

**“IMPLEMENTACIÓN DE UNA METODOLOGÍA DE CONFIABILIDAD-COSTO PARA DETERMINAR EL REEMPLAZO DE EQUIPOS EN REDES ELÉCTRICAS”**

**Carlos Manuel Romero Rojas**

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título de:

**Magister en Ingeniería Eléctrica**

Director:

M.Sc Henry Navarro Sánchez

Línea de Investigación:

Sistemas de potencia

Grupo de Investigación:

Sistemas de distribución Confiabilidad

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de ingeniería, Departamento de ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá D.C., Colombia

2015

Contenido

1 RESUMEN E INTRODUCCIÓN .....	5
2 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN .....	5
3 MARCO TEÓRICO .....	6
3.1    Confiabilidad .....	6
3.2    Curva de la bañera .....	6
3.3    Técnicas analíticas .....	7
3.3.1    Modelos de Markov .....	7
3.3.2    Técnicas de frecuencia y duración .....	7
3.4    Método de Monte Carlo .....	7
3.4.1    Método no secuencial .....	8
3.4.2    Método secuencial: .....	8
3.5    Algunas aplicaciones del método de Monte Carlo .....	8
4 SOLUCIÓN PROPUESTA .....	12
5 IMPLEMENTACIÓN, PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA PROPUESTA .....	23
5.1    Prueba cálculo de ENS con el método de MONTECARLO .....	23
5.2    Aplicación DigSILENT .....	26
6 VALOR AGREGADO DE LA PROPUESTA .....	37
7 CONCLUSIONES .....	38
8 BIBLIOGRAFÍA .....	40
9 ANEXOS .....	40
9.1    ANEXO 1 – código prueba, método de Monte Carlo en Matlab .....	40
9.2    ANEXO 2 – código DigSilent .....	42
9.3    ANEXO 3 – unifilares subestaciones .....	49
9.3.1    SUBESTACIÓN 1 .....	49
9.3.2    SUBESTACIÓN 2 .....	50
9.3.3    SUBESTACIÓN 3 .....	51
9.3.4    SUBESTACIÓN 4 .....	52
9.4    ANEXO 4 – Cálculo $\mu$ y $\sigma$ .....	53
9.5    ANEXO 5 – cálculo de la indisponibilidad para el transformador 1 .....	56

Tabla de ilustraciones

Figura 1. Curva de la bañera.....	6
Figura 2 esquema del modelo de generación .....	9
Figura 3. curva de duración de carga supuesta para el sistema .....	9
Figura 4. Curva de probabilidad acumulada en función del tiempo .....	9
Figura 5 curva de potencia en la carga en función de la probabilidad acumulada.....	10
Figura 6 curva simplificada de potencia en la carga en función de la probabilidad acumulada.....	10
Figura 7 diagrama de flujo del método de Monte Carlo para un sistema de generación .....	10
Figura 8 diagrama de tiempos aleatorios para cualquier componente de la red de distribución.....	11
Figura 9 diagrama de flujo del método de Monte Carlo para un sistema de distribución .....	12
Figura 10 Gráfica ilustrativa de la función de densidad de probabilidad de fallar por llegar al final de la vida útil.....	13
Figura 11 Gráfica ilustrativa de la función de densidad de probabilidad de fallar por llegar al final de la vida útil, considerando la indisponibilidad .....	16
Figura 12 curva de duración de carga escalonada .....	17
Figura 13 curva de prob acumulada vs tiempo de la curva de duración de carga.....	17
Figura 14 diagrama de flujo, algoritmo a implementar .....	18
Figura 15 representación de gráfica ENS, vs equipos reemplazados en escenarios de reemplazo.....	21
Figura 16 diferencia de ENS de los escenarios de reemplazo para buscar el PARETO .....	21
Figura 17 curva de duración de carga para ejemplo en Matlab .....	24
Figura 18 comportamiento del ENS, en función del número de iteraciones.....	25
Figura 19 circuito a simular en DigSILENT .....	27
Figura 20. Tendencia de las indisponibilidades en función del equipo.....	29
Figura 21 comportamiento de la potencia no entregada, en función de los escenarios de reemplazo. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .....	33
Figura 22 comportamiento de la energía no suministrada, en función de los escenarios de reemplazo. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .....	33
Figura 23. Diferencia de los ENS de los escenarios de reemplazo para caso DigSILENT. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .....	34

## Tablas

Tabla 1 tabla indicativa de niveles de carga de la curva de carga, con su respectiva probabilidad de ocurrencia.....	17
Tabla 2 matriz de cálculo de ENS previo al cálculo de “importancias” .....	19
Tabla 3 matriz de cálculo de ENS para los escenarios de remplazo.....	20
Tabla 4 Cálculo del costo de confiabilidad para los escenarios de remplazo .....	22
Tabla 5 Cálculo del costo de reinversión para los escenarios de remplazo .....	23
Tabla 6 indisponibilidades Uaq para los transformadores del cto. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .	28
Tabla 7 comparación potencia consumida – ENS base para 10 000 y 5 000 iteraciones. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .....	29
Tabla 9 comparación potencia consumida – ENS para 10 000 y 5 000 iteraciones. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .....	30
Tabla 10 comparación Ic – Is para 10 000 y 5 000 iteraciones. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .....	30
Tabla 11 ranking de importancia crítica para los transformadores comparando 10 000 y 5 000 iteraciones. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .....	31
Tabla 12 comparación potencia consumida – ENS para 10 000 y 5 000 iteraciones en escenarios de remplazo. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .....	32
Tabla 13 diferencia ENS (respecto al caso base) para escenarios de remplazo con 10 000 iteraciones. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .....	34
Tabla 14. Cálculo del costo de no confiabilidad (valores de ENS tomados de la tabla 11). El escenario 0 corresponde al caso base .....	35
Tabla 15 Cálculo del costo de reinversión (valores de ENS tomados de la tabla 11). El escenario 0 corresponde al caso base .....	36
Tabla 16 tabla de comparación entre costo de no confiabilidad y costo de reinversión (unidades en millones de COP). a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año .....	37

## 1 RESUMEN E INTRODUCCIÓN

---

Con el paso del tiempo se presenta un constante envejecimiento de las redes eléctricas actuales (transmisión y distribución), por ello se hace evidente la necesidad de crear planes de remplazo, repotenciación y mantenimiento, que permitan mejorar o mantener la confiabilidad de los mismos y del sistema en general. Para lograrlo se requiere un análisis cuidadoso que le permitan a la empresa y profesionales involucrados tomar una decisión acertada. Lo anterior implica proporcionar las herramientas adecuadas que hagan factible implementar la solución correcta con el menor costo y en el menor tiempo posible.

Dos aspectos a considerar durante el desarrollo del proyecto son la confiabilidad y el costo. El análisis del primero se fundamenta en la investigación desarrollada en las últimas décadas y que está íntimamente relacionada con la probabilidad de falla de los componentes y el sistema del cual forman parte. Métodos como el de Monte Carlo permiten obtener esta información, reflejada en distribuciones de probabilidad para diversos índices de confiabilidad orientados al usuario, de costo de la energía, etc. en redes eléctricas complejas [1]. Por este motivo se emplea como una de las herramientas más potentes a pesar del inconveniente que presenta en cuanto al tiempo de simulación y/o las limitantes actuales en procesamiento de información.

El segundo elemento de vital importancia en la temática planteada, es el costo. Como es obvio, cualquier profesional buscará reducir al máximo la inversión de capital, cuando se realicen reemplazos de equipos que han envejecido; esto porque no es lo mismo cambiar un equipo hoy, que hacerlo en algunos años. Ahora bien, para lograrlo debe contar con argumentos y criterios a partir de los cuales tomará la decisión; es por eso que surgen como opción análisis de matemáticas financieras y cálculos de “importancia” (íntimamente ligados a los flujos de potencia y a la confiabilidad del sistema) [2].

## 2 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

---

Como se indicó previamente, el envejecimiento de los componentes se acelera debido a fallas, sobrecargas, maniobras mal realizadas, mantenimiento poco eficaz, etc. Esta situación no afecta al equipo únicamente, también altera el comportamiento del sistema y su confiabilidad. De la misma forma, la sustitución de equipos a destiempo puede ocasionar: i) gastos innecesarios debido al remplazo precipitado, o ii) sobrecostos debido a salidas definitivas del componente por llegar al fin de su vida útil. Esto último eventualmente provoca penalizaciones o incentivos, según la calidad del servicio. En Colombia, específicamente para operadores de redes de distribución, existen índices que permiten evaluar la calidad del servicio prestado: el ITAD y el IRAD (por ejemplo); según la desviación del uno con el otro y a lo establecido en la resolución CREG 097 de 2008, existe una “banda” límite a partir de la cual se sabe si el OR debe compensar a los clientes, recibir mayores ganancias o puede “permanecerá igual”.

Las salidas de componentes debido a que han llegado al final de su vida útil, son críticas debido a la naturaleza de la misma; no hay reparación y la única forma de restablecer el servicio es el remplazo del equipo. Si tal remplazo no se ha programado, se corre el riesgo de sufrir penalizaciones por dejar de prestar el servicio (Es bueno añadir que desde el año 2000 las autoridades regulatorias europeas comenzaron a imponer esquemas regulatorios por confiabilidad [2]), o se pueden realizar gastos excesivos por el costo que pueda llegar a tener remplazar componentes de más y/o que no requieren ser sustituidos. Esto último es crítico si se toma como referencia el valor de remplazar un solo transformador de potencia en el reino unido, es decir 4 millones de libras [2] que son equivalentes a 13 mil millones de pesos colombianos.

### 3 MARCO TEÓRICO

---

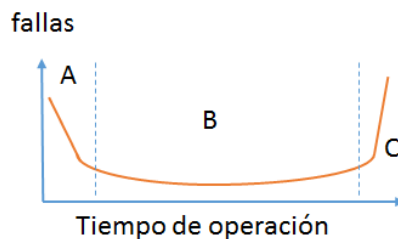
El presente capítulo expondrá las bases teóricas para el desarrollo del proyecto y tiene como objetivo brindar una introducción en cuanto a definiciones, conceptos y métodos para atacar la problemática definida previamente. Incluirá definiciones básicas de confiabilidad pero se centrará en el método de Montecarlo, por ser este último, la solución elegida y sugerida en [2]; se mencionarán algunas variantes del mismo y un par de sus aplicaciones en circuitos eléctricos.

#### 3.1 Confiabilidad

Para evaluar la confiabilidad de sistemas eléctricos existen 2 alternativas básicas a ser empleadas: la primera hace referencia a métodos analíticos y la segunda a simulaciones computacionales. Las técnicas analíticas implican la utilización de expresiones y modelos matemáticos que son útiles en casos en los que la red que se está analizando no es muy compleja, si lo es, se debe recurrir a aproximaciones y suposiciones que simplifiquen el análisis. Así mismo, se emplean para calcular valores medios y esperados de los índices de confiabilidad, y por consiguiente permiten obtener un diagnóstico del comportamiento del sistema a grandes rasgos. En muchas ocasiones eso no es suficiente, razón por la cual se recurre a métodos de simulación como el conocido y difundido método de Monte Carlo, en el que mediante la generación de números aleatorios se pueden obtener distribuciones de probabilidad de los índices de confiabilidad.

#### 3.2 Curva de la bañera

Para componentes eléctricos, electrónicos y de índole mecánica, se ha encontrado que la vida útil asociada, puede ser representada mediante la conocida “bath tub curve” o “curva de la bañera”. En ella, mediante la tasa de riesgo de los equipos y tiempo de operación, se han definido 3 zonas en las que debido a distintos fenómenos, se presentan fallas reparables o salidas definitivas.



**Figura 1. Curva de la bañera**

La figura 1 muestra la curva mencionada y en ella se identifican las siguientes 3 zonas:

- A. Esta zona representa las salidas de los equipos al inicio de su vida, allí el número de fallas puede llegar a ser muy alto por causa de errores de manufactura, errores de diseño, instalación inadecuada o incluso operación por parte del operador del activo. A esta zona se le puede conocer como “infant mortality” o “de-bugging fase”.
- B. Esta zona representa la vida útil de los componentes y en ella se pueden considerar tasas de falla constantes (esto permitirá aplicar con mayor sencillez distribuciones de probabilidad exponenciales negativas a equipos, cuando se tengan en cuenta fallas reparables.)

- C. Finalmente, la fase final de la vida del componente se presenta cuando llegamos a “C”, aquí las fallas de los equipos se presentan por vejez y fatiga. Debido a esto, la curva crece cada vez más a medida que aumenta su edad. En muchos casos, esta zona se puede modelar con la función de distribución de probabilidad normal [7]. Es en esta sección de la curva de la bañera que se centra el presente proyecto, puesto que se tomaran en consideración salidas por fin de la vida útil y no por fallas reparables

### **3.3 Técnicas analíticas**

Como se ha indicado, las metodologías analíticas recurren a modelos y soluciones matemáticas que si bien emplean aproximaciones y supuestos, se consideran una buena alternativa para sistemas no muy complejos.

Tienen como ventajas que proporcionan resultados exactos, rápidos (una vez el modelo ha sido planteado) y no requieren programación computacional. Y como desventajas que requieren supuestos y aproximaciones, y como se dijo antes, se tornan muy complejos en la medida que el sistema se hace más grande

#### **3.3.1 Modelos de Markov**

Se recomiendan cuando las redes y los sistemas que se pretenden modelar, tienen componentes reparables, esto quiere decir que poseen un tiempo estimado para fallar y un tiempo para ser reparados; tal característica da lugar a 2 posibles estados: fallado y reparado.

Los modelos de Markov generalmente se aplican a sistemas cuyos componentes tienen tasas de falla y de reparación constantes durante su vida útil, lo cual quiere decir que la probabilidad de transición de un estado a otro permanecerá constante (cabe agregar que la probabilidad de permanecer en uno u otro estado no depende del estado anterior. En probabilidad a eso se le conoce como eventos independientes). Este es un supuesto aplicado para facilitar los cálculos, cuando se maneja una distribución de probabilidad exponencial negativa al modelar los componentes de la red.

En estas técnicas es muy importante hacer una correcta definición de los estados pues a medida que entran componentes al modelo, aumenta la cantidad de estados a considerar del sistema. [3]

#### **3.3.2 Técnicas de frecuencia y duración**

Es uno de los métodos más difundidos debido a su simplicidad y la analogía con circuitos eléctricos. Cada elemento de la red tiene una tasa de falla  $\lambda$ , tasa de reparación  $\mu$  y tiempo medio de reparación “ $r$ ”. En otras palabras, esta metodología permite conocer además de cuantas fallas pueden darse en un tiempo dado; cuanto tiempo en promedio pueden demorarse [4].

### **3.4 Método de Monte Carlo**

Se implementa mediante simulaciones iterativas en las que se generan números aleatorios para poder obtener una gran cantidad de resultados diferentes y así poder encontrar patrones de comportamiento y/o distribuciones de probabilidad. Se usan frecuentemente para obtener

información de expresiones matemáticas que no tienen una solución inmediata o que se compone de variables no lineales [4].

En cuanto al método de Monte Carlo en sí, existen dos formas de aplicación, dependiendo de cómo se “maneje” el tiempo en la simulación ([4] y [5]):

#### **3.4.1 Método no secuencial**

Se definen intervalos de tiempo de cierta duración, la simulación se realiza tomando aleatoriamente cada uno de ellos y se considera que el estado actual no depende del anterior.

#### **3.4.2 Método secuencial:**

Se realiza tomando intervalos de tiempo, simulando cronológicamente cada uno, considerando que el estado actual depende del anterior y tomando el acumulado de los resultados.

##### **3.4.2.1 Método síncrono**

El proceso para este método consiste en tomar un intervalo de tiempo fijo  $\Delta t$  (se debe escoger según como opere la red). Se comienza la simulación en un estado, se incrementa el tiempo de simulación en una cantidad igual  $\Delta t$  y se determina si ha ocurrido alguna falla. Si esto ha ocurrido, entonces el sistema adopta este nuevo estado, si no se presentaron elementos fallados el sistema conserva su estado. Lo anterior implica que este método funciona bien para sistemas en los que los eventos ocurren cada cierto tiempo establecido.

##### **3.4.2.2 Método asíncrono**

Se caracteriza porque los intervalos de tiempo se incrementan de forma irregular. El método se basa en suponer que se presentan muchos eventos aleatorios, pero considera que el que efectivamente va a ocurrir es el que se da en menor tiempo (ocurre antes que los demás –estos tiempos se obtienen de forma aleatoria según la distribución de probabilidad que se esté manejando para cada componente); la simulación avanzará en un intervalo que corresponde al tiempo que demoró el primer evento en ocurrir. Esto se realiza N veces (iteraciones)

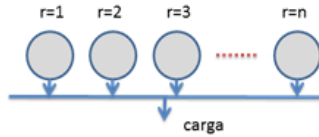
##### **3.4.2.3 Método de tiempo mezclado**

Es una combinación de los 2 métodos anteriores. Usa una curva de demanda horaria (que cambia hora por hora, así como se plantea en el método síncrono) y genera de forma asíncrona los cambios de estado de los componentes, haciendo que cada uno de estos cambios se de cada cierto intervalo de tiempo aleatorio.

### **3.5 Algunas aplicaciones del método de Monte Carlo**

#### **3.5.1.1 Generación**

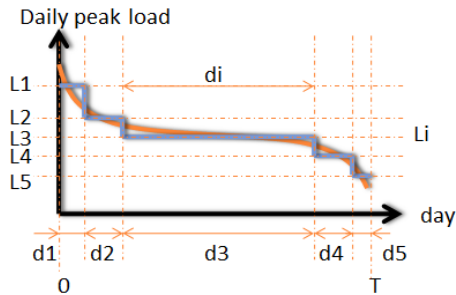
El método de Monte Carlo se puede usar para conocer cómo se comportaría un sistema de generación conectado a una carga, tal y como se muestra en la siguiente figura:



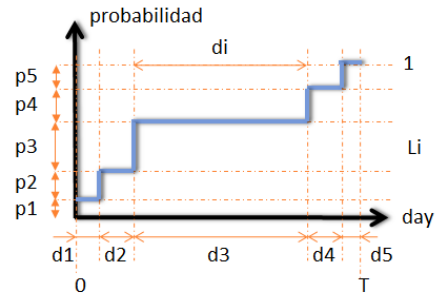
**Figura 2 esquema del modelo de generación**

Se supone que todos los componentes son similares y que cada uno tiene una probabilidad de no funcionar “q” y una probabilidad de funcionamiento “p” exactamente igual. Se analiza cómo se comportan índices de energía no suministrada como el LOLP (loss of load probability) y el LOLE (loss of load expectation).

Se supondrá que el sistema tiene una curva de duración de carga como la que se muestra a continuación (Figura 3. curva de duración de carga supuesta para el sistema), en la que se puede calcular la probabilidad  $p_i$  de que la carga esté consumiendo cierta cantidad de potencia  $L_i$  como una función del tiempo  $d_i$  en el que tal carga se presenta:



**Figura 3. curva de duración de carga supuesta para el sistema**



**Figura 4. Curva de probabilidad acumulada en función del tiempo**

$$P_{acumulada(n)} = \sum_{i=1}^n p_i \quad [1]$$

$$p_i = \frac{d_i}{T} \quad [2]$$

Como se evidencia de las expresiones anteriores, se puede obtener la función de densidad de probabilidad acumulada (Figura 4. Curva de probabilidad acumulada en función del tiempo) y se puede manipular para que obtengamos una tercera curva en la que podamos calcular la potencia en función de tal probabilidad (Figura 5 curva de potencia en la carga en función de la probabilidad acumulada)

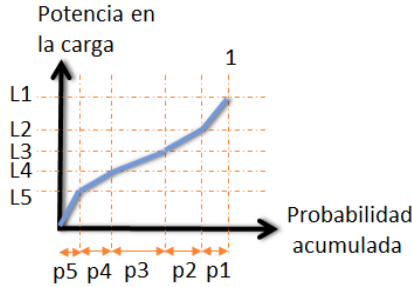


Figura 5 curva de potencia en la carga en función de la probabilidad acumulada

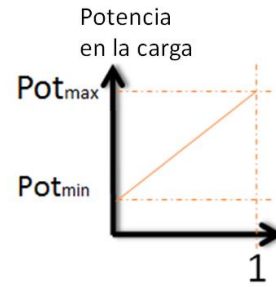


Figura 6 curva simplificada de potencia en la carga en función de la probabilidad acumulada

Ahora bien, se puede simplificar la Figura 5 curva de potencia en la carga en función de la probabilidad acumulada para que el algoritmo pueda precisar la potencia  $L_i$  mediante un número aleatorio  $U_2$  entre 0 y 1. Con el fin de lograr esto, la curva se simplifica, se obtiene la Figura 6 curva simplificada de potencia en la carga en función de la probabilidad acumulada y de ella se deduce la siguiente ecuación de la recta:

$$L = Pot_{min} + (Pot_{max} - Pot_{min})U_2 \quad [3]$$

A continuación se presenta un diagrama de flujo del algoritmo:

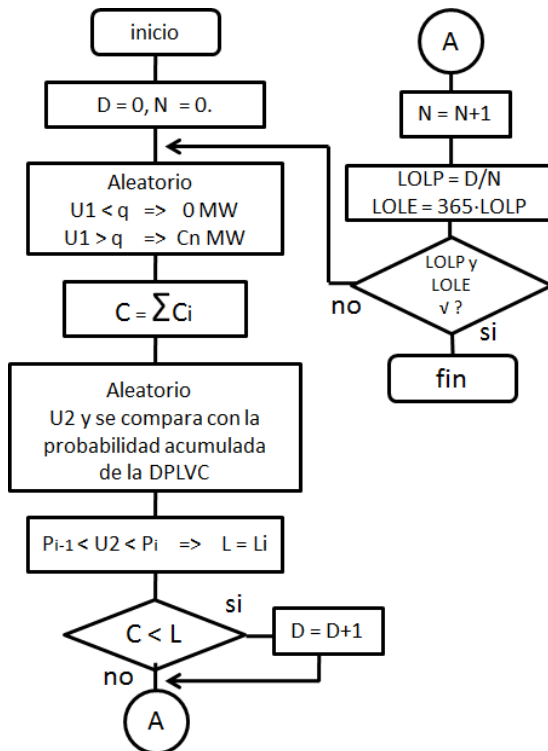


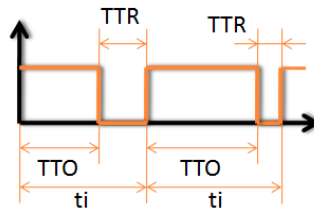
Figura 7 diagrama de flujo del método de Monte Carlo para un sistema de generación

Del diagrama de flujo anterior (figura 6), la variable "D" corresponde al número de días en los que se presentó una pérdida de carga, "N" es el número total de días simulados, "U1" es el número aleatorio generado para comparar con el valor de "q" que es el valor de la probabilidad de que el generador falle (esto permitirá determinar que generador se encuentra indisponible); "Ci" y "Cn" hacen referencia a la potencia suministrada por cada generador (con  $1 < i < n$ ), por lo cual se entiende que C es la potencia total

que se genera en cada ciclo de simulación. “U2” es un número aleatorio que se usará para determinar en qué punto de la curva diaria de variación de carga DPLVC (daily peak load variation curve) nos encontramos, ver figura 5; allí se puede comparar el valor de “U2” con el valor de las abscisas y con base en eso se obtiene un valor en el eje de las ordenadas (correspondiente a la potencia de la carga).

### 3.5.1.2 Distribución

Otra de las aplicaciones del método de Montecarlo en sistemas eléctricos, es en distribución. La simulación se hace suponiendo que los componentes tienen una tasa de fallas y de reparación constante y tiempos de falla TTO y de reparación TTR variables (Figura 8 diagrama de tiempos aleatorios para cualquier componente de la red de distribución)



**Figura 8 diagrama de tiempos aleatorios para cualquier componente de la red de distribución**

El algoritmo define para cada componente un tiempo de falla (aleatorio) y toma el menor de todos ellos, suponiendo que ese componente fue el primero en fallar. A ese mismo equipo se le calcula un tiempo de reparación (aleatorio) y se obtiene un tiempo de vida “ti” (no es su vida útil, solo es el tiempo que demora en fallar y en ser reparado). Esto se realiza varias veces y se va realizando el conteo del número de veces que cada componente ha fallado hasta llegar a cierto tiempo T, que se define como parámetro en la simulación. Al llegar a T se calculan los índices de confiabilidad de cada punto de carga: fallas por año  $\lambda$ , tiempo de reparación promedio en horas “r” y tiempo de fallas en horas durante un año U. esto se hace N veces (iteraciones) y al final con los resultados de todas, se puede obtener la distribución de probabilidad de cada índice para cada punto de carga.

$$\lambda = \frac{\text{fallas}}{\text{año}} = \frac{n_{ki}}{t_i} \quad [4]$$

$$r = \frac{\text{horas}_{\text{reparación}}}{\text{fallas}} = \frac{td_{ki}}{n_{ki}} \quad [5]$$

$$U = \frac{\text{horas}_{\text{reparación}}}{\text{año}} = \frac{td_{ki}}{t_i} \quad [6]$$

A continuación se presenta un diagrama de flujo del algoritmo:

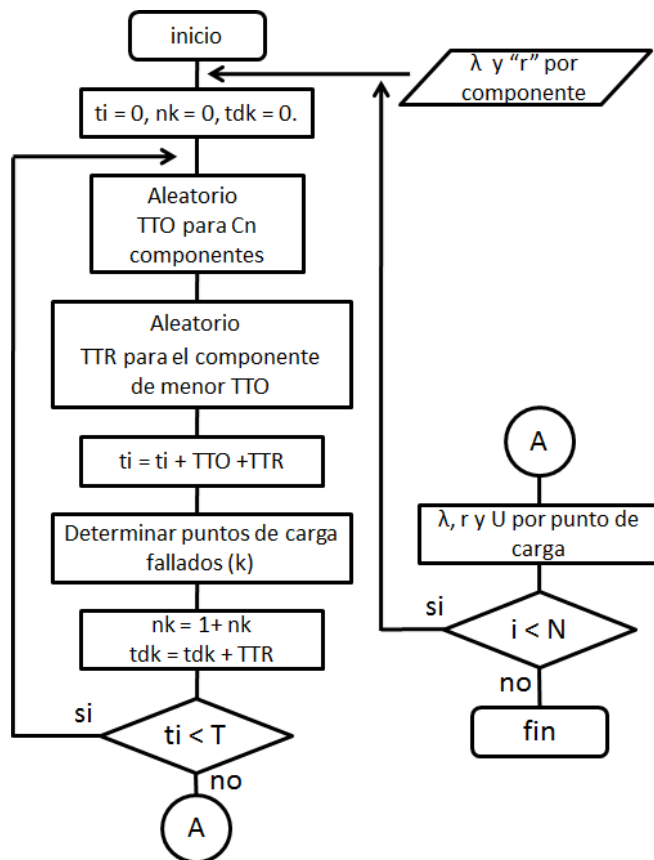


Figura 9 diagrama de flujo del método de Monte Carlo para un sistema de distribución

Al final, si se conoce cuantos usuarios tiene cada punto de carga del circuito, se pueden determinar los índices de confiabilidad orientados al usuario como SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI, etc, e incluso índices como el ENS

En el diagrama de flujo anterior (figura 8), “Cn” hace referencia a los “n” componentes simulados, “ti” corresponde al tiempo acumulado de falla y reparación para cada iteración, “nk” corresponde el número de puntos de carga fallados y “tdk” corresponde al tiempo de reparación acumulado, ambos en cada iteración (las iteraciones se identifican con el subíndice “k”). “TTO” es “time to outage” y “TTR” es “time to repair” (tiempo de falla o de salida y tiempo de reparación respectivamente. En este caso se considera que una salida es producto de una falla, es decir una salida no programada); “T” es el tiempo de simulación total que se ingresa como límite de simulación (en cada iteración se acumulan los tiempos hasta llegar a “T”) y “λ”, “r” y “U” son los índices explicados previamente (ecuaciones [4], [5] y [6]).

#### 4 SOLUCIÓN PROPUESTA

A continuación se describe el “paso a paso” de la solución implementada, teniendo en consideración el contenido de [2] y algunos datos puntuales que allí se referencian para dar a entender al lector el proceso ejecutado; El documento plantea la siguiente metodología para relacionar el costo y la confiabilidad de un circuito al fallar un componente porque llegó al final de su vida útil (no se consideran fallas reparables, solo el remplazo de los componentes).

1. Se determina numéricamente para cada equipo “q” la indisponibilidad  $Ua_q$  (debido a fallas provocadas por llegar al final de su vida útil) como una función de la probabilidad de que cada componente falle en un intervalo de tiempo “i”. Se debe tener en cuenta para el análisis que el componente, a partir del tiempo T (momento inicial para el análisis) tiene una vida remanente que termina cuando sale definitivamente de servicio, es decir ya no es reparable. Este tiempo T se discretiza en N secciones como se explica más adelante.

1.1 Entonces este paso se basa en calcular la probabilidad  $Pq_i$  de que un componente falle (por fin de su vida útil) dado que ha sobrevivido hasta hoy (probabilidad condicional).

$$Pq_i = (A|B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} \quad [7]$$

- A = evento de falla por fin de vida útil en un intervalo de tiempo después de la edad actual del componente
- B = el componente ha sobrevivido hasta hoy en día (ha sobrevivido un tiempo T)

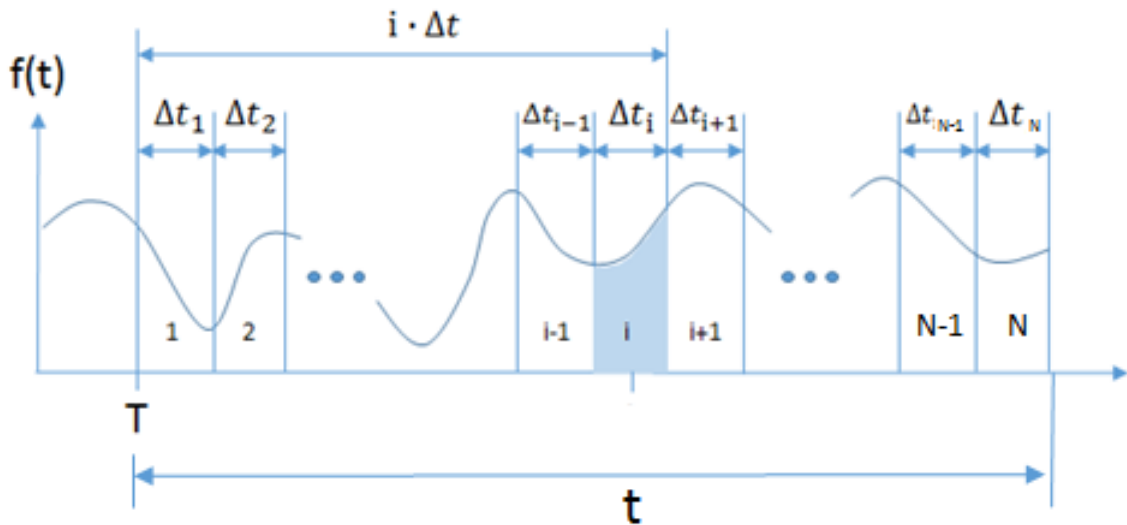


Figura 10 Gráfica ilustrativa de la función de densidad de probabilidad de fallar por llegar al final de la vida útil

$$P(A \cap B) = \int_T^{T+i \cdot \Delta t} f(t) dt - \int_T^{T+(i-1) \cdot \Delta t} f(t) dt \quad [8] \quad P(B) = 1 - \int_0^T f(t) dt = \int_T^{\infty} f(t) dt \quad [9]$$

$$Pq_i = P(A|B) \quad [10]$$

$P(A \cap B)$  es la probabilidad de que un equipo falle en cierto intervalo “i” si no falló hasta el día de hoy T; o sea, es la probabilidad de fallar en el intervalo “i” a partir del tiempo T. Se debe tener en cuenta que  $f(t)$  es la función de densidad de probabilidad de fallar al llegar al fin de su vida útil; por eso  $P(B)$  se calcula como se mostró: La integral muestra la probabilidad de fallar entre la fecha del día de hoy (tiempo T) hasta el fin de la vida útil del equipo, o la probabilidad de haber sobrevivido hasta hoy haciendo la resta de 1 – la probabilidad de haber

fallado HASTA hoy. Finalmente, al considerar lo previamente expuesto, se tiene la siguiente ecuación para calcularla:

$$Pq_i = \frac{\int_T^{T+i \cdot \Delta t} f(t) dt - \int_T^{T+(i-1) \cdot \Delta t} f(t) dt}{\int_T^{\infty} f(t) dt} \quad [11]$$

Ahora bien, como se especifica en [3], la probabilidad  $Pq_i$  de que un componente falle (por fin de su vida útil) dado que ha sobrevivido hasta hoy (la integral mostrada previamente), no tiene solución analítica y por ende se recurre a métodos y aproximaciones polinomiales. Estos permiten llegar a la siguiente expresión:

$$Pq_i = \frac{Q\left(\frac{T + [i - 1] \cdot \Delta t - \mu}{\sigma}\right) - Q\left(\frac{T + i \cdot \Delta t - \mu}{\sigma}\right)}{Q\left(\frac{T - \mu}{\sigma}\right)} \quad \text{para } 1 < i < N \quad [12]$$

Tener en cuenta que N corresponde a la cantidad total de intervalos “i” en los que dividimos la vida remanente de los equipos,  $\Delta t$  es la duración de cada uno, T la edad de cada componente,  $\mu$  es la media de la distribución de probabilidad normal asociada a las edades de los equipos y  $\sigma$  la desviación estándar. Como se aprecia, tenemos una expresión “Q” que se encuentra en función de tales variables y que según [3] se puede calcular como sigue:

$$Q(y) = \begin{cases} w(y) & \text{para } y \geq 0 \\ 1 - w(-y) & \text{para } y < 0 \end{cases} \quad [13]$$

$$w(y) = z(y) \cdot (b_1 s + b_2 s^2 + b_3 s^3 + b_4 s^4 + b_5 s^5) \quad [14] \quad z(y) = \frac{1}{2\sqrt{\pi}} e^{\left(\frac{-y^2}{2}\right)} \quad [15] \quad s = \frac{1}{1 + ry} \quad [16]$$

$$r = 0.2316419 \quad b_1 = 1.781477937 \quad b_2 = -0.356563782 \\ b_3 = 1.781477937 \quad b_4 = -1.821255978 \quad b_5 = 1.330274429$$

Las funciones “Q”, “w”, “s” y “z” son elegidas en forma de ejemplo para simplificar el cálculo de  $Pq_i$ . Los valores de “b” y “r” son constantes propias del método de solución; y “y” es una variable que toma distintos valores según la forma en que se calcule “Q” (depende de T,  $\mu$ ,  $\sigma$ , etc. – VER ECUACIÓN [12])

1.2 Debido a que se depende estrictamente de la función de densidad de probabilidad  $f(t)$ , es absolutamente imprescindible obtenerla de alguna forma, para ello, en [4] se establece un algoritmo mediante el cual los parámetros de tal función se puede calcular (asumiendo distribución normal, podremos hallar  $\mu$  y  $\sigma$ ); esto por medio de información histórica referente a componentes similares, que hayan acabado su vida útil por envejecimiento. Un valor agregado de dicha metodología, es que toma en cuenta equipos que aún siguen en funcionamiento, por tanto se puede aplicar a datos históricos con pocos componentes retirados. El proceso a seguir se muestra a continuación:

- i. De la información histórica se deben identificar los años de puesta en marcha y los años de retiro (si ha sucedido) de cada componente a relacionar. En caso de que existan algunos (que es lo más probable) que aún permanezcan en

funcionamiento, se toma el año “actual” como fecha de retiro. Con esto se calcula la edad de todos y cada uno de los equipos.

- II. Se crea un ranking de equipos determinando la frecuencia de edades de retiro de equipos, esto colocando en la cima, los equipos de menor a mayor edad (esto implica una lista en orden 1, 2, 3, 4, 5, etc. Sin que falte ningún número, y frente a ella la respectiva cantidad de equipos con esa edad). Posterior a ello se debe complementar la lista, agregando una columna que cuenta el número de componentes “expuestos”, dicho de otra forma, los componentes susceptibles a fallar y ser retirados por final de su vida útil. La forma en la cual se completa dicha columna es: si tengo “q” equipos a remplazar, entonces en la fila número 2 por ejemplo, se coloca “q” cantidad de equipos o “q” equipos menos la cantidad de equipos con edad de 1 año, si es el caso. El siguiente paso consiste en agregar una columna extra en la que se determina para cada fila, el número de equipos retirados del total de equipos con la edad en años respectiva (en esa misma fila).
- III. El siguiente paso es determinar la probabilidad de que un determinado equipo sea retirado, del total de equipos expuestos. Para ello simplemente se realiza la relación entre equipos retirados (la última columna agregada a la tabla), y el número de equipos expuestos. Con estos valores, se agrega una columna más para calcular la probabilidad acumulada (tener en cuenta que esos valores corresponderán a la función de densidad acumulada, pero su valor no va a sumar 1. En el numeral siguiente se entiende el por qué). Una forma de hacer más “tangible” este paso, es pensar en que esta probabilidad acumulada corresponde a las áreas bajo la curva que resultarían al calcular la probabilidad de la función de densidad de probabilidad  $f(t)$  que estamos trabajando. Para culminar este paso, en [4] se propone completar los puntos de la función de la siguiente forma (esto permitirá “forzar” los datos, para que su comportamiento sea como una función de distribución normal). Si en el año 1 no hubo componentes retirados, entonces para  $f(t)$  se considerará que el primer año de edad en el que existe un retiro, será el primer año donde si hubo un retiro, menos uno y para este se considerará que la probabilidad acumulada tiene un valor de 0,001 o 0,0001, así su coordenada en el eje horizontal (en el siguiente numeral se entra en mayor detalle) será -3.0905. De forma similar pero no igual, para el último valor de la probabilidad acumulada, se considerará que la mayor edad, es la mayor de todos los componentes y que la probabilidad acumulada y coordenada en el eje horizontal respectivas (en el siguiente numeral se entra en mayor detalle), serán las mismas que las correspondientes al componente de mayor edad que se retiró.
- IV. Teniendo la probabilidad acumulada del numeral anterior, lo siguiente a realizar es obtener los puntos sobre el eje de las abscisas, que corresponderían al límite de integración superior al resolver la integral que permitiría calcular dichas probabilidades (el límite inferior sería  $-\infty$ . Si el límite superior fuera  $+\infty$  la función de densidad de probabilidad acumulada si valdría 1). Para obtener los valores sobre el eje horizontal de la curva, se pueden emplear las tablas ampliamente usadas en labores académicas y en la literatura, donde el lector podrá ver la relación entre la coordenada “x” y/o “z” (hablando de la distribución de probabilidad normal) y la probabilidad acumulada.
- V. Para finalizar, debido a que ya contamos con el par de puntos “x,y”, se puede emplear el método de los mínimos cuadrados para calcular  $\mu$  y  $\sigma$

1.3 Como parte del proceso de cálculo, se propone el cálculo del tiempo de indisponibilidad (promedio):

$$UDq_i = t - \left(\frac{2i - 1}{2}\right) \Delta t \quad [17]$$

Este tiempo se puede descomponer como sigue:

$$UDq_i = t + \frac{\Delta t}{2} - i \cdot \Delta t \quad [18]$$

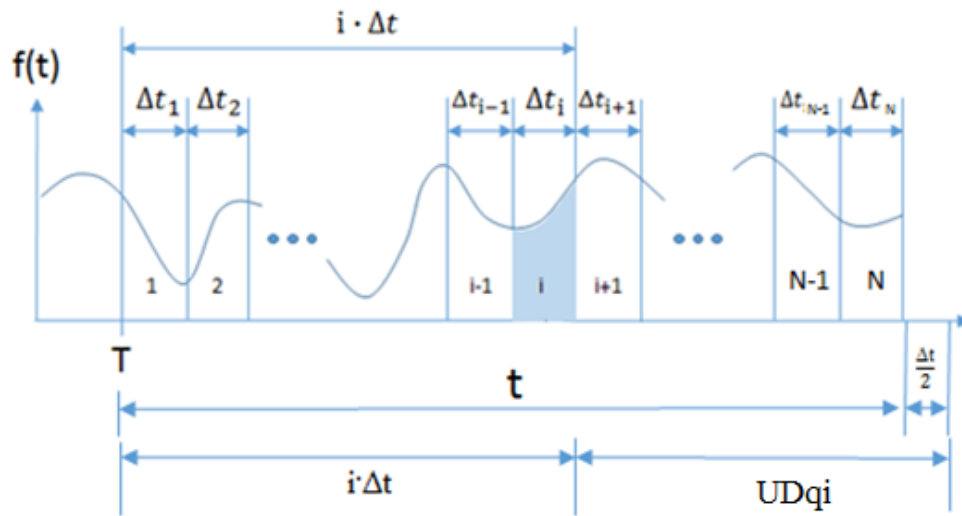


Figura 11 Gráfica ilustrativa de la función de densidad de probabilidad de fallar por llegar al final de la vida útil, considerando la indisponibilidad

La figura anterior muestra gráficamente la indisponibilidad  $UDq_i$  calculada para una subdivisión "i" (del tiempo de análisis "t"; tener en cuenta que "i" va de cero a N). Finalmente se calcula la indisponibilidad debido a fallas por fin de vida útil  $Ua_q$ :

$$Ua_q = \frac{1}{t} \sum_i^N Pq_i \cdot UDq_i = \frac{1}{t} \sum_i^N Pq_i \cdot \left[ t - \left(\frac{2i - 1}{2}\right) \Delta t \right] \quad [19]$$

$Ua_q$  se usa para medir la confiabilidad de cada componente "q" (como un promedio ponderado de la indisponibilidad de cada uno), por tanto se debe calcular  $Ua_q$  para cada uno (para cada "q").

2. A partir de la presente sección, con el fin de que los cálculos se mantengan consistentes entre una simulación y otra, se fija y se mantiene constante la semilla para el generador de los números aleatorios (con esto, siempre se obtendrá la misma secuencia de números). Lo segundo que se debe realizar es un cálculo de la confiabilidad del sistema en general (porque ya se calculó componente por componente). Para ello se requiere usar el método de Montecarlo y con él, obtener el índice ENS pero haciendo la

salvedad de que esto debería hacerse en función del tiempo instante por instante, segundo a segundo (considerando la curva de carga); el inconveniente de esto es que implicaría un proceso en tiempo real, el procesamiento es muy complicado y no se podría hacer debido a que el cálculo es lento. Con el fin de aproximarlos, se toma la curva de duración de carga y se aproxima a un número finito de “estados” o subdivisiones H, cada uno de los cuales tendrá una probabilidad de ocurrencia  $p_i$

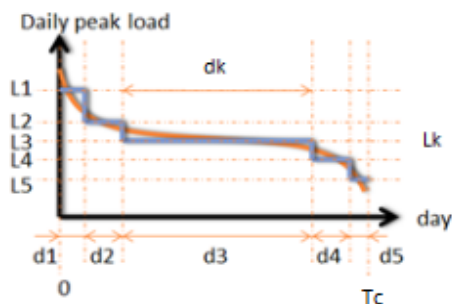


Figura 12 curva de duración de carga escalonada

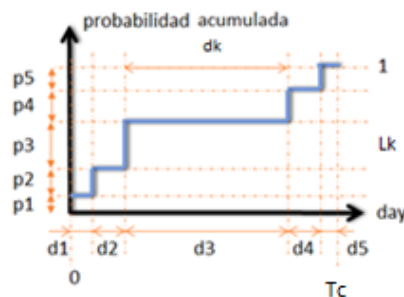


Figura 13 curva de prob acumulada vs tiempo de la curva de duración de carga

$$P_{acumulada(n)} = \sum_{k=1}^H p_k \quad [20]$$

$$p_k = \frac{d_k}{T_c} \quad [21]$$

Para cada uno de estos “H” estados se calcula el ENS (el ENS será la confiabilidad del sistema en cada caso). A estos se les denominará “casos base”  $ENS_k$  con  $0 < k < H$ .

Tabla 1 tabla indicativa de niveles de carga de la curva de carga, con su respectiva probabilidad de ocurrencia

Estado	probabilidad
$L_1$	$P_1$
$L_2$	$P_2$
$L_3$	$P_3$
$\vdots$	$\vdots$
$L_{k-1}$	$P_{k-1}$
$L_k$	$P_k$
$L_{k+1}$	$P_{k+1}$
$\vdots$	$\vdots$
$L_{H-1}$	$P_{H-1}$
$L_H$	$P_H$

2.1 Para el cálculo del ENS se debe considerar que los software de hoy en día, utilizan algoritmos que implementan un método de Montecarlo, en el que los datos de entrada para el mismo son tasas de falla “ $\lambda$ ” y tiempos de reparación “ $r$ ”; esto claramente no tiene sentido, si el presente proyecto habla de componentes que no se han de reparar, puesto que su retiro se debe al fin de la vida útil. Es por ese motivo que se recurre al desarrollo del método de Montecarlo, mediante el lenguaje de programación DPL del software DiGSILENT. De acá en adelante se propone el uso del siguiente algoritmo:

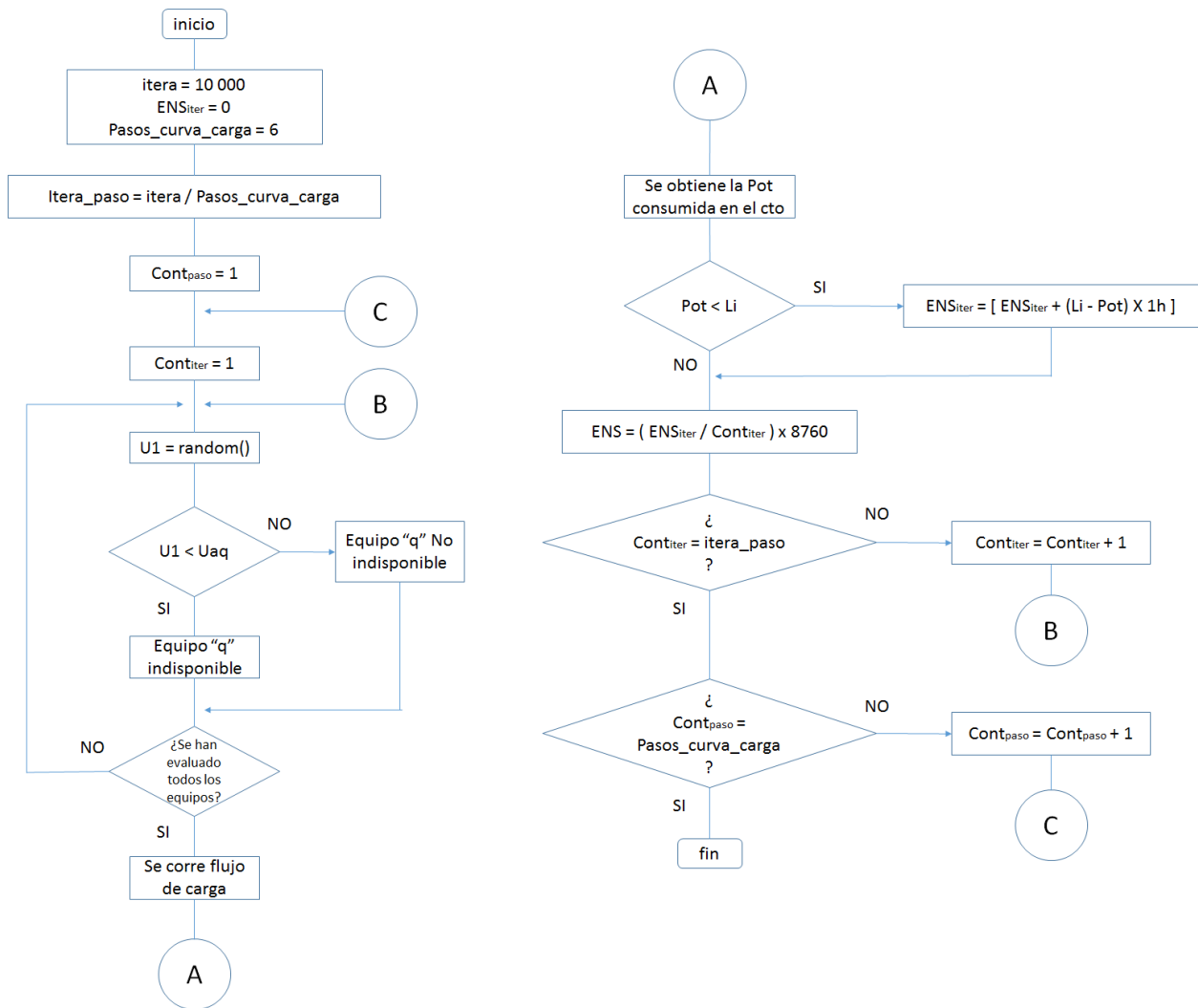


Figura 14 diagrama de flujo, algoritmo a implementar

Tener en cuenta que para el diagrama de flujo anterior, "Uaq" corresponde a la indisponibilidad calculada para cada equipo del sistema, "Li" es la potencia obtenida según la curva de duración de carga, "Pi" es la probabilidad acumulada resultante de la curva de duración de carga y ENS, es la energía no suministrada que se pretende calcular. Como ejemplo se toma un número máximo de iteraciones de 10000. Respecto a esto, cada iteración corresponde a una "hora" simulada, por ende, la potencia y el ENS que se calculan en cada ciclo, son la potencia y el ENS por hora. Debido a que este último se calcula y se acumula iteración tras iteración, es decir hora tras hora (en efecto esto quiere decir que se simulan 20000 horas), entonces se requiere dividir la magnitud obtenida entre el contador de iteraciones, para hacer un "promedio" del ENS por hora. Finalmente se debe multiplicar tal valor por 8760 (número de horas al año), para que la unidad resultante del ENS sea MWh/año.

3. A continuación se debe calcular la "importancia" de cada componente "q", para ello se considerará su vejez y su criticidad en el circuito. Existen 2 "importancias" a calcular, la primera es la "importancia estructural"  $I_S$  y la segunda (que depende de la anterior) es la "importancia crítica"  $I_C$  (se calculan ambas porque 2 componentes que tengan misma  $I_S$ , no necesariamente tienen igual  $I_C$ )

$$I_{S_q} = \frac{\Delta S_r q}{\Delta C_r q} = \frac{ENS_p - ENS_{p_q}}{U_{a_q} - U_{a_{m_q}}} \quad [22]$$

$$I_{C_q} = I_{S_q} \frac{C_r q}{S_r q} \quad [23]$$

En las expresiones anteriores  $S_r$  corresponde a la confiabilidad del sistema (índice ENS para cada caso base) y  $C_r$  la confiabilidad de cada componente ( $U_{a_q}$ ). Esto implica que el cálculo de la importancia se debe hacer para cada componente "q". El valor de  $ENS_p$  y  $ENS_{p_q}$  se calculan como sigue:

$$ENS_p = \sum_{k=1}^H ENS_k \cdot P_k \quad [24]$$

$$ENS_{p_q} = \sum_{k=1}^H ENS_{m_{k_q}} \cdot P_k \quad [25]$$

El  $ENS_k$  (con  $1 < k < H$ ) es el ENS correspondiente a cada caso base (recordar que fueron calculados en el numeral 2 a partir de la curva de duración de carga),  $ENS_p$  es el promedio ponderado de los casos base,  $ENS_{m_{k_q}}$  (con  $1 < k < H$ ) es el calculado para cada componente "q" y para cada nivel de carga "k"; y  $ENS_{p_q}$  es el promedio ponderado de los ENS de determinado componente "q" para todos los niveles de carga "k"

**Tabla 2 matriz de cálculo de ENS previo al cálculo de "importancias"**

Estado de carga	prob	ENS caso base	$ENS_{m_{Hq}}$ para cada componente "q" que se considera disponible (ideal)						
			1	2	3	...	q-2	q-1	q
$L_1$	$P_1$	$ENS_1$	$ENS_{m_{1_1}}$	$ENS_{m_{1_2}}$	$ENS_{m_{1_3}}$	...	$ENS_{m_{1_{q-2}}}$	$ENS_{m_{1_{q-1}}}$	$ENS_{m_{1_q}}$
$L_2$	$P_2$	$ENS_2$	$ENS_{m_{2_1}}$	$ENS_{m_{2_2}}$	$ENS_{m_{2_3}}$	...	$ENS_{m_{2_{q-2}}}$	$ENS_{m_{2_{q-1}}}$	$ENS_{m_{2_q}}$
$L_3$	$P_3$	$ENS_3$	$ENS_{m_{3_1}}$	$ENS_{m_{3_2}}$	$ENS_{m_{3_3}}$	...	$ENS_{m_{3_{q-2}}}$	$ENS_{m_{3_{q-1}}}$	$ENS_{m_{3_q}}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$		$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$L_{k-1}$	$P_{k-1}$	$ENS_{k-1}$	$ENS_{m_{k-1_1}}$	$ENS_{m_{k-1_2}}$	$ENS_{m_{k-1_3}}$	...	$ENS_{m_{k-1_{q-2}}}$	$ENS_{m_{k-1_{q-1}}}$	$ENS_{m_{k-1_q}}$
$L_k$	$P_k$	$ENS_k$	$ENS_{m_{k_1}}$	$ENS_{m_{k_2}}$	$ENS_{m_{k_3}}$	...	$ENS_{m_{k_{q-2}}}$	$ENS_{m_{k_{q-1}}}$	$ENS_{m_{k_q}}$
$L_{k+1}$	$P_{k+1}$	$ENS_{k+1}$	$ENS_{m_{k+1_1}}$	$ENS_{m_{k+1_2}}$	$ENS_{m_{k+1_3}}$	...	$ENS_{m_{k+1_{q-2}}}$	$ENS_{m_{k+1_{q-1}}}$	$ENS_{m_{k+1_q}}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$		$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$L_{H-1}$	$P_{H-1}$	$ENS_{H-1}$	$ENS_{m_{H-1_1}}$	$ENS_{m_{H-1_2}}$	$ENS_{m_{H-1_3}}$	...	$ENS_{m_{H-1_{q-2}}}$	$ENS_{m_{H-1_{q-1}}}$	$ENS_{m_{H-1_q}}$
$L_H$	$P_H$	$ENS_H$	$ENS_{m_{H_1}}$	$ENS_{m_{H_2}}$	$ENS_{m_{H_3}}$	...	$ENS_{m_{H_{q-2}}}$	$ENS_{m_{H_{q-1}}}$	$ENS_{m_{H_q}}$
		$ENS_p$	$ENS_{p_1}$	$ENS_{p_2}$	$ENS_{p_3}$	...	$ENS_{p_{q-2}}$	$ENS_{p_{q-1}}$	$ENS_{p_q}$

Como se aprecia, la importancia estructural depende del cambio de confiabilidades (derivada parcial); Los valores de  $ENS_{m_{k_q}}$  y  $U_{a_{m_q}}$  se calculan como sigue: para cada componente "q", uno por uno se supondrá que la indisponibilidad es cero (el componente nunca va a fallar) y por ende  $U_{a_{m_q}} = 0$  y en cada caso se calculará por el método de Montecarlo, el valor del  $ENS_{m_{k_q}}$  (con  $1 < k < H$ ). En otras palabras, se supone que la componente número 7 (número elegido solo para el ejemplo) tiene una indisponibilidad de cero, entonces  $U_{a_{m_7}} = 0$  y con este valor solo para el componente 7 (los demás componentes conservan el  $U_a$  que se les calculó desde el inicio) calculo el  $ENS_{m_{k_7}}$  del sistema con el método de Montecarlo para cada "k" (con  $0 < k < H$ ; recordar que H corresponde al número de divisiones o estados de la curva de duración de carga)

ya con los valores  $ENS_{m_{Hq}}$ ,  $U_{a_{m_q}}$  y los cálculos indicados antes, se obtiene:

$$I_{S_7} = \frac{\Delta S_r}{\Delta C_r} = \frac{ENS_p - ENS_{p_7}}{U_{a_7}} \quad [26]$$

El  $ENS_{m_{k7}}$  usando el método de Montecarlo se calculará generando un número aleatorio (con distribución uniforme) entre 0 y 1 y comparándolo con la indisponibilidad  $U_{a_q}$  de cada componente. Si el número aleatorio es  $<$  que el  $U_{a_q}$  de cierto componente, entonces se considera que este está indisponible. Se debe tener en cuenta que para el cálculo específico de  $ENS_{m_{k7}}$ , como se indicó previamente, se supone que  $U_{a_{m_7}} = 0$  y por ende en esta simulación puntual, el componente 7 no se verá como indisponible

Finalmente, como ya se conoce el valor de  $S_r$  dada para los casos base “k” (es decir  $ENS_p$ ), y el  $C_r$  de cada componente (o sea  $U_{a_7}$ , que permanece igual en cada caso base), se calcula la “importancia crítica”. Esta última permitirá clasificar cada componente según qué tan “importante” es para el circuito

- Del numeral anterior obtuvimos un listado de los equipos según su importancia (se organiza de mayor a menor), con base en esto se toma uno a uno, según su  $I_C$ , comenzando con el que tiene mayor valor y se reemplaza (reemplazar se refiere a sumir  $U_a = 0$ ); esto implica que en cada ocasión se debe calcular el ENS mediante el método de Montecarlo. Si inicialmente el componente de mayor importancia fue reemplazado, el siguiente paso es reemplazarlo junto con el componente que tenga la segunda mayor  $I_C$ , posterior a ello se reemplazan estos 2 con el 3ro de mayor importancia recordando calcular siempre el ENS del sistema y así hasta haber “reemplazado” todos los equipos (esto se hará “W” veces según el número de componentes del ranking de importancia). Cada uno de estos se conoce como un “escenario de reemplazo” y cada ENS será el  $ENS_{o_{kv}}$  (la “R” hace referencia a los escenarios de reemplazo, “v” va de 0 hasta “W” donde “W” es el número total de escenarios de reemplazo; y “k” se refiere al número de casos base que va de 0 hasta “H” )

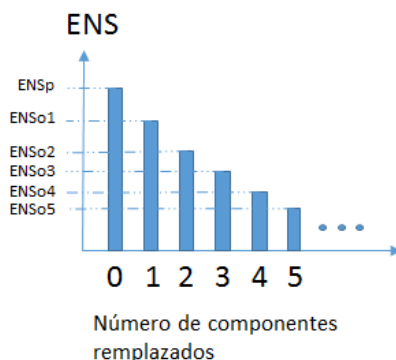
Lo anterior se realiza para cada uno de los casos base “k” hasta el caso “H” (se debe recordar que todos los casos base conforman la curva de duración de carga). Ahora bien, teniendo estos se calcula un valor “promedio” como el ponderado. En otras palabras, de los ítems anteriores se tiene un ENS para cada escenario de reemplazo; este se promedia según cada probabilidad de ocurrencia dada por la curva de duración de carga y así se obtiene un valor ponderado para los escenarios de reemplazo

$$ENS_{o_v} = \sum_{k=1}^H ENS_{k_v} \cdot P_k \quad [27]$$

**Tabla 3 matriz de cálculo de ENS para los escenarios de reemplazo**

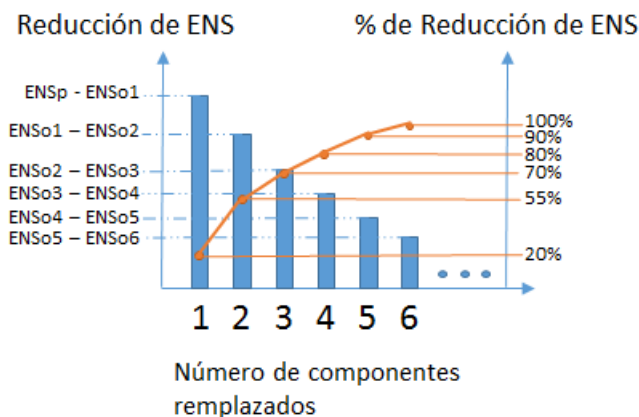
Estado de carga	prob	ENS caso base	$ENS_{p_{kv}}$ para cada escenario de reemplazo “v” hasta el total “W” de escenarios								
			1	2	...	v-1	v	v+1	...	W-1	W
$L_1$	$P_1$	$ENS_1$	$ENSr_{11}$	$ENSr_{12}$	...	$ENSr_{1v-1}$	$ENSr_{1v}$	$ENSr_{1v+1}$	...	$ENSr_{1W-1}$	$ENSr_{1W}$
$L_2$	$P_2$	$ENS_2$	$ENSr_{21}$	$ENSr_{22}$	...	$ENSr_{2v-1}$	$ENSr_{2v}$	$ENSr_{2v+1}$	...	$ENSr_{2W-1}$	$ENSr_{2W}$
$L_3$	$P_3$	$ENS_3$	$ENSr_{31}$	$ENSr_{32}$	...	$ENSr_{3v-1}$	$ENSr_{3v}$	$ENSr_{3v+1}$	...	$ENSr_{3W-1}$	$ENSr_{3W}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$		$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$		$\vdots$	$\vdots$
$L_{k-1}$	$P_{k-1}$	$ENS_{k-1}$	$ENSr_{k-11}$	$ENSr_{k-12}$	...	$ENSr_{k-1v-1}$	$ENSr_{k-1v}$	$ENSr_{k-1v+1}$	...	$ENSr_{k-1W-1}$	$ENSr_{k-1W}$
$L_k$	$P_k$	$ENS_k$	$ENSr_{k1}$	$ENSr_{k2}$	...	$ENSr_{kv-1}$	$ENSr_{kv}$	$ENSr_{kv+1}$	...	$ENSr_{kW-1}$	$ENSr_{kW}$
$L_{k+1}$	$P_{k+1}$	$ENS_{k+1}$	$ENSr_{k+11}$	$ENSr_{k+12}$	...	$ENSr_{k+1v-1}$	$ENSr_{k+1v}$	$ENSr_{k+1v+1}$	...	$ENSr_{k+1W-1}$	$ENSr_{k+1W}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$		$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$		$\vdots$	$\vdots$
$L_{H-1}$	$P_{H-1}$	$ENS_{H-1}$	$ENSr_{H-11}$	$ENSr_{H-12}$	...	$ENSr_{H-1v-1}$	$ENSr_{H-1v}$	$ENSr_{H-1v+1}$	...	$ENSr_{H-1W-1}$	$ENSr_{H-1W}$
$L_H$	$P_H$	$ENS_H$	$ENSr_{H1}$	$ENSr_{H2}$	...	$ENSr_{Hv-1}$	$ENSr_{Hv}$	$ENSr_{Hv+1}$	...	$ENSr_{HW-1}$	$ENSr_{HW}$
		$ENS_p$	$ENS_{o_1}$	$ENS_{o_2}$	...	$ENS_{o_{v-1}}$	$ENS_{o_v}$	$ENS_{o_{v+1}}$	...	$ENS_{o_{W-1}}$	$ENS_{o_W}$

Lo anterior se hace para cada escenario de remplazo y por tanto, se podrá obtener una curva de  $ENS_o$  vs número de equipos remplazados.



**Figura 15** representación de gráfica ENS, vs equipos remplazados en escenarios de remplazo

El siguiente paso propuesto por el paper consiste en tomar la diferencia de los ENS anteriores y realizar un gráfico de Pareto



**Figura 16** diferencia de ENS de los escenarios de remplazo para buscar el PARETO

De él se sabe cuántos componentes se deben remplazar para solucionar el 80% del problema. El gráfico anterior permitirá descartar ciertos escenarios de remplazo que no tiene una fuerte reducción de ENS o que simplemente no tienen reducción del ENS y dejará, solo los escenarios de mayor relevancia (los denotaremos como “y”. tener en cuenta que  $y < W$ )

En los pasos que se presentan a continuación, se expone la forma en la cual se relacionarán los flujos de caja de cada alternativa de remplazo, comparando el valor asociado a la no prestación del servicio (penalizaciones y/o incentivos debido al costo de la energía no suministrada), y el costo del remplazo de ciertos equipos, para determinar cuál es la mejor alternativa de solución, a la problemática de remplazo de componentes por encontrarse próximos al fin de su vida útil. El objetivo es elegir la opción en la que sea mayor el ahorro por no remplazar los equipos, comparado con el costo de penalizaciones por superar el “ENS” establecido en la normatividad

5. Ahora bien, para relacionar la metodología anterior con el marco de confiabilidad-costos, se plantea incluir el valor de la energía no suministrada. El artículo fija un nivel máximo de  $ENS=316$  MWh y dice que en el

reino unido se penaliza con 16 000 libras por cada MWh de más. Para el circuito elegido (en el paper) se realizó una regla de 3 que tiene como objetivo determinar un máximo nivel de ENS así:

$$\left. \begin{array}{l} DEMANDA_{reino\ unido} \\ DEMANDA_{circuito\ de\ prueba} \end{array} \right\} \begin{array}{l} 316MWh \\ x \end{array} \quad x = \left( \frac{DEMANDA_{circuito\ de\ prueba}}{DEMANDA_{reino\ unido}} \right) 316MWh = 70MWh \quad [28]$$

Del numeral anterior se sabe cuál es la ENS para cada escenario de remplazo (número de componentes remplazados), por ende si a cada ENS le restamos los 70MWh obtenidos antes, sabremos cuanto se deberá penalizar al multiplicar este valor por el costo de cada MWh de energía no suministrada ( $COSTO_{ENS}$  = o sea 16 000 libras); a este se le llama el costo de no confiabilidad. En otras palabras, el valor de “x” (70MWh) se refiere al máximo valor de ENS que se puede presentar en el circuito antes de que se paguen penalizaciones.

**Tabla 4 Cálculo del costo de confiabilidad para los escenarios de remplazo**

Escenario de remplazo (después del Pareto)	ENS (MWh)	Diferencia con el ENS objetivo “x” $\Delta$	Costo de no confiabilidad “C”
Caso base (cero remplazos)	$ENS_p$	$\Delta_p = ENS_p - x$	$C_p = \Delta_p \cdot COSTO_{ENS}$
1	$ENS_{o_1}$	$\Delta_1 = ENS_{o_1} - x$	$C_1 = \Delta_1 \cdot COSTO_{ENS}$
2	$ENS_{o_2}$	$\Delta_2 = ENS_{o_2} - x$	$C_2 = \Delta_2 \cdot COSTO_{ENS}$
⋮	⋮	⋮	⋮
y-1	$ENS_{o_{y-1}}$	$\Delta_{y-1} = ENS_{o_{w-1}} - x$	$C_{y-1} = \Delta_{y-1} \cdot COSTO_{ENS}$
y	$ENS_{o_y}$	$\Delta_y = ENS_{o_w} - x$	$C_y = \Delta_y \cdot COSTO_{ENS}$

Cuando el valor de “C” es negativo se da el pago de incentivos. Si es positivo, es el caso de penalizaciones por incumplir el objetivo del ENS “x” (o sea que el ENS del escenario de remplazo es mayor que “x”)

- Así como se indicó en el numeral anterior, se buscará relacionar el costo con la metodología de confiabilidad descrita hasta ahora pero ahora se comparará cuanto se ahorraría en remplazar un equipo hoy o hacerlo unos años adelante. Para esto se tomará la diferencia entre el valor presente y el valor futuro del costo de remplazo.

$$VP = A \left[ \frac{1 - (1 + ir)^{-n}}{ir} \right] \quad [29]$$

$$VF = VP(1 + n \cdot ir) \quad [30]$$

“ir” es la tasa de interés, “n” es el año en que se postergará el remplazo. En todo caso, el VP hace referencia al costo que se tiene hoy, de NO remplazar un equipo o un grupo de equipos. Se debe recordar que cada escenario está conformado por cierta cantidad “v” de equipos a remplazar y esto es equivalente a ver cada escenario como cierta cantidad (el total menos “v”) de equipos que NO se remplazarán hoy (o cuyo remplazo será diferido). Por ejemplo, si hay 100 transformadores y con un escenario de remplazo se cambian 6 de ellos, entonces ese escenario es el mismo que diferir el remplazo de 94 transformadores, por ende, el valor presente VP y el VF se calcularán como el costo de no remplazar esos 94 transformadores. El VF se refiere al cálculo del valor futuro obtenido por el hecho de mantener en funcionamiento la misma cantidad de transformadores a los que se les calculó el VP (o sea 94). En otras palabras, el VP es cuanto se ahorra al NO remplazar esos 94 transformadores hoy (o lo que se pagaría si se remplazaran) y el VF, cuanto se ahorra si se hace un tiempo “n” después (lo que se pagaría si se remplazaran “n” años después).

$$\text{costo de reinversión} = \Delta C_{\text{ahorro}} = VF - VP = VP \cdot n \cdot ir \quad [31]$$

Esto se calcula para cada uno de los escenarios de remplazo obtenidos en el análisis de Pareto de los numerales anteriores (en el paper se asume que el costo de remplazo de cada componente “Cr” es de 4 millones de libras hoy en día). Así, para cada escenario se calcula  $\Delta C_{\text{ahorro}}$  (costo de reinversión, que es el ahorro producto de posponer el remplazo de los equipos “n” años.).

**Tabla 5 Cálculo del costo de reinversión para los escenarios de remplazo**

Escenario de remplazo (después del Pareto)	VP	VF	$\Delta C_{\text{ahorro}} = VF - VP$
Caso base (0 remplazos)	$VP_p = (y - 0) \cdot Cr$	$VF_p = VP_p(1 + n \cdot ir)$	$VF_p = VP_p \cdot n \cdot ir$
1	$VP_1 = (y - 1) \cdot Cr$	$VF_1 = VP_1(1 + n \cdot ir)$	$VF_1 = VP_1 \cdot n \cdot ir$
2	$VP_2 = (y - 2) \cdot Cr$	$VF_2 = VP_2(1 + n \cdot ir)$	$VF_2 = VP_2 \cdot n \cdot ir$
⋮	⋮	⋮	⋮
y-1	$VP_{y-1} = [y - (y - 1)] \cdot Cr = Cr$	$VF_{y-1} = VP_{y-1}(1 + n \cdot ir)$	$VF_{y-1} = VP_{y-1} \cdot n \cdot ir$
y	$VP_y = [y - (y)] \cdot Cr = 0$	$VF_y = VP_y(1 + n \cdot ir)$	$VF_y = VP_y \cdot n \cdot ir$

Ya para finalizar, La mejor alternativa de remplazo se obtiene del Pareto pero se debe comparar el costo de no confiabilidad “C” obtenido en el numeral 5, con el costo de reinversión “ $\Delta C_{\text{ahorro}}$ ” (esto para los distintos escenarios de remplazo). Esta comparación nos entrega como resultado, el determinar cuál es el máximo número de transformadores que se pueden remplazar a futuro (o cuyo remplazo se puede posponer) sin afectar la confiabilidad del sistema. Lo anterior ocurre en los escenario de remplazo en los cuales  $\Delta C_{\text{ahorro}} > C$  (es decir, cuando el ahorro de postergar el remplazo de cierto número de equipos sea mayor a lo que se paga por el ENS al dejarlos en servicio)

nota:

En [1] los autores proponen un algoritmo para eliminar sobrecargas en las líneas de transmisión basado en el cálculo de un factor de sensibilidad que mide la variación de la carga en las líneas del sistema ante cambios de generación o deslastre de carga. Se deja la salvedad de no usar este análisis debido a que el paper asume que el sistema se encuentra en operación normal, es decir, sin sobrecargas.

## 5 IMPLEMENTACIÓN, PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA PROPUESTA

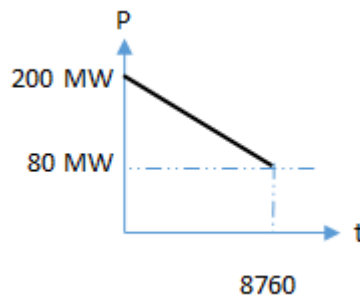
El presente capítulo incluye una explicación de la metodología, al realizar un pequeño cálculo del algoritmo de Montecarlo y mostrando gráficamente su salida; describe la implementación de los pasos mencionados en apartados anteriores, el circuito de prueba a analizar, las características de sus componentes y los resultados que se van obteniendo numeral por numeral, mientras se realizan los cálculos respectivos.

### 5.1 Prueba cálculo de ENS con el método de MONTECARLO

Con el fin de comprobar y lograr el buen funcionamiento del algoritmo de Montecarlo, en cuanto al cálculo de la energía no suministrada ENS, se optó por realizar una prueba a escala (entiéndase por escala, a una suposición de índole eléctrica y de cantidad de equipos.) en la que se suponen los valores de potencia de una reducido número de componentes, su potencia, y se desprecia su “criticidad” en el circuito. Con esto

último lo que se quiere dar a entender, es que no se realizarán cálculos de “importancia” (por ser únicamente una prueba del algoritmo para obtener el ENS). Es útil recordar que la “importancia” y su ranking respectivo, son el resultado de calcular repetidas veces la energía no suministrada, por tanto, el presente numeral es la base para ello.

Siguiendo el diagrama de flujo mostrado en secciones previas, pero obviando el cálculo de flujos de carga y demás, se propone calcular la energía no suministrada en un sistema de 6 componentes, cada uno con potencia nominal de 40MW, con una indisponibilidad de 0.02 y para un tiempo de estudio de 1 año o 8760 horas. Se supondrá una curva de duración de carga recta decreciente, con los valores tal y como se muestran a continuación:



**Figura 17 curva de duración de carga para ejemplo en Matlab**

Esta recta se dividirá en 5 pasos de potencia, para emular el comportamiento que tendrá la simulación en DigSILENT, ya que en ella se supondrá de la misma forma. Es bueno añadir que se podría emplear la siguiente expresión para calcular el valor de potencia en la curva de carga:

$$L = Pot_{min} + (Pot_{max} - Pot_{min})U_2 = 80 + 120U_2 \quad [32]$$

Pues proporciona una mayor rapidez en la determinación de la potencia en la curva de carga. Para la expresión anterior se debe considerar que se supone una curva de duración de carga recta y además que se encuentra en función de un número entre 0 y 1, por ese motivo la variable dependiente ahora es “U2” (y no el tiempo “t”), siendo este, un número aleatorio (que hará las veces de probabilidad acumulada). En todo caso, no se debe olvidar que esta es una aproximación al comportamiento real.

El algoritmo grandes rasgos cuenta con las siguientes etapas (tener consideración que está basado en el diagrama de flujo presentado en secciones anteriores):

- I. Se definen parámetros de entrada como la indisponibilidad de cada equipo, la potencia nominal de cada uno, la cantidad, máximo y mínimo pico de carga, tiempo de estudio, número de iteraciones (se supusieron 500 000), número de pasos para dividir la curva de carga, etc.
- II. Según el “número de pasos” y el tiempo de estudio definido en el numeral anterior, se realiza una división de la curva de duración de carga y a cada intervalo obtenido se le asocia una probabilidad de ocurrencia (estará dada por la relación entre duración de cada paso y el tiempo de estudio)
- III. Mediante la generación de un número aleatorio entre 0 y 1 se determina que equipos se encuentran indisponibles. Esto se logra comparando tal número con la indisponibilidad de todos y cada uno de los equipos. Si el número aleatorio es menor que la indisponibilidad Uaq, entonces se considera que el componente está fallado por fin de su vida útil. Teniendo en cuenta que cada equipo tiene asociada una potencia nominal, entonces se puede determinar la potencia total

entregada P, sencillamente haciendo la suma de las potencias de los equipos que no se encuentren indisponibles

- IV. Acto seguido se determina de forma aleatoria, en qué punto de la curva de carga podríamos estar. Para ello se genera un número aleatorio entre 0 y 1 y se compara con la probabilidad acumulada de cada paso de la curva de carga, entonces, dependiendo de la comparación mencionada, se define que potencia L se elige para comparar, seguir con el cálculo y determinar si hay energía no suministrada
- V. Considerando la potencia entregada P obtenida en el numeral III, y la potencia de la curva de carga del numeral IV, se determina en cada iteración cual es la potencia no entregada, haciendo la diferencia entre L y P. Esto solo se realizará cuando L sea mayor que P, porque implica que la curva de carga supero la potencia entregada y por ende hay un déficit. Debido a que cada iteración corresponde a la simulación de una hora, se puede decir que la resta “L-P” se convertirá en energía no entregada al multiplicarla por 1h. de esta forma obtenemos kWh o MWh. Este valor de energía se acumula iteración tras iteración y para evitar que su valor crezca indefinidamente, se divide en el número de iteraciones que se han ejecutado. La división anterior nos cambia las unidades a MWh/h por lo cual hay que realizar el factor de conversión:

$$\left[ \frac{MWh}{h} \right] \cdot \left[ \frac{8760h}{año} \right] \Rightarrow \left[ \frac{MWh}{año} \right]$$

- VI. Finalmente, lo último a realizar por el algoritmo es imprimir el último valor calculado del ENS, y graficar la tendencia del ENS en función del número de iteraciones.

Para observar los resultados, se desarrolló el código que se muestra en el ANEXO 1 y de él se obtiene lo siguiente:

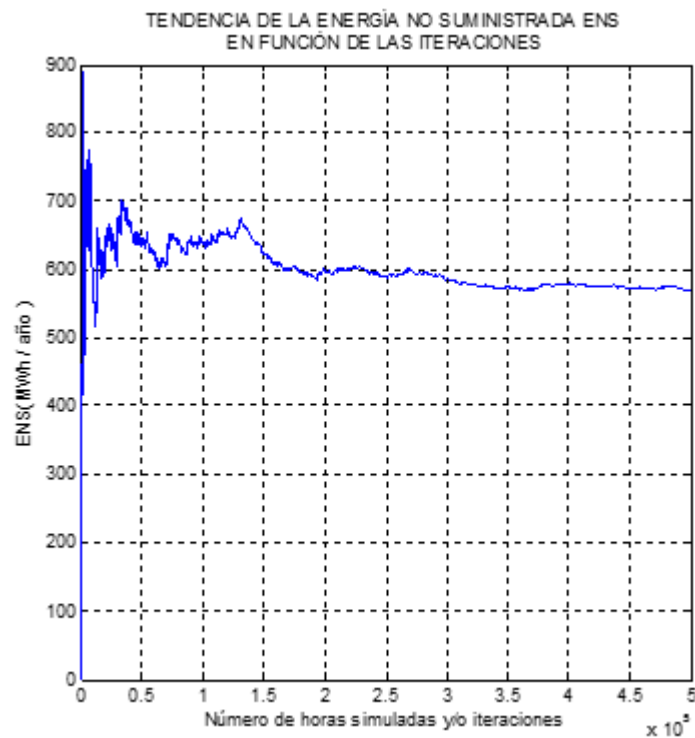


Figura 18 comportamiento del ENS, en función del número de iteraciones

El valor final para la energía no suministrada es de 568,3 MWh/año y tiende a ser estable en la medida que aumentamos el número de iteraciones. Como se aprecia, la precisión del algoritmo va a depender en gran medida de la cantidad de simulaciones ejecutadas; en términos prácticos, ejecutar un número de 100 000 iteraciones (que en realidad es un número bastante bueno), puede comprometer los resultados obtenidos en una cantidad de aproximadamente 100 MWh/año. Como se sabe de [5], se debe poner en una balanza tanto la precisión del resultado, como el tiempo de simulación. Esto porque como es obvio y se mencionó en numerales previos, un mayor número de iteraciones implica mayor tiempo de simulación. En este caso al ser una prueba simple, la simulación de 500 000 iteraciones no tardó más de 5 segundos. Sin embargo, al ejecutar los pasos descritos en la metodología, para un circuito de proporciones reales y con flujos de carga, el tiempo crecerá de forma exorbitante.

## 5.2 Aplicación DigSILENT

Con el objetivo de poner en práctica la metodología ampliamente descrita, se propuso la simulación de un circuito de prueba disponible en el DigSILENT, que cuenta con las siguientes características

- 8 transformadores distribuidos en 4 subestaciones e inmersos en una red de media tensión (en el siguiente gráfico con la letra “S” se aprecian tales subestaciones). Las características de estos son:
  - Transformador 1: potencia nominal 36MVA, lado de alta 63kV, lado de baja 20 kV, voltaje de cortocircuito 16.9% (sec positiva) voltaje de cortocircuito 3% (sec cero), configuración Y-YN (subestación 4) pérdidas en el cobre 178.99 kW. Edad 20 años, carga del cto atendida aprox. 4.8%
  - Transformador 2: potencia nominal 36MVA, lado de alta 63kV, lado de baja 20 kV, voltaje de cortocircuito 16.9% (sec positiva) voltaje de cortocircuito 3% (sec cero), configuración Y-YN (subestación 1) pérdidas en el cobre 0 kW. Edad 25 años, carga del cto atendida aprox. 22.3%
  - Transformador 3: potencia nominal 36MVA, lado de alta 63kV, lado de baja 20 kV, voltaje de cortocircuito 16.9% (sec positiva) voltaje de cortocircuito 3% (sec cero), configuración Y-YN (subestación 1) pérdidas en el cobre 0 kW. Edad 30 años, carga del cto atendida aprox. 14.7%
  - Transformador 5: potencia nominal 36MVA, lado de alta 63kV, lado de baja 20 kV, voltaje de cortocircuito 16.9% (sec positiva) voltaje de cortocircuito 3% (sec cero), configuración Y-YN (subestación 3), pérdidas en el cobre 147.99 kW. Edad 35 años, carga del cto atendida aprox. 11.3%
  - Transformador 4: potencia nominal 36MVA, lado de alta 63kV, lado de baja 20 kV, voltaje de cortocircuito 16.9% (sec positiva) voltaje de cortocircuito 3% (sec cero), configuración Y-YN (subestación 3), pérdidas en el cobre 147.99 kW. Edad 40 años, carga del cto atendida aprox. 6.8%
  - Transformador 8: potencia nominal 36MVA, lado de alta 63kV, lado de baja 20 kV, voltaje de cortocircuito 16.9% (sec positiva) voltaje de cortocircuito 3% (sec cero), configuración Y-YN (subestación 2) pérdidas en el cobre 178.99 kW. Edad 55 años, carga del cto atendida aprox. 21.4%
  - Transformador 6: potencia nominal 30MVA, lado de alta 63kV, lado de baja 20 kV, voltaje de cortocircuito 13.0%, (sec positiva) voltaje de cortocircuito 3% (sec cero), configuración Y-YN (subestación 2) pérdidas en el cobre 135.00 kW. Edad 50 años, carga del cto atendida aprox. 9.9%
  - Transformador 7: potencia nominal 36MVA, lado de alta 63kV, lado de baja 20 kV, voltaje de cortocircuito 16.9% (sec positiva) voltaje de cortocircuito 3% (sec cero), configuración

Y-YN (subestación 2) pérdidas en el cobre 178.99 kW. Edad 45 años, carga del cto atendida aprox. 8.4%

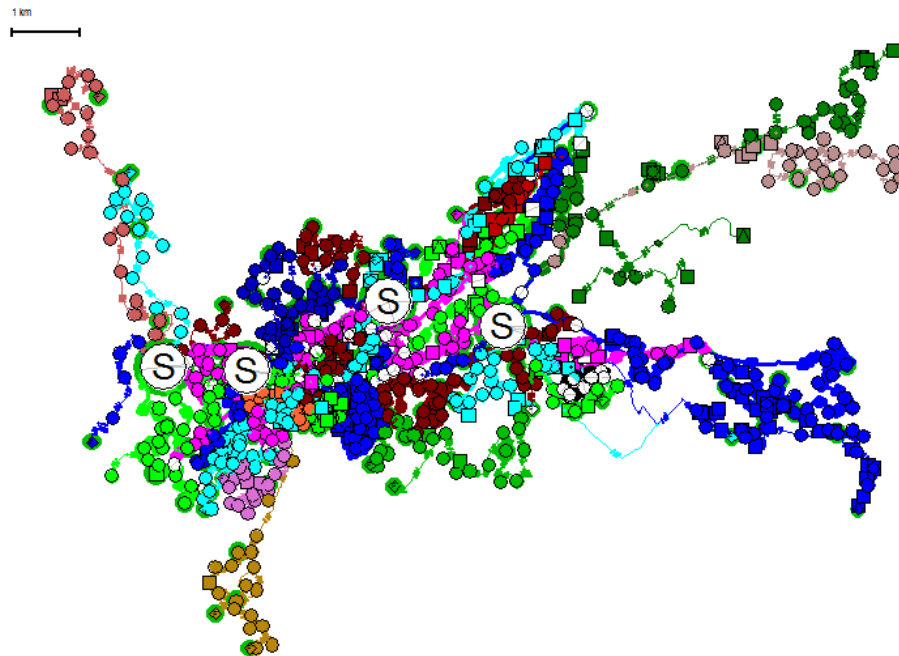


Figura 19 circuito a simular en DigSILENT

En el anexo 3 se muestran los unifilares de las subestaciones, allí se aprecian los transformadores referenciados. El desarrollo del código para implementar la metodología descrita correrá con solo 6 transformadores (1, 2, 3, 4, 5 y 7), para reducir los tiempos de simulación (puesto que podría tardarse más de 15 horas, para el caso de los 8). Se supondrá un sistema totalmente confiable en redes de distribución, por lo cual se asume que las líneas, conductores, estructuras y sus componentes asociados no fallarán por fin de vida útil. Se harán los análisis a 2 horizontes de tiempo diferentes (1 año y 10 años) con el fin de observar la criticidad de la variable “tiempo” o “edad” en el estudio; en este sentido se debe considerar que como se vio previamente, existe una curva que describe la vida de los componentes (curva de la bañera); específicamente, en el fin de la vida del equipo la tasa de falla puede crecer estrepitosamente, por lo cual se considera y se enfatiza que el tiempo de estudio adecuado es a 1 año, debido a que a mayor tiempo, mucho mayor riesgo de falla por fin de vida útil de los equipos.

- 950 puntos de cargas
- pico máximo de potencia = 170,254 MW
- pico mínimo de potencia = 40% pico máximo de potencia = 68,10 MW (para facilitar cálculos y dar un poco de celeridad a la simulación, se elegirá la aproximación de línea recta para la curva de duración de carga; se tomarán 6 pasos y se procederá a correr el algoritmo)
- El tiempo de estudio es de 8760 horas (un año) o 87600 (en 10 años)

A continuación, se describen brevemente las actividades realizadas para la implementación del algoritmo (no se entrará en detalle debido a que en la descripción de la metodología, esto se explicó a fondo)

- I. Se obtiene la desviación estándar y la media (Recordar que en el cálculo de tales parámetros, se usa el método de los mínimos cuadrados), para la distribución de probabilidad normal que se

usará en el cálculo de las indisponibilidades de los transformadores. Ver anexo 4. Así,  $\sigma=4$  años y  $\mu=21$  años

- II. Con la información del numeral “I” se procede a obtener las indisponibilidades propias de cada transformador. Recordando que debemos basarnos en la probabilidad  $Pq_i$  de que un componente falle (por fin de su vida útil). Ecuación [12]

$$Pq_i = \frac{Q\left(\frac{T + [i - 1] \cdot \Delta t - \mu}{\sigma}\right) - Q\left(\frac{T + i \cdot \Delta t - \mu}{\sigma}\right)}{Q\left(\frac{T - \mu}{\sigma}\right)} \quad \text{para } 1 < i < N$$

Empleamos los siguientes parámetros:

- $\mu = 21$  años
- $\sigma = 4$  años
- $r = 0.231642$
- $b1 = 0.319382$
- $b2 = -0.356564$
- $b3 = 10781478$
- $b4 = -1.821256$
- $b5 = 1.330274$
- $\Delta t = 0.01$  años y  $0.1$  años (para estudio a 1 año y a 10 años respectivamente)
- $t = 1$  años y  $10$  años
- $N = 100$
- $1 < i < N$

$$Pq_i = \frac{Q(A) - Q(B)}{Q(C)} \quad [33]$$

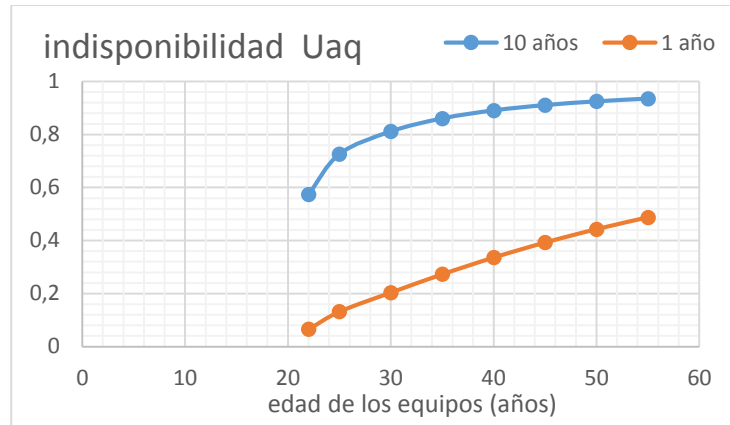
Debido a que  $N = 100$  (número de divisiones de la vida remanente de los transformadores), se hace complicado mostrar las memorias de cálculo, por eso, se presentan únicamente las correspondientes a un solo transformador (anexo 5) pero se listan las indisponibilidades “Uaq” de todos:

**Tabla 6 indisponibilidades Uaq para los transformadores del cto. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año**

a)		b)	
Transformador	Uaq	Transformador	Uaq
1	0.57421	1	0.06584
2	0.72610	2	0.13215
3	0.81137	3	0.20397
5	0.86036	5	0.27289
4	0.89060	4	0.33593
7	0.91062	7	0.39246
6	0.92469	6	0.44276
8	0.93504	8	0.48739

Como se ve, la indisponibilidad al hacer el estudio a 10 años es mayor que la calculada en el estudio a un solo año. Lo anterior tiene sentido debido a la relación directa que existe en cálculo de la misma, con la variable T, que es el tiempo de vida útil al que se le hace el análisis (ecuación [13], [14], [15] y [16]). Así mismo, como se aprecia en el siguiente gráfico, a medida que el tiempo

de estudio crece, la indisponibilidad se hace críticamente alta (además de que a mayor edad, mayor Uaq, lo cual tiene sentido porque un equipo de más años tiene más probabilidad de quedar fuera de servicio). En el tiempo de estudio a un año, se debe observar que la tendencia es de crecimiento casi constante.



**Figura 20. Tendencia de las indisponibilidades en función del equipo**

Los pasos para la curva de duración de carga se establecieron en 6 (así como se propone en [3]), pero el cálculo se realiza dentro del mismo código impuesto en DigSILENT (ver anexo 2), de esta forma se da libertad de ajustar tal valor para obtener mayor grado de exactitud y fidelidad al valor original.

- III. Dado que el algoritmo general del proyecto se explicó con todo detalle anteriormente (se presentó el diagrama de flujo inclusive), solo resta decir que se empleó el código del anexo 2, con los parámetros expuestos y que allí mismo se encuentran consignados. Nuevamente se recalca el hecho de que no se vuelve a explicar el algoritmo a seguir, puesto que además de lo mencionado, el código cuenta con muchos bucles anidados y sería bastante extenso y dispendioso entrar en detalle.
- IV. Se debe recordar a partir de ahora, que con el fin de que los cálculos se mantengan consistentes entre una simulación y otra, se fija y se mantiene constante la semilla para el generador de los números aleatorios (con esto, siempre se obtendrá la misma secuencia de números). Debido al latente compromiso de la cantidad de iteraciones con la precisión del resultado, se optó por realizar 2 simulaciones, una con 5 000 y la otra con 10 000 iteraciones. Al hacer esto se obtienen los siguientes valores:

**Tabla 7 comparación potencia consumida – ENS base para 10 000 y 5 000 iteraciones. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año**

a)

P consumida CASO BASE (MW)	
10 000 iteraciones	5 000 iteraciones
86.01	48.61

ENS CASO BASE (GWh)	
10 000 iteraciones	5 000 iteraciones
5987.31	5979.30

b)

P consumida CASO BASE (MW)	
10 000 iteraciones	5 000 iteraciones
170.25	153.77

ENS CASO BASE (GWh)	
10 000 iteraciones	5 000 iteraciones
171.85	172.55

Las tablas anteriores muestran que a medida que el tiempo de estudio se reduce, los valores de energía no suministrada también lo hacen; esto tiene sentido debido a que las indisponibilidades son más pequeñas a menor tiempo de análisis y por ende es más “difícil” que los transformadores fallen (al comprarlas con un número aleatorio, como lo indica el algoritmo implementado y mostrado en la Figura 13). Los siguientes resultados representan la potencia entregada y la energía no suministrada cuando determinado transformador es considerado ideal (nunca falla), pero los demás cuentan con la indisponibilidad calculada antes

**Tabla 8 comparación potencia consumida – ENS para 10 000 y 5 000 iteraciones. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año**

a)

P consumida (MW)			ENS (GWh)		
Trafo	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones	Trafo	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones
1	118.8	56.77	1	5722.41	5703.73
2	110.7	94.16	2	4306.34	4316.28
3	118.8	110.72	3	4763.49	4778.90
4	67.47	59.31	4	5422.34	5425.38
5	72.80	80.96	5	4667.73	4659.87
6	73.25	97.96	6	5076.35	5038.15

b)

P consumida (MW)			ENS (GWh)		
Trafo	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones	Trafo	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones
1	129.58	145.54	1	169.66	167.14
2	135.35	143.07	2	140.48	144.21
3	146.06	170.25	3	140.86	141.40
4	153.77	132.85	4	151.30	149.90
5	134.84	170.25	5	121.60	118.00
6	159.55	132.85	6	132.96	132.75

Como se aprecia en las tablas anteriores, la energía no suministrada conserva la misma tendencia para 10000 y para 5000 iteraciones (en ambos casos de análisis, con 1 y 10 años), incluso mostrando magnitudes bastante similares y del mismo orden de magnitud, hecho que no sucede con la potencia activa. Con los valores anteriores (incluyendo los casos base), se obtienen las importancias “Is” (estructural) e “Ic” (crítica)

**Tabla 9 comparación Ic – Is para 10 000 y 5 000 iteraciones. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año**

a)

Importancia estructura Is (GWh)			Importancia crítica Ic		
Trafo	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones	Trafo	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones
1	461.32	479.92	1	0.044243	0.046088
2	2315.05	2290.35	2	0.280754	0.278130
3	1508.33	1479.47	3	0.204402	0.200760
4	656.66	643.82	4	0.094360	0.092640
5	1481.67	1481.50	5	0.220396	0.220666
6	1000.37	1033.53	6	0.152148	0.157402

b)

Importancia estructura Is (GWh)			Importancia crítica Ic		
Trafo	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones	Trafo	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones
1	33.16	82.21	1	0.012705	0.031371
2	237.33	214.44	2	0.182506	0.164230
3	151.90	152.73	3	0.180292	0.180543
4	75.31	83.00	4	0.119591	0.131267
5	149.57	162.36	5	0.292373	0.316097
6	99.09	101.41	6	0.226303	0.230658

Hasta acá se aprecian diferencias considerables en las magnitudes calculadas (especialmente entre el análisis a 1 año y el análisis a 10 años), esto debido a la precisión involucrada en la cantidad de iteraciones del método de Montecarlo y el cambio en la magnitud de las indisponibilidades; en todo caso, se debe resaltar lo que ocurre a continuación:

**Tabla 10 ranking de importancia crítica para los transformadores comparando 10 000 y 5 000 iteraciones. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año**

a)

Ranking de Importancia crítica Ic			
Trafo	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones	trafo
2	0.280754	0.278130	2
5	0.220396	0.220666	5
3	0.204402	0.200760	3
6	0.152148	0.157402	6
4	0.094360	0.092640	4
1	0.044243	0.046088	1

b)

Ranking de Importancia crítica Ic			
Trafo	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones	trafo
5	0.292373	0.316097	5
6	0.226303	0.230658	6
2	0.182506	0.180543	3
3	0.180292	0.164230	2
4	0.119591	0.131267	4
1	0.226303	0.031371	1

Como es evidente las magnitudes continúan siendo diferentes, pero a diferencia de las tablas anteriores, en el ranking de importancia crítica Ic se aprecia una tendencia clara entre 2 equipos que ocupan la cabeza de la tabla, y 2 equipos que definitivamente cuentan con menor importancia (recordar que esto relaciona el ENS con la indisponibilidad; se hace esta aclaración porque a pesar de que el equipo 1 es el menos “importante”, tiene el ENS más alto en ambos casos de estudio y para cualquier número de simulaciones. En todo caso, prima Ic). También se puede ver que los equipos 2 y 5 (para análisis a 10 años) y el 5 y 6 (en el estudio a 1 año) comparten y se disputan el “top 2” de importancia, por tanto se podría entender que son “parejos” en cuanto a su criticidad en el circuito (queda abierta la posibilidad para ver qué sucede si se aumenta el número de iteraciones). Del mismo modo, es evidente que los equipos 1 y 4 son de menor importancia (en ambas situaciones y con distintas iteraciones quedaron en igual posición) por lo cual se sospecharía que su remplazo no es tan vital, mientras que los 3 equipos de cabeza de tabla podrían ser el “Pareto” de la situación. Así mismo, se debe tener en cuenta que para el caso de 10 000 iteraciones a 1 año, el transformador 2 y el 3 cambian de posición en el ranking; esto puede deberse a que en este tiempo de análisis ambos tienen importancias críticas bastante similares, por ende es posible que a un mayor número de iteraciones, cualquiera de los 2 pueda ocupar esa posición sin diferencia en el resultado final. De todas formas es importante destacar que el transformador 2 es el que posee mayor carga en el circuito (alrededor del 22% del total, contra el 14,7% del transformador 3), por ende se podría pensar que esa es la razón por la cual, al realizar las 10 000 iteraciones, sube de posición

en el ranking. Es importante destacar que las edades de ambos componentes (para el 2, 25 años y para el 3, 30 años) no fueron decisivas, quizá debido a que son similares.

- V. El siguiente paso para continuar con la implementación de la metodología, hace referencia a definir escenarios de remplazo; estos se conforman primero remplazando el equipo top de la lista, luego remplazando el primero con el segundo, posterior a ello remplazando el primero, segundo y tercero; y así hasta acabar con el ranking de importancia (cuando hay muchos transformadores y en el ranking hay algunos de muy baja importancia, entonces se pueden “despreciar” al momento de definir los escenarios de remplazo. Esto se podría sospechar del equipo 1, sin embargo para hacer ilustrativa la practicidad de este algoritmo, se tiene en cuenta). Recordar que en las siguientes tablas, los escenarios de remplazo no contemplan los mismos transformadores cuando se habla de 10 000 y 5 000 iteraciones.

**Tabla 11 comparación potencia consumida – ENS para 10 000 y 5 000 iteraciones en escenarios de remplazo. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año**

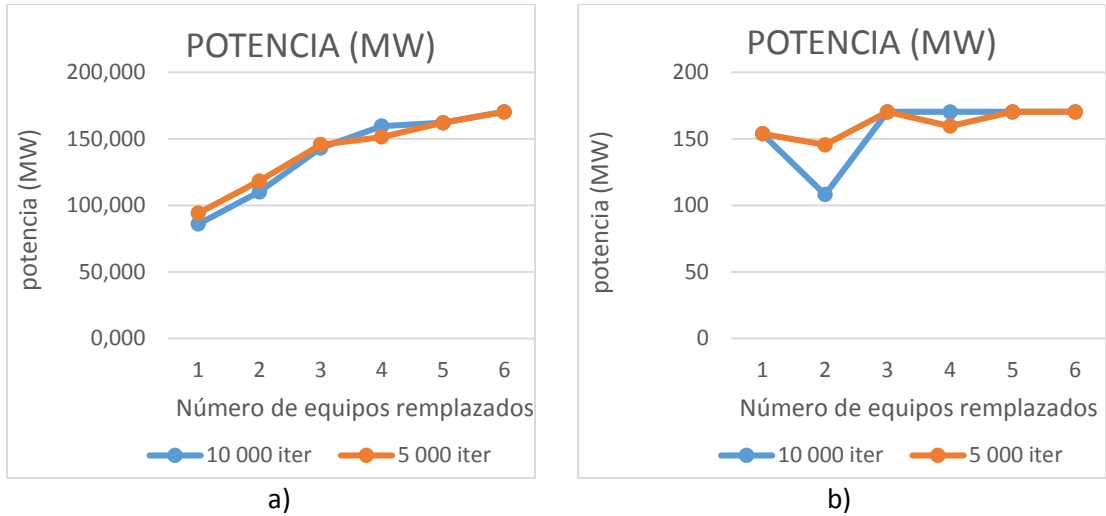
a)

P consumida (MW)			ENS (GWh)		
Escenario	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones	escenario	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones
1	86.01	94.16	1	4313.05	4338.26
2	110.20	118.36	2	2993.40	2998.24
3	143.07	145.61	3	1772.76	1766.97
4	159.55	151.39	4	857.50	852.72
5	162.09	162.09	5	285.92	286.59
6	170.25	170.25	6	0	0

b)

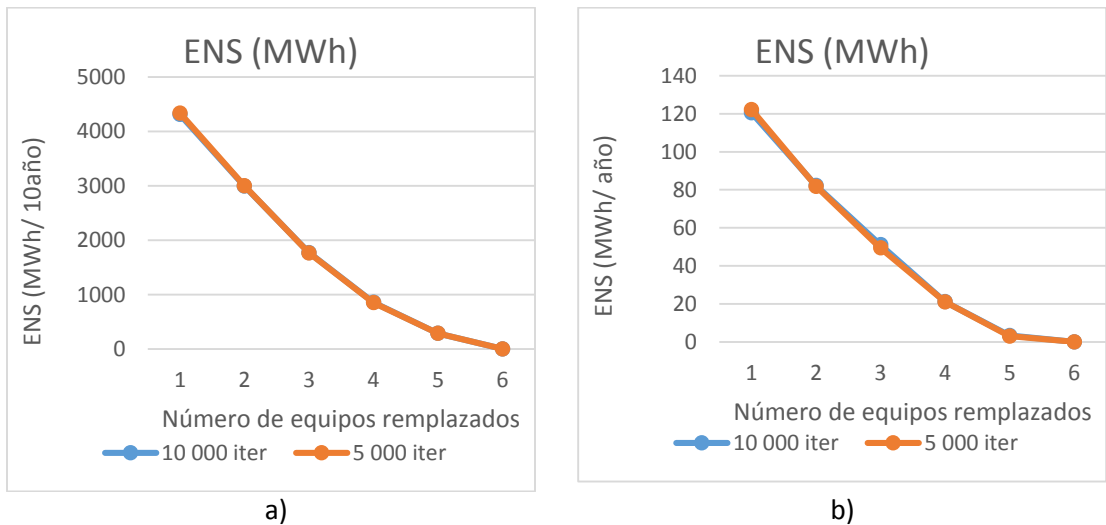
P consumida (MW)			ENS (GWh)		
Escenario	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones	escenario	10 000 iteraciones	5 000 iteraciones
1	153.77	153.77	1	120.52	122.22
2	108.14	145.54	2	82.25	81.77
3	170.25	170.25	3	51.06	49.43
4	170.25	159.55	4	21.14	21.08
5	170.25	170.25	5	3.36	3.07
6	170.25	170.25	6	0	0

Vemos de las tablas anteriores, que a medida que el escenario de remplazo incluye más transformadores, el algoritmo se hace un poco más robusto puesto que sin importar el número de iteraciones, se tiende al mismo resultado. Se debe notar también que existe escenarios para los cuales ya no hay energía no suministrada o su valor es muy pequeño, lo cual implica que efectivamente, como se indicó en el numeral anterior, el “Pareto” de la situación podría estar en el remplazo de alrededor de 4, 5 o 6 equipos (resultado importante porque ya empiezan a existir criterios para sacar conclusiones). A continuación se aprecia lo mencionado previamente, pero de forma un tanto más gráfica



**Figura 21** comportamiento de la potencia no entregada, en función de los escenarios de remplazo. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año

Como se aprecia en las gráficas anteriores y siguientes, existe un comportamiento bastante similar en el cálculo de las potencias (figura 21) y el ENS (figura 22), cuando se trabaja en el análisis a 10 años y un tanto “errático” pero más constante en el estudio a 1 año. Lo anterior puede ser posible debido a que las indisponibilidades “Uaq” que se calcularon a un menor tiempo de análisis, son de menor magnitud comparadas con las indisponibilidades que se calcularon para 10 años, esto lleva a pensar que a menores valores de indisponibilidad, menor cantidad de salidas de los equipos estudiados durante la simulación (lo anterior debido a que las “Uaq” pequeñas, corresponden a una probabilidad menor de que los equipos fallen por fin de su vida útil)



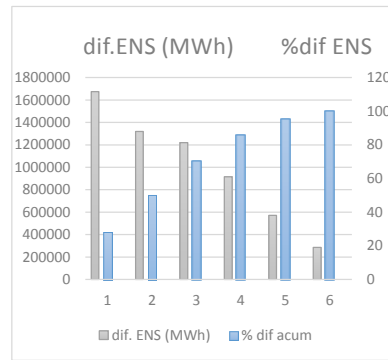
**Figura 22** comportamiento de la energía no suministrada, en función de los escenarios de remplazo. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año

VI. En esta instancia se debe aclarar, que en vista de que a mayor número de iteraciones, mayor precisión, de acá en adelante se van a aplicar los resultados y/o escenarios de remplazo para el caso de las 10 000 iteraciones. El paso siguiente es rehacer la tabla del numeral anterior, pero haciendo la resta de los escenarios de remplazo; con esto se logra conocer, que alternativas

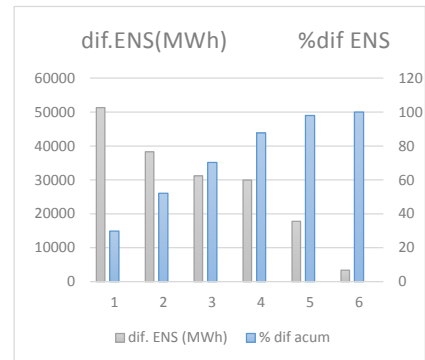
solucionan el 80% del problema (Pareto). Recordar que el ENS base para el análisis a 10 años es 5987.31 GWh y para el análisis a 1 año es 171.85 GWh

**Tabla 12 diferencia ENS (respecto al caso base) para escenarios de remplazo con 10 000 iteraciones. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año**

10 000 iteraciones				10 000 iteraciones			
escenario	Diferencia ENS (MWh)	% diferencia ENS	% diferencia ENS acum.	escenario	Diferencia ENS (MWh)	% diferencia ENS	% diferencia ENS acum.
1	1674259,81	27,96	27,96	1	51324,78	29,86	29,86
2	1319645,42	22,04	50,00	2	38268,06	22,26	52,13
3	1220642,29	20,38	70,39	3	31190,15	18,14	70,28
4	915260,45	15,28	85,67	4	29927,41	17,41	87,69
5	571582,26	9,54	95,22	5	17777,46	10,34	98,04
6	285920,76	4,77	100	6	3364,65	1,95	100



a)



b)

**Figura 23. Diferencia de los ENS de los escenarios de remplazo para caso DigSILENT. a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año**

En las gráficas anteriores claramente se ve que la alternativa 5 prácticamente soluciona el 100% del problema, y que la alternativa 4, siendo la más cercana supera el 80%. De acá se aprecia que la mejor solución es remplazar 4 equipos, ya sea para el estudio a 10 años o para el de 1 solo año. Se puede inferir entonces que el Pareto de la situación [1] correspondería a la alternativa 4 o escenario de remplazo 4. En teoría esto podría ser eficaz, sin embargo hace falta un análisis económico que refuerce la decisión.

En los pasos que se presentan a continuación, se expone la forma en la cual se relacionarán los flujos de caja de cada alternativa de remplazo, comparando el valor asociado a la no prestación del servicio (penalizaciones y/o incentivos debido al costo de la energía no suministrada), y el costo del remplazo de los equipos, para determinar cual es la mejor alternativa de solución, a la problemática de remplazo de componentes por encontrarse próximos al fin de su vida útil. El objetivo es elegir la opción en la que sea mayor el ahorro por no remplazar los equipos, comparado con el costo de penalizaciones por superar el “ens” establecido en la normatividad.

VII. Con el fin realizar el análisis económico, se requiere considerar la demanda de Colombia (para aterrizar la metodología a nuestro país), la demanda de nuestro sistema de prueba y el valor del ENS máximo antes de que se paguen penalizaciones.

Si tenemos en cuenta que la demanda en Colombia es aproximadamente 60 GWh, entonces el valor de energía no suministrada antes de que se cobren penalizaciones (que sería

aproximadamente un 3% de la energía demandada total – se toma 3% a forma de ejercicio para mostrar la funcionalidad de la metodología y como un valor cercano al 2% fijado en el artículo 6 de la resolución CREG 093 de 2012 y que depende del pronóstico de demanda) sería:

$$ENS_{colombia} = 0.03 * Demanda_{colombia} \quad [34]$$

Para un año, 1.8 GWh y 18 GWh para 10. Como conocemos la demanda pico de potencia del sistema de prueba  $P_{pico} = 170.25$  MW y empleando un factor de carga  $f_c = 0.7$ , entonces debemos calcular la energía asociada. Esto lo logramos haciendo:

$$Demanda_{cto\ prueba} = f_c * P_{pico} * t \quad [35]$$

“t” es 8760 y 87600 para 1 año y 10 años, y el valor obtenido es 1044 GWh y 10440.06 GWh respectivamente. Ahora bien, para obtener un valor escalado del ENS que le podría aplicar a nuestro circuito, se puede hacer una “regla de 3” y con ella (similar a ecuación [28]):

$$\left. \begin{array}{l} DEMANDA_{colombia} \\ DEMANDA_{cto\ prueba} \end{array} \right\} \left. \begin{array}{l} ENS_{colombia} \\ ENS_{cto\ prueba} \end{array} \right\} ENS_{cto\ prueba} = \left( \frac{DEMANDA_{cto\ prueba}}{DEMANDA_{colombia}} \right) ENS_{colombia} \quad [36]$$

Para 1 año el resultado es 31.32 GWh y para 10, 313.2 GWh. Este valor de ENS obtenido aplicará para cada escenario de remplazo, debido a esto, si tomamos el ENS de cada uno y le restamos este valor calculado para  $ENS_{cto\ prueba}$ , podemos saber cuánto se tendrá que pagar por penalización (para este caso se considera el “precio de escasez” y el valor es de \$303/kWh); otra forma de medir el impacto es usando el “costo de racionamiento” en el usuario, el cual depende de la magnitud del déficit y el tipo de usuarios involucrados. Para facilitar el análisis se asumió el precio de escasez como una medida indirecta de este costo. Con esta información calcularemos la diferencia del ENS con el valor objetivo  $ENS_{cto\ prueba}$  haciendo:

$$\Delta_p = ENS_{escenario} - ENS_{cto\ prueba} \quad [37]$$

Y finalmente el costo de no confiabilidad C

$$C_p = \Delta_p * Costo_{ENS} \quad [38] \quad Costo_{ENS} = \$ 303 \frac{1}{kWh} = 0.303 \frac{1}{Wh}$$

**Tabla 13. Cálculo del costo de no confiabilidad (valores de ENS tomados de la tabla 11). El escenario 0 corresponde al caso base**

Escenario	ENS (GWh)		$\Delta_p$ (GWh)		$C_p$ millones(COP)	
	Análisis a 10 años	Análisis a 1 año	Análisis a 10 años	Análisis a 1 año	Análisis a 10 años	Análisis a 1 año
0	5987,31	171,85	5674,10	140,53	\$1.719.255,04	\$42.581,30
1	4313,05	120,52	3999,84	89,20	\$1.211.954,32	\$27.029,89
2	2993,40	82,25	2680,20	50,93	\$812.101,76	\$15.434,66
3	1772,76	51,06	1459,56	19,74	\$442.247,14	\$5.984,05
4	857,50	21,14	544,30	-10,17	\$164.923,22	-\$3.083,96
5	285,92	3,36	-27,28	-27,95	-\$8.266,20	-\$8.470,53
6	0	0	-313,20	-31,32	-\$94.900,20	-\$9.490,02

De la tabla anterior vemos que hay valores del ENS (tabla 13) que provocan costos negativos, esto quiere decir que equivaldría al pago de incentivos por cumplir efectivamente el objetivo de la energía no suministrada. Los valores positivos son por consiguiente penalizaciones. Se debe notar que en el análisis del numeral anterior (VI) existe una alternativa que valdría la pena poner en marcha (Pareto), y sería la correspondiente al escenario 4 (que implica reemplazar 4 transformadores), sin embargo, esto solo es cierto para el tiempo de estudio a un año (tabla 14), puesto que en él se aprecia que hay pago de incentivos (costo negativo) a partir de tal escenario de reemplazo. Ahora bien, en el caso del análisis a 10 años, se tiene la misma situación pero a partir del escenario de reemplazo No 5, requiriendo así el reemplazo de 5 transformadores pero solucionando el 95.22% del problema. Lo anterior es válido, pero para aplicar la metodología en la cual se centra este trabajo, se requiere determinar el costo de reinversión que se detalla a continuación y compararlo con el costo de no confiabilidad.

VIII. A continuación, se debe calcular cuánto nos ahorraríamos al postergar el reemplazo de uno o varios equipos (según el escenario de reemplazo). Para cumplir con este fin, se comparará el costo de no reemplazar un equipo hoy y el de no hacerlo en un futuro, es decir, lo que nos ahorraríamos por no reemplazarlo hoy o hacerlo unos años adelante. Para hacer esto podemos recurrir a matemática financiera básica (como se indicó previamente en el documento), en la que usaremos valor presente y futuro; la diferencia de ambos será lo que llamamos “costo de reinversión” (ecuaciones [29], [30] y [31])

$$VP = A \left[ \frac{1 - (1 + ir)^{-n}}{ir} \right] \qquad VF = VP(1 + n \cdot ir)$$

$$\text{costo de reinversión} = \Delta C_{\text{ahorro}} = VF - VP = VP \cdot n \cdot ir$$

Tener en cuenta que este costo de reinversión tendrá que multiplicarse por el número de transformadores que NO se reemplazaran en determinado escenario de reemplazo (es la razón por la que se le denomina “ahorro”)

Lo anterior se calculará para cada escenario de reemplazo; “ir” es la tasa de interés (se tomará del 10%), “n” es el tiempo a analizar (se tomará de 1 año; en este caso será el tiempo al cual postergaremos los reemplazos) y se tomará el costo de cada transformador de potencia de US\$ 1 325 000, que es equivalente a 4.169.589.208,50 COP y será el VP de las formulas ante mencionadas; dicho esto, entonces se tiene:

**Tabla 14 Cálculo del costo de reinversión (valores de ENS tomados de la tabla 11). El escenario 0 corresponde al caso base**

escenario	ENS (GWh)		$\Delta C_{\text{ahorro}}$ millones(COP)	
	Análisis a 10 años	Análisis a 1 año	Análisis a 10 años	Análisis a 1 año
0	5987,31	171,85	\$25.017,54	\$2.501,75
1	4313,05	120,52	\$20.847,95	\$2.084,79
2	2993,40	82,25	\$16.678,36	\$1.667,84
3	1772,76	51,06	\$12.508,77	\$1.250,88
4	857,50	21,14	\$8.339,18	\$833,92
5	285,92	3,36	\$4.169,59	\$416,96
6	0	0	\$0,00	\$0,00

La tabla anterior muestra el valor del costo de reinversión  $\Delta c_{ahorro}$  para cada uno de los escenarios de remplazo, al simular 10 000 iteraciones. (como se aprecia, en la alternativa de 10 años, el costo aumenta un orden de magnitud). Tener en cuenta que el escenario 0 es el caso base (en el que se remplazan 0 equipos y representa lo que nos ahorramos por no remplazar los 6 transformadores en cuestión).

- IX. Finalmente, la mejor alternativa de remplazo consiste en comparar “costo de no confiabilidad” y el “costo de reinversión” (recordar que este último se puede ver como un ahorro), así, cuando  $\Delta c_{ahorro} > C_p$ , se puede decir que es más lo que nos ahorramos que lo que gastamos en penalizaciones, y por ende en ese orden está la mejor alternativa en el marco confiabilidad-costo

**Tabla 15** tabla de comparación entre costo de no confiabilidad y costo de reinversión (unidades en millones de COP). a) Análisis a 10 años y b) análisis a 1 año

a)			b)		
escenario	$C_p$	$\Delta c_{ahorro}$	escenario	$C_p$	$\Delta c_{ahorro}$
0	\$1.719.255,04	\$25.017,53	0	\$42.581,30	\$2.501,75
1	\$1.211.954,32	\$20.847,94	1	\$27.029,89	\$2.084,79
2	\$812.101,76	\$16.678,35	2	\$15.434,66	\$1.667,83
3	\$442.247,14	\$12.508,76	3	\$5.984,05	\$1.250,87
4	\$164.923,22	\$8.339,17	4	-\$3.083,96	\$833,91
5	-\$8.266,20	\$4.169,58	5	-\$8.470,53	\$416,95
6	-\$94.900,20	\$0,00	6	-\$9.490,02	\$0,00

Con base en la tabla anterior, podemos apreciar que las mejores alternativas para remplazar equipos, son las del escenario de remplazo 5 y luego el escenario 6. (Para un análisis a 10 años) en la que se remplazan 5 y 6 Transformadores respectivamente. Y para el tiempo de estudio de 1 año, los escenarios de remplazo 4, 5 y 6. El escenario óptimo depende entonces del tiempo en que se haga el estudio, por ende, si se toma a 10 años, el escenario 5 sería el adecuado porque en él, máximo se remplazarán 5 equipos, el costo de reinversión es mayor que el costo de no confiabilidad (económicamente hablando) y se reduce la energía no suministrada en un 95% respecto al caso base; en el caso del análisis a 1 año, se toma como viable el escenario 4, porque se remplazan 4 equipos, el costo de reinversión es mayor que el costo de no confiabilidad y se llega a la solución del 87% del problema.

Como se aprecia en el análisis anterior, el número de escenarios de remplazo adecuados se reduce a medida que el tiempo de estudio crece: a 10 años, se tienen únicamente el escenario 5 y el 6, y para 1 año, las alternativas 4, 5 y 6. Esto lleva a pensar que en efecto como se mencionó al inicio del presente capítulo, el análisis debe hacerse en un horizonte de tiempo de 1 año, debido a que si se permite un mayor envejecimiento de los equipos, las posibilidades se reducen y la situación se hace mucho más crítica

## 6 VALOR AGREGADO DE LA PROPUESTA

- En primera instancia, académicamente hablando, la propuesta y el trabajo descrito con anterioridad me permitió a mi como estudiante, conocer, profundizar y aplicar un tema de mucho

interés y actualidad (la metodología originalmente fue publicada en agosto – septiembre del año 2014), que abarca una gran número de conceptos, desarrollados por distintos autores, y condensados en [1]

- En segundo lugar, la implementación de esta metodología permitió decantar conceptos aprendidos y ponerlos en práctica, mediante el desarrollo de herramientas computacionales, que podrán ser empleadas en el ámbito tanto académico como profesional. Como se ha mencionado este tema es de vital importancia porque los equipos a remplazar pueden además de tener un costo elevado originan energía no suplida en el sistema.
- Se afianzaron y se pusieron en marcha conceptos claves en la toma de decisiones y que no están ligados a la teoría de la ingeniería eléctrica. Entre estos destacan el análisis 80/20 y/o de Pareto, y la solución económica para la cual se empleó una pequeña muestra de la teoría de matemática financiera
- Se implementó una metodología de carácter innovador e índole internacional para resolver problemas críticos en los sistemas de potencia. Los resultados permitieron comprobar la teoría y se podrá aplicar a empresas del sector en nuestro país.

## 7 CONCLUSIONES

---

- Se implementó una metodología que permite la toma de decisiones frente al conjunto de equipos de un sistema de potencia que están cerca del final de su vida útil. El reemplazo o su permanencia se evalúan en diferentes etapas considerando un horizonte de 1 año. Esto significa que por estar muy cerca a finalizar su vida útil es mas conveniente evaluar anualmente si el equipo se reemplaza o se mantiene.
- Se ve claramente en las simulaciones realizadas, que tal y como se indicó en el documento, el ingeniero debe poner en la balanza una de 2 alternativas, rapidez en el cálculo, o precisión. En el desarrollo de las simulaciones en DigSILENT, una con 10 mil iteraciones y otra con 5 mil, fue evidente tal situación. El cálculo para 5 000 tardó aproximadamente 7 horas en completarse y el de 10 000, 14 horas. Ahora bien, si se deseara correr las 500 000 iteraciones ejecutadas en el ejemplo de Matlab descrito inicialmente, entonces fácilmente el tiempo podría ascender a 700 horas (aproximadamente 30 días).
- Los índices de confiabilidad que se calculan en el desarrollo de la metodología tanto para el sistema en general (ENS), como para cada componente (indisponibilidad), permiten asociar de forma implícita 2 variables. La energía no suministrada se deriva del cálculo de la potencia no entregada, esta depende del flujo de potencia y este a su vez, de la topología del circuito, por ende, la primera variable en cuestión, es la “ubicación” de los transformadores, y su papel en la topología circuital. Para la indisponibilidad Uaq, la variable asociada es la edad; lo que resulta totalmente obvio, porque su valor se calcula a partir de la probabilidad de que un componente falle por haber llegado al final de su vida útil y esta probabilidad depende de cierta distribución, cuyos parámetros son obtenidos a partir de datos estadísticos de fallas y salidas definitivas de componentes.
- Se comprende cómo en el desarrollo de la metodología expuesta, es de vital trascendencia el cálculo de la “importancia crítica”, por encima de la estructural, del ENS o incluso la indisponibilidad de los transformadores. Esto es así, debido a que como está consignado en las tablas, componentes asociados a grandes valores de ENS, o equipos con mayor importancia estructural, no necesariamente son los más relevantes a la hora del remplazo. Entonces se requiere de una cantidad, que proporcione un criterio real, y que además permita distinguir cuando se den ambigüedades

(como el caso del equipo 1, que tiene el ENS mas grande, o en el caso en que 2 equipos tengan igual y/o similar importancia estructural pero distinta importancia crítica [1])

- Se aprecia que sin importar el número de iteraciones (claro que sería mucho mejor poder simular con muchas), la metodología converge a los mismos resultados, cuando en los escenarios de remplazo se aumenta la cantidad de transformadores remplazados.
- Nuevamente, así como ocurrió en el cálculo de la importancia cuando se mencionaba que el componente con mayor ENS no necesariamente es el de mayor criticidad, el equipo localizado en el tope del ranking de importancia, no necesariamente debe ser el único remplazado. Esto se aprecia en los resultados económicos, debido a que en ellos se ve que la mejor alternativa de remplazo es la 4 o la 5 (según el tiempo de estudio), que incluye el equipo en el puesto 6, 5 y/o 4 del ranking y además son equipos distintos a los identificados cuando se calculó el ENS
- Es evidente la importancia de la metodología acá discutida, debido a que el precio de los componentes de la red es sumamente alto (miles de millones de pesos) y que en la actualidad algunos de los equipos instalados en nuestra red, tienen edades de más de años; por ende, nos encontramos frente a una herramienta de crucial importancia para las empresas del sector en el país
- El segmento destinado a los cálculos económicos se debe realizar a un año, debido a que el envejecimiento de los componentes involucrados y su posible salida por fin de vida útil, es latente; en otras palabras, no se pueden esperar muchos años para realizar el estudio, porque podría ser arriesgado si se recuerda que una de las variables más importantes es la edad de los componentes, entonces entre más se espera, mayor probabilidad de que fallen (recordar la curva de la bañera mostrada en la sección 3.2). Allí cabe destacar que el análisis y la metodología es muy sensible a el tiempo en el que se realiza tal análisis, por lo cual se debe tener en cuenta que la solución lograda a 1 año (alternativa 4) no es la misma a la que se obtendría al suponer 10 años (alternativa 5), lo cual es evidente.
- Haciendo el análisis a 1 y 10 años, se puede observar que el ranking de importancia cambia, sin embargo, se debe rescatar que debido a las alternativas de remplazo adecuadas que arroja la metodología, existe un común denominador al momento de remplazar los equipos y es que para ambos casos, siempre se recomienda el remplazo de los transformadores 2, 5, 3, y 6. Si existiera un escenario que involucrara menos transformadores (quizá 2), se observa que el común denominador es el transformador 5.

## 8 BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] R. Billinton and P. Wang, "Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 14, no. 2. pp. 397–403, 1999.
- [2] S. K. E. Awadallah, J. V Milanovic, and P. N. Jarman, "Reliability Based Framework for Cost-Effective Replacement of Power Transmission Equipment," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 5. pp. 2549–2557, 2014.
- [3] W. Li, "Incorporating Aging Failures in Power System Reliability Evaluation," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 17, no. 3, pp. 918–923, 2002.
- [4] W. Li, "Evaluating Mean Life of Power System Equipment With Limited End-of-Life Failure Data," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 236–242, Feb. 2004.
- [5] C. J. Zapata, L. C. Piñeros, and D. A. Castaño, "El método de simulación de montecarlo en estudios de confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica," *Scientia et Technica*, vol. 1, no. 24. 05-Jan-2004.
- [6] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd editio. 1996, p. 500.
- [7] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability evaluation of engineering systems: Concepts and Techniques*, 1st editio. 1985, p. 345.
- [8] L. E. Luna Ramírez, "Metodología de Evaluación de la Confiabilidad para la interconexión de Generación Distribuida en los sistemas de distribución local colombianos," *Universidad Nacional de Colombia*, 2011.

## 9 ANEXOS

---

### 9.1 ANEXO 1 – código prueba, método de Monte Carlo en Matlab

```
%%
% SE CALCULA EL ÍNDICE "ENS"
% SE SIMULAN 5 EQUIPOS (CADA UNO DE 40MVA), SE SUPONEN ALGUNOS
% FALLANDO. POSTERIOR A ELLO SE COMPARA LA POTENCIA ENTREGADA "c" CON
% LA CURVA CARGA "L" Y DE ALLÍ SE DEDUCE SI HAY DÉFICIT DE SUMINISTRO
% DE ENERGÍA.

clear;clc

Uaq=0.02;           % INDISPONIBILIDAD DE CADA COMPONENTE
c_equipos=40;      % POTENCIA NOMINAL ENTREGADA POR CADA EQUIPO EN MW
n_equipos=6;
max_pico_carga=200; % EN MW
min_pico_carga=80; % EN MW
t_estudio=8760;    % SE CALCULAN LOS ÍNDICES, A UN AÑO (8760 HORAS)
iteraciones=500000; % ESTO EQUIVALE AL NÚMERO DE HORAS A SIMULAR EN UN AÑO
```

```

cont_hora_deficit=0; % CONTADOR NÚMERO DE HORAS EN DEFICIT
cont_iter=1; % CONTADOR DE NÚMERO DE HORAS A SIMULAR
ENS=0;
ENS_iter=0;
pasos=5; % PASOS PARA DIVIDIR LA CURVA DE CARGA
p_paso=(max_pico_carga-min_pico_carga)/(pasos);

% ACÁ DIVIDIMOS LA CURVA DE CARGA SEGÚN LOS PASOS DEFINIDOS PREVIAMENTE
% Y LE ASOCIAMOS UNA PROBABILIDAD DE OCURRENCIA SEGÚN LA RELACIÓN: DURACIÓN
% DE CADA UNO CON TIEMPO TOTAL DE ESTUDIO. PARA ESTE CASO PARTICULAR TODOS
% LOS PASOS SE SUPONEN IGUALES Y POR ENDE SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA ES
% LA MISMA
cont=1;
while (cont<=pasos)
    if(cont==1)
        L1(cont,1)= min_pico_carga;
        L1(cont,2)=t_estudio/pasos;
    else
        L1(cont,1)= L1(1,1)+p_paso*cont;
        L1(cont,2)=L1(cont-1,2)+t_estudio/pasos;
    end
    L1(cont,3)=L1(cont,2)/t_estudio;
    cont=cont+1;
end

% EN ESTA SECCIÓN SE DETERMINA DE FORMA ALEATORIA CUALES EQUIPOS SE
% ENCUENTRA INDISPONIBLES. ESTO SE LOGRA GENRANDO UN No ALEATORIO Y
% COMPARÁNDOLO CON LA INDISPONIBILIDAD, SI ESTA ES MAYOR, ENTONCES SE
% CONSIDERA QUE EL COMPONENTE ESTÁ INDISPONIBLE
while (cont_iter<=iteraciones)

    cont_gen=1;
    c_total=0;
    while (cont_gen<=n_equipos)
        u1=rand();
        if (u1<Uaq)
            c(cont_gen)=0;
        else
            c(cont_gen)=40;
        end
        c_total=c_total+c(cont_gen);
        cont_gen=cont_gen+1;
    end

    % ACÁ DETERMINAMOS DE FORMA ALEATORIA, EN QUE PARTE DE LA CURVA DE CARGA
    % NOS ENCONTRAMOS. EL VALOR DE LA POTENCIA OBTENIDA SE GUARDA EN LA VARI-
    % ABLE "L"
    u2=rand();
    cont=1;
    while (cont<=pasos)
        if(cont==1)
            a=0;
        else
            a=L1(cont-1,3);
        end
        if ((a<u2)&&(u2<L1(cont,3)))
            L=L1(cont,1);

        end
        cont=cont+1;
    end

end

% EN ESTA SECCIÓN DETERMINAMOS EL ACUMULADO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

```

```

if (c_total<L)
    cont_hora_deficit=cont_hora_deficit+1;
    ENS_iter=ENS_iter+(L-c_total);           % ESTO ESTÁ MULTIPLICADO
                                             % POR 1 HORA, ENTONCES ES MWh
end

ENS(cont_iter) = ENS_iter*8760/cont_iter;   % SE DIVIDE EN "cont_iter"
                                             % PARA PROMEDIAR SEGÚN
                                             % CADA ITERACIÓN. EL 8760
                                             % ES PORQUE "cont_iter"
                                             % ESTÁ EN "horas" Y HAY
                                             % QUE PASARLO A "años" PARA
                                             % QUE QUEDE MWh/año

    cont_iter=cont_iter+1;
end

% ACA IMPRIMIMOS CUANTAS HORAS DE DÉFICTI DE ENERGÍA HUBO EN TODA LA
% SIMULACIÓN. CUANTAS ITERACIONES SE REALIZARON Y FINALMENTE EL VALOR DEL
% ENS SL FINALIZAR LA SIMULACIÓN. PARA CULMINAR EL EJERCICIO SE GRAFICA LA
% TENDENCIA DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA, EN FUNCIÓN DE LAS ITERACIONES.
cont_hora_deficit
cont_iter
ENS_ = ENS(cont_iter-1)
plot(ENS)
grid on
xlabel('Número de horas simuladas y/o iteraciones');
ylabel('ENS ( MWh / año)');
title('TENDENCIA DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA ENS, EN FUNCIÓN DE LAS ITERACIONES');

```

## 9.2 ANEXO 2 – código DigSilent

```

! SUBSCRIPTS O SUBROUTINAS UTILIZADAS:
!
!   A) A_cuento_trafos_cargas
!
! LOS CÓDIGOS DE LOS ANTERIORES SE PUEDEN VER AL OPRIMIR EL BOTÓN
! "Contents" DE ESTA VENTANA

! ACÁ DECLARO VARIABLES
set CARGAS_lod, CARGAS_lodmv, CARGAS_lodlv, CARGAS_lodlvp;
set TRAFOS, CARGAS, SUB;
object ldf, objeto_carga, objeto_trafo, objeto_sub;
double num_trafos, num_cargas, cont_pasos, cont, cont_iter, cont_simul_trafos, pasos_curva_carga,
itera_montecarlo;
double u2, u1, ua, p_carga_acum, p_punto_carga, ENS, ENS_iter, ENSp, ENSpn;
double p_carga, q_carga, porcentaje_pico, horas_porcentaje_pico;
double max_pico_carga, min_pico_carga, p_paso, t_estudio, t_paso, L,y;
double a, a1, a2, a3, a4, a5, Ic, Is, cont_2, carga_1, prob, mult, mult_min;
double ai, ali, a2i, a3i, a4i, a5i, anos_estudio;

ClearOutput();

SUB = AllRelevant('*.ElmNet',1,1);
CARGAS_lodmv = AllRelevant('*.ElmLodmv',1,1);
CARGAS_lodlv = AllRelevant('*.ElmLodlv',1,1);
CARGAS_lodlvp = AllRelevant('*.ElmLodlvp',1,1);
CARGAS_lod = AllRelevant('*.ElmLod',1,1);
TRAFOS = AllRelevant('*.ElmTr2',1,1);

! ACÁ EJECUTO UNA SUBROUTINA LLAMADA "A_cuento_trafos_cargas"
A_cuento_trafos_cargas.Execute();

! ACÁ IMPRIMO EL LISTADO DE TRANSFORMADORES
objeto_trafo = TRAFOS.First();
cont=1;
while(objeto_trafo.and.cont<=6) {
    printf('%s %6f',objeto_trafo.loc_name,cont);
    objeto_trafo = TRAFOS.Next();
    cont = cont + 1;
}

itera_montecarlo = 1667;

```

```

num_trafos = 6;
pasos_curva_carga = 6;
anos_estudio = 10;
SetRandSeed(0);

! ACÁ CORRO FLUJO DE CARGA
ldf = GetCaseObject('ComLdf');
ldf.Execute();

! ACÁ SUMO LAS "P" DE LAS CARGAS DEL CIRCUITO, LUEGO DE CORRER EL
! FLUJO DE POTENCIA. SUMO LAS CARGAS DE CADA SUBESTACIÓN
objeto_sub = SUB.First();
p_carga_acum=0;
while(objeto_sub) {
!printf('P consumida en %s: %6f', objeto_sub:loc_name, objeto_sub:c:LoadP);
p_punto_carga = objeto_sub:c:LoadP;
p_carga_acum = p_carga_acum + p_punto_carga;
objeto_sub = SUB.Next();
}

printf(' ');
printf('LA P CONSUMIDA POR TODAS LAS CARGAS SUMADAS %6f ',p_carga_acum);

!max_pico_carga = 170255.474874;!170254.06;!171990.529096;!146842.262827;
mult_min = 0.4;
max_pico_carga = p_carga_acum;
t_estudio = 8760*anos_estudio;
min_pico_carga = max_pico_carga*mult_min; !58736.9
p_paso = (max_pico_carga-min_pico_carga)/(pasos_curva_carga-1);!14684.2
t_paso = t_estudio/(pasos_curva_carga); !1460
ENS_iter = 0;

pasos_curva_de_carga.Init(pasos_curva_carga,5+num_trafos+1,0);
uaq.Init(num_trafos);
cargas_iniciales.Init(950,pasos_curva_carga,0);

! INDISPONIBILIDAD DE CADA COMPONENTE (10 años)
uaq.Set(1,0.57421);
uaq.Set(2,0.72610);
uaq.Set(3,0.81137);
uaq.Set(4,0.86036);
uaq.Set(5,0.89060);
uaq.Set(6,0.91062);
uaq.Set(7,0.92469);
uaq.Set(8,0.93504);

! INDISPONIBILIDAD DE CADA COMPONENTE (1 año)
!uaq.Set(1,0.06584);
!uaq.Set(2,0.13215);
!uaq.Set(3,0.20397);
!uaq.Set(4,0.27289);
!uaq.Set(5,0.33593);
!uaq.Set(6,0.39246);
!uaq.Set(7,0.44276);
!uaq.Set(8,0.48739);

a= t_paso/t_estudio; !0.166666
cont = 2;
pasos_curva_de_carga.Set(1,1,min_pico_carga);
pasos_curva_de_carga.Set(1,2,t_paso);
pasos_curva_de_carga.Set(1,3,a);
printf('tabla pasos curva de carga %6f %6f %6f',min_pico_carga,t_paso,a);
while (cont<=(pasos_curva_carga)){

a = pasos_curva_de_carga.Get(cont-1,1);
a = a+p_paso;
pasos_curva_de_carga.Set(cont,1,a);

!a1 = pasos_curva_de_carga.Get(cont-1,2);
a1 = t_paso;
pasos_curva_de_carga.Set(cont,2,a1);

a2 = pasos_curva_de_carga.Get(cont,2);
a2 = a2/t_estudio;
pasos_curva_de_carga.Set(cont,3,a2);
printf('tabla pasos curva de carga %6f %6f %6f',a,a1,a2);
cont=cont+1;
}

! ACÁ GUARDO LOS VALORES DE CARGA QUE SIMULARÉ EN LA CURVA DE CARGA PARA
! TODOS LOS PUNTOS DE CARGA
cont_2=1;
while(cont_2<=pasos_curva_carga) {
cont=1;
objeto_carga = CARGAS_lodmv.First();

```

```

        mult = 1-((1-mult_min)/(pasos_curva_carga-1))*(pasos_curva_carga-cont_2);!-1);

while (objeto_carga){
    carga_1 = objeto_carga:e:plini;
    cargas_iniciales.Set(cont,cont_2,carga_1*mult);

    !printf('%s %6f : %6f',objeto_carga:loc_name,cont, carga_1*mult);
    objeto_carga = CARGAS_lodmv.Next();
    cont = cont +1;
}
cont_2 = cont_2 + 1;
}

! ACÁ PODEMOS IMPRIMIR LAS CARGAS MODIFICADAS DE CADA PUNTO DE CARGA
! SEGÚN LA CURVA DE CARGA
!objeto_carga = CARGAS_lodmv.First();
!cont=1;ai=0;ali=0;a2i=0;a3i=0;a4i=0;a5i=0;
!while(objeto_carga) {
!
!     a = cargas_iniciales.Get(cont,1);ai=a+ai;
!     a1 = cargas_iniciales.Get(cont,2);ali=ali+a1;
!     a2 = cargas_iniciales.Get(cont,3);a2i=a2i+a2;
!     a3 = cargas_iniciales.Get(cont,4);a3i=a3i+a3;
!     a4 = cargas_iniciales.Get(cont,5);a4i=a4i+a4;
!     a5 = cargas_iniciales.Get(cont,6);a5i=a5i+a5;
!     printf('%s %6f %6f %6f %6f %6f %6f',objeto_carga:loc_name,ai,ali,a2i,a3i,a4i,a5i);
!     objeto_carga = CARGAS_lodmv.Next();
!     cont = cont + 1;
!}

! SE COLOCA EL VALOR DE LA VARIABLE "outserv" QUE ES PROPIA
! DE CADA TRANSFORMADOR EN "0", PARA GARANTIZAR QUE EL SISTEMA VA
! QUEDAR CON TODOS SUS TRAFOS DISPONIBLES PARA UNA NUEVA ITERACIÓN
objeto_trafo= TRAFOS.First();
cont=1;

while (cont<=num_trafos){
    objeto_trafo= TRAFOS.Next();
    if (cont=1){
        objeto_trafo= TRAFOS.First();
    }
    objeto_trafo:outserv=0;!!!!!!!!!!!!!!
    cont=cont+1;
}

cont_simul_trafos = 4;
L = 0;
while (cont_simul_trafos <= (4+num_trafos)){

    cont_pasos = 1;ENS_iter = 0;
    while (cont_pasos <= pasos_curva_carga){

        ! ACÁ DEJO LAS CARGAS CON SU VALOR SEGÚN LOS PASOS DE LA CURVA
        ! DE CARGA
        objeto_carga = CARGAS_lodmv.First();
        cont=1;
        while(objeto_carga) {
            objeto_carga:e:plini = cargas_iniciales.Get(cont,cont_pasos);
            !printf('%s %6f',objeto_carga:loc_name,cont);
            objeto_carga = CARGAS_lodmv.Next();
            cont = cont + 1;
        }

        L = pasos_curva_de_carga.Get(cont_pasos,1);!pasos_curva_carga-cont_pasos+1,1);
        prob = pasos_curva_de_carga.Get(cont_pasos,3);!pasos_curva_carga-cont_pasos+1,3);
        cont_iter = 1;!ENS_iter = 0;
        while (cont_iter <= itera_montecarlo){

            ! ACÁ TERMINO QUE COMPONENTES ESTARÁN INDISPONIBLES COLOCANDO EN "1"
            ! EL VALOR DE LA VARIABLE "outserv" QUE ES PROPIA DE CADA TRANSFORMADOR.
            ! ESTO SE HACE GENERANDO UN NÚMERO ALETORIO Y COMPARÁNDOLO CON LOS VA-
            ! LORES DE INDISPONIBILIDAD CALCULADOS PARA CADA COMPONENTE
            objeto_trafo= TRAFOS.First();
            cont=1;
            while (cont<=num_trafos){

                if (cont=(cont_simul_trafos-4).and.cont_simul_trafos>=5){
                    ua = 0;
                    objeto_trafo:outserv=0;
                }
                else{
                    ua=uaq.Get(cont);
                    !ul=Random();
                    ul=fRand(0,0,1);
                    if (ul<=ua){
                        objeto_trafo:outserv=1;
                    }
                }
            }
        }
    }
}

```

```

    }
    cont=cont+1;
    objeto_trafo= TRAFOS.Next();
}

! ACÁ CORRO FLUJO DE CARGA
ldf = GetCaseObject('ComLdf');
ldf.Execute();

! ACÁ SUMO LAS "P" DE LAS CARGAS DEL CIRCUITO, LUEGO DE CORRER EL
! FLUJO DE POTENCIA. SUMO LAS CARGAS DE CADA SUBESTACIÓN
objeto_sub = SUB.First();
p_carga_acum=0;
while(objeto_sub) {
    !printf('P consumida en %s: %6f', objeto_sub:loc_name, objeto_sub:c:LoadP);
    p_punto_carga = objeto_sub:c:LoadP;
    p_carga_acum = p_carga_acum + p_punto_carga;
    pasos_curva_de_carga.Set(1,cont_simul_trafos,p_carga_acum);
    objeto_sub = SUB.Next();
}
!printf('P consumida total : %6f', p_carga_acum);

! ACÁ SUMO LAS "P" DE LAS CARGAS DEL CIRCUITO, LUEGO DE CORRER EL
! FLUJO DE POTENCIA
!objeto_carga = CARGAS_lodmv.First();
!p_carga_acum=0;
!while(objeto_carga) {
!    !printf('P consumida en %s: %6f', objeto_carga:loc_name, objeto_carga:m:Psum:bus1);
!    p_punto_carga = objeto_carga:m:Psum:bus1;
!    p_carga_acum = p_carga_acum + p_punto_carga;
!    pasos_curva_de_carga.Set(1,cont_simul_trafos,p_carga_acum);
!    objeto_carga = CARGAS_lodmv.Next();
!}

!printf(' ');
!printf('LA P CONSUMIDA POR TODAS LAS CARGAS SUMADAS %6f ',p_carga_acum);

! SE VUELVE A COLOCAR EL VALOR DE LA VARIABLE "outserv" QUE ES PROPIA
! DE CADA TRANSFORMADOR EN "0", PARA GARANTIZAR QUE EL SISTEMA VA
! QUEDAR CON TODOS SUS TRAFOS DISPONIBLES PARA UNA NUEVA ITERACIÓN
objeto_trafo= TRAFOS.First();
cont=1;
while (cont<=num_trafos){
    objeto_trafo= TRAFOS.Next();
    if (cont=1){
        objeto_trafo= TRAFOS.First();
    }
    objeto_trafo:outserv=0;
    cont=cont+1;
}

!EN ESTA SECCIÓN DETERMINAMOS EL ACUMULADO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA
a = pasos_curva_de_carga.Get(1,cont_simul_trafos);
if (a<L){
    ENS_iter = (ENS_iter + (L-a)*1*prob); ! se multiplicó por 1 hora
    !printf('está entrando a la resta de potencias %6f',ENS_iter);
}

ENS = (ENS_iter/cont_iter)*t_estudio; ! 8760 es para covertir de "kWh/h" a "kWh/año"
pasos_curva_de_carga.Set(2,cont_simul_trafos,ENS);
!printf('Psimulada %6f Pcurva %6f ENSiter %6f',a,L,ENS_iter);

cont_iter=cont_iter+1;
}

!y = pasos_curva_de_carga.Get(2,cont_simul_trafos);
!printf('trafo %d paso %d ENS %6f',cont_simul_trafos-4,cont_pasos,y);

cont_pasos = cont_pasos + 1;
}
y = pasos_curva_de_carga.Get(2,cont_simul_trafos);
printf('trafo %d ENS %6f',cont_simul_trafos-4,y);

cont_simul_trafos=cont_simul_trafos+1;
}

printf('          ENSbase | ENSq | Uaq | Isq | Icq');
cont = 5;!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!!
ENSsp = pasos_curva_de_carga.Get(2,cont-1);
while (cont<=(4+num_trafos)){
    ENSspn = pasos_curva_de_carga.Get(2,cont);
    ua = uaq.Get(cont-4);
    Is = (ENSsp - ENSspn)/ua;
    Ic = Is*(ua/ENSsp);
    printf('trafo %d | %6f %6f %6f %6f %6f',cont-4, ENSsp, ENSspn, ua, Is, Ic);
}

```

```

        pasos_curva_de_carga.Set(3,cont,Is);
        pasos_curva_de_carga.Set(4,cont,Ic);
        cont = cont+1;
    }

Ic_ranking.Init(2,num_trafos,9);
! ACÁ GUARDO LAS IMPORTANCIAS CALCULADAS, EN UN VECTOR INDEPENDIENTE
cont=5;
while (cont<=(4+num_trafos)){
    a = pasos_curva_de_carga.Get(4,cont);
    Ic_ranking.Set(1,cont-4,a);
    Ic_ranking.Set(2,cont-4,cont-4);
    cont = cont+1;
}

! ACÁ ORDENO LAS IMPORTANCIAS CALCULADAS
cont_2 = 1;
while (cont_2<=(num_trafos)){
    cont = cont_2+1;
    while (cont<=(num_trafos)) {
        a = Ic_ranking.Get(1,cont_2);
        a2 = Ic_ranking.Get(2,cont_2);
        a1 = Ic_ranking.Get(1,cont);
        a3 = Ic_ranking.Get(2,cont);
        if(a>=a1) {
            Ic_ranking.Set(1,cont_2,a);
            Ic_ranking.Set(2,cont_2,a2);

            Ic_ranking.Set(1,cont,a1);
            Ic_ranking.Set(2,cont,a3);
        }
        else{
            Ic_ranking.Set(1,cont_2,a1);
            Ic_ranking.Set(2,cont_2,a3);

            Ic_ranking.Set(1,cont,a);
            Ic_ranking.Set(2,cont,a2);
        }
        cont = cont+1;
    }
    cont_2 = cont_2+1;
}

printf('ACÁ IMPRIMIMOS P, ENS, IS IC');
cont = 4;
while (cont<=(4+num_trafos)){
    a = pasos_curva_de_carga.Get(1,cont);
    a1 = pasos_curva_de_carga.Get(2,cont);
    a2 = pasos_curva_de_carga.Get(3,cont);
    a3 = pasos_curva_de_carga.Get(4,cont);
    printf('Importancia trafo %d || %6f || %6f || %6f || %6f' , cont-4, a, a1, a2, a3);
    cont = cont+1;
}

printf('ACÁ IMPRIMIMOS EL RANKING DE IMPORTANCIA');
cont = 1;
while (cont<=(num_trafos)){
    a = Ic_ranking.Get(1,cont);
    a1 = Ic_ranking.Get(2,cont);
    printf('Importancia trafo %d || %6f' , a1, a);
    cont = cont+1;
}

!XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX
!objeto_trafo= TRAFOS.First();
!while (objeto_trafo){
!    ! ACÁ VUELVO A DEJAR LAS CARGAS CON SU VALOR ORIGINAL
!    objeto_carga = CARGAS_lodmv.First();
!    cont=1;
!    while(objeto_carga) {
!        a = cargas_iniciales.Get(cont,pasos_curva_carga);
!        objeto_carga:e:plini = a;
!        !printf('%s %6f',objeto_carga:loc_name,cont);
!        objeto_carga = CARGAS_lodmv.Next();
!        cont = cont + 1;
!    }
!    objeto_trafo= TRAFOS.First();
!}
!XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX

cont_simul_trafos=5;
L=0;
while (cont_simul_trafos<=(4+num_trafos)){

    cont_pasos = 1;ENS_iter = 0;

```

```

while (cont_pasos <= pasos_curva_carga){

    ! ACÁ DEJO LAS CARGAS CON SU VALOR SEGÚN LOS PASOS DE LA CURVA
    ! DE CARGA
    objeto_carga = CARGAS_lodmv.First();
    cont=1;
    while(objeto_carga) {
        objeto_carga:e:plini = cargas_iniciales.Get(cont,cont_pasos);
        !printf('%s %6f',objeto_carga:loc_name,cont);
        objeto_carga = CARGAS_lodmv.Next();
        cont = cont + 1;
    }

    L = pasos_curva_de_carga.Get(cont_pasos,1);!pasos_curva_carga-cont_pasos+1,1);
    prob = pasos_curva_de_carga.Get(cont_pasos,3);!pasos_curva_carga-cont_pasos+1,3);
    cont_iter=1;
    while (cont_iter<=itera_montecarlo){

        ! ACÁ DETERMINO QUE COMPONENTES ESTARÁN INDISPONIBLES COLOCANDO EN "1"
        ! EL VALOR DE LA VARIABLE "outserv" QUE ES PROPIA DE CADA TRANSFORMADOR.
        ! ESTO SE HACE GENERANDO UN NÚMERO ALETORIO Y COMPARÁNDOLO CON LOS VA-
        ! LORES DE INDISPONIBILIDAD CALCULADOS PARA CADA COMPONENTE
        objeto_trafo= TRAFOS.First();
        cont=1;
        while (cont<=num_trafos){

            a = Ic_ranking.Get(1, cont_simul_trafos-4);
            a1 = pasos_curva_de_carga.Get(4,cont+4);
            if (a=a1.or.a<a1){
                objeto_trafo:outserv=0;
            }
            else{
                ua=uaq.Get(cont);
                !ul=Random();
                ul=fRand(0,0,1);
                if (ul<=ua){
                    objeto_trafo:outserv=1;
                }
            }
            cont=cont+1;
            objeto_trafo= TRAFOS.Next();
        }

        ! ACÁ CORRO FLUJO DE CARGA
        ldf = GetCaseObject('ComLdf');
        ldf.Execute();

        ! ACÁ SUMO LAS "P" DE LAS CARGAS DEL CIRCUITO, LUEGO DE CORRER EL
        ! FLUJO DE POTENCIA. SUMO LAS CARGAS DE CADA SUBESTACIÓN
        objeto_sub = SUB.First();
        p_carga_acum=0;
        while(objeto_sub) {
            !printf('P consumida en %s: %6f', objeto_sub:loc_name, objeto_sub:c:LoadP);
            p_punto_carga = objeto_sub:c:LoadP;
            p_carga_acum = p_carga_acum + p_punto_carga;
            pasos_curva_de_carga.Set(5,cont_simul_trafos,p_carga_acum);
            objeto_sub = SUB.Next();
        }

        ! ACÁ SUMO LAS "P" DE LAS CARGAS DEL CIRCUITO, LUEGO DE CORRER EL
        ! FLUJO DE POTENCIA
        !objeto_carga = CARGAS_lodmv.First();
        !p_carga_acum=0;
        !while(objeto_carga) {
        !     !printf('P consumida en %s: %6f', objeto_carga:loc_name, objeto_carga:m:Psum:bus1);
        !     p_punto_carga = objeto_carga:m:Psum:bus1;
        !     p_carga_acum = p_carga_acum + p_punto_carga;
        !     pasos_curva_de_carga.Set(5,cont_simul_trafos,p_carga_acum);
        !     objeto_carga = CARGAS_lodmv.Next();
        !}

        ! SE VUELVE A COLOCAR EL VALOR DE LA VARIABLE "outserv" QUE ES PROPIA
        ! DE CADA TRANSFORMADOR EN "0", PARA GARANTIZAR QUE EL SISTEMA VA
        ! QUEDAR CON TODOS SUS TRAFOS DISPONIBLES PARA UNA NUEVA ITERACIÓN
        objeto_trafo= TRAFOS.First();
        cont=1;
        while (cont<=num_trafos){
            objeto_trafo= TRAFOS.Next();
            if (cont=1){
                objeto_trafo= TRAFOS.First();
            }
            objeto_trafo:outserv=0;
            cont=cont+1;
        }

        ! EN ESTA SECCIÓN DETERMINAMOS EL ACUMULADO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

```

```

a = pasos_curva_de_carga.Get(5,cont_simul_trafos);
if (a<L){
    ENS_iter = (ENS_iter + (L-a)*1*prob); ! se multiplicó por 1 hora
    !printf('2 está entrando a la resta de potencias %6f',ENS_iter);
}

ENS = (ENS_iter/cont_iter)*t_estudio; ! 8760 es para covertir de "MWh/h" a "MWh/año"
pasos_curva_de_carga.Set(6,cont_simul_trafos,ENS);
!printf('Psimulada %6f Pcurva %6f ENSiter %6f',a,L,ENS_iter);

cont_iter=cont_iter+1;
}
!y = pasos_curva_de_carga.Get(6,cont_simul_trafos);
!printf('escenario %6f paso %6f %6f',cont_simul_trafos-4,cont_pasos,y);

cont_pasos = cont_pasos + 1;
}
y = pasos_curva_de_carga.Get(6,cont_simul_trafos);
printf('escenario %d ENS %6f',cont_simul_trafos-4,y);

cont_simul_trafos=cont_simul_trafos+1;
}

printf('ACÁ IMPRIMIMOS P, ENS, DE LOS ESCENARIOS DE REPLAZO');
cont = 4;
while (cont<=(4+num_trafos)){
    a = pasos_curva_de_carga.Get(5,cont);
    a1 = pasos_curva_de_carga.Get(6,cont);
    printf('ESCENARIO DE REPLAZO %d || %6f || %6f ', cont-4, a, a1);
    cont = cont+1;
}

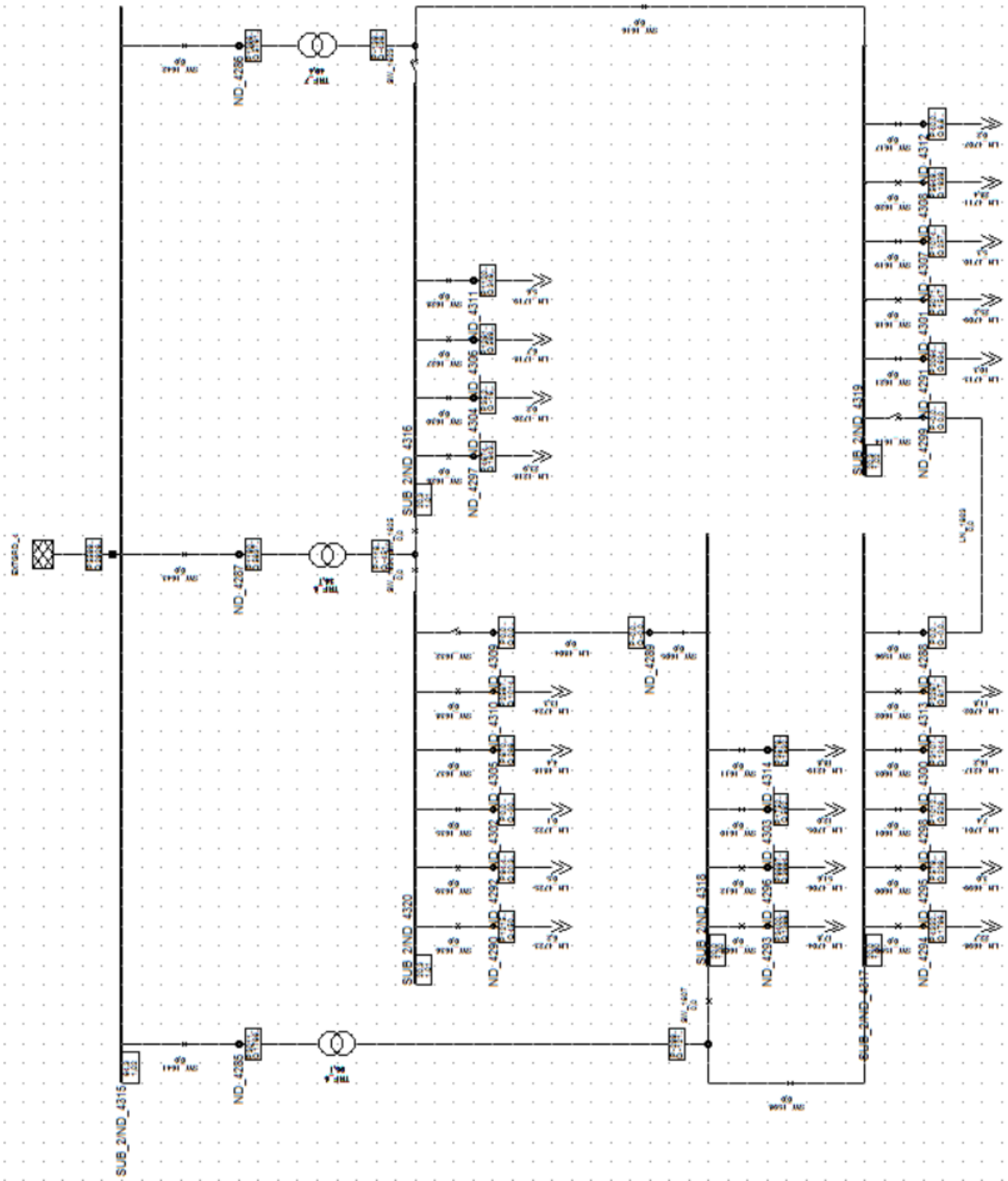
! SE VUELVE A COLOCAR EL VALOR DE LA VARIABLE "outserv" QUE ES PROPIA
! DE CADA TRANSFORMADOR EN "0", PARA GARANTIZAR QUE EL SISTEMA VA
! QUEDAR CON TODOS SUS TRAFOS DISPONIBLES PARA UNA NUEVA ITERACIÓN
objeto_trafo= TRAFOS.First();
cont=1;
while (cont<=num_trafos){
    objeto_trafo= TRAFOS.Next();
    if (cont=1){
        objeto_trafo= TRAFOS.First();
    }
    objeto_trafo:outserv=0;
    cont=cont+1;
}

! ACÁ VUELVO A DEJAR LAS CARGAS CON SU VALOR ORIGINAL
objeto_carga = CARGAS_lodmv.First();
cont=1;
while(objeto_carga) {
    a = cargas_iniciales.Get(cont,pasos_curva_carga);
    objeto_carga:e:plini = a;
    !printf('%s %6f',objeto_carga:loc_name,cont);
    objeto_carga = CARGAS_lodmv.Next();
    cont = cont + 1;
}

```

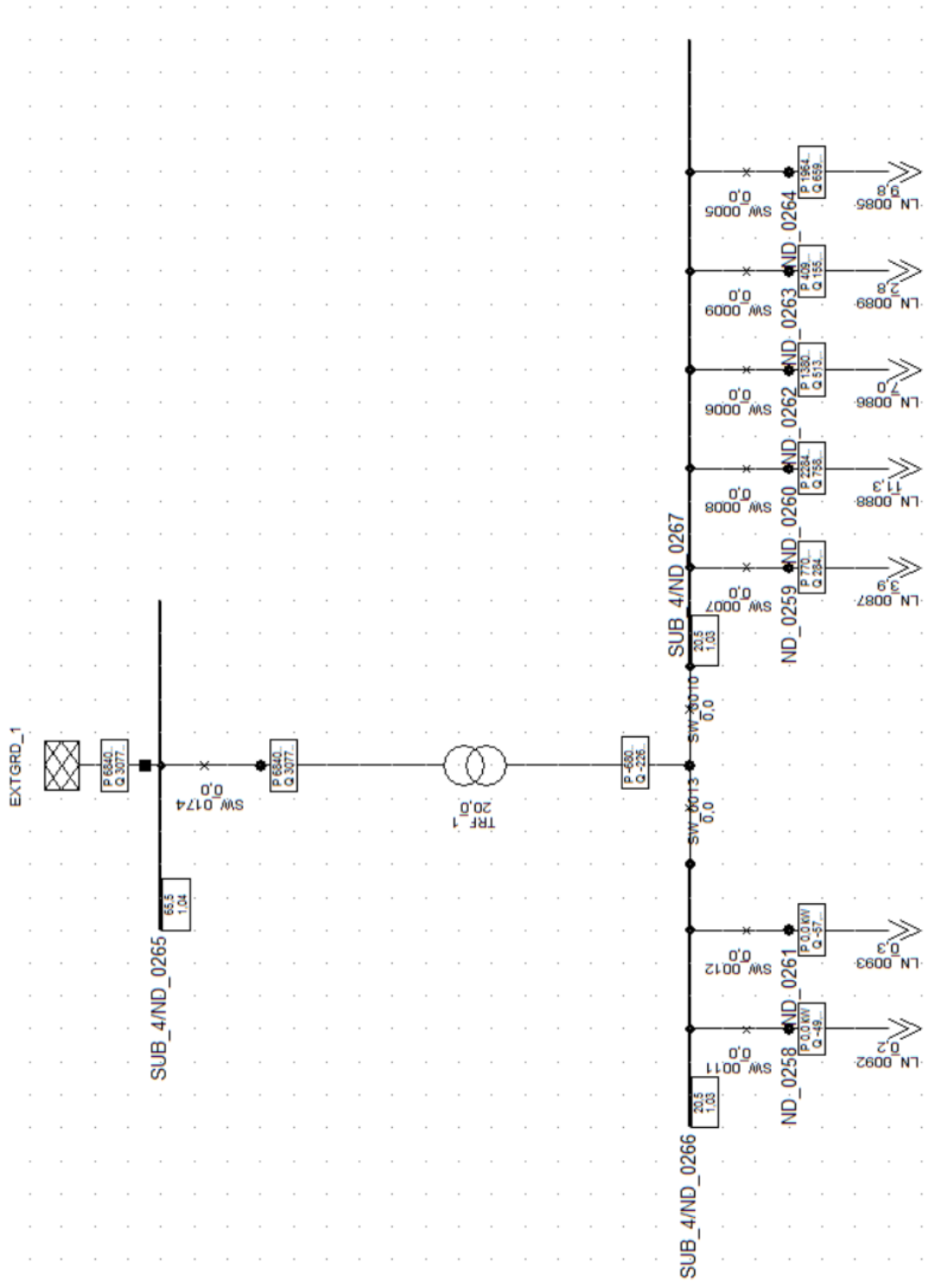


### 9.3.2 SUBESTACIÓN 2





### 9.3.4 SUBESTACIÓN 4



#### 9.4 ANEXO 4 – Cálculo $\mu$ y $\sigma$

año servicio	años retirado	edad en años	# trafos	retiro?
1971	2000	29	1	
1971	1994	23	2	si
1976	2000	24	3	
1974	1996	22	4	si
1977	2000	23	5	
1974	2000	26	6	
1970	2000	30	7	
1976	1996	20	8	si
1970	2000	30	9	
1979	2000	21	10	
1977	2000	23	11	
1978	1999	21	12	si
1975	2000	25	13	
1975	2000	25	14	
1978	1990	12	15	si
1978	1996	18	16	si
1970	2000	30	17	
1980	1996	16	18	si
1970	2000	30	19	
1978	1993	15	20	si
1972	2000	28	21	
1979	2000	21	22	
1978	1990	12	23	si
1980	1994	14	24	si
1980	1990	10	25	si
1979	2000	21	26	
1979	2000	21	27	
1973	1993	20	28	si
1975	2000	25	29	
1978	2000	22	30	
1980	1997	17	31	si
1976	2000	24	32	

año de edad	frec de edad de retiro	equipos expuestos	equipos retirados	distr densidad prob equip_ret/equip_exp		distr prob acum	distr prob acum según paper
1	0	32	0	0	1	0	
2	0	32	0	0	2	0	
3	0	32	0	0	3	0	
4	0	32	0	0	4	0	
5	0	32	0	0	5	0	
6	0	32	0	0	6	0	
7	0	32	0	0	7	0	
8	0	32	0	0	8	0	
9	0	32	0	0	9	0	0,001
10	1	32	1	0,03125	10	0,03125	0,03125
11	0	31	0	0	11	0,03125	0,03125
12	2	31	2	0,064516129	12	0,09576613	0,095766129
13	0	29	0	0	13	0,09576613	0,095766129
14	1	29	1	0,034482759	14	0,13024889	0,130248888
15	1	28	1	0,035714286	15	0,16596317	0,165963173
16	1	27	1	0,037037037	16	0,20300021	0,20300021
17	1	26	1	0,038461538	17	0,24146175	0,241461749
18	1	25	1	0,04	18	0,28146175	0,281461749
19	0	24	0	0	19	0,28146175	0,281461749
20	2	24	2	0,083333333	20	0,36479508	0,364795082
21	5	22	1	0,045454545	21	0,41024963	0,410249628
22	2	17	1	0,058823529	22	0,46907316	0,469073157
23	3	15	1	0,066666667	23	0,53573982	0,535739824
24	2	12	0	0	24	0,53573982	0,535739824
25	3	10	0	0	25	0,53573982	0,535739824
26	1	7	0	0	26	0,53573982	0,535739824
27	0	6	0	0	27	0,53573982	0,535739824
28	1	6	0	0	28	0,53573982	0,535739824
29	1	5	0	0	29	0,53573982	0,535739824
30	4	4	0	0	30	0,53573982	0,535739824

año	probabilidad	probabilidad acumulada	z
9	0	0,001	-3,09
10	0,03125	0,03225	-1,85
12	0,064516129	0,096766129	-1,3
14	0,034482759	0,131248888	-1,12
15	0,035714286	0,166963173	-0,97
16	0,037037037	0,20400021	-0,83
17	0,038461538	0,242461749	-0,7
18	0,04	0,282461749	-0,57
20	0,083333333	0,365795082	-0,34
21	0,045454545	0,411249628	-0,22
22	0,058823529	0,470073157	-0,1
23	0,066666667	0,536739824	0,09
32	0	0,536739824	0,09
xi			zi

## 9.5 ANEXO 5 – cálculo de la indisponibilidad para el transformador 1

mu	21,4		T1	20														
sigma	4,8																	
r	0,2316419																	
b1	0,31938153		Uaq1	0,06584214														
b2	-0,3565638																	
b3	1,78147794																	
b4	-1,821256																	
b5	1,33027443																	
deltat	0,01																	
t(años)	1																	
N	100																	

i	Q(A)			Q(B)			Q(C)			pi	Udqi	pi*Udqi						
	A	B	C	s(A)	z(A)	w(A)	Q(A)	s(B)	z(B)				w(B)	Q(B)	s(C)	z(C)	w(C)	Q(C)
1	-0,3048696	-0,3027645	-0,3048696	1,0759868	0,380826545	0,61977714	0,61977714	1,07542256	0,38107018	0,61897502	0,61897502	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00129421	0,995	0,00128774
2	-0,3027645	-0,3006595	-0,3048696	1,07542256	0,381070182	0,61897502	0,61897502	1,07485891	0,38131228	0,61817239	0,61817239	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00129503	0,985	0,0012756
3	-0,3006595	-0,2985544	-0,3048696	1,07485891	0,381312285	0,61817239	0,61817239	1,07429584	0,38155285	0,61736926	0,61736926	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00129584	0,975	0,00126345
4	-0,2985544	-0,2964494	-0,3048696	1,07429584	0,381552851	0,61736926	0,61736926	1,07373337	0,38179188	0,61656562	0,61656562	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00129665	0,965	0,00125127
5	-0,2964494	-0,2943443	-0,3048696	1,07373337	0,381791877	0,61656562	0,61656562	1,07317149	0,38202936	0,61576149	0,61576149	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00129745	0,955	0,00123907
6	-0,2943443	-0,2922392	-0,3048696	1,07317149	0,382029359	0,61576149	0,61576149	1,07261019	0,3822653	0,61495686	0,61495686	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00129825	0,945	0,00122685
7	-0,2922392	-0,2901342	-0,3048696	1,07261019	0,382265296	0,61495686	0,61495686	1,07204948	0,38249968	0,61415174	0,61415174	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00129905	0,935	0,00121461
8	-0,2901342	-0,2880291	-0,3048696	1,07204948	0,382499683	0,61415174	0,61415174	1,07148936	0,38273252	0,61334613	0,61334613	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00129984	0,925	0,00120235
9	-0,2880291	-0,2859241	-0,3048696	1,07148936	0,382732518	0,61334613	0,61334613	1,07092982	0,3829638	0,61254004	0,61254004	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00130062	0,915	0,00119007

.

.

.

81	-0,1364649	-0,1343598	-0,3048696	1,03264285	0,395244838	0,5542744	0,5542744	1,03212314	0,39535752	0,55344223	0,55344223	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,0013427	0,195	0,00026183
82	-0,1343598	-0,1322547	-0,3048696	1,03212314	0,395357519	0,55344223	0,55344223	1,03160395	0,39546848	0,55260982	0,55260982	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134308	0,185	0,00024847
83	-0,1322547	-0,1301497	-0,3048696	1,03160395	0,39546848	0,55260982	0,55260982	1,03108528	0,39557772	0,55177718	0,55177718	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134345	0,175	0,0002351
84	-0,1301497	-0,1280446	-0,3048696	1,03108528	0,395577719	0,55177718	0,55177718	1,03056714	0,39568523	0,55094431	0,55094431	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134382	0,165	0,00022173
85	-0,1280446	-0,1259396	-0,3048696	1,03056714	0,395685234	0,55094431	0,55094431	1,03004951	0,39579103	0,55011122	0,55011122	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134418	0,155	0,00020835
86	-0,1259396	-0,1238345	-0,3048696	1,03004951	0,395791025	0,55011122	0,55011122	1,02953241	0,39589509	0,54927791	0,54927791	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134453	0,145	0,00019496
87	-0,1238345	-0,1217294	-0,3048696	1,02953241	0,39589509	0,54927791	0,54927791	1,02901582	0,39599743	0,54844438	0,54844438	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134488	0,135	0,00018156
88	-0,1217294	-0,1196244	-0,3048696	1,02901582	0,395997428	0,54844438	0,54844438	1,02849975	0,39609804	0,54761064	0,54761064	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134523	0,125	0,00016815
89	-0,1196244	-0,1175193	-0,3048696	1,02849975	0,396098037	0,54761064	0,54761064	1,0279842	0,39619692	0,54677669	0,54677669	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134556	0,115	0,00015474
90	-0,1175193	-0,1154143	-0,3048696	1,0279842	0,396196916	0,54677669	0,54677669	1,02746916	0,39629406	0,54594254	0,54594254	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134589	0,105	0,00014132
91	-0,1154143	-0,1133092	-0,3048696	1,02746916	0,396294063	0,54594254	0,54594254	1,02695464	0,39638948	0,54510818	0,54510818	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134622	0,095	0,00012789
92	-0,1133092	-0,1112042	-0,3048696	1,02695464	0,396389477	0,54510818	0,54510818	1,02644064	0,39648316	0,54427363	0,54427363	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134654	0,085	0,00011446
93	-0,1112042	-0,1090991	-0,3048696	1,02644064	0,396483158	0,54427363	0,54427363	1,02592715	0,3965751	0,54343888	0,54343888	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134685	0,075	0,00010101
94	-0,1090991	-0,106994	-0,3048696	1,02592715	0,396575104	0,54343888	0,54343888	1,02541417	0,39666531	0,54260394	0,54260394	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134716	0,065	8,7566E-05
95	-0,106994	-0,104889	-0,3048696	1,02541417	0,396665313	0,54260394	0,54260394	1,02490171	0,39675378	0,54176881	0,54176881	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134746	0,055	7,4111E-05
96	-0,104889	-0,1027839	-0,3048696	1,02490171	0,396753784	0,54176881	0,54176881	1,02438976	0,39684052	0,5409335	0,5409335	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134776	0,045	6,0649E-05
97	-0,1027839	-0,1006789	-0,3048696	1,02438976	0,396840517	0,5409335	0,5409335	1,02387832	0,39692551	0,54009801	0,54009801	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134805	0,035	4,7182E-05
98	-0,1006789	-0,0985738	-0,3048696	1,02387832	0,396925509	0,54009801	0,54009801	1,02336739	0,39700876	0,53926234	0,53926234	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134833	0,025	3,3708E-05
99	-0,0985738	-0,0964687	-0,3048696	1,02336739	0,397008761	0,53926234	0,53926234	1,02285697	0,39709027	0,5384265	0,5384265	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134861	0,015	2,0229E-05
100	-0,0964687	-0,0943637	-0,3048696	1,02285697	0,397090271	0,5384265	0,5384265	1,02234706	0,39717004	0,53759049	0,53759049	1,0759868	0,38082655	0,61977714	0,61977714	0,00134889	0,005	6,7444E-06