5. Se analiza la adecuación del sistema para el nuevo punto de operación:

- a. Si el sistema aún está en un estado de falla, se incrementa el paso backward, $t = t + 1$, y se regresa al paso 2;
- b. Si el sistema pasa a un “estado de éxito”, se registra el tiempo total requerido para alcanzar el “estado de éxito”, $T_{back} = t$, y el algoritmo pasa a la fase forward.

La fase forward es similar a la backward, pero las transiciones se realizan en la dirección de avance de la simulación:

1. El paso $t = 1$ se inicializa como la primera hora después del instante de falla;
2. Se verifica para cada componente i del sistema, si ha llegado al momento de transición de estado, es decir, si $t = T_f(i) - t(i)$;
 - a. Si el componente debe hacer la transición en este momento, el estado del componente, $x(i)$, se actualiza y se muestrea la cantidad de horas necesarias para la próxima transición, usando $T_{f(i)}$ o $T_{R(i)}$ dependiendo del nuevo estado del componente.
3. Se define el tiempo asociado al paso forward actual, $h_2 = h + t$, y se obtiene el bloque b_2 , asociado al tiempo h_2 ;
4. Actualiza las variables de los componentes del sistema que dependen de la hora, o del bloque, según:
 - a. Plantas hidroeléctricas:

$$P_{Hi} = P_{Hi}(t, s, b_2) \quad (31)$$

b. Plantas renovables:

$$fc_i = fc_i(t, s, h_2) \quad (32)$$

c. Demandas:

$$d_i = d_i(t, h_2) \quad (33)$$

d. Baterías:

$$I_{bi} = I_{bi}(t, s, h_2) \quad (34)$$

5. Se analiza la idoneidad del sistema para el nuevo punto de funcionamiento:

- a. Si el sistema todavía está en un estado de falla, se aumenta el paso forward, $t = t + 1$, se regresa al paso 2;
- b. Si el sistema pasa a un “estado de éxito”, se registra el tiempo total requerido para llegar al “estado de éxito”, $T_{forw} = t$, y finaliza la fase cronológica del algoritmo.

Al final del proceso, la duración estimada de la falla viene dada por $D = T_{forw} + T_{back}$.

3.2.3 Diagrama de flujo del método de solución Monte Carlo Pseudo-Secuencial (fase cronológica)

El diagrama de flujo que se presenta a continuación resume la fase cronológica del método de solución Monte Carlo Pseudo-Secuencial.

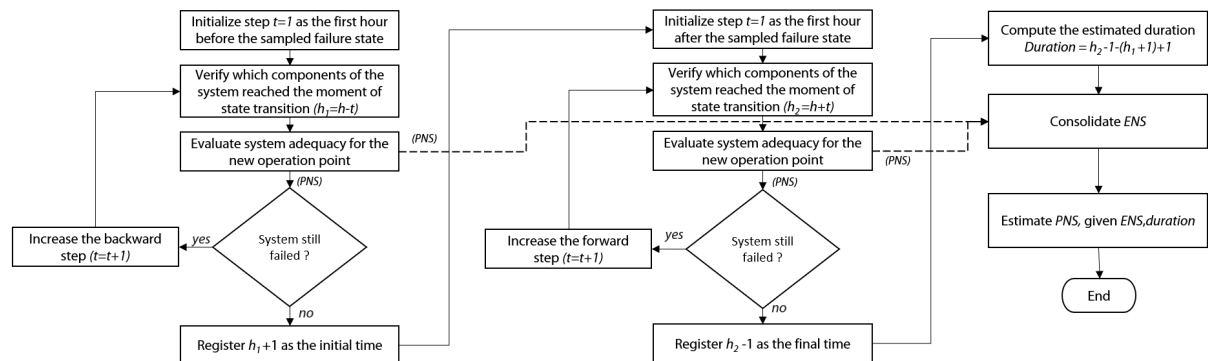


Figure 3.3 – Monte Carlo Pseudo-Secuencial (fase cronológica)

3.3 Monte Carlo Pseudo-Intervalo

Como se pudo ver en las secciones anteriores de este documento, el esquema Monte Carlo Pseudo-Secuencial identifica los estados de falla del sistema de una manera no secuencial, pero evalúa cada estado identificado cronológicamente y puede aplicarse efectivamente, por ejemplo, para estimar los índices de confiabilidad de frecuencia y duración como LOLF y LOLD. Sin embargo, si hay baterías u otros pequeños dispositivos de almacenamiento en el sistema, sus energías almacenadas podrían evitar o reducir la energía no servida durante las fallas.

En este caso, la representación de baterías requería una extensión metodológica a nuestra SMC Pseudo-Secuencial original. La razón es que las baterías tienen una respuesta dinámica rápida que les permite ser redespachadas, sin embargo, estando limitadas por la capacidad de almacenamiento (además de la capacidad instalada). Por lo tanto, se hace necesario optimizar el uso de su energía almacenada a lo largo de la duración de las fallas de los componentes del sistema. La metodología extendida, conocida como SMC Pseudo-Intervalo, optimiza la operación del almacenamiento a lo largo de toda la duración del estado de falla (*"perfect forecast"*). Esto permite una representación más realista de las acciones que los operadores podrían tomar en términos de redespacho de baterías en esos momentos.

Como se describió anteriormente, la simulación pseudo-secuencial convencional, en la que se simula paso a paso la adecuación de los estados del sistema, no permite representar el comportamiento real de la operación del sistema cuando hay baterías u otros pequeños dispositivos de almacenamiento, porque en la vida real, llevando en cuenta estos dispositivos, el operador puede usar el conocimiento del comportamiento previsto del sistema para despachar baterías de manera más inteligente durante la falla de un componente.

Para tener este modelado más realista, la metodología pseudo-intervalo agrega una fase extra a la simulación pseudo-secuencial que resuelve un problema de despacho óptimo horario para toda la duración del estado de falla, es decir, para el período entre el inicio de la falla, previamente identificado por la simulación backward, y el final de la falla, identificado por la simulación

forward. En esta fase, la batería ya no se representa como una inyección fija definida por la simulación horaria del SDDP, y tiene sus características físicas, como el balance de almacenamiento de energía, representadas con más detalle.

1. Se hace de $t = 1$ a $t = D$, correspondientes al primer y último instante de la falla identificados respectivamente en las fases backward y forward:
 - a. Los estados muestreados para los componentes, durante las simulaciones backward y forward, se restauran al instante t . Es decir, si t corresponde a un instante analizado durante la fase backward, los estados de los componentes se restablecen a ese instante analizado durante la simulación backward; si t corresponde a un instante analizado durante la fase forward, se restablecen los estados de los componentes para ese instante analizado durante la simulación forward;
 - b. Se determina el tiempo h_2 asociado al instante t , y se obtiene el bloque asociado b_2 ;
 - c. Se actualizan las variables de los componentes del sistema que dependen de la hora o del bloque, de forma similar a lo ya fue presentado para las simulaciones backward y forward;
 - d. Se añaden al problema las variables y restricciones que definen la adecuación del sistema para el instante t ;
 - i. Las principales diferencias en términos de restricciones y variables añadidas al problema de adecuación en esta fase, con relación a los análisis anteriores, se refieren al modelado de baterías. En esta etapa ya no se modelan las baterías como inyecciones fijas, sino a través de sus variables y restricciones que definen de manera más detallada su comportamiento en la operación:

1. Generación de la batería:

$$g(i, t) = g(i, t)^+ - g(i, t)^- \quad (35)$$

Donde, $g(i, t)^+$ indica cuánto está generando la batería (descarga), y $g(i, t)^-$ indica cuánto consume la batería (carga);

2. Restricción de capacidad:

$$g(i, t) \leq C(i) \quad (36)$$

Donde, $C(i)$ es la capacidad nominal de la batería i ;

3. Balance de energía:

$$e(i, t + 1) = e(i, t) - \frac{g(i, t)^+}{a(i)} + b(i)g(i, t)^- \quad (37)$$

Donde, $e(i, t)$ es la energía almacenada en la batería i en el instante t , $a(i)$ es la eficiencia de descarga y $b(i)$ la eficiencia de carga;

4. Restricción de la energía almacenada:

$$e(i, t) \leq E(i) \quad (38)$$

Donde, $E(i)$ es la energía máxima almacenable de la batería i ;

5. Restricciones de las rampas de carga y descarga:

$$e(i, t + 1) - e(i, t) \leq R_c(i) \quad (39)$$

$$e(i, t) - e(i, t + 1) \leq R_d(i) \quad (40)$$

Donde, $R_c(i)$ es la rampa de carga y $R_d(i)$ es la rampa de descarga de la batería i .

Se resuelve entonces el problema de adecuación acoplado para todo el horizonte de falla, y posteriormente se verifica si el estado de falla a lo largo de toda la duración fue eliminado por el redespacho de la batería. En caso afirmativo, las estadísticas de confiabilidad se actualizan como un “estado de éxito”. De lo contrario, actualizamos las estadísticas de corte de carga y otros índices de confiabilidad relacionados con los estados de falla.

3.3.1 Diagrama de flujo del método de solución Monte Carlo Pseudo-Intervalo (fase de operación)

El diagrama de flujo que se presenta a continuación resume la fase operativa del método de solución Monte Carlo Pseudo-Intervalo.

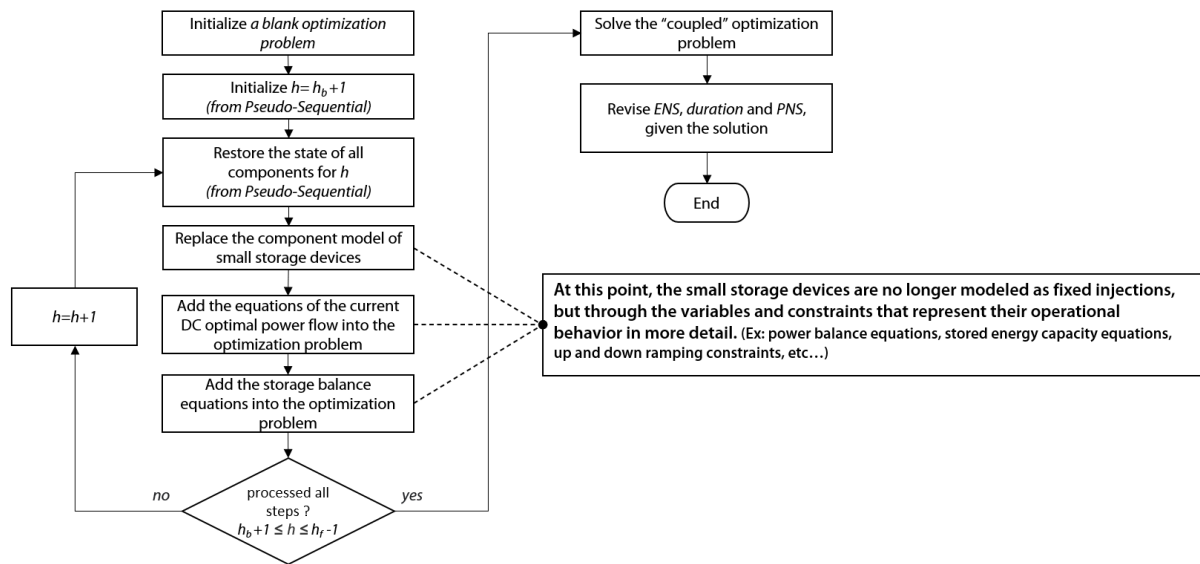


Figure 3.4 – Monte Carlo Pseudo-Intervalo (fase de operación)