

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA NACIONAL  
INTERCONECTADO ECUATORIANA UTILIZANDO EL SOFTWARE  
POWERFACTORY DE DIGSILENT.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**JOHANNA PATRICIA BARBA TORRES**

**DIRECTOR: HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTINEZ**

**Quito, 2022**

## **AVAL**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Johanna Patricia Barba Torres, bajo mi supervisión.

---

**HUGO ARCOS**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo Johanna Patricia Barba Torres, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

---

JOHANNA BARBA

## **DEDICATORIA**

Dedico el presente proyecto de titulación a mi padre Roberto, quien es mi modelo a seguir y me inspira cada día a seguir adelante y dar lo mejor de mí, a mi madre Zulma, que me apoyó en mi formación personal desde niña y alentó cada día sin descanso alguno, a mi hermano Fernando y hermanas Tais y Alanis, que apoyan mis decisiones y me desean éxitos en cada actividad que realizo. A mis familiares y amigos que de diferente manera me brindaron apoyo durante toda mi carrera.

Johanna Barba Torres.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios y las estrellas, que me ayudaron a cumplir los objetivos que me permitieron llegar a este momento tan importante de mi vida.

A mis padres por alentarme cada día y a cada momento a no desistir, enseñándome siempre que cada día se puede ser mejor, gracias por confiar en mi y tener fe en que puedo cumplir mis metas. A mis hermanos, gracias por tenerme paciencia, y ser los amigos que están en las buenas y en las malas, apoyándome sin interés alguno, espero que estén orgullosos de mí. A mis abuelos, tíos, y sobrinos por el cariño brindado a lo largo de mi vida, apoyando mis éxitos y preocupándose por mí.

Agradezco sinceramente a mi director de tesis, Dr. Hugo N. Arcos M, por el apoyo brindado en la realización del presente trabajo de titulación y la constante asesoría a largo de la carrera.

Expreso mis especiales agradecimientos al Dr. Marlon Chamba, Dr. Diego Echeverría, e Ing. Roberto Barba por el aporte y orientación brindada que hicieron posible la elaboración de este proyecto de titulación.

Al personal de la Gerencia de Operaciones (GOP) y Planificación (GPL) de CENACE, por facilitar la información de la base de datos de fallas y mantenimientos del sistema y de los escenarios operativos del SNI en PowerFactory.

A la Escuela Politécnica Nacional, Carrera de Ingeniería Eléctrica por los conocimientos entregados a lo largo de la formación profesional.

Johanna Patricia Barba Torres.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
DEDICATORIA .....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT.....	VIII
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.2 ALCANCE .....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.4 MARCO TEÓRICO .....	4
1.4.1 DEFINICIONES <sup>[3],[4]</sup> .....	4
1.4.2 DESCOMPOSICIÓN FUNCIONAL DEL SISTEMA DE POTENCIA .....	5
1.4.3 CONFIABILIDAD.....	7
1.4.4 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD <sup>[4]</sup> .....	7
1.4.5 CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES Y SISTEMAS <sup>[8]</sup> .....	9
1.4.6 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN .....	16
1.4.7 CONFIABILIDAD DE TRANSFORMADORES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	19
1.4.8 ÍNDICES EN LOS PUNTOS DE CARGA <sup>[6]</sup> .....	21
1.4.9 RELACIÓN DE LOS ÍNDICES DE TRANSMISIÓN .....	23
2. METODOLOGÍA.....	26
2.1 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN POWERFACTORY DE DlgSILENT <sup>[11]</sup> .....	26
2.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN POWERFACTORY <sup>[11]</sup> .....	26
2.2.1 MODELOS ESTOCÁSTICOS <sup>[11]</sup> .....	28
2.2.2 ENUMERACIÓN DE ESTADOS DEL SISTEMA EN LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD.....	29
2.2.3 CONFIGURACIÓN DEL MODELO DE FALLA PARA ELEMENTOS DE LA RED .....	30
2.2.4 EJECUCIÓN DE LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD .....	34
2.3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD .....	37

2.3.1	ÍNDICES EN PUNTOS DE CARGA <sup>[11]</sup> .....	38
2.3.2	ÍNDICES DEL SISTEMA <sup>[11]</sup> .....	39
3.	APLICACIÓN METODOLÓGICA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	42
3.2	SISTEMA DE PRUEBA .....	42
3.3	EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO.....	44
3.4	OBTENCIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SNI. ....	46
3.4.1	MODELACIÓN DEL SISTEMA.....	46
3.4.2	DETERMINACIÓN DE LA BASE DE DATOS.....	46
3.5	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	51
3.5.1	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEMANDA MÍNIMA - HIDROLOGÍA LLUVIOSA AÑO 2021.....	51
3.5.2	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEMANDA MÍNIMA - HIDROLOGÍA SECA AÑO 2021.....	55
3.5.3	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEMANDA MÁXIMA - HIDROLOGÍA LLUVIOSA AÑO 2021.....	59
3.5.4	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEMANDA MAXIMA - HIDROLOGÍA SECA AÑO 2021.....	63
3.5.5	COMPARACIÓN DE ESCENARIOS POR DEMANDA E HIDROLOGÍA .....	66
3.5.6	COMPARACIÓN ENTRE LOS ESCENARIOS 2012 Y 2007 .....	70
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	71
4.1	CONCLUSIONES .....	71
4.2	RECOMENDACIONES.....	73
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	74
	ANEXOS.....	76

## RESUMEN

En el presente Trabajo de Titulación se realiza el análisis de la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, utilizando el software PowerFactory de DIgSILENT. En una primera parte, se investigan las técnicas para la evaluación de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia utilizadas en el proceso de cálculo del programa computacional, así como los fundamentos teóricos para la determinación de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos que transmiten grandes bloques de energía.

En conocimiento de la metodología que utiliza el Software PowerFactory de DIgSILENT para realizar la evaluación de confiabilidad, se estructura la información necesaria para la parametrización de cada elemento del sistema en estudio. En el modelo reducido del Sistema Nacional Interconectado, debidamente parametrizado, se efectúan diversos cálculos tendientes a estructurar el estudio de confiabilidad, considerando escenarios de demanda mínima y máxima para periodos hidrológicos secos y lluviosos. Los resultados obtenidos son analizados y comparados en función de los escenarios evaluados.

**PALABRAS CLAVE:** Análisis de Confiabilidad, Índices de confiabilidad, Sistema Nacional interconectado, enumeración de estados, tasas de fallas, mantenimientos.



## **ABSTRACT**

This work presents the reliability analysis of the Ecuadorian National Interconnected System, using the software PowerFactory of DIgSILENT. In the first part, the techniques for the reliability assessment of electrical power systems used in the calculation process of the computer program are investigated, as well the theoretical foundations for the determination of the reliability indices in electrical systems that transmit large blocks of electricity.

Knowing the methodology that use the software PowerFactory of DIgSILENT to use the reliability assessment, the necessary information for the parametrization of each element of the system under study is structured. In the reduced model of the National Interconnected System, parametrized, various calculations are made to structure the reliability study, considering minimum and maximum demand scenarios to dry and rainy hydrological periods. The results obtained are analyzed and compared based on the scenarios evaluated.

**KEYWORDS:** Reliability Analysis, Reliability Indices, Interconnected National System, state enumeration, failure rate, maintenance.

# 1. INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se encargan de suministrar energía eléctrica a los consumidores en términos de calidad, seguridad, economía y confiabilidad. El objetivo de la planificación de los sistemas de energía eléctrica es satisfacer la demanda de electricidad con el mínimo coste posible y con altos niveles de calidad, confiabilidad y seguridad. La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia es uno de los aspectos más importantes durante las etapas de planeamiento y operación ya que se relaciona con la habilidad del sistema para realizar su función de entregar energía, cuando y donde sea requerida, con niveles de voltaje y frecuencia apropiados (calidad de servicio) [1]. Esta habilidad se cuantifica mediante índices de confiabilidad que pueden ser probabilidades, estadísticas descriptivas, medidas operativas e índices determinísticos [2].

Teniendo en cuenta que actualmente los sistemas eléctricos se encuentran conformados por muchos componentes interconectados entre sí, los cuales pueden fallar debido a que se encuentran expuestos a múltiples eventos externos o internos al sistema, es imprescindible en etapas de planificación la evaluación de confiabilidad [1]. Debido a la alta penetración de energías renovables con aleatoriedad en la disponibilidad de recursos primarios se torna indispensable el análisis de la seguridad y confiabilidad de los sistemas eléctricos.

En el presente trabajo de titulación se planea analizar la confiabilidad, en términos probabilísticos, del actual Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (SNI), tomando en cuenta el comportamiento histórico de fallas de los elementos del sistema de los últimos 11 años (2010 – 2021). Este trabajo de titulación servirá de guía para la planificación de futuras actualizaciones, que mejoren el servicio de entrega de energía eléctrica.

En noviembre del 2020 la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables - ARCERNNR expidió la regulación ARCERNNR 004/20 “*PLANIFICACIÓN OPERATIVA, DESPACHO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA*”, la cual incorpora de manera transversal el concepto de confiabilidad como una característica adicional para el abastecimiento del servicio de energía eléctrica al país. Para el caso del Operador Nacional de Electricidad, CENACE, esta regulación en su capítulo segundo, “RESPONSABILIDADES”, Artículo 5 “Operador Nacional de Electricidad”, literal a., le asigna la responsabilidad de “Planificar la operación

de largo, mediano y corto plazo a fin de preservar el suministro de energía eléctrica con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y al mínimo costo posible” [3].

Desde el punto de vista de la confiabilidad, CENACE ha trabajado en la valoración de índices estadísticos de los equipos eléctricos que conforman el sistema, como son: tiempos medios de reparación, indisponibilidades anuales, entre otros. Sin embargo, la planificación y programación del sistema requiere de la incorporación de conceptos específicos que definan los índices de confiabilidad del abastecimiento de energía eléctrica. Estos índices permiten al operador cuantificar la habilidad del sistema eléctrico para suministrar energía eléctrica en diferentes estados operativos, ubicar puntos de baja confiabilidad en el sistema eléctrico, establecer medidas correctivas a nivel de operación y verificar el impacto de varios esquemas de refuerzo a nivel de generación y/o transmisión.

Para tener una mejor valorización del sistema, en la simulación se toma en cuenta diferentes escenarios de demanda e hidrología, que mediante el software PowerFactory de DIgSILENT se obtiene índices del sistema y de los puntos de carga que permite realizar una comparación entre demandas (máxima y mínima), escenarios hidrológicos (lluvioso y seco), y entre escenarios de diferentes años de estudio (2012 – 2021).

## **1.1 OBJETIVOS**

El objetivo general de este Proyecto Técnico es:

Realizar un análisis de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano utilizando el software PowerFactory de DIgSILENT.

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Realizar un levantamiento de los datos históricos de fallas y mantenimientos de barras, líneas de transmisión y transformadores que conforman el Sistema Nacional Interconectado, y estructurarlos en base al formato requerido por el PowerFactory de DIgSILENT para realizar estudios de confiabilidad.
- Modelar y parametrizar el Sistema Nacional Interconectado reducido para análisis de confiabilidad en el software PowerFactory.
- Calcular los niveles de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado para diferentes escenarios de operación.

## **1.2 ALCANCE**

Con base a la información proporcionada por la Subgerencia de Análisis de la Operación en Tiempo Real del Operador Nacional de Electricidad (CENACE) se realizará una revisión y valoración de la confiabilidad de los elementos (equipos eléctricos) del Sistema Nacional de Interconectado. El procesamiento de la información permitirá obtener índices estadísticos como tasas de falla, tiempo medio de reparación, indisponibilidad anual, entre otros.

Los indicadores de confiabilidad de cada elemento se constituyen en la base para el cálculo de los niveles de confiabilidad del Sistema de transmisión del Sistema Nacional Interconectado. Este sistema será modelado de forma reducida y se considerarán diferentes escenarios de operación en función de escenarios de demanda, indisponibilidad de generación, entre otras.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN**

El proyecto de titulación propuesto analiza la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, en los diferentes escenarios hidrológicos que se registran durante la operación del sistema. El análisis de la confiabilidad permitirá identificar el impacto que una cierta condición operativa del sistema ejerce sobre los niveles de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica. Para ello, se realizará el análisis del comportamiento histórico de falla de los elementos/equipos que conforman el Sistema Nacional Interconectado, cuyos valores inciden en los indicadores de confiabilidad del sistema; estos datos históricos serán procesados y tabulados para el estudio de confiabilidad.

Esto permitirá al operador CENACE, obtener los niveles e índices de confiabilidad del sistema y puntos de entrega que, en la ejecución de sus procesos de planificación de la operación segura y confiable del sistema, permitirá tomar las acciones necesarias para corregir cualquier desviación encontrada en los indicadores con respecto a los valores bases que el regulador pudiera definir. Los análisis referidos se los realizará con la utilización del módulo de confiabilidad de la herramienta computacional de simulación PowerFactory de DlgSILENT utilizado por CENACE.

## 1.4 MARCO TEÓRICO

### 1.4.1 DEFINICIONES <sup>[3],[4]</sup>

Las siguientes definiciones son extraídas de la Regulación Nro. ARCERNNR-024/2020, artículo 4, y del folleto Confiabilidad Sistemas Eléctricos de Potencia de Carlos J. Zapata.

**Confiabilidad:** En un sistema eléctrico de potencia es la habilidad de un sistema para cumplir con su función de proveer energía eléctrica a puntos de entrega de manera adecuada durante un periodo de tiempo previsto y en condiciones usuales o inusuales de operaciones; se cuantifica mediante índices de confiabilidad.

**Adecuación:** Es la capacidad de satisfacer los requerimientos de potencia y energía de los consumidores respetando los límites técnicos de los componentes, así como las salidas planificadas.

**Seguridad:** Es la capacidad para soportar perturbaciones imprevistas, como es el caso de cortocircuitos, pérdida de componentes sin violar límites operativos de equipos.

**Probabilidad:** Es la posibilidad de que suceda un fenómeno o un hecho en determinadas circunstancias.

**Falla:** Condición en la que un elemento o un sistema es incapaz de desempeñar su función.

**Contingencia:** Es una falla inesperada de un componente del sistema, como un generador, línea de transmisión, u otro elemento eléctrico del sistema.

**Periodo de tiempo:** Intervalo en el cual el componente del sistema o subsistema se encuentra operando de manera esporádica o continua.

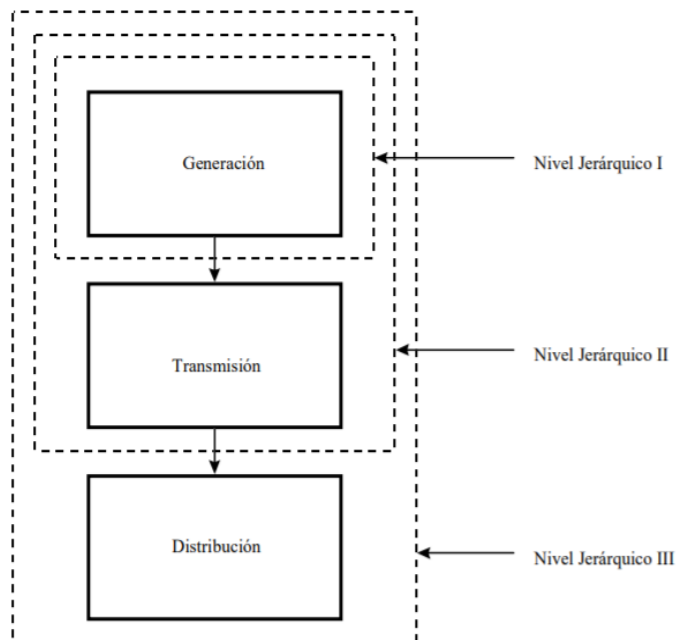
**Restricciones técnicas:** Limitaciones impuestas por la capacidad de los equipos e infraestructura de generación, de transmisión, de distribución o de las interconexiones internacionales.

**Restricciones Operativas:** Limitaciones impuestas por la aplicación de criterios de claridad, seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

#### 1.4.2 DESCOMPOSICIÓN FUNCIONAL DEL SISTEMA DE POTENCIA

Para la realización de estudios de confiabilidad del sistema eléctrico, debido a su complejidad, suele dividirse en subsistemas que pueden ser analizados de manera separada. No se puede analizar de una manera completa todo el sistema debido a los altos requerimientos computacionales. Esto conlleva el analizar un alto número de resultados, lo que dificulta la correcta interpretación de estos. [1]

La división más adecuada del sistema eléctrico se la realiza en relación a sus niveles jerárquicos de operación: Nivel 1 (Sistema de Generación), Nivel 2 (Sistema de Transmisión) y Nivel 3 (Sistema de Distribución).



**Figura 1.1** Niveles jerárquicos [7]

A pesar de que las zonas funcionales de generación y transmisión poseen una baja tasa de falla en los sistemas de potencia, el mayor enfoque de los estudios de confiabilidad se da en estas zonas debido a que sus posibles fallas pueden afectar grandes zonas geográficas y a un gran número de consumidores [1].

#### **1.4.2.1 Nivel Jerárquico I: Generación**

Este nivel hace referencia al sistema de generación y la capacidad de abastecer la demanda total del sistema con la producción de todas las unidades que conforman el parque disponible [1]. No toma en cuenta el sistema de transmisión y distribución que transportan la energía, la adecuación valora la capacidad de la generación para abastecer la demanda a la vez que mantiene la capacidad de reserva para realizar los mantenimientos de las unidades de generación. En relación a la seguridad operativa, se valora la capacidad de generación para abastecer la demanda a la vez mantener una reserva rodante para cualquier caso de contingencia que presente el sistema. Los índices de confiabilidad a considerar son: porcentaje de reserva, Pérdida de carga esperada (LOLE), Probabilidad de pérdida de carga (LOLP), Energía no suministrada esperada (EENS), etc. [4].

#### **1.4.2.2 Nivel Jerárquico II: Transmisión**

En el segundo nivel jerárquico hace referencia a la composición del Sistema de Generación y el Sistema de Transmisión y su capacidad de entregar energía a los principales puntos de suministro [1]. En la adecuación se tiene presente los esquemas de expansión para hacer la valoración de la confiabilidad tanto en generación como en transmisión, en la seguridad se valora la estabilidad que tendrá el sistema ante disturbios. Los índices de confiabilidad a determinar en este nivel son las frecuencias de fallas, duración media de las fallas, valor esperado de corte de carga, etc. [4]. De acuerdo con [6], los índices en los puntos de carga de la red de transmisión también incluyen: índice de duración de la interrupción (SAIDI), Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI), Índice de indisponibilidad de los puntos de carga (DPUI).

#### **1.4.2.3 Nivel Jerárquico III: Distribución**

En este nivel jerárquico, sobre la base de índices de confiabilidad obtenidos en el nivel jerárquico II, se analizan los sistemas de distribución para determinar la capacidad de satisfacer la demanda de energía a nivel de consumidores. Los índices de confiabilidad generalmente se obtienen a nivel de circuito primario o subestación, siendo los más usuales: frecuencia de fallas, duración media de las fallas, indisponibilidad, SAIDI, SAIFI, índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente (CAIFI), índice de duración de interrupción promedio del cliente (CAIDI) [4].

### **1.4.3 CONFIABILIDAD**

La Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica (NERC por sus siglas en inglés) define a la confiabilidad como el grado de desempeño de los elementos, que conforman el sistema eléctrico, en el suministro a los usuarios dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada [7].

La confiabilidad del SEP abarca dos tipos de estudios fundamentales: adecuación del sistema y seguridad del sistema.

La adecuación es la existencia de la suficiente capacidad en las instalaciones del sistema para producir la energía que satisfaga la demanda de los usuarios cumpliendo restricciones de operación del sistema, esto implica las capacidades necesarias para la generación de energía en cantidad suficiente. La adecuación se encuentra asociada a condiciones estáticas de operación e implica un análisis a largo plazo [1].

La seguridad considera la habilidad del sistema para responder a disturbios dinámicos y transitorios que surjan durante la operación del sistema, se asocia con la respuesta del sistema a cualquier perturbación vinculada a pérdida abrupta de generación o indisponibilidades de elementos del sistema. Para garantizar la seguridad se utilizan sistemas de protección y control e implica un análisis a corto plazo [1].

La adecuación es la existencia de instalaciones suficientes dentro del sistema para satisfacer la demanda de los consumidores, estas instalaciones incluyen aquellas necesarias para generar la suficiente energía necesaria para transportar la energía hasta los puntos de carga del consumidor. La adecuación está asociada con las condiciones estáticas de operación que no incluye perturbaciones del sistema, implica un análisis de largo plazo. [1].

### **1.4.4 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD [4]**

#### **1.4.4.1. Método Determinístico**

El método determinístico considera variables o funciones fijas en cualquier instante de tiempo y no contempla incertidumbres [1].

**Ejemplo:**



Un sistema tiene 2 unidades, de 100 MW, 150 MW, donde la demanda máxima esperada para un año es de 100 MW. Para la confiabilidad se tiene como criterios determinísticos:

$$\%Reserva = \left( \frac{Capacidad\ total\ instalada}{Máxima\ demanda\ esperada} \right) * 100\%$$

$$\%Reserva = \left( \frac{250\ MW}{100\ MW} \right) * 100\% = 150\%$$

$$Reserva = 250\ MW - 100\ MW = 150\ MW$$

Para aplicar el método determinístico, se restringe artificialmente la naturaleza estocástica del sistema mediante la definición de conjuntos de valores que no tienen variabilidad. De acuerdo con un criterio determinístico, el sistema logrará abastecer la demanda ante la pérdida de su mayor unidad de generación, debido a la reserva [1]. Este método permite la estimación del impacto de situaciones específicas en la confiabilidad, pero no permite estimar de manera cuantitativa la confiabilidad considerando todos los escenarios posibles en la operación del sistema.

#### 1.4.4.2 Método Probabilístico

Mediante el método probabilístico se determina el estado del sistema por medio del análisis del comportamiento estocástico de sus elementos. El comportamiento natural aleatorio de las salidas no planeadas en el sistema considera variables aleatorias sin valor fijo o función que determine el valor en un instante de tiempo [1].

#### Ejemplo:

Siguiendo con el ejemplo de la sección 1.4.4.1 las probabilidades de pérdida de generación individual  $P(X)$  se definen de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P(X) = P[X = MW] = (1 - U) * P'(X) + U * P'(X - C)$$

Donde:

X es la pérdida de generación [MW]

U es la tasa de salida forzada FOR

C es una unidad de capacidad C en [MW]

$P'(X)$  es la probabilidad del estado de pérdida de generación de  $X$  [MW] antes de adicionar la unidad  $C$ .

De la ecuación de probabilidades individuales se obtiene la siguiente tabla para las capacidades  $C$ .

**Tabla 1.1** Probabilidades individuales por capacidad

<b>C [MW]</b>	<b>P(X) Individual</b>	<b>P(X) Acumulada</b>	<b>P(X) Acumulada %</b>
0	0.9702	1.000	100
100	0.0098	0.0298	2.98
150	0.0198	0.0200	2.00
200	0.0000	0.0002	0.02
250	0.0002	0.0002	0.02

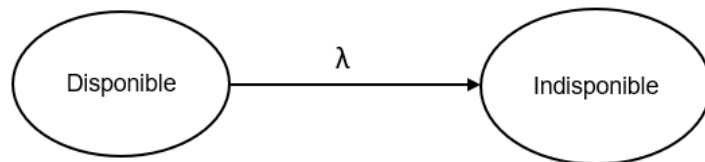
De acuerdo a la tabla 1.1, se tienen las probabilidades individuales y acumuladas conforme van saliendo las unidades de generación, donde se observa que a pesar de existir un 150% de reserva, existe una probabilidad del 2.98% de perder capacidad mayor o igual a 100MW. Debido a que las salidas de los elementos pueden no ser planeadas y así afectar a los equipos en un SEP, existen interrogantes que no se pueden conocer antes de los eventos (tiempo de duración de las fallas, ubicación, número de fallas, etc.), por lo que de acuerdo a los métodos probabilísticos, la confiabilidad del sistema se valora mediante índices [4].

#### **1.4.5 CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES Y SISTEMAS <sup>[8]</sup>**

La confiabilidad de los componentes o sistemas es la probabilidad de que un elemento o conjunto de elementos pueda operar sin perder su continuidad o función en un periodo de tiempo. Esto dependerá principalmente de las características de cada componente como es el tipo, edad, características de fabricación y principalmente de las condiciones ambientales a las que el elemento es expuesto, así como el mantenimiento al que es sometido y las condiciones de operación a las que se somete.

Los componentes del SEP pueden caracterizarse desde el punto de vista de la confiabilidad como disponible e indisponible. Los modelos para la confiabilidad de componentes son:

**No reparable:** En este modelo el componente no puede ser reparado, consta de 2 estados tal como se muestra en la Figura 1.2. En esta figura se muestra una única transición hacia el estado de indisponibilidad (salida forzada del elemento no reparable).



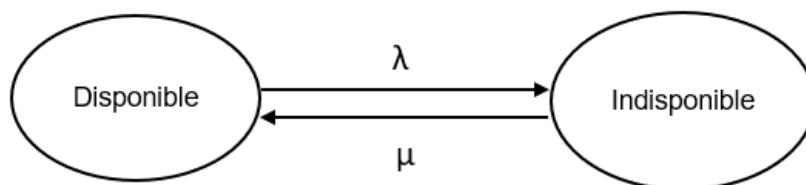
**Figura 1.2.** Diagrama de estados para un componente no reparable

Donde los parámetros para la transición entre estados son:

$\lambda$ : La tasa de falla es el cociente entre el número de fallas y el tiempo total en estado disponible.

$\mu$ : La tasa de reparación es el cociente entre el número de fallas y el tiempo total como indisponible.

**Reparable:** En el modelo de un componente reparable, si el elemento sufre una falla se encontrará indisponible, y después de la reparación vuelve a estar disponible, el cambio de estado se da mediante las tasas de transición de falla ( $\lambda$ ) y tasa de transición de reparación ( $\mu$ ), tal como se muestra en la Figura 1.3.



**Figura 1.3.** Diagrama de estados para un componente reparable

Se puede utilizar modelos más complejos con múltiples estados que reflejen de manera más exacta la realidad por la que pasa el elemento, sin embargo, debido a que la modelación de los sistemas eléctricos con un mayor número de estados se vuelve más

complejo, la modelación del comportamiento de los elementos se limita a un modelo de dos estados [1].

#### 1.4.5.1 Función de Confiabilidad $R(t)$ [8],[9]

Confiabilidad es la probabilidad de que un componente o sistema no falle en un intervalo de tiempo. La probabilidad de que el sistema se mantenga en servicio se presenta como una función de la confiabilidad de los componentes, los cuales tienen tiempos de falla aleatorios que puede modelarse por una distribución de probabilidades.

Para el análisis de la confiabilidad, se analiza principalmente las funciones de distribución de probabilidad, las cuales describen la probabilidad de ocurrencia de un evento con respecto al tiempo. La probabilidad para este caso se encuentra en un intervalo  $a$  y  $b$ .

$$P(a \leq T \leq b) = \int_a^b f(t) dt \quad (1.1)$$

Con esta ecuación se puede calcular la función de distribución acumulada  $F(t)$ , la cual es la probabilidad de falla antes de un tiempo  $t$ , el cual se calcula mediante una sumatoria, tal como se muestra en la siguiente ecuación

$$F(t) = P(T \leq t) = \sum_{t_i \leq t} P(T = t_i) = \sum_{t_i \leq t} f(t_i) \quad (1.2)$$

En un caso continuo con una integral definida se tiene:

$$F(t) = \int_{-\infty}^t f(T) dT \quad (1.3)$$

Esto también se puede expresar como:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (1.4)$$

La función de la confiabilidad  $R(t)$  es la probabilidad de que un elemento sobreviva durante un tiempo de vida  $t$ . Entonces:

$$R(t) = P(T \geq t) = \int_{-\infty}^t f(T) dT \quad (1.5)$$

Por lo tanto, se define la función de confiabilidad  $R(t)$  como:

$$R(t) = 1 - P(T \geq t) = 1 - F(t) \quad (1.6)$$

#### 1.4.5.2 Tasa de Falla $\lambda(t)$ [9]

La tasa de falla es la probabilidad de que un componente falle en un intervalo particular de tiempo  $[t, t + \Delta t]$ , donde el componente se encuentra operando desde el instante  $t$ , y falla en  $\Delta t$  [9].

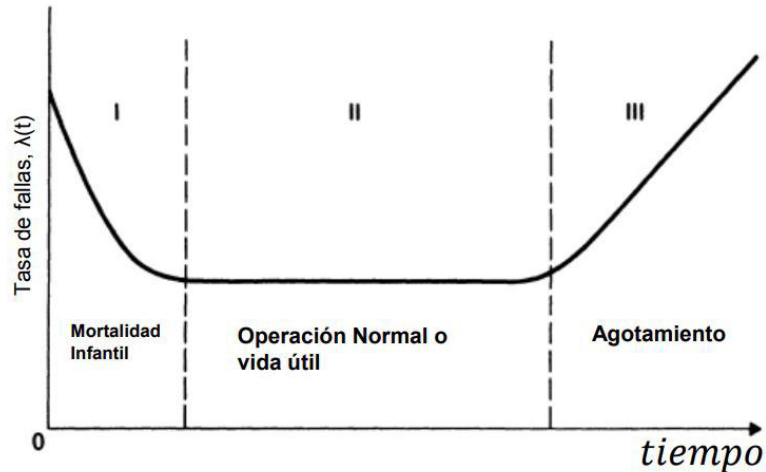
Para determinar la *tasa de falla instantánea* se utilizará la *función de riesgos* denominada  $h(t)$ , que es la probabilidad condicional de falla por unidad de tiempo. Entonces:

$$P(t \leq T \leq t + \Delta t | T \geq t) = \frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{R(t)}$$

$$h(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{R(t) - R(t + \Delta t)}{R(t)} \cdot \frac{1}{\Delta t} = - \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{R(t + \Delta t) - R(t)}{\Delta t} \cdot \frac{1}{R(t)}$$

$$h(t) = \frac{-R'(t)}{R(t)} = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (1.7)$$

Debido a que  $R(t) = 1 - F(t)$  y  $-R'(t) = f(t)$ , se tendrá una curva típica que represente la función de riesgos para los componentes tal como se muestra en la Figura 1.5, la función de riesgo  $h(t)$  puede considerarse como la probabilidad de la tasa de fallas  $\lambda$  operando sin fallar para un tiempo  $t$ . En estudios de confiabilidad de sistemas eléctricos se considera como simplificación que la tasa de fallas permanece constante durante la vida útil, esto con la finalidad de reducir los cálculos computacionales



**Figura 1.5.** Curva típica de función de riesgo. [9]

La Etapa I o de adaptación representa la Mortalidad Infantil con alta tasa de fallas correspondiente a la edad temprana. La etapa II conocida como de operación normal o vida útil del elemento, se estabiliza la tasa de fallas aleatorias; y, finalmente en la etapa III o de envejecimiento se tendrá un incremento en la tasa de fallas en vinculación con el fin de la vida útil.

La función de la confiabilidad  $R(t)$  se puede expresar en términos de  $H$ . Y se define a la *función acumulativa de riesgo* denominada  $H(t)$  que corresponde al área bajo la curva de la tasa de falla instantánea Figura 1.5, como:

$$H(t) = \int_0^t h(t) dt \quad (1.8)$$

A la ecuación 1.8 se la deriva en ambos lados obteniendo:

$$h(t) = \frac{dH(t)}{dt} \quad (1.9)$$

A la ecuación 1.6 se la deriva en ambos lados obteniendo:

$$f(t) = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (1.10)$$

Se despeja  $R(t)$  de la ecuación (1.7)

$$R(t) = \frac{f(t)}{h(t)} \quad (1.11)$$

Se reemplaza las ecuaciones (1.9) y (1.10) en (1.11):

$$R(t) = \frac{-dR(t)/dt}{dH(t)/dt} = -\frac{dR(t)}{dH(t)}$$

Se obtiene

$$dH(t) = -\frac{dR(t)}{R(t)} \quad (1.12)$$

La relación de la confiabilidad y la función acumulativa de riesgos se obtiene integrando la ecuación (1.10)

$$H(t) = -\ln R(t)$$
$$R(t) = e^{-H(t)} \quad (1.13)$$

Para la distribución exponencial,  $H(t)$  se define como  $\lambda t$ , de modo que:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (1.14)$$

El tiempo medio previo a la falla es:

$$E[T] = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt \quad (1.15)$$

Que es:

$$E[T] = \int_0^{\infty} R(t) dt \quad (1.16)$$

En los sistemas más complejos sólo se consideran las fallas de componentes aleatorias, esto quiere decir que el tiempo para la distribución de fallas es exponencial para  $t \geq 0$

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (1.17)$$

Caso contrario  $f(t) = 0$ . Finalmente reemplazando las ecuaciones (1.15) y (1.12) en la ecuación (1.7) se tiene que:

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda \quad (1.18)$$

$\lambda$  es constante cuando no se consideran la etapa de mortalidad infantil y la de agotamiento.

### 1.4.5.3 Taza de Salida Forzada (FOR)

El valor esperado de una función de densidad de probabilidad se define como MTTF (Mean Time to Failure), que corresponde al tiempo medio para fallar, se lo obtiene al considerar las fallas aleatorias, que es una función de la densidad de probabilidad con relación al tiempo [9]. Este corresponde al tiempo medio en operación y se define como:

$$E(t) = MTTF = \int_{-\infty}^{\infty} tf(t)dt$$

$$MTTF = \int_{-\infty}^{\infty} R(t)dt = m \quad (1.19)$$

Este tiempo sólo puede aplicarse en el periodo de vida útil del elemento. Para sistemas reparables se tiene el MTBF (Mean Time Between Failure), tiempo entre ocurrencia de fallas, que excede al MTTF debido al tiempo medio de reparación MTTR (Mean Time to Repair).

$$MTBF = T = MTTF + MTTR = m + r \quad (1.20)$$

Siendo  $\mu$  la constante de reparación se puede definir a MTTR como:

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (1.21)$$

Estas fórmulas (MTTF, MTTR y MTBF) muestran la secuencia de operación de cada componente.

El parámetro utilizado en la evaluación de la capacidad estática es la probabilidad de encontrar la unidad en la salida forzada en un tiempo en el futuro, esta probabilidad se definió como indisponibilidad, y aplicándolo a los sistemas de potencia se lo denomina tasa de salida forzada [1].



$$\text{Indisponibilidad}(FOR) = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{u} \quad (1.22)$$

$$U = \frac{\sum T \text{ down}}{\sum T \text{ up} + \sum T \text{ down}} \quad (1.23)$$

La disponibilidad es la confiabilidad en un sistema no reparable, en sistemas reparables después de una falla el sistema regresa a su estado de operación después de la reparación lo que reduce el efecto de la falla, el tiempo en operación depende de la confiabilidad del sistema, mientras que el tiempo fuera de servicio depende del mantenimiento del sistema, de tal manera que la disponibilidad está en función de la confiabilidad y la mantenibilidad.

$$\text{Disponibilidad} = A = U - 1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \quad (1.24)$$

$$U = \frac{\sum T \text{ up}}{\sum T \text{ up} + \sum T \text{ down}} \quad (1.25)$$

La ecuación (1.23) expresa los conceptos de disponibilidad e indisponibilidad de los estados de Opera y Falla de un sistema.

#### 1.4.6 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Para realizar el estudio de confiabilidad, se utiliza los registros históricos para construir modelos probabilísticos con los cuales se hace predicciones de valores en el futuro, tomando en cuenta variables aleatorias bajo estudio. Para esto se toma en cuenta los registros operativos del desempeño histórico de los elementos del sistema en el pasado, los cuales servirán para el cálculo de los índices de confiabilidad en el presente con el objetivo de plantear medidas correctivas en el Futuro.

Para construir los modelos probabilísticos se requiere una población de componentes idénticos que fallaron en el sistema, estos componentes pueden ser reparables o no reparables descritos en la sección 1.4.5, con los parámetros de falla y reparación se estima el modelo probabilístico que se definido modelo de Markov, el cuál será descrito en la sección 1.4.6.2 para la evaluación de procesos estocásticos de los componentes que forman parte de la metodología de evaluación de la confiabilidad.

### 1.4.6.1 Método Analítico para la Evaluación de Confiabilidad

Este método representa el sistema mediante un modelo matemático y evalúa sus índices de confiabilidad usando directamente soluciones numéricas, los índices esperados en este modelo se calculan en cortos periodos de simulación. Generalmente para este modelo se requiere de suposiciones que se necesita frecuentemente para simplificar el problema y generar el modelo analítico del sistema.

En sistemas de potencia complejos se tienen que modelar complejos sistemas de operación y los resultados pueden perder exactitud de procesamiento. Como es el método de Markov [1].

### 1.4.6.2 Modelo de Componentes para la Evaluación de la Confiabilidad

El modelo de los componentes para la evaluación de la confiabilidad se basa en tasas de falla y tiempos de duración de reparación. El método de Markov puede ser usado para resolver problemas dependientes del tiempo, limitando el número de estados posibles. La definición del modelo Homogéneo de Markov se realiza en función de los parámetros de sus componentes:

- Taza constante de falla  $\lambda$
- Taza constante de reparación  $\mu$

Con estos parámetros, se puede calcular las siguientes cantidades:

- Tiempo medio de falla

$$MTTF = \frac{1}{\lambda}$$

- Tiempo medio de reparación

$$MTTR = \frac{1}{\mu}$$

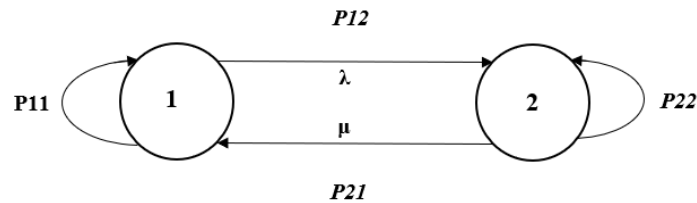
- Disponibilidad

$$P = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

- Indisponibilidad

$$Q = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

La Figura 1.6 muestra la transición que puede tener un componente del sistema durante su vida útil, por lo que conociendo la probabilidad de estado de los componentes se puede determinar su disponibilidad e indisponibilidad.



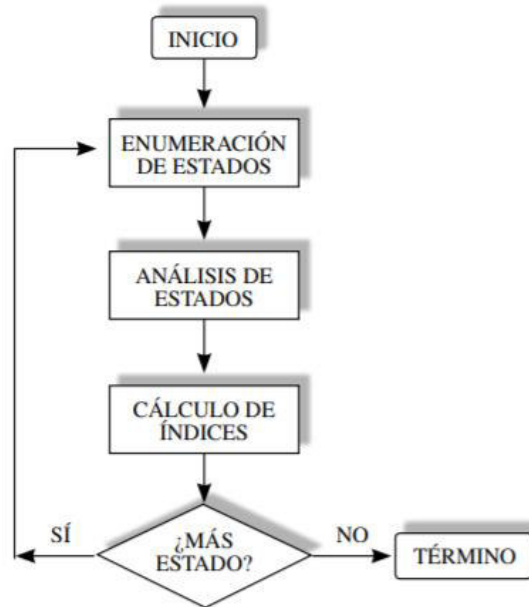
**Figura 1.6** Modelo homogéneo de Markov con 2 estados. [5]

### 1.4.6.3 Método de Enumeración de Estados

El método de enumeración de estados es un método probabilístico analítico para el análisis de la confiabilidad. La enumeración exhaustiva de estados permite estimar el índice de indisponibilidad del sistema eléctrico de potencia. Se realizan simplificaciones inherentes al nivel de complejidad del estudio, debido a que el sistema completo es lo suficientemente complejo como para realizar el análisis de todos los estados que se puede presentar. Se analiza los estados en orden creciente de acuerdo a las probabilidades de las contingencias, como: el caso base sin fallas, criterio n-1, n-2, etc., hasta que la probabilidad asociada a los estados restantes sea lo suficientemente pequeña como para ser descartados del análisis [10].

Las simplificaciones inherentes que se incorporan en la selección de estados son prácticas para analizar los eventos más creíbles, que son aquellos estados que consideran contingencias hasta un nivel determinado de simultaneidad. Al realizar estas simplificaciones, el número de estados a analizar son un porcentaje pequeño con respecto al número total de estados del sistema y suma de las probabilidades de ocurrencia de cada estado seleccionado corresponde a un porcentaje cercano al 100%.

Se puede establecer un procedimiento básico para evaluar la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia utilizando el método analítico de enumeración de estados.



**Figura 1.7.** Procedimiento básico para el desarrollo del método enumeración de estados [10].

En la Figura 1.7 se muestra el procedimiento para evaluar la confiabilidad de un SEP utilizando el método de enumeración de estados. La selección de los estados a evaluar se realiza tomando en cuenta un subconjunto del conjunto total de estados posibles. La selección, en el caso de la transmisión, puede considerar exclusivamente a las contingencias de primer orden debido a su alta probabilidad de ocurrencia en relación a las contingencias de segundo orden o superiores [10].

## 1.4.7 CONFIABILIDAD DE TRANSFORMADORES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

### 1.4.7.1 Confiabilidad en Líneas de transmisión <sup>[13]</sup>

Las líneas de transmisión se diseñan y operan de manera que se cumpla con los estándares de calidad, seguridad y confiabilidad con respecto a su función de transmitir energía eléctrica desde los centros de generación a los puntos de carga. Las líneas de transmisión por lo general están expuestas a diversos fenómenos que se generan tanto por factores externos a la red como por internos que terminan en fallas que cortan el suministro de energía eléctrica. Los índices estadísticos de confiabilidad de las líneas de transmisión se circunscriben a frecuencia de falla y tiempo de recuperación, los cuales sirven como datos de entrada para el análisis de la confiabilidad del sistema eléctrico.

### A. Frecuencia de Falla

La frecuencia de falla de una línea de transmisión es el número de fallas de la línea en las horas del periodo estadístico por la longitud de la línea.

$$FF_{LT} = \frac{\text{Número de fallas}_i}{L \cdot a} \left[ \frac{1}{\text{año} * \text{km}} \right] \quad (1.25)$$

Donde:

$FF_{LT}$ : Frecuencia de falla de líneas de transmisión

L: longitud de la línea

a: años del periodo analizado

### B. Tiempo de la reparación

Es el valor medio de los tiempos de recuperación, se lo calcula con el número de horas indisponibles de un elemento para el número de fallas.

$$TR_{LT} = \frac{\sum_{i=1}^n HI_i}{\sum_{i=1}^n \text{Número de fallas}} [h] \quad (1.26)$$

Donde:

$TR_{LT}$ : Tiempo de reparación de las líneas de transmisión

$HI_i$ : Número de horas que la línea de transmisión se encuentra indisponible o en reparación debido a un evento i.

## 1.4.7.2 Índices Estadísticos de Confiabilidad de Transformadores

### A. Frecuencia de falla

La frecuencia de falla de un transformador se determina como el número de fallas en el periodo estadístico de análisis.

$$FF_T = \frac{\text{Número de fallas}_i}{a} \left[ \frac{1}{\text{año}} \right] \quad (1.27)$$

Donde:

$FF_T$ : Frecuencia de falla de un transformador

a: años del periodo analizado

## B. Tiempo de la reparación

Es el valor medio de los tiempos de recuperación.

$$TR_{LT} = \frac{\sum_{i=1}^n HI_i}{\sum_{i=1}^n \text{Número de fallas}} [h] \quad (1.28)$$

Donde:

$TR_{LT}$ : Tiempo de reparación del transformador en horas

$HI_i$ : Número de horas que el transformador se encuentra indisponible o en reparación debido a un evento i.

### 1.4.8 ÍNDICES EN LOS PUNTOS DE CARGA <sup>[6]</sup>

Los índices de confiabilidad pueden calcularse para cada diferente nivel jerárquico del SEP, principalmente para distribución y transmisión, al realizarse el análisis de los índices del nivel jerárquico II, se analiza principalmente los índices a nivel de transmisión. En la red de transmisión el punto de carga es un punto donde la potencia eléctrica se transfiera del sistema eléctrico interconectado a los sistemas de distribución o clientes en transmisión. Hay dos tipos de punto de carga, en el primer tipo, un punto de carga es suministrado desde el sistema eléctrico interconectado a través de un único circuito. En el segundo tipo, un punto de carga es suministrado desde el sistema eléctrico interconectado a través de múltiples circuitos, estos también se clasifican por sus niveles de voltaje.

Los principales índices de los puntos de carga son T-SAIDI, T-SAIFI, SARI y DPUI. Estos índices dependen de las interrupciones en los puntos de carga.

1. **T-SAIDI** (System Average Interruption Duration Index). Este índice es una medida de la duración de interrupción promedio que un punto de carga experimenta en un periodo dado y se calcula en minutos/punto de carga/año (min/DP/year).

$$T - SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{K_D} \sum_{j=1}^{N_y} D_{ij} \cdot 60}{K_D N_y} \quad (1.29)$$

Donde:

$D_{ij}$ : Tiempo de interrupción en horas en el  $i$ -ésimo punto de carga y  $j$ -ésimo año.

$K_D$ : Número de puntos de carga monitoreados en el sistema.

$N_y$ : Número de años considerado.

2. **T-SAIFI** (System Average Interruption Frequency Index). Es la medida del número de interrupciones promedio que un punto de carga experimenta en un periodo dado, se calcula en interrupciones por punto de carga por año.

$$T - SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{K_D} \sum_{j=1}^{N_y} (M)_{ij}}{K_D N_y} \quad (1.30)$$

Donde:

$(M_m)_{ij}$ : Número de interrupciones en el  $i$ -ésimo punto de carga en el  $j$ -ésimo año.

$K_D$ : Número de puntos de carga monitoreados en el sistema.

$N_y$ : Número de años considerado.

3. **SARI** (System Average Restoration Index). Es una medida de la duración promedio de la interrupción de un punto de carga, representa el tiempo de reparación promedio para la interrupción de un punto de carga y se calcula en minutos por interrupción.

$$SARI = \frac{\sum_{i=1}^{K_D} \sum_{j=1}^{N_y} D_{ij} \cdot 60}{\sum_{i=1}^{K_D} \sum_{j=1}^{N_y} (M)_{ij}} \quad (1.31)$$

**4. DPUI** (Delivery Point Unreliability Index). Es la medida total del comportamiento del sistema eléctrico interconectado en términos de la composición del índice de indisponibilidad en un periodo dado y se calcula en minutos por año.

$$DPUI = \frac{\sum_{i=1}^{K_D} \sum_{j=1}^{N_y} \sum_{k=1}^{(M)_{ij}} C_{ijk} D_{ijk} \cdot 60}{P_s N_y} \quad (1.32)$$

Donde:

$C_{ijk}$ : La reducción de la carga media (MW)

$D_{ijk}$ : Duración de la interrupción en horas durante el evento de la k-ésima interrupción en el j-ésimo año en el i-ésimo punto de carga.

$P_s$ : Carga máxima anual promedio del sistema (MW) en  $N_y$  años.

#### 1.4.9 RELACIÓN DE LOS ÍNDICES DE TRANSMISIÓN

De acuerdo con la “Guía de energía eléctrica para los índices de confiabilidad de distribución” de la IEEE Std 1366-2012 [12], se define a los índices de confiabilidad para los sistemas de distribución, los cuáles se compararon con los índices para los puntos de cargas descritos en el libro “Probabilistic Transmission System Planning” de Wenyuan Li [6].

En este libro se referencia al reporte realizado por la Asociación Eléctrica Canadiense (CEA) sobre las interrupciones en puntos de entrega de los sistemas eléctricos masivos (sistema eléctrico interconectado), e interrupciones de potencia significativa, que define a los índices en los puntos de carga como índices basados en el sistema que dependen de las interrupciones en los puntos de entrega.

Se tiene la ecuación del Índice de duración de interrupción promedio para puntos de cargas T-SAIDI (1.29) definido en el acápite 1.4.8.

$$T - SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{K_D} \sum_{j=1}^{N_y} D_{ij} * 60}{K_D * N_y} \quad [min/DP/a]$$

Y la ecuación definida en la IEEE Std. 1366-2012 propuesta para el estudio de Confiabilidad, de la cual se partirá para demostrar la relación entre índices en puntos de entrega y clientes únicos.



$$SAIDI = \frac{\sum \text{Tiempo de interrupción de clientes}}{\text{Número total de clientes servidos}} \quad [h/C/a]$$

$$SAIDI = \frac{\sum_i ACIT_i \cdot C_i}{\sum C_i} \quad [h/C/a] \quad (1.33)$$

Donde:

$ACIT_i$  = Tiempo de interrupción del cliente promedio

$C_i$  = Número de clientes suministrado por punto de carga i

$$ACIT_i = \sum_K 8760 \cdot Pr_K \cdot frac_{i,K} \quad (1.34)$$

Donde:

$Pr_K$  = Probabilidad de ocurrencia de contingencias k

$frac_{i,K}$  = Fracción de la carga que se pierde en el punto de carga i, para la contingencia k.

Reemplazando la definición del  $ACIT_i$  (1.34) en la ecuación principal (1.33), se obtiene:

$$SAIDI = \frac{\sum_i (\sum_K 8760 \cdot Pr_K \cdot frac_{i,K}) \cdot C_i}{\sum C_i} \quad [h/C/a] \quad (1.35)$$

Se conoce que el  $frac_{i,K} = 1$  para interrupciones en punto de carga y que la sumatoria de todos los clientes es igual al número de los puntos de carga  $\sum C_i = K_D$ . Se determina que el cliente por punto de carga ( $C_i$ ) es igual a 1 en el sistema de transmisión; por lo tanto, el número de clientes totales son el número de puntos de carga en el sistema de transmisión. Entonces:

$$SAIDI = \frac{\sum_i (\sum_K 8760 \cdot Pr_K)}{K_D} \quad [h/DP/a] \quad (1.36)$$

Las unidades del SAIDI cambian a horas por punto de carga por año  $[h/DP/a]$  después de reemplazar  $\sum C_i$  con unidades  $[C]$  por  $K_D$  con unidades  $[DP]$ . Si:

$$\sum_K 8760 \cdot Pr_K = \frac{\text{Sumatoria tiempo de interrupción del punto de carga de cada año}}{\text{Periodo total de estudio}} \quad [h/a]$$

$$\sum_K 8760 \cdot Pr_K = \frac{\sum_j D_{ij}}{N_Y} \quad [h/a] \quad (1.37)$$

Reemplazando en la ecuación [1.36] se tiene que:

$$SAIDI = \frac{\sum_i(\sum_j D_{ij})}{K_D \cdot N_Y} [h/DP/a] \quad (1.38)$$

Cambiando de unidades, se tiene que el SAIDI coincide con la ecuación T-SAIDI de sistemas de transmisión:

$$SAIDI = \frac{\sum_i(\sum_j D_{ij}) \cdot 60}{K_D \cdot N_Y} [min/DP/a] \quad (1.39)$$

Siendo esta finalmente la ecuación del SAIDI para puntos de carga, la misma analogía se puede encontrar para el resto de los índices.

En el caso de la relación de los índices en puntos de carga, los índices de expectativa y frecuencia en los puntos de carga, dependen de las probabilidades de ocurrencia, frecuencia de ocurrencia y del  $frac_{i,k}$  que es la fracción de la carga que se pierde en el punto de carga. Para sistemas de transmisión sin valor de clientes, cargas no suministradas o para cargas que no se desconectan completamente el valor del  $frac_{i,k}$  es 1.0 y no afecta a la interpretación de datos de distribución.

## **2. METODOLOGÍA**

### **2.1 ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN POWERFACTORY DE DlgSILENT <sup>[11]</sup>**

La evaluación de la confiabilidad en PowerFactory utiliza métodos estadísticos para determinar las interrupciones eléctricas totales de las cargas en un sistema de potencia durante un periodo de operación. Las interrupciones se describen mediante las siguientes variables y parámetros:

- Número de Clientes [N]
- Carga conectada [kW]
- Duración de las interrupciones [h]
- Tiempo de reparación [h]
- Frecuencia de interrupciones [1/a] (Por año)

La evaluación de la confiabilidad en la red se usa para calcular la frecuencia de fallas esperada y el costo de las interrupciones anuales. Para el análisis no se requiere predefinir eventos ya que la herramienta puede automáticamente elegir las salidas a considerar. La relevancia de cada contingencia se considera usando los datos estadísticos de la frecuencia y duración esperada de las salidas de acuerdo con el elemento.

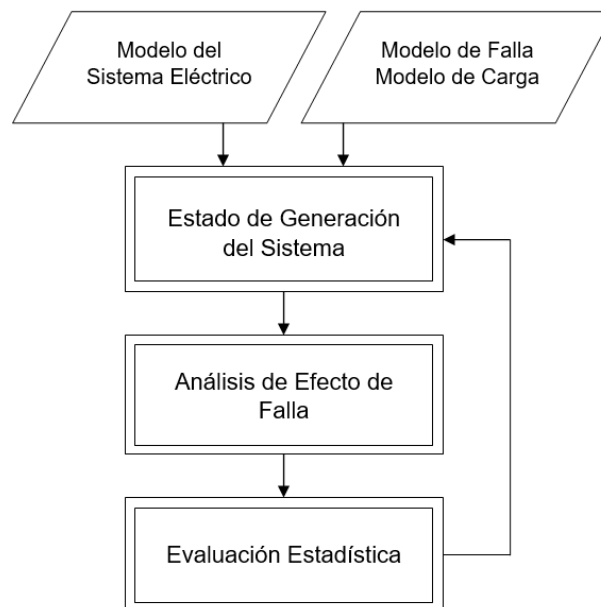
La herramienta de evaluación de la confiabilidad se usa comúnmente para cuantificar el impacto de las salidas de los equipos del sistema eléctrico de potencia. La relevancia de cada contingencia se considera usando los datos estadísticos de la frecuencia y duración esperada de las salidas de cada elemento como líneas de transmisión, transformadores y barras. El efecto de cada contingencia se analiza automáticamente por lo que el software para la simulación considera la operación del sistema para re-abastecer a los clientes desconectados. Los resultados pueden ser formulados en términos probabilísticos.

### **2.2 PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN POWERFACTORY <sup>[11]</sup>**

El procedimiento de evaluación de la confiabilidad considera la topología de la red, protecciones, restricciones e indicadores de fallas, para generar índices de confiabilidad. La generación de estos índices considera lo siguiente:

- Modelación de la falla.
- Modelación de la carga.
- Creación del estado del sistema.
- Failure Effect Analysis (FEA).
- Análisis estadístico.
- Reportes.

El diagrama de flujo del análisis de la confiabilidad de PowerFactory se muestra en la siguiente figura.



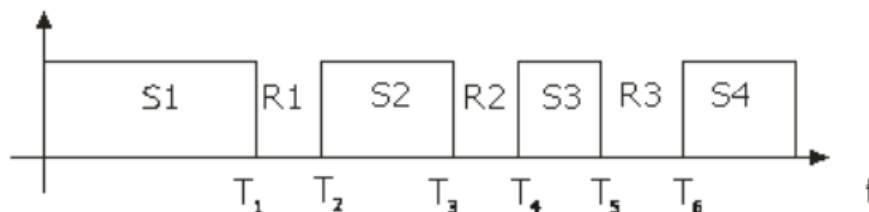
**Figura 2.1.** Diagrama de flujo para el Análisis de Confiabilidad de PF.

- El modelo de falla describe como los componentes de un sistema pueden fallar, que tan seguido puedan fallar y cuánto tiempo toma la reparación de un elemento fallado. El modelo de falla tiene como datos de ingreso la frecuencia de falla y la duración de la reparación para cada elemento (barras, líneas de transmisión, transformadores).
- Los modelos de carga se basan en pronósticos definidos por el usuario y escenarios de crecimiento.

- El estado del sistema es la combinación de una o más fallas simultáneas y una condición de carga específica. Internamente el generador de estados del sistema de PowerFactory usa el modelo de falla y el modelo de carga para construir una lista de los estados relevantes del sistema.
- El módulo del análisis del efecto de falla (FEA) determina si las fallas del sistema terminarán en interrupción de carga, y si es el caso, cuál carga será interrumpida y por cuánto tiempo. Los resultados del FEA se combinan con los datos que son entregados por el módulo de generación de estados del sistema para crear las estadísticas de confiabilidad, que incluyen índices como el SAIFI, SAIDI y CAIFI. Si el servicio a las cargas se interrumpe por las fallas, la potencia puede ser restaurada por la reconfiguración de la red, esto mediante la separación de fallas a través de la actuación de interruptores. La duración de las interrupciones será entonces equivalente al tiempo de restauración y no la duración de reparación.

## 2.2.1 MODELOS ESTOCÁSTICOS <sup>[11]</sup>

El modelo de confiabilidad tiene una representación estocástica para las tasas de fallas y tiempo de duración de reparación, este será aplicado a cada uno de los elementos. Por ejemplo, se tiene una línea que puede sufrir una salida debido a un cortocircuito, después de la falla, empezará el proceso de reparación y la línea volverá a entrar en servicio nuevamente después de una reparación exitosa.



**Figura 2.2.** Estados de disponibilidad de una línea

Si los estados para la línea se definen como “En servicio” y “En reparación”, el monitoreo de las líneas pudiera resultar en una secuencia de tiempo de salidas y reparaciones como se muestra en la figura 2.2.

La línea del ejemplo falla en un tiempo  $T_1$ , después del cual se repara el elemento y vuelve a entrar en servicio en un tiempo  $T_2$ , el mismo elemento falla en un tiempo  $T_3$ , se repara

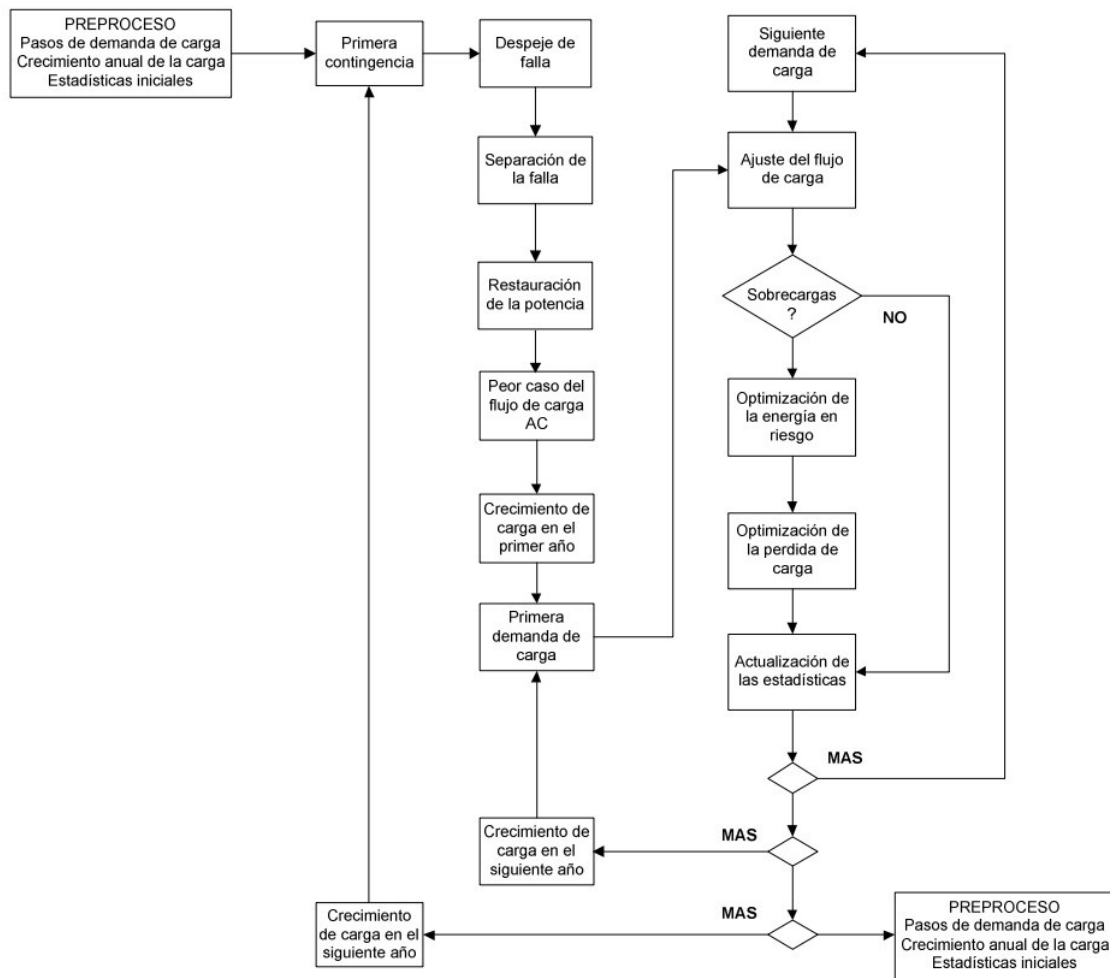
de nuevo en un T4, y así sucesivamente. La duración de la reparación es el llamado “Mean Time to Repair” o “MTTR”. La duración en servicio es:  $S_1 = T_1$ ,  $S_2 = T_3 - T_2$ , estos periodos se denominan “Mean Time to Failure” o “MTTF”. Estos dos parámetros son cantidades estocásticas, al coleccionar la información de fallas de un largo grupo de componentes similares en un sistema eléctrico de potencia, la información estocástica de MTTR y MTTF como el valor principal y la desviación estándar puede ser calculada. La información estocástica es usada para definir un modelo estocástico.

## **2.2.2 ENUMERACIÓN DE ESTADOS DEL SISTEMA EN LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD**

La herramienta del PowerFactory usa la enumeración de estados, toma en cuenta la topología del sistema, y se asegura que cada contingencia sea analizada una sola vez. La frecuencia de los estados se calcula considerando las transiciones de estado de un elemento, siendo los estados Opera – No Opera de esta manera los estados del sistema individuales se analizan uno a uno y la conexión cronológica entre estos se pierde.

El algoritmo de enumeración de estados puede incluir fallas independientes, fallas simultáneas (n-2), fallas de modo común, numerosos estados de carga y salidas planeadas. El módulo del efecto de fallas realiza de manera interna los cálculos de confiabilidad basándose en el diagrama de flujo que se muestra en la figura 2.3.

En este diagrama se puede visualizar que el proceso empieza con las estadísticas iniciales y las curvas de demanda y crecimiento, luego procede con creación de las primeras contingencias, que conlleva al despeje de la falla, separación de la falla, restauración de la potencia, peor caso del flujo de carga, crecimiento de la carga en los primeros años, primera demanda de carga, y realizar un ajuste del flujo de carga, en este paso se analizará si existe sobrecarga, en el caso de ser negativo se actualizará las estadísticas, caso contrario se optimiza la energía en riesgo, y se optimiza la energía desconectada para finalmente actualizar la estadística. El proceso se repite conforme aumenta la demanda en los años, y la carga, haciendo de este un proceso iterativo.

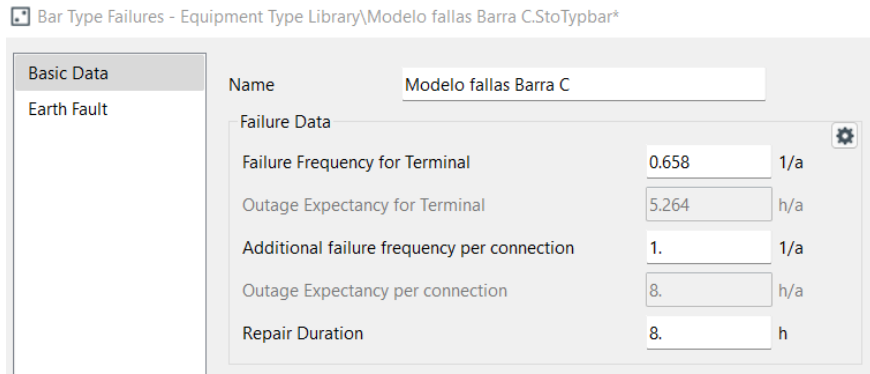


**Figura 2.3.** Diagrama de flujo para la enumeración de estados [13]

## 2.2.3 CONFIGURACIÓN DEL MODELO DE FALLA PARA ELEMENTOS DE LA RED

### 2.2.3.1 Modelo de Falla - Barra/Terminal

Para configurar el modelo de falla de una barra se utiliza el cuadro de diálogo del elemento y se selecciona la opción de confiabilidad (Reliability). Después se selecciona un nuevo tipo de proyecto que será el perteneciente a la barra (New Project Type), donde aparecerá el cuadro del dialogo tipo de falla de la Barra (Bar Type Failure) como se muestra en la figura 2.4.



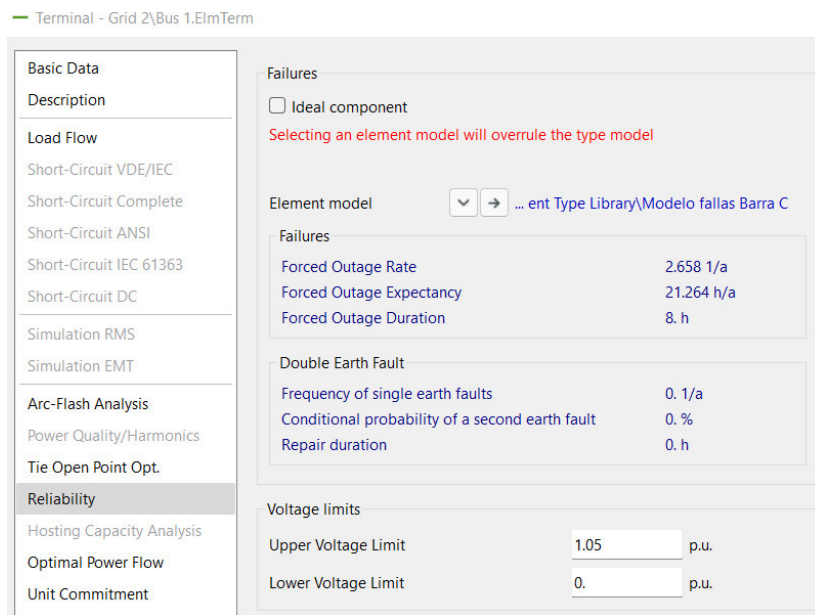
**Figura 2.4.** Modelo de falla de Barras

Para este elemento se deberá ingresar los datos de horas de mantenimiento y frecuencia de falla por año, tanto de la barra ( $FF_{BT}$ ) como de su conexión ( $FF_{Bp.c}$ ), la probabilidad de falla de la barra ( $F_B$ ) es la suma de las dos frecuencias de falla ecuación (2.2), dato que se usará para el cálculo de los índices.

$$FF_{BT} = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Años del Periodo}} \left[ \frac{1}{\text{año}} \right] \quad (2.1)$$

$$F_B = FF_{BT} + \text{Número conexiones} * FF_{Bp.c} \left[ \frac{1}{\text{año}} \right] \quad (2.2)$$

Se ingresa el tiempo medio de reparación y se guarda el modelo, de modo que los datos del elemento se observan en la Figura 2.5.



**Figura 2.5.** Datos de Confiabilidad de barras.



### 2.2.3.2 Modelo de Falla - Líneas de Transmisión

Para configurar el modelo de falla de una línea se abre el cuadro de diálogo del elemento y se selecciona la opción confiabilidad (Reliability), después se selecciona un nuevo tipo de proyecto (New Project Type) que será de la línea de transmisión, donde aparecerá el cuadro del dialogo tipo de falla de la línea (Line Type Failure), como se muestra en la figura 2.6.

Line Type Failures - Equipment Type Library\Modelo falla Línea 2.StoType\*

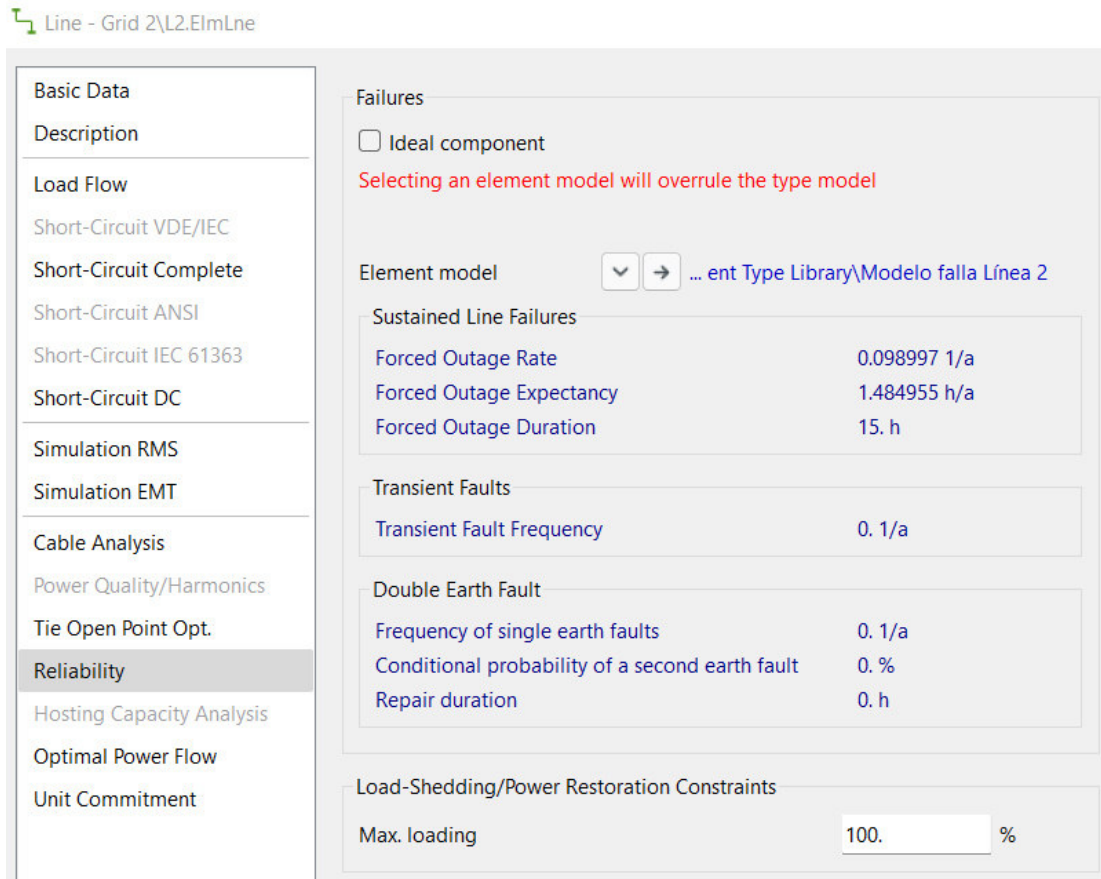
Basic Data	Name	Modelo falla Línea 2	
Earth Fault	Sustained Failures	⚙️	
	Failure Frequency	0.098997	1/(a*km)
	Outage Expectancy	1.484955	h/(a*km)
	Repair Duration	15.	h
	Transient Faults		
	Transient Fault Frequency	0.	1/(a*km)

**Figura 2.6.** Modelo de falla de la Línea de transmisión.

Los datos necesarios para la definición de este módulo son la frecuencia de la falla al año por km, la cual se determina usando el valor de la longitud de la línea y las horas de reparación, y el tiempo medio de reparación en horas.

$$FF_{L/T} = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Años del Periodo} * \text{Longitud LT}} \left[ \frac{1}{\text{año} * \text{km}} \right] \quad (2.3)$$

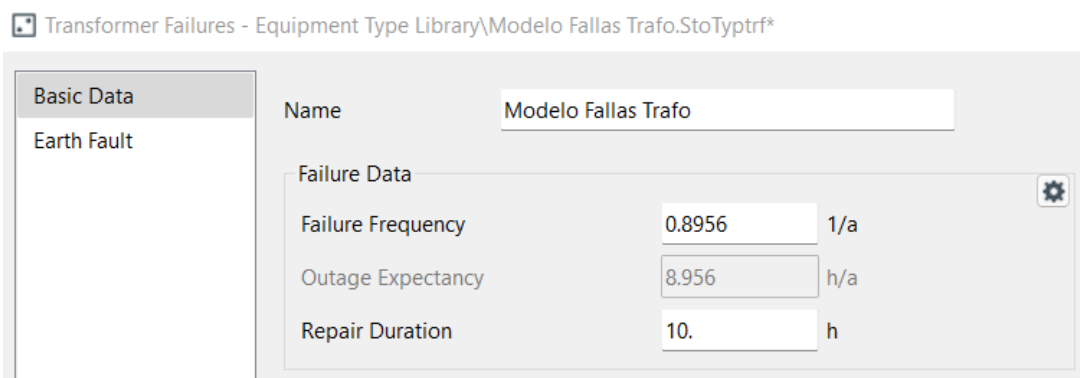
Para este elemento también es posible colocar la frecuencia de falla transitoria si se requiere calcular el MAIFI (índice de interrupción de frecuencia momentánea promedio).



**Figura 2.7.** Datos de Confiabilidad de barras.

### 2.2.3.3 Modelo de Falla - Transformadores

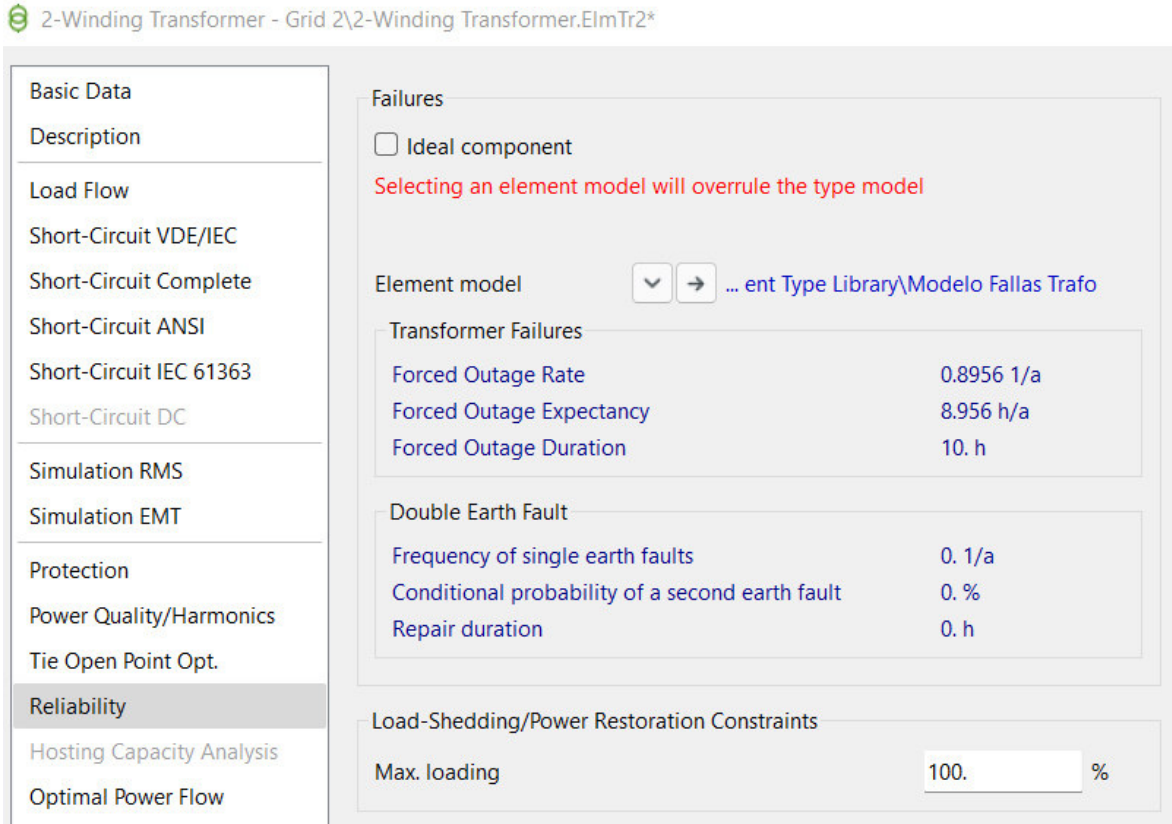
Para definir el modelo de falla del transformador se realiza el mismo procedimiento que para las barras y líneas, se abre el cuadro de diálogo de confiabilidad del elemento, se abre el (Element model) y se despliega la opción para crear un nuevo tipo (New Project type), donde el modelo de falla del transformador (Transform Type Failures) aparecerá como se muestra en la figura 2.8.



**Figura 2.8.** Modelo de falla del transformador

Se ingresa los datos de falla por año y las horas de reparación.

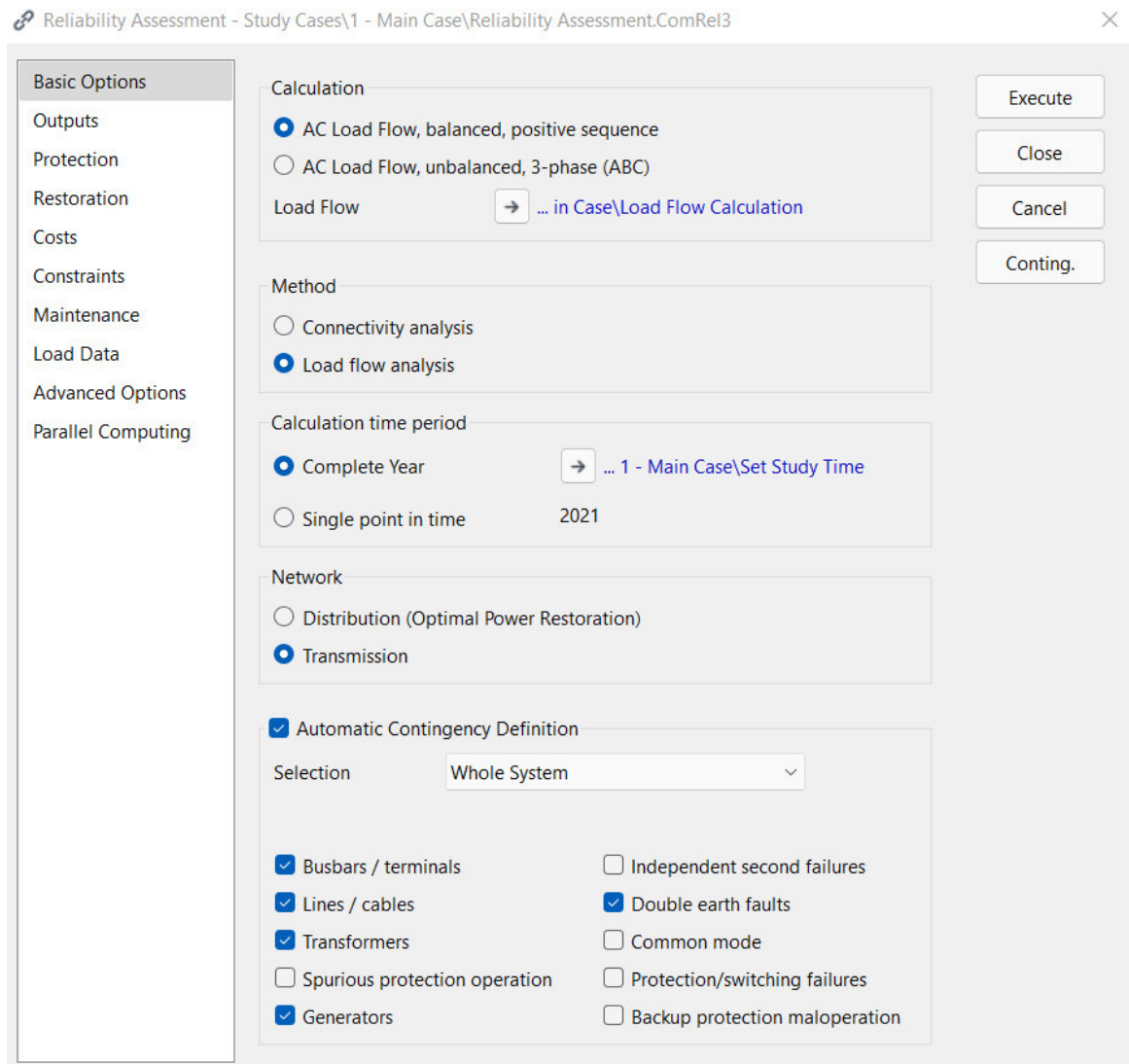
$$F_T = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Años del Periodo}} \left[ \frac{1}{\text{año}} \right] \quad (2.4)$$



**Figura 2.9.** Datos de Confiabilidad de barras.

## 2.2.4 EJECUCIÓN DE LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

El tiempo que se requiere para ejecutar la evaluación de confiabilidad puede ir de entre los pocos segundos que toman en cuenta un sistema pequeño con contingencias n-1, a algunas horas para sistemas de potencia de gran tamaño en el que se consideren hasta contingencias n-2. Las opciones básicas para poder evaluar la confiabilidad son:



**Figura 2.10.** Ventana de diálogo de la Evaluación de la Confiabilidad – Opciones Básicas

### 2.2.4.1 Cálculo (Calculation)

Es el comando usado para el cálculo del flujo de carga en el análisis, la demanda de la carga se calcula usando este comando, sus configuraciones se usan para la evaluación de las restricciones en el flujo de carga.

### 2.2.4.2 Método (Method)

- **Análisis de Conectividad (Connectivity analysis):** Esta opción utiliza el análisis de efecto de falla sin considerar restricciones. Se asume que la carga se suministra si está conectada a una fuente de potencia antes de la contingencia, debido a esto

no se requieren cálculos de flujos de potencia para esta opción y por lo tanto el análisis será más rápido que cuando se use la opción del cálculo del flujo.

- Análisis de flujo de carga (Load flow análisis): Las restricciones se consideran al completar el flujo de potencia para cada contingencia, las cargas pueden desconectarse para aliviar caídas de voltaje y violación de restricciones térmicas.

#### **2.2.4.3 Periodo de tiempo (Calculation time period)**

Esta opción permite elegir el periodo de cálculo, contándose con las siguientes opciones:

- Año Completo (Complete Year): El cálculo de confiabilidad se realiza para un año especificado en la fecha (Date/Time of the Calculation Case).
- Punto Único en el tiempo (Single Point in Time): El cálculo de confiabilidad es realizado para la red en el estado actual de tiempo especificado en la fecha (Date/Time of the Calculation Case).

#### **2.2.4.4 Red (Network)**

- Distribución (Distribution): En el cálculo de confiabilidad se removerán las sobrecargas de los elementos y las violaciones de voltaje al optimizar las posiciones de los interruptores en el sistema. Si las restricciones ocurren en el proceso de restauración, las cargas se desconectarán al abrir los interruptores disponibles.
- Transmisión (Transmission): Las sobrecargas térmicas se eliminan por el redespacho de generación, transferencia de carga y desconexión de carga. El redespacho de generación y las transferencias de carga no afectan los índices de confiabilidad, estos se afectan por la desconexión de cargas.

#### **2.2.4.5 Definición Automática de Contingencias (Automatic Contingency Definition)**

Se cuenta con dos opciones para la definición de contingencias:

- Todo el Sistema (Whole System): PowerFactory automáticamente creará un evento de contingencias para cada objeto que tenga un modelo estocástico de falla definido.

- Definido por el Usuario (User Defined): Power Factory permite seleccionar objetos y las contingencias se crearán para cada elemento que tenga un modelo estocástico.

Adicionalmente, puede controlar las contingencias de Barras/Terminales, Líneas/Cables, Transformadores, Fallas Secundarias independientes, Doble falla a tierra, Falla de Protecciones, etc. Para el caso de generadores, el análisis sólo se tomará en cuenta para el flujo de carga.

## 2.3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE CONFIABILIDAD

La evaluación de confiabilidad de la red produce dos tipos de índices:

- Índice en los puntos de carga
- Índices del Sistema

Se separan en índices de frecuencia e índices de energía. Los índices en los puntos de carga se calculan para cada carga y se usan en el cálculo de diversos índices del sistema. Para definir los índices de confiabilidad se tendrá los siguientes parámetros:

**Tabla 2.1** Definición de parámetros

PARÁMETRO	DEFINICIÓN
$C_i$ :	Número de clientes suministrados por punto de carga i
$A_i$ :	Número de clientes afectados por interrupciones en puntos de carga i
$Fr_k$ :	Frecuencia de ocurrencia de contingencias k
$pr_k$ :	Probabilidad de ocurrencia de contingencias k
$C$ :	Número de clientes
$A$ :	Número de clientes afectados
$L_m$ :	kVA totales interrumpidos por cada evento m
$r_m$ :	Duración de cada evento de interrupción m

$L_T$ :	kVA totales suministrados
$P_{C_i}$ :	Potencia activa contratada en cada punto de carga i

### 2.3.1 ÍNDICES EN PUNTOS DE CARGA [11]

Los índices en los puntos de carga entregados por el software PowerFactory son:

1. **ACIF:** Frecuencia de interrupción del cliente promedio, es la sumatoria de la frecuencia de ocurrencia de contingencias, por la fracción de la carga que se pierde en el punto de carga, se da en falla por año.

$$ACIF_i = \sum_k Fr_k \cdot frac_{i,k} \quad \left[ \frac{1}{\text{año}} \right] \quad (2.5)$$

2. **ACIT:** Tiempo de interrupción del cliente promedio, es la probabilidad de ocurrencia de contingencias, por la fracción de la carga que se pierde en el punto de carga en horas al año, se da en horas al año.

$$ACIT_i = \sum_k 8760 \cdot Pr_k \cdot frac_{i,k} \quad \left[ \frac{h}{\text{año}} \right] \quad (2.6)$$

3. **LPIF:** Frecuencia de interrupción en el punto de carga, es igual al ACIF pero toma en cuenta que la fracción de la carga perdida en el punto de carga es total ( $frac_{i,k} = 1$ ).

$$LPIF_i = \sum_k Fr_k \quad \left[ \frac{1}{\text{año}} \right] \quad (2.7)$$

4. **LPIT:** Tiempo de Interrupción en el punto de carga, es igual al ACIT pero toma en cuenta que la fracción de la carga perdida en el punto de carga es total ( $frac_{i,k} = 1$ ).

$$LPIT_i = \sum_k 8760 \cdot Pr_k \quad \left[ \frac{h}{\text{año}} \right] \quad (2.8)$$

5. **AID:** Duración de la interrupción promedio, es la razón entre el tiempo de interrupción promedio y la frecuencia de interrupción promedio.

$$AID_i = \frac{ACIT_i}{ACIF_i} \quad (2.9)$$

6. **TCIT:** Tiempo de interrupción de los clientes totales, es el tiempo de interrupción promedio por la totalidad de los clientes.

$$TCIT_i = ACIF_i \cdot C_i \left[ \frac{C}{\text{año}} \right] \quad (2.10)$$

7. **TCIF:** Frecuencia de interrupción de los clientes totales, es la frecuencia de interrupción promedio por la totalidad de los clientes.

$$TCIF_i = ACIT_i \cdot C_i \left[ \frac{C \text{ h}}{\text{año}} \right] \quad (2.11)$$

8. **LPENS:** Energía No Suministrada en los Puntos de Carga, es la cantidad de energía total que no se distribuye a los puntos de carga del sistema en un año.

$$LPENS_i = ACIT_i \cdot (\widehat{P}_{d_i} + \widehat{P}_{s_i}) \left[ \frac{MWh}{\text{año}} \right] \quad (2.12)$$

Donde:

$i$ : es el índice del punto de carga.

$k$ : es el índice de la contingencia.

$P_{s_i}$ : Monto promedio de energía desconectada.

$P_{d_i}$ : Monto promedio de energía desconectada.

$frac_{i,k}$ : Es la fracción de la carga que se pierde en el punto de carga  $i$ , para la contingencia  $k$ .

### 2.3.2 ÍNDICES DEL SISTEMA <sup>[11]</sup>

Los índices del sistema entregados por el software PowerFactory se encuentran descritos en la IEEE Standard 1366 'IEEE Guía de los índices de confiabilidad para la distribución de energía eléctrica' [12]:

1. **SAIFI:** Índice de Frecuencia de interrupción Promedio del Sistema, dado en falla por cliente por año, me indica que tan seguido se experimenta en el punto de carga una interrupción durante un periodo específico en la calculación.



$$SAIFI = \frac{\sum ACIF_i \cdot C_i}{\sum C_i} \quad [1/C/año] \quad (2.13)$$

2. **CAIFI:** Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente, dado en fallas por clientes afectados por la interrupción por año, es la frecuencia media de una interrupción para aquellos clientes que experimentaron interrupciones sostenidas.

$$CAIFI = \frac{\sum ACIF_i \cdot C_i}{\sum A_i} \quad [1/A/año] \quad (2.14)$$

3. **SAIDI:** Índice de Duración de interrupción Promedio del Sistema, indica el total de las duraciones por interrupción durante el periodo de cálculo.

$$SAIDI = \frac{\sum ACIT_i \cdot C_i}{\sum C_i} \quad [1/C/año] \quad (2.15)$$

4. **CAIDI:** Índice de Duración de interrupción Promedio del Cliente, dado en horas, es el tiempo medio para la restauración del servicio.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad [h] \quad (2.16)$$

5. **ASAI:** Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio, representa la fracción del tiempo en la que el cliente ha recibido energía durante el periodo de cálculo definido.

$$ASAI = 1 - ASUI \quad (2.17)$$

6. **ASUI:** Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio. Es la probabilidad de tener todas las cargas suministradas.

$$ASUI = \frac{\sum ACIT_i \cdot C_i}{8760 \cdot \sum C_i} \quad (2.18)$$

7. **ENS:** Energía No Suministrada, es la cantidad de energía total que no se distribuye a las cargas del sistema en un año.

$$ENS = \sum LPENS_i \quad [MWh/año] \quad (2.19)$$

8. **AENS:** Energía No Suministrada Promedio, es la energía no suministrada promedio por cliente o punto de carga.

$$AENS = \frac{ENS}{\sum C_i} \quad [MWh/C a] \quad (2.20)$$

9. **ASIFI:** Índice de Frecuencia de interrupción Promedio del Sistema por kVA Conectado, se usa para medir el desempeño de áreas que sirvieron a clientes con gran concentración de carga (cargas industriales/comerciales)

$$ASIFI = \frac{\sum L_m}{L_T} \quad [1/año] \quad (2.21)$$

10. **ASIDI:** Índice de Frecuencia de interrupción Promedio del Sistema por kVA Conectado, en horas por año es la duración total de las interrupciones promedio de las cargas durante un periodo de cálculo definido.

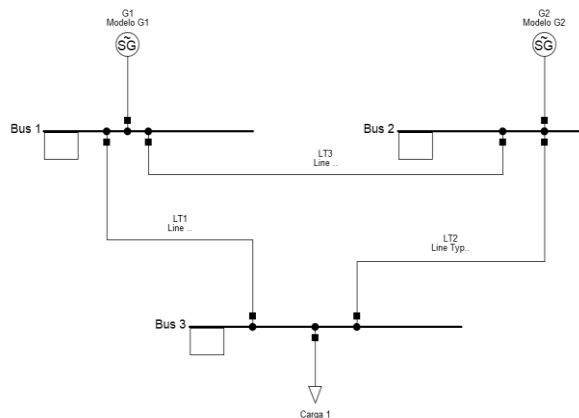
$$ASIDI = \frac{\sum(r_m \cdot L_m)}{L_T} \quad [h/año] \quad (2.22)$$

### 3. APLICACIÓN METODOLÓGICA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se utiliza la herramienta PowerFactory para calcular índices de confiabilidad de un sistema de prueba mallado, los resultados se comparan con aquellos obtenidos en cálculos realizados de forma manual, de esta manera se corrobora la precisión del método que aplica la herramienta de software comercial. Posteriormente se realiza un análisis de confiabilidad del SNI para diferentes escenarios de demanda y periodos hidrológicos, procediéndose con la correspondiente evaluación de resultados.

#### 3.2 SISTEMA DE PRUEBA

Para comprobar los resultados de análisis de confiabilidad que se obtienen con PowerFactory, se realizó un ejemplo de cálculo utilizando el método de enumeración de estados sobre el siguiente sistema de prueba.



**Figura 3.1.** Sistema de prueba con 3 barras

Conociendo los datos de fallas al año y horas de reparación que se muestran en la tabla 3.1, se determinan las tasas MTTF, MTTR y FOR para todos los elementos que conforman al sistema utilizando las fórmulas revisadas en capítulos anteriores, los resultados se muestran en la tabla 3.2.

**Tabla 3.1.** Datos de los elementos del sistema

Datos			
Elemento	Capacidad [MW]	$\lambda$ [fallas/año]	r [h]
G1	50	2.5	12.5
G2	100	3	20
LT1	100	0.4	15
LT2	100	0.8	10
LT3	100	1.2	8

**Tabla 3.2.** Tabla para el cálculo de la indisponibilidad de los elementos

Elemento	MTTF		MTTR		$\mu$ [rep/año]	FOR
	horas	años	horas	años		
G1	3504	0.4	5	0.0005708	1752	0.001424907
G2	2920	0.3333	6.6667	0.0007610	1314	0.002277904
LT1	21900	2.5	37.5	0.0042808	233.6	0.001709402
LT2	10950	1.25	12.5	0.0014269	700.8	0.001140251
LT3	7300	0.8333	6.6667	0.0007610	1314	0.000912409

En base a la enumeración de estados cuyo detalle se presenta en el Anexo A Tabla A.1 y considerando las ecuaciones de índices de confiabilidad indicadas en la sección 2.3.2, se obtienen resultados que pueden ser comparados con los obtenidos en el análisis de confiabilidad realizado con la herramienta DigSilent (ver figura 3.2).

Study Case: 2 - Mallado		Annex: / 1	
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	3.143653	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	3.143653	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	61.704	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	19.628	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9929561318	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0070438682	
Energy Not Supplied	: ENS =	9255.643	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	9255.643	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	9730.159	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000	MUSD/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000	USD/kWh
System energy shed	: SES =	255.643	MWh/a
Average System Interruption Frequency Index	: ASIFI =	3.143653	1/a
Average System Interruption Duration Index	: ASIDI =	61.704286	h/a

**Figura 3.2.** Resultados cálculo de PowerFactory

En la tabla 3.3 se presenta la comparación de los valores obtenidos por los dos métodos de cálculo. Como se puede apreciar el error porcentual que refleja la comparación, en su nivel máximo, se encuentra alrededor del 5.6% para el índice SAIDI.

**Tabla 3.3.** Tabla de comparación de resultados del cálculo Teórico y del PowerFactory

	<b>Teórico</b>	<b>PowerFactory</b>	<b>Error %</b>
<b>SAIDI</b>	65.2022	61.7040	5.6694
<b>CAIDI</b>	19.8519	19.6280	1.1408
<b>SAIFI</b>	3.2844	3.1437	4.4782
<b>CAIFI</b>	3.2844	3.1437	4.4782
<b>ASAI</b>	0.9926	0.9929	0.04021
<b>ASUI</b>	0.0074	0.0070	5.6689
<b>ENS</b>	9780.3367	9255.6430	5.6689

Los datos teóricos son mayores que los datos calculados por PowerFactory, esto es debido a que en el cálculo teórico se realiza el cálculo para todos los posibles estados (enumeración de estados), en tanto que PowerFactory realiza una selección de estados tomando en cuenta aquellos que presentan una mayor probabilidad de ocurrencia.

### **3.3 EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ECUATORIANO**

El SNI en el Ecuador se conforma de un sistema de generación y transmisión que se encargan de la producción y transferencia de energía eléctrica. El sistema de generación que es el encargado de la producción de energía eléctrica posee diversos tipos de generación que se determina por las fuentes primarias de energía, las principales centrales de generación son:

#### **Generación Hidráulica**

- Hidroagoyán
- Hidronación
- Delsitanisagua
- Hidroazogues
- Coca Codo Sinclair

- CelecSur

### **Generación Térmicas**

- Termopichincha
- Termoesmeraldas
- Electroguayas
- Termogasmachala
- Termomanabí

### **Generación Eólica**

- Villonaco

El sistema de transmisión, encargado de la transmisión de energía, en Ecuador se encuentra dividido en 4 zonas operativas:

- **Zona Nororiental con las subestaciones:** Pomasqui, El Inga, San Rafael, Jivino, Shushufindi, Tulcán, Tisaleo, Ibarra, Santa Rosa, Vicentina, Mulaló, Ambato, Totoras, Baños, Topo, Puyo, Tena, Loreto, Fco. Orellana.
- **Zona Suroriental con las subestaciones:** Riobamba, Molino, Zhoray, Taday, Babahoyo, Yanacoha, Cumbaratza, Gualaceo, Limón, Méndez, Macas, Cuenca, Sinincay, Loja.
- **Zona Noroccidental con las subestaciones:** Esmeraldas, Quinindé, Santo Domingo, Quevedo, Baba, Portoviejo, San Gregorio, Montecristi, Manta, Chone.
- **Zona Suroccidental con las subestaciones:** Milagro, Nueva Babahoyo, Dos Cerritos, Pascuales, Chorrillos, Policentro, Salitral, Trinitaria, Esclusas, Caraguay, Nueva Prosperina, Lago de Chongón, Santa Elena, Posorja, San Idelfonso, Machala, Durán.

El sistema de transmisión cuenta con niveles de voltaje de 500 kV, 230 kV y 138 kV, a nivel de 500 kV se cuenta con 613.3 km de líneas de simple circuito, en 230 kV se tiene 1588.64 km en líneas a simple circuito y 1426.89 km en líneas a doble circuito; y, a 138 kV se tiene 1496.76 km en líneas a imple circuito y 692.53 en líneas a doble circuito [13].

## **3.4 OBTENCIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SNI.**

### **3.4.1 MODELACIÓN DEL SISTEMA**

Para la modelación del Sistema Nacional Interconectado en el software PowerFactory de DlgSILENT se simplificó el sistema de modo que el SNI completo de 736 barras se redujo a un sistema de 118 barras manteniendo las mismas propiedades eléctricas de los elementos de mayor relevancia e influyentes en el comportamiento del SNI. El SNI reducido que se modela consta de 17 generadores, 125 barras, 134 líneas de transmisión y 44 transformadores. El Diagrama del Sistema Reducido se observa en el ANEXO B.

### **3.4.2 DETERMINACIÓN DE LA BASE DE DATOS**

Para determinar la base de datos necesaria para realizar el análisis de confiabilidad del SNI, la Gerencia de Operaciones del Centro Nacional de Electricidad “CENACE” facilitó documentación con datos de fallas, horas de indisponibilidad de líneas de transmisión, barras y transformadores desde enero del 2010 hasta marzo del 2021.

De acuerdo con el modelo utilizado en PowerFactory la información requerida para cada elemento es la siguiente:

- Frecuencia de falla [1/a]
- Duración de la Reparación [h]

#### **3.4.2.1 Barras**

La base de datos estadística de barras toma en cuenta las correspondientes al Sistema Nacional de Transmisión reducido para niveles de voltaje de 500 kV, 230 kV, 138 kV. De la información estadística entregada por CENACE se obtienen el número de fallas totales de cada elemento y las horas de indisponibilidad total en el periodo, con dicha información se obtienen índices según se ejemplifica a continuación.

#### **Ejemplo:**

Barra Jaramijó de 138kV.

Elemento: JARA138

Número de fallas: 4 fallas

Periodo de análisis: 8.53 años

Horas de indisponibilidad: 1.2167 horas

$$FF_{Barras} = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Periodo de estudio}} \quad (3.1)$$

$$FF_{Barras} = \frac{4 \text{ fallas}}{8.53 \text{ años}} = 0.46893 [1/a]$$

$$Hrep_{Barras} = \frac{\text{Horas de indisponibilidad}}{\text{Número de fallas}} \quad (3.2)$$

$$Hrep_{Barras} = \frac{1.2167}{4} = 0.304175 [h]$$

Al trabajar un con un modelo reducido, los datos de confiabilidad de las barras en paralelo y serie que ahora se encuentran reducidas en una barra, se reducen de la siguiente manera.

### Barras en serie



**Figura 3.3.** Diagrama reducción barras en serie

Siendo:

$\lambda_1$  = Frecuencia de falla de la barra 1

$\lambda_2$  = Frecuencia de falla de la barra 2

$r_1$  = Duración de reparación de la barra 1

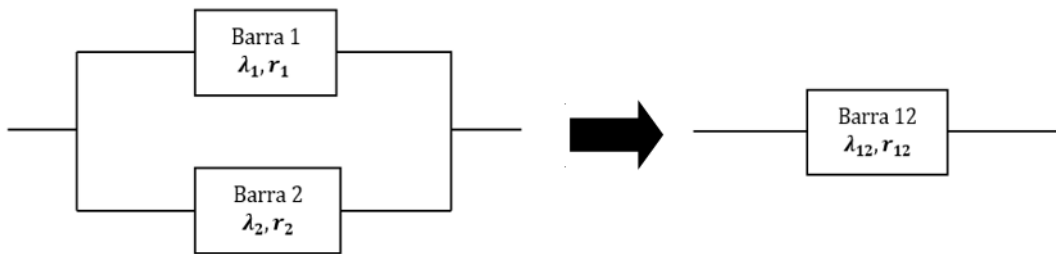
$r_2$  = Duración de reparación de la barra 2



$$\lambda_{12} = \lambda_1 + \lambda_2 \quad [\text{fallas/año}] \quad (3.3)$$

$$r_{12} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad [h] \quad (3.4)$$

### Barras en paralelo



**Figura 3.4.** Diagrama reducción barras en paralelo

Siendo:

$\lambda_1$  = Frecuencia de falla de la barra 1

$\lambda_2$  = Frecuencia de falla de la barra 2

$r_1$  = Duración de reparación de la barra 1

$r_2$  = Duración de reparación de la barra 2

$$\lambda_{12} = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{8760} \quad [\text{fallas/año}] \quad (3.5)$$

$$r_{12} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad [h] \quad (3.6)$$

### Ejemplo:

La subestación Molino 230 kV, consta de 4 barras con la siguiente configuración:

- La barra 1 está en serie con la barra 3.
- La barra 2 está en serie con la barra 4.
- Las barras 1 y 3 están en paralelo con las barras 2 y 4.

Elemento: Molino 230 kV Barra 1 – 3 (Serie)

$\lambda_1 = 0.1777778$

$\lambda_3 = 0.0888889$

$r_1 = 0.7167$

$r_3 = 0.5$

$$\lambda_{13} = 0.17777778 + 0.0888889 = 0.266667 \text{ [fallas/año]}$$

$$r_{13} = \frac{0.1777778(0.7167) + 0.088889(0.5)}{0.177778 + 0.088889} = 0.141249098 \text{ [h]}$$

Elemento: Molino 230 kV Barra 2 – 4 (Serie)

$$\lambda_2 = 0.1777778$$

$$\lambda_4 = 0.0888889$$

$$r_2 = 2.5834$$

$$r_4 = 2.327$$

$$\lambda_{24} = 0.17777778 + 0.0888889 = 0.266667 \text{ [fallas/año]}$$

$$r_{24} = \frac{0.1777778(2.5834) + 0.088889(2.327)}{0.177778 + 0.088889} = 0.135248068 \text{ [h]}$$

Elemento: Molino 230 kV Barra 13 – 24 (Paralelo)

$$\lambda_{1324} = \frac{0.266667 \cdot 0.266667(0.141249098 + 0.135248068)}{8760}$$

$$\lambda_{12} = 0.0000024452 \text{ [fallas/año]}$$

$$r_{1324} = \frac{0.141249098 \cdot 0.135248068}{0.141249098 + 0.135248068} = 0.06909173 \text{ [h]}$$

La tabla con los datos y parámetros de confiabilidad de las barras se encuentra en el Anexo C Tabla C.2.

### 3.4.2.2 Líneas de Transmisión

La base de datos estadística incluye líneas de 500 kV, 230 kV y 138 kV, con la misma metodología utilizada para barras y en base a la información del número de fallas totales de cada elemento y las horas de indisponibilidad total del periodo de análisis se obtienen índices según se ejemplifica a continuación.

**Ejemplo:**

Línea de transmisión Esclusas – Sopladora de 230 kV.

Elemento: L\_ESC\_SOPL\_230

Número de fallas: 17 fallas

Periodo de análisis: 4.67 años

Horas de indisponibilidad: 231.7501 horas

Longitud de la línea: 182.63 km

$$FF_{Líneas} = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Periodo de estudio} \cdot \text{Longitud de la línea}} \quad (3.7)$$

$$FF_{Lineas} = \frac{17 \text{ fallas}}{4.67 \text{ años} \cdot 182.63 \text{ km}} = 0.019932 [1/a]$$

$$Hrep_{Líneas} = \frac{\text{Horas de indisponibilidad}}{\text{Número de fallas}} \quad (3.8)$$

$$Hrep_{Lineas} = \frac{231.7501}{17} = 13.6324 [h]$$

La tabla con los datos y parámetros de confiabilidad de las líneas de transmisión se encuentra en el Anexo C Tabla C.1.

### 3.4.2.3 Transformadores

La base de datos estadística de transformadores se estructura en función de la información del número de fallas totales del elemento y las horas de indisponibilidad total en el periodo de análisis, según se ejemplifica a continuación.

#### **Ejemplo:**

Transformador de dos devanados Chorrillos ATJ con niveles de voltaje 500 – 230 kV

Elemento: T\_CHOR\_ATJ

Número de fallas: 2 fallas

Periodo de análisis: 3.93 años

Horas de indisponibilidad: 3137.05 horas

$$FF_{Trafos} = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Periodo de estudio}} \quad (3.9)$$

$$FF_{Trafos} = \frac{2 \text{ fallas}}{3.93 \text{ años}} = 0.5089 [1/a]$$

$$Hrep_{Trafos} = \frac{\text{Horas de indisponibilidad}}{\text{Número de fallas}} \quad (3.10)$$

$$Hrep_{Trafos} = \frac{3137.05}{2} = 1568.525 [h]$$

La tabla con los datos y parámetros de confiabilidad de los transformadores se encuentra en el Anexo C Tabla C.3.

### 3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

La evaluación de confiabilidad se realizó para los escenarios hidrológicos lluvioso y de estiaje; y, para bandas horarias de demanda mínima y máxima, los resultados tabulados se presentan en el Anexo D y los índices por punto de carga son incluidos en el Anexo 3 (Anexos Digitales).

Los índices de confiabilidad SAIDI, CAIDI, SAIFI, ENS, ASUI, ASAI y AENS, son comparados entre los diferentes escenarios de demanda y periodo hidrológico. Se realiza también una comparación con los resultados del análisis de la confiabilidad presentado en el Proyecto de titulación “Análisis de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano utilizando el software Neplan” de los ingenieros Gustavo Sánchez y Daniel Tates [15].

#### 3.5.1 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEMANDA MÍNIMA - HIDROLOGÍA LLUVIOSA AÑO 2021

Una vez ingresados los datos para demanda mínima - periodo hidrológico lluvioso, se ejecuta la evaluación de confiabilidad considerando contingencias en barras, líneas de transmisión y transformadores. Los valores de los índices principales obtenidos del análisis se muestran en la Tabla 3.4.

**Tabla 3.4** Índices del sistema - Demanda mínima - hidrología lluviosa

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	VALORES
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/a	0.309
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/a	0.564292
Índice de Duración de Interrupción Promedio del cliente	CAIDI	h	0.548
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASAI		0.9999646943
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI		0.0000353057
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	518.869
Energía no Suministrada Promedio	AENS	MWh/a	7.983

En el caso de demanda mínima con hidrología lluviosa para el 2021 se obtuvieron los siguientes valores de los indicadores; índice de duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI) es de 0.309 horas al año. Una frecuencia promedio de interrupción (SAIFI) de 0.564292 fallas al año, esto significa que el sistema tendrá 1 falla en aproximadamente 2 años. La duración de las interrupciones por punto de carga promedio (CAIDI) es de 0.548 horas de interrupciones de servicio por punto de carga al año, esto significa que la restauración del servicio por cliente es menor a 1 hora en todos los puntos de carga del SNI. Tomando en cuenta las frecuencias de interrupciones y su duración se estima un total de 518.869 MWh de energía no suministrada al año.

### 3.5.1.1 Índices por punto de carga

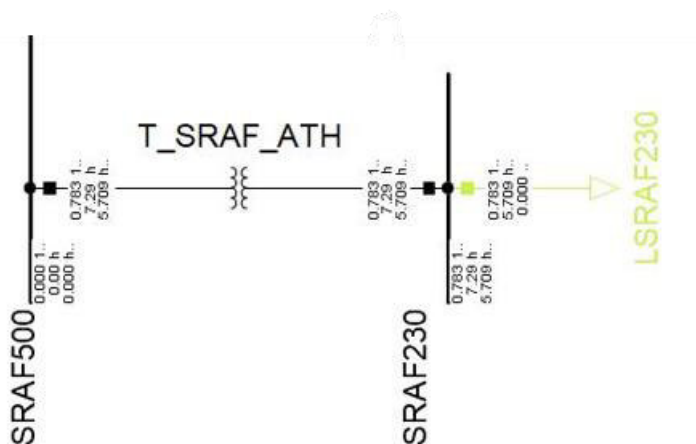
En este caso se realiza una comparación de los puntos de carga críticos en relación a su importancia y a los valores de cada uno de los índices (Tiempo de Interrupción del Cliente Promedio, Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio, Energía no Suministrada en los Puntos de Carga). Los resultados se resumen en la tabla 3.5.

**Tabla 3.5** Índices en Puntos de Carga.

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	LSRAF230 (San Rafael)	LOREL (Orellana)	LPASC (Pascuales)	LCUENCA (Cuenca)
Tiempo de Interrupción del Cliente Promedio	ACIT	h/a	5.71	0.96	0.17	1.66
Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio	ACIF	1/a	0.78	8.62	0.53	0.53
Duración de la Interrupción Promedio	AID	h	7.29	0.11	0.32	3.11
Energía no Suministrada en los Puntos de Carga	LPENS	MWh/a	70.28	10.12	32.37	115.15

Estas cargas presentan un gran peso en el cálculo de los índices de confiabilidad del sistema, debido a sus condiciones de operación, conexión eléctrica débil (altas cargabilidades), altos niveles de fallas entre los principales.

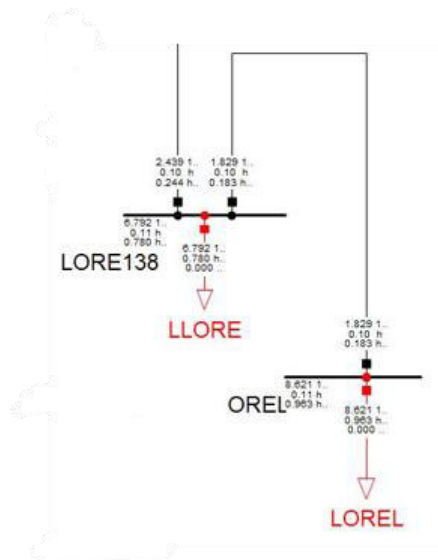
- **LSRAF230 – SAN RAFAEL (Mayor tiempo de interrupción)**



**Figura 3.5.** Punto de carga San Rafael 230kV

La carga LSRAF230 se encuentra ubicada en la zona Nor Oriental, como se observa en la tabla 3.5, tiene el mayor tiempo de interrupción en el sistema con un total de 5.71 horas, con una frecuencia de falla con 0.78 fallas al año, lo que resulta en 70.28 MWh de energía no suministrada al año. A pesar del mayor tiempo de interrupción la frecuencia con las que ocurren son bajas, de 1 falla en un año y media, esto es debido a la carga grande que representa en el país

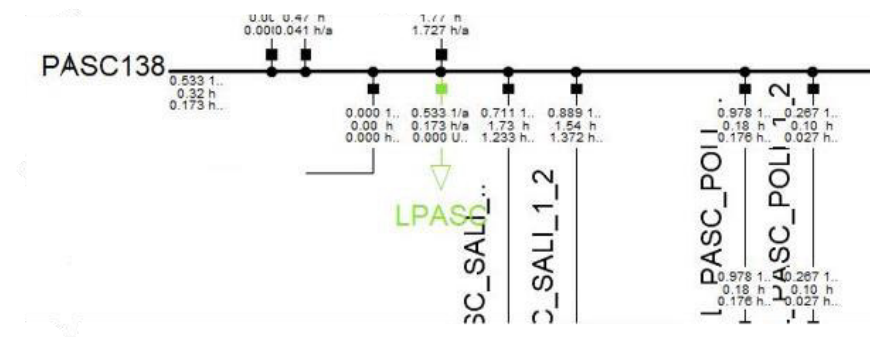
- LOREL – FRANCISCO ORELLANA (Mayor frecuencia de interrupción)



**Figura 3.7.** Punto de Carga Francisco Orellana a 138kV

La carga LOREL ubicada en la zona Nor Oriental, como se observa en la tabla 3.5 tiene un tiempo de interrupción de 0.96 horas al año, una frecuencia de interrupción de 8.62 fallas al año, y una energía no suministrada de 10.12 MWh al año. Su configuración radial hace de esta carga un punto crítico, aunque la generación local puede disminuir este efecto, lo cual aumentaría los costos del despacho.

- LPASC - PASCUALES

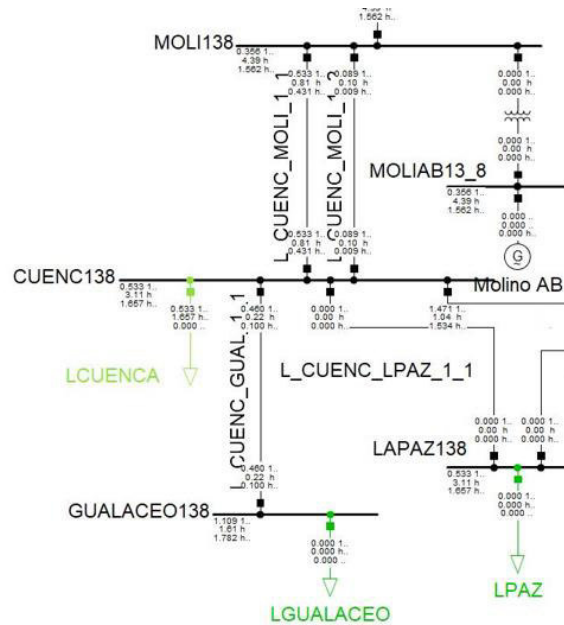


**Figura 3.6.** Punto de carga Pascuales a 138kV

La carga LPASC se encuentra en la Zona Sur Occidental del País, en la ciudad de Guayaquil, de acuerdo con la tabla 3.5, tiene un tiempo de interrupción de 0.17 horas al año, 0.53 fallas al año, y con un total de 32.37 MWh al año no suministrados. La energía

no suministrada es significativa en este caso debido a que es una de las cargas que más potencia requiere del despacho; de igual manera, su frecuencia de falla y tiempo de duración de las interrupciones no son altas debido a su configuración mallada, que en caso de desconexión de servicio la restauración puede darse con mayor rapidez.

- **LCUENCA - CUENCA (Mayor energía no suministrada)**



**Figura 3.8.** Punto de Carga Cuenca a 138kV

La carga LCUENCA ubicado en la zona Sur Oriental del país es el punto de carga con mayor energía no suministrada, 115.15 MWh al año, esto es debido a que es una carga grande y abarca un gran territorio en su distribución de energía, y por lo tanto es una de las cargas más grandes del país. Posee un tiempo de duración de la interrupción de 1.66 horas al año, y una frecuencia de falla de 0.53 fallas al año, como se muestra en la tabla 3.5. A pesar del valor de energía no suministrada, los indicadores de frecuencia de falla y tiempo de duración de las fallas son bastante admisibles.

### 3.5.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEMANDA MÍNIMA - HIDROLOGÍA SECA AÑO 2021

Después de ingresar los datos para la demanda mínima - periodo hidrológico seco, se ejecuta la evaluación de la confiabilidad contingencias en barras, líneas de transmisión y transformadores. principales obtenidos del análisis se muestran en la Tabla 3.6.



**Tabla 3.6** Índices del sistema - Demanda mínima - hidrología seca

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	VALORES
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/a	0.228
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/a	0.688468
Índice de Duración de Interrupción Promedio del cliente	CAIDI	h	0.332
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASAI		0.9999739435
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI		0.0000260565
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	400.158
Energía no Suministrada Promedio	AENS	MWh/a	6.156

En el caso de demanda mínima con hidrológico seco para el 2021 se obtuvieron los siguientes valores de los indicadores; índice de duración promedio de las interrupciones (SAIDI) es de 0.228 horas al año. La frecuencia promedio de interrupción (SAIFI) con valor de 0.688468 fallas al año, significa que el sistema tendrá 1 falla en aproximadamente un poco menos de 2 años. La duración de las interrupciones por punto de carga promedio (CAIDI) es de 0.332 horas de interrupciones de servicio por punto de carga al año, esto significa que la restauración del servicio por cliente es un poco menos de media hora en todos los puntos de carga del SNI. Tomando en cuenta las frecuencias de interrupciones y duración de estas, se tendrá un total de 400.158 MWh que no son suministrados al año.

### 3.5.1.2 Índices por punto de carga

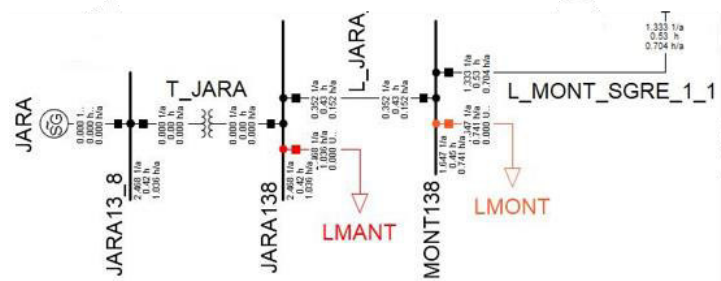
En este caso se realiza una comparación de los puntos de carga más críticos en relación a su importancia y a los valores de cada uno de los índices (Tiempo de interrupción del Cliente Promedio, Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio, Energía no Suministrada en los Puntos de Carga), o de las cargas más importantes en el SNI, estos puntos se encuentran en la tabla 3.7

**Tabla 3.7** Índices en los Puntos de Carga.

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	LMONT (Montecristi)	LOREL (Orellana)	LLOJA (Loja)	LCUENCA (Cuenca)
Tiempo de Interrupción del Cliente Promedio	ACIT	h/a	0.74	0.98	1.77	1.68
Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio	ACIF	1/a	1.65	8.82	1.01	0.73
Duración de la Interrupción Promedio	AID	h	0.45	0.11	1.74	2.30
Energía no Suministrada en los Puntos de Carga	LPENS	MWh/a	45.12	10.32	41.41	110.47

Estas cargas presentan un gran peso en el cálculo de los índices de confiabilidad del sistema, debido a sus condiciones críticas de operación, conexión eléctrica débil radial, debido a las altas cargabilidades, situación geográfica entre los principales.

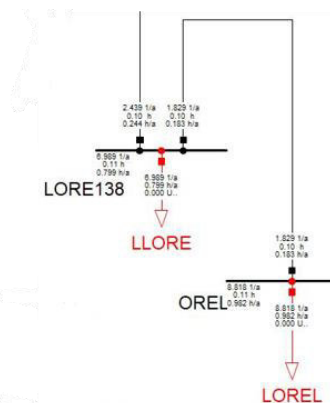
- **LMONT – MONTECRISTI**



**Figura 3.11.** Punto de Carga Montecristi a 138kV

La carga LMONT se encuentra ubicado en la zona Nor Occidental, presenta un tiempo de interrupción de 0.74 horas de al año, una frecuencia de 1.65 fallas al año, y con 45.12 MWh de energía no suministrada al año.

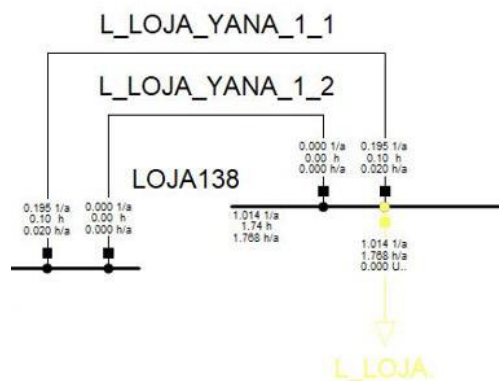
- **LOREL - ORELLANA (Mayor frecuencia de Interrupción)**



**Figura 3.8.** Punto de Carga Orellana a 138kV

La carga Orellana está ubicado en la zona Nor Oriental del sistema, como se muestra en la tabla 3.7 es la carga con más frecuencia de falla de 8.82 fallas al año, tiene un tiempo de duración de la interrupción con 0.98 horas al año, y 10.32 MWh de energía no suministrada al año, esto es debido a su topología radial y a su ubicación geográfica, en la región oriental, con elevados niveles de pluviosidad y de rayos, lo cual se evidencia en su alta tasa de falla.

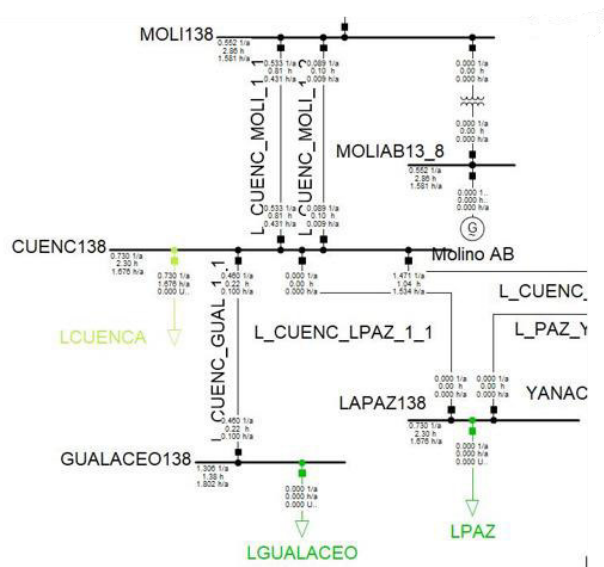
- **LLOJA – LOJA (Mayor tiempo de interrupción)**



**Figura 3.9.** Punto de Carga Loja a 138kV

La carga LLoja se encuentra ubicado en la zona Sur Oriental del sistema, y es la carga con un tiempo de interrupción elevado de 1.77 horas al año, una frecuencia de 1.01 fallas al año, y una energía no suministrada de 41.41 MWh al año. Esta condición se debe las condiciones de operación radial y las condiciones geográficas.

- **LCUENCA – CUENCA (Mayor energía no suministrada)**



**Figura 3.10.** Punto de Carga Cuenca a 138kV

La carga en Cuenca ubicado en la zona Sur Oriental es la carga con más pérdidas de energía no suministrada con 110.47 MWh al año, debido a su consumo de potencia, posee un tiempo de duración de la interrupción de 1.68 horas al año, y una frecuencia de falla de 0.73 fallas al año, como se muestra en la tabla 3.7.

### 3.5.3 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEMANDA MÁXIMA - HIDROLOGÍA LLUVIOSA AÑO 2021

Una vez ingresados los datos para demanda mínima - periodo hidrológico lluvioso, se ejecuta la evaluación de confiabilidad considerando contingencias en barras, líneas de transmisión y transformadores. Los valores de los índices principales obtenidos del análisis se muestran en la Tabla 3.8.

**Tabla 3.8** Índices del sistema - Demanda máxima - hidrología lluviosa

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	VALORES
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/a	0.956
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/a	0.725906
Índice de Duración de Interrupción Promedio del cliente	CAIDI	h	1.317
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASAI		0.9998908758
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI		0.0001091242
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	3594.483
Energía no Suministrada Promedio	AENS	MWh/a	55.300

En el caso de demanda máxima con hidrología lluviosa para el 2021, se tiene un caso más crítico en el sistema, donde se observa a 3 generaciones en su máxima capacidad, a dos transformadores de la zona norte al 100% de su capacidad nominal y el sistema más cargado, así como una mayor demanda y generación (Anexo D). Se obtuvieron los siguientes valores de los indicadores; el índice de duración promedio de las interrupciones (SAIDI) es de 0.956 horas al año. La frecuencia promedio de interrupción (SAIFI) es de 0.725906 fallas al año, significa que el sistema tendrá 1 falla en aproximadamente 1 año y medio. La duración de las interrupciones por punto de carga promedio (CAIDI) de 1.317

horas de interrupciones de servicio por punto de carga al año, esto significa que la restauración del servicio por cliente de aproximadamente 1 hora y media en todos los puntos de carga del SNI, y la energía no suministrada (ENS) es de 3594.483 MWh que no son suministrados al año.

### 3.5.1.2 Índices por punto de carga

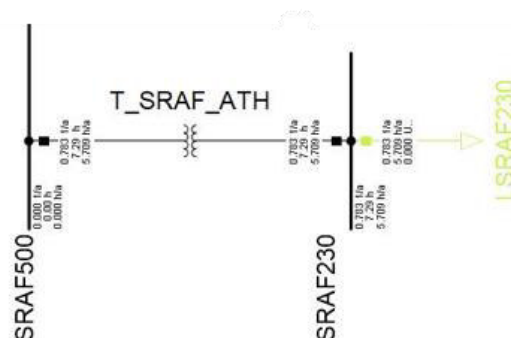
En este caso se realiza una comparación de los puntos de carga críticos en relación a su importancia y a los valores de cada uno de los índices (Tiempo de Interrupción del Cliente Promedio, Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio, Energía no Suministrada en los Puntos de Carga). Los resultados se resumen en la tabla 3.9.

**Tabla 3.9** Índices en los Puntos de Carga.

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	LSRAF230 (San Rafael)	LPASC (Pascuales)	LOREL (F.Orellana)	LCUENCA (Cuenca)
Tiempo de Interrupción del Cliente Promedio	ACIT	h/a	5.71	1.13	0.96	1.66
Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio	ACIF	1/a	0.78	1.11	8.62	0.53
Duración de la Interrupción Promedio	AID	h	7.29	1.21	0.11	3.11
Energía no Suministrada en los Puntos de Carga	LPENS	MWh/a	127.83	276.52	14.17	144.86

Estas cargas presentan un gran peso en el cálculo de los índices de confiabilidad del sistema, debido a sus condiciones críticas de operación, conexión eléctrica débil, situación geográfica entre los principales.

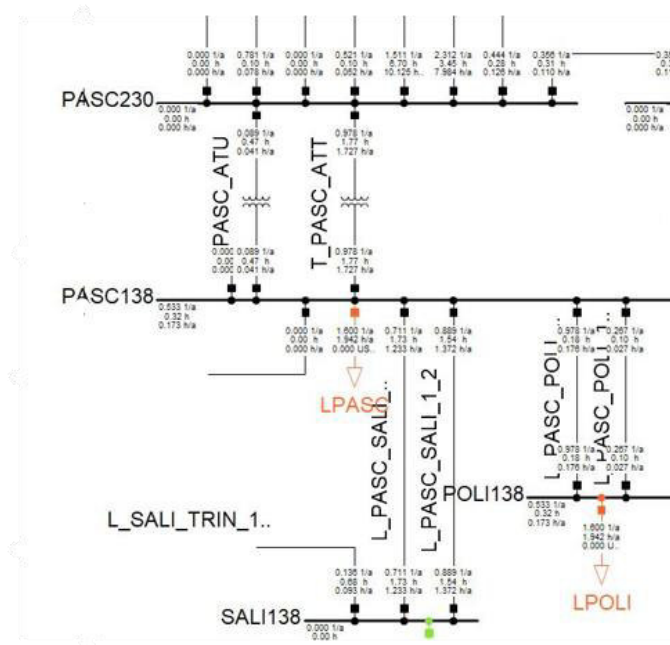
- **LSRAF – SAN RAFAEL**



**Figura 3.12.** Punto de Carga San Rafael a 230kV

La carga de Santa Elena ubicada en la zona Nor Oriental es un punto de carga crítico con respecto a la energía no suministrada, tiempo de interrupción tal como se puede observar en la tabla 3.9. Con valores de tiempo de interrupción 5.71 horas al año, frecuencia de interrupción 0.78 frecuencias de falla al año, y energía perdida de 127.83 MWh al año. La condición crítica de esta carga se debe al tipo de carga, a pesar de su gran tiempo de interrupción, la frecuencia con las que ocurre las fallas es menor.

- **LPASC - PASCUALES**



**Figura 3.13.** Punto de Carga Santa Elena a 138kV

La carga LPasc se encuentra en la Zona Suroccidental, de acuerdo con la tabla 3.9, tiene un tiempo de interrupción de 1.13 horas al año, frecuencia de falla de 1.11 fallas al año, y con un total de 276.52 MWh al año no suministrados. La energía no suministrada es significativa en este caso debido a que es una de las cargas que más potencia requiere para despachar, de igual manera, su frecuencia de falla y tiempo de duración de las interrupciones no son altas debido a su configuración mallada, que en casa de desconexión de servicio la restauración puede darse con mayor rapidez.

- LOREL – FRANCISCO DE ORELLANA

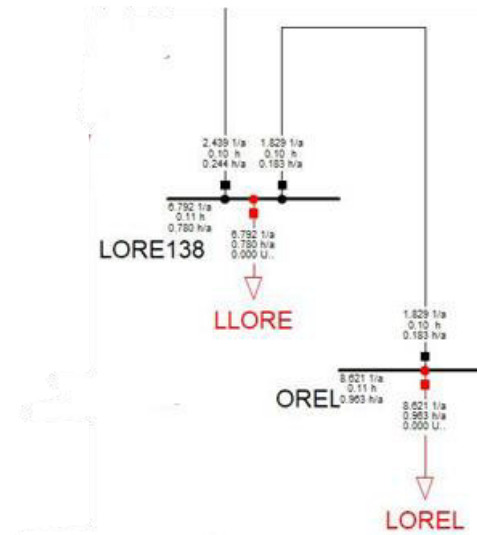


Figura 3.14. Punto de Carga Francisco de Orellana a 138kV

La carga LOREL ubicada en la zona Nor Oriental, como se puede observar en la tabla 3.9 tiene un tiempo de interrupción promedio de 0.96 horas al año, 8.62 frecuencias de fallas al año, y la energía no suministrada de 14.17 MWh al año. Esta carga tiene un valor aceptable de energía no suministrada, a pesar de tener una frecuencia de falla alta.

- LCUENCA - CUENCA

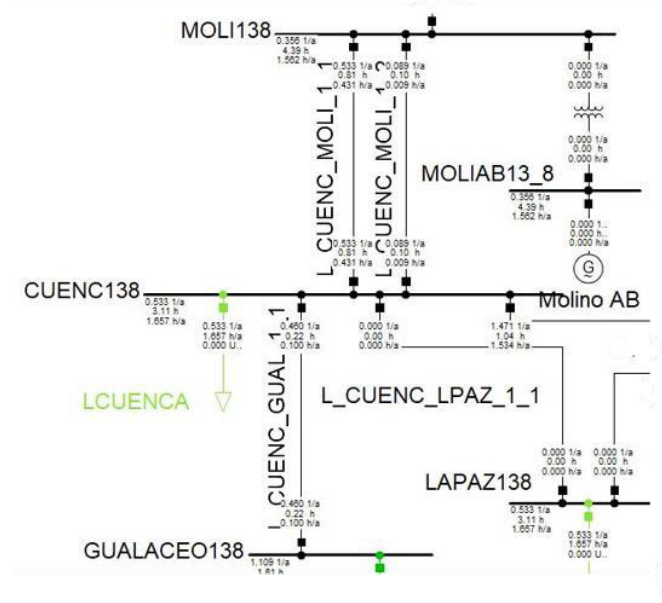


Figura 3.15. Punto de Carga Cuenca a 138kV

La carga LCUENCA ubicado en la zona Sur Oriental tiene los siguientes índices de confiabilidad: 1.66 horas de falla al año, 0.53 fallas al año, y 144.86 MWh al año. Presenta

las mismas condiciones que en la sección 3.5.1.1 sobre la carga de cuenca para demanda mínima e hidrología lluviosa.

### 3.5.4 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEMANDA MAXIMA - HIDROLOGÍA SECA AÑO 2021

Una vez ingresados los datos para demanda mínima - periodo hidrológico lluvioso, se ejecuta la evaluación de confiabilidad considerando contingencias en barras, líneas de transmisión y transformadores. Los valores de los índices principales obtenidos del análisis se muestran en la Tabla 3.10.

**Tabla 3.10** Índices del sistema Demanda máxima hidrología seca

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	VALORES
<b>Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema</b>	SAIDI	h/a	0.330
<b>Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema</b>	SAIFI	1/a	0.601355
<b>Índice de Duración de Interrupción Promedio del cliente</b>	CAIDI	h	0.550
<b>Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio</b>	ASAI		0.9999622769
<b>Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio</b>	ASUI		0.0000377231
<b>Energía no Suministrada</b>	ENS	MWh/a	709.111
<b>Energía no Suministrada Promedio</b>	AENS	MWh/a	10.909

En el caso de demanda mínima con hidrología seca para el 2021, se puede observar el ingreso de generación térmica y la disminución de la lluvia, lo que redujo el estado crítico del sistema, se obtuvieron los siguientes valores de los indicadores; en la duración promedio de las interrupciones (SAIDI) de 0.330 horas al año, la frecuencia promedio de interrupción (SAIFI) con valor de 0.601355 fallas al año, significa que el sistema tendrá 1 falla en aproximadamente 1 año y medio, de las interrupciones por punto de carga promedio (CAIDI) es de 0.550 horas de interrupciones de servicio por punto de carga al año, esto significa que la restauración del servicio por cliente es menor a 1 hora en todos los puntos de carga del SNI, y una energía no suministrada de 709.111 MWh que no son suministrados al año.



### 3.5.1.2 Índices por punto de carga

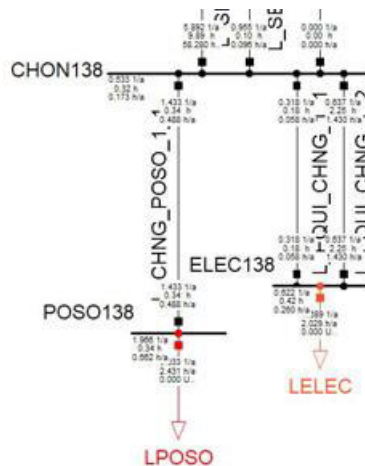
En este caso se realiza una comparación de los puntos de carga más significativos, como son los puntos más críticos en cada uno de los índices de puntos de carga (Tiempo de interrupción del Cliente Promedio, Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio, Energía no Suministrada en los Puntos de Carga), o de las cargas más importantes en el SNI, estos puntos se encuentran en la tabla 3.11

**Tabla 3.11** Índices en los Puntos de Carga.

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	LPOSO (Posorja)	LOREL (F.Orellana)	LPASC (Pascuales)	LCUENCA (Cuenca)
Tiempo de Interrupción del Cliente Promedio	ACIT	h/a	2.43	0.96	0.22	1.66
Frecuencia de Interrupción del Cliente Promedio	ACIF	1/a	3.03	8.62	0.56	0.53
Duración de la Interrupción Promedio	AID	h	0.80	0.11	1.21	3.11
Energía no Suministrada en los Puntos de Carga	LPENS	MWh/a	89.40	14.17	55.83	134.72

Estas cargas presentan un gran peso en el cálculo de los índices de confiabilidad del sistema, debido a sus condiciones críticas de operación, conexión eléctrica débil, situación geográfica entre los principales.

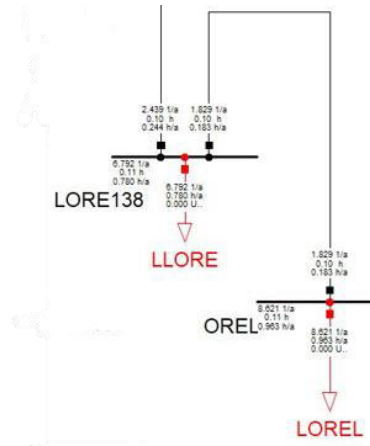
- **LPOSO – POSORJA (Mayor tiempo de interrupción)**



**Figura 3.16.** Punto de Carga Posorja a 138kV

La carga LPOSO se encuentra ubicado en la zona Sur Occidental del sistema, y es la carga con las condiciones más críticas de tiempo de interrupción en el sistema, tiene un tiempo de interrupción de 2.43 horas al año, una frecuencia de 3.03 fallas al año, y una energía no suministrada de 89.40 MWh al año. La condición crítica se debe las condiciones de operación.

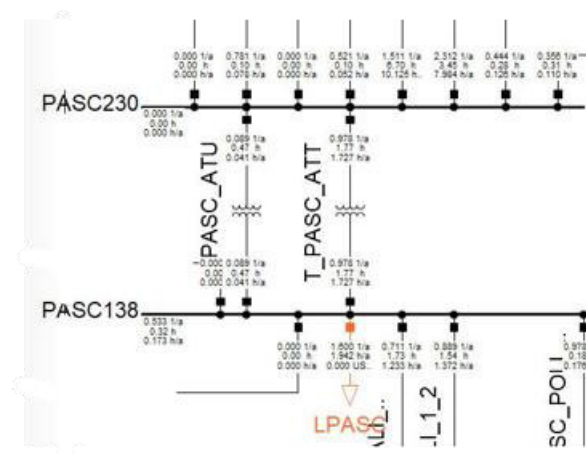
- **LOREL – FRANCISCO DE ORELLANA (Mayor frecuencia de interrupción)**



**Figura 3.17.** Punto de Carga Francisco de Orellana a 138kV

La carga Orellana está ubicado en la zona Nor Oriental del sistema, como se muestra en la tabla 3.11 es la carga con más frecuencia de falla de 8.62 fallas al año, tiene un tiempo de duración de la interrupción con 0.96 horas al año, y 14.17 MWh de energía no suministrada al año, esto es debido a su topología radial de la carga tal como se describe en los anteriores casos.

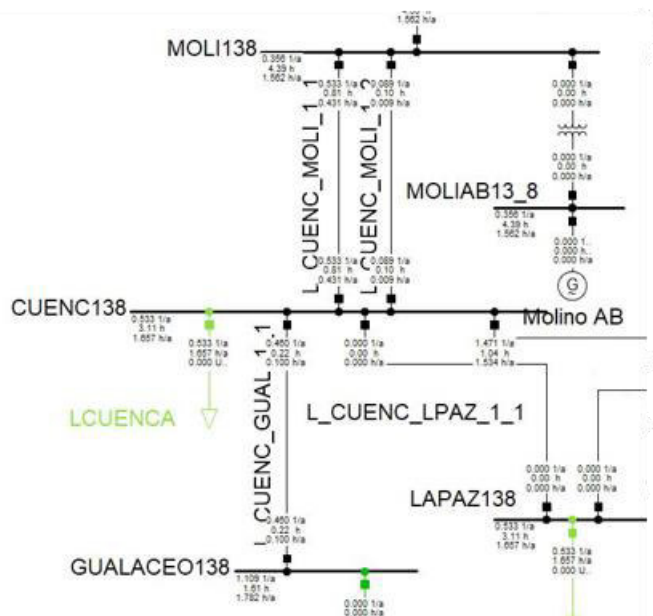
- **LPASC - PASCUALES**



**Figura 3.19.** Punto de Carga Pascuales a 138kV

La carga LPasc ubicada en la zona Sur Occidental del sistema, al ser una carga grande con gran demanda se tiene entre sus indicadores el tiempo de interrupción promedio de 0.22 horas falladas al año, una frecuencia de interrupción de 0.56 fallas al año, lo que lleva a energía no suministrada total de 55.83 MWh al año.

- **LCUENCA – CUENCA (Mayor energía no suministrada)**



**Figura 3.18.** Punto de Carga Cuenca a 138kV

La carga en Cuenca ubicado en la zona Sur Oriental es la carga con más pérdidas de energía no suministrada con 134.72 MWh al año, debido a su consumo de potencia, posee un tiempo de duración de la interrupción de 1.66 horas al año, y una frecuencia de falla de 0.53 fallas al año, como se muestra en la tabla 3.11.

### 3.5.5 COMPARACIÓN DE ESCENARIOS POR DEMANDA E HIDROLOGÍA

Con los resultados obtenidos para los escenarios de demanda mínima y máxima con hidrología lluviosa y seca, se realiza una comparación de los índices de confiabilidad con la finalidad de establecer remedaciones en pro de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico ecuatoriano.

### 3.5.5.1 ANÁLISIS ESCENARIOS DE DEMANDA MÍNIMA

Los indicadores resultantes para el escenario de hidrología seca comparados con hidrología lluviosa presentan un mejor comportamiento, menores tasas de salida, menores tiempos de restauración y por ende energía no suministrada menor; esto se debe a la condición de cargabilidad menor del sistema en un escenario seco, en el cual el parque térmico tiene importante presencia en el despacho de generación.

**Tabla 3.12.** Comparación de resultados Demanda Mínima.

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	LLUVIOSO	SECO
<b>Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema</b>	SAIDI	h/a	0.309	0.228
<b>Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema</b>	SAIFI	1/a	0.564292	0.688468
<b>Índice de Duración de Interrupción Promedio del cliente</b>	CAIDI	h	0.548	0.332
<b>Energía no Suministrada</b>	ENS	MWh/a	518.869	400.158

En períodos de alta hidrología, debido a la diversificación espacial del despacho con alto número de unidades de generación hidroeléctricas, aumenta el flujo de potencia por el sistema de transmisión, llegando incluso, a flujos por las líneas cercanos a los límites de capacidad. En este escenario las fallas en líneas con alta cargabilidad son representativas en el cálculo de los índices de confiabilidad. En contraparte, en periodos de baja hidrología la generación hidráulica disminuye y la generación térmica se incrementa, produciéndose una mayor disponibilidad espacial de elementos de generación, aspecto que, al ocurrir una falla, permite mantener el servicio a una mayor cantidad de carga en relación al periodo lluvioso.

Al comparar los periodos estacionales, se tiene que la frecuencia de interrupción promedio para el periodo seco aumenta en un 22% en comparación con el periodo lluvioso, esto es debido a que en la zona suroriental, para este escenario, los elementos se encuentran más cargados; la duración de las interrupciones promedio del periodo seco disminuyen en un 26.21% lo que significa que aún después de la ocurrencia de la perturbación, por la disponibilidad de los elementos, el sistema puede recuperarse de la falla, y por tal razón la energía no suministrada disminuye en un 22.88 % en el periodo seco.

### 3.5.5.2 ANÁLISIS ESCENARIOS DE DEMANDA MÁXIMA

Al igual que en el escenario de demanda mínima los indicadores resultantes para el escenario de baja hidrología comparados con los de hidrología lluviosa presentan un mejor comportamiento. En condiciones de demanda máxima los índices de confiabilidad registran valores altos en comparación con los obtenidos para demanda mínima, lo cual guarda coherencia dadas las mayores exigencias al sistema de transmisión.

**Tabla 3.13** Comparación de resultados Demanda Máxima.

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	LLUVIOSO	SECO
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/a	0.956	0.330
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/a	0.725906	0.601355
Índice de Duración de Interrupción Promedio del cliente	CAIDI	h	1.317	0.550
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	3594.483	709.111

La frecuencia de interrupción promedio del periodo seco disminuye en un 17.16% en comparación con el periodo lluvioso, la duración de las interrupciones promedio disminuye en un 65.48%, lo que significa que aún después de la ocurrencia de la perturbación, por la disponibilidad de los elementos, el sistema puede recuperarse rápidamente de la falla; y, por tal razón la energía no suministrada disminuye en las mismas proporciones.

### 3.5.5.3 ANÁLISIS PERIODO HIDROLÓGICO LLUVIOSO

Este análisis se realiza en torno a los escenarios de demanda mínima y máxima.

**Tabla 3.14.** Comparación de resultados Periodo Lluvioso

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	D MIN	D MAX
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/a	0.309	0.956
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/a	0.564292	0.725906
Índice de Duración de Interrupción Promedio del cliente	CAIDI	H	0.548	1.317
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	518.869	3594.483

En demanda mínima la frecuencia de interrupción promedio es de 0.564292 fallas al año, en tanto que en demanda máxima el valor es de 0.725906 fallas al año, el incremento del 28.64% se debe al aumento en la producción y transporte de potencia para el abastecimiento de la demanda, aspecto que modifica notablemente las condiciones de operación del sistema.

La energía no suministrada es dependiente del valor de la potencia en los puntos de carga el sistema, se incrementa conforme aumenta la demanda, teniendo así en la demanda mínima un valor de 518.869 MWh al año versus 3594.483 MWh al año para condiciones de demanda máxima, lo que representa un gran incremento debido a los escenarios operativos que representan.

### 3.5.5.4 ANÁLISIS PERIODO HIDROLÓGICO SECO

Este análisis se realiza en torno a los escenarios de demanda mínima y máxima.

**Tabla 3.15.** Comparación resultados Periodo Seco

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	D MIN	D MAX
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/a	0.228	0.330
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/a	0.688468	0.601355
Índice de Duración de Interrupción Promedio del cliente	CAIDI	h	0.332	0.550
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	400.158	709.111

El periodo seco tiene similares condiciones de demanda que el periodo lluvioso, la diferencia radica en las condiciones operativas que en este periodo hidrológico implican una mayor diversificación de fuentes de generación. Para demanda mínima la frecuencia de interrupción es ligeramente mayor en comparación con la demanda máxima, en tanto que la duración de las interrupciones es 30.9% menor para condiciones de demanda mínima en comparación con la condición de demanda máxima, esto confluye en valores de energía no suministrada de 400.158 MWh para demanda mínima versus 709.111 MWh para demanda máxima, es decir, una diferencia del 43.57%.

### 3.5.6 COMPARACIÓN ENTRE LOS ESCENARIOS 2012 Y 2007

Los resultados obtenidos para el año 2021 se comparan con los resultados realizados del estudio de confiabilidad del año 2007 en periodo de máxima demanda hidrología seca de la referencia [15]. En términos generales se puede observar que el crecimiento del SNI ha implicado una mejora en la confiabilidad del sistema. El escenario operativo considerado en la comparación corresponde a demanda máxima en hidrología seca.

**Tabla 3.16.** Comparación de resultados años 2007 y 2021

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	2007	2021
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/a	2.163	0.330
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/a	1.062	0.601355
Índice de Duración de Interrupción Promedio del cliente	CAIDI	h	1.992	0.550
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	3056.142	709.111

Como se puede observar en la tabla 3.16 los índices de confiabilidad del sistema han mejorado en los últimos 14 años, la duración promedio de las interrupciones (SAIDI) disminuyen en un 84.74%, la frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) disminuye en un 43.38%, el índice de duración de interrupción promedio (CAIDI) disminuye en un 72.39% y la energía no suministrada (ENS) en un 76.8%.

La mejora en los índices de confiabilidad se atribuye fundamentalmente al ingreso de nuevos proyectos tanto de generación como de transmisión.

## **4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1 CONCLUSIONES**

La realización de estudios de confiabilidad contribuye al proceso de planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia, siendo la prioridad asegurar un suministro continuo de energía con adecuados niveles de calidad del servicio para una demanda en permanente crecimiento.

El estudio de confiabilidad realizado considera el comportamiento histórico de fallas registrado para los elementos que conforman el SNI. Se consideran los datos históricos disponibles desde enero del 2010 hasta marzo del 2021, los cuales permiten realizar una estadística descriptiva y obtener los parámetros requeridos por el software PowerFactory para el modelo de falla de cada elemento y calcular los índices de confiabilidad. Sobre esta base, en el presente trabajo de titulación, se han obtenido los principales índices de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado, en diferentes escenarios de demanda e hidrología.

Los escenarios que se tomaron en cuenta para realizar el estudio de confiabilidad son demanda mínima y máxima para periodos hidrológicos lluvioso y seco. Se considera el análisis de estos escenarios debido a que la programación del despacho de generación difiere sustancialmente y provoca variaciones de los índices de confiabilidad por disponibilidad de generación. En escenarios de hidrología lluviosa, el parque térmico es despachado con fines de estabilidad y control de voltaje exclusivamente, en consecuencia, se presentan condiciones operativas con congestión en ciertos vínculos de transmisión, especialmente en corredores que unen los centros de generación hidroeléctrica con los principales centros de carga. Bajo estas condiciones operativas, los índices de confiabilidad empeoran en relación a los obtenidos en condiciones de baja hidrología.

Comparando los escenarios correspondientes a las bandas horarias de demanda, se puede verificar que la confiabilidad, de manera general, disminuye conforme la demanda del sistema aumenta, esto es debido al aumento en el nivel de carga del Sistema Nacional de Transmisión.



En función de los resultados obtenidos, se puede concluir de manera general que la confiabilidad del servicio en el Sistema Nacional Interconectado es aceptable y que su expansión ha permitido mejorar sus índices de confiabilidad.

El análisis metodológico detallado realizado para la evaluación de la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado y el procesamiento de la información realizado, puede ayudar al Operador Nacional de Electricidad a fortalecer sus procesos de análisis en el largo, mediano y corto plazo incluida la programación. En el largo plazo, en la planificación le permitiría identificar las áreas débiles, o de baja confiabilidad, para generar alertas tempranas para los entes competentes en el sector eléctrico; y, en el mediano y corto plazo optimizar la planificación de los recursos de generación de energía (en muchos de los casos costosos) con el objetivo de levantar restricciones operativas y mejorar la calidad de servicio.

Con el paso de los años se ha visto tanto el crecimiento de la demanda como de la generación, por lo que del análisis de confiabilidad realizado entre el año 2012 y 2021 se puede evidenciar que ha existido un fortalecimiento de la confiabilidad del sistema, en todos los indicadores analizados; esto se puede explicar por el ingreso de nuevas centrales de generación y de elementos al sistema de transmisión.

## 4.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda procesar de manera sistemática los datos de fallas, de modo de disponer de indicadores base más sólidos para la realización de evaluaciones de confiabilidad. El correcto procesamiento de los datos históricos permitirá hacer un mejor seguimiento del saldo de vida útil de los elementos del sistema.

Se recomienda profundizar en la modelación de las cargas en PowerFactory, considerando la clasificación, comercial, domesticas o carga industrial, con el propósito de categorizar y particularizar los análisis de confiabilidad.

Se puede complementar los estudios de confiabilidad con el ingreso de los costos de la energía no suministrada, con lo cual se podría obtener índices de costos y mantenimientos planeados, considerando diferentes períodos de tiempo; en el largo plazo permitiría obtener resultados que orienten la inversión.

Para una mayor facilidad al momento de parametrizar los elementos del sistema de potencia (barras, líneas de transmisión, transformadores), se recomienda realizarlo mediante el software Python, el cual permite realizar este proceso de manera más sencilla mediante una hoja de Excel, en la cual se suben los datos necesarios de todos los elementos del modelo de confiabilidad de PowerFactory y así automatizar el proceso.

## 5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Billinton R, Allan R, Reliability evaluation of engineering systems - Concepts and Techniques, 2 ed., Plenum Press, 1992, p. 3 – 28.
- [2] CIGRE, Power system reliability analysis application guide, Technical Brochure No. 26, CIGRE WG 03 of the Subcommittee 38, 1987.
- [3] ARCERNNR, *Resolución Nro. ARCERNNR -004/20*, noviembre 2020, [Online]. Available: [https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-004\\_20-Despacho-Operacion.pdf](https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-004_20-Despacho-Operacion.pdf)
- [4] C. Zapata, Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia. Colombia, 2011.
- [5] EPN, L. Ruales. Materia de clase Confiabilidad.
- [6] Wenyuan Li, Fellow, “ Probabilistic Transmission System Planning”. Canadá. 2011
- [7] M. Soto, Cálculo de índices Nodales y Funcionales de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia. 1997. Disponible en: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/manuelsoto.pdf>
- [8] W. Hines., Probabilidad y estadística para ingeniería y administración Tercera edición. México, 1996.
- [9] C. Fernández. “Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano”. Colombia 2014.
- [10] V. Fuentes, O. Duarte, “Evaluación mediante enumeración de estados de la confiabilidad del Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING)”. Chile 2011
- [11] PowerFactory de DlgSILENT, Manual de Usuario, Alemania, febrero, 2020
- [12] "IEEE Std 1366: Guía de los índices de confiabilidad para la distribución de energía eléctrica", 2012.
- [13] R. Llumiyinga, Estudio de confiabilidad del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A. utilizando el software Power Factory de DlgSILENT,

septiembre 2011. [Online]. Available:  
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4357/1/CD-3956.pdf>

- [14] CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022. 2020. Disponible en:  
<https://www.celec.gob.ec/transelectric/images/documentostrans/Plan%20expansion%202013%20-%202022/parte%201.pdf>
  
- [15] G. Sánchez, D. Tates, Análisis de Confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano utilizando el Software Neplan, noviembre 2007. [Online]. Available:  
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4249/1/CD-1176.pdf>
  
- [16] H. Álvarez, R. Cajape, Estudio de confiabilidad en el Plan de expansión de la Transmisión 2018. [Online]. Available:  
<https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/132151/D-CD106621.pdf>
  
- [17] EPN, Apuntes de clase Diseño de Líneas de transmisión.
  
- [18] A. Gómez, A. Abur, "Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica" Madrid 2002.
  
- [19] G, Gómez, "Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia", 2016
  
- [20] ARCERNNR, Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2021-0114-OF. Quito, marzo 2021.

# ANEXOS

ANEXO A. Cálculo ejemplo con enumeración de estados

ANEXO B. Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano reducido

ANEXO C. Datos de Confiabilidad Líneas de transmisión, barras y transformadores.

ANEXO D. Diagramas y resultados de los Índices del sistema

## ANEXO A

Tabla A.1: Enumeración de los estados y cálculo de las probabilidades

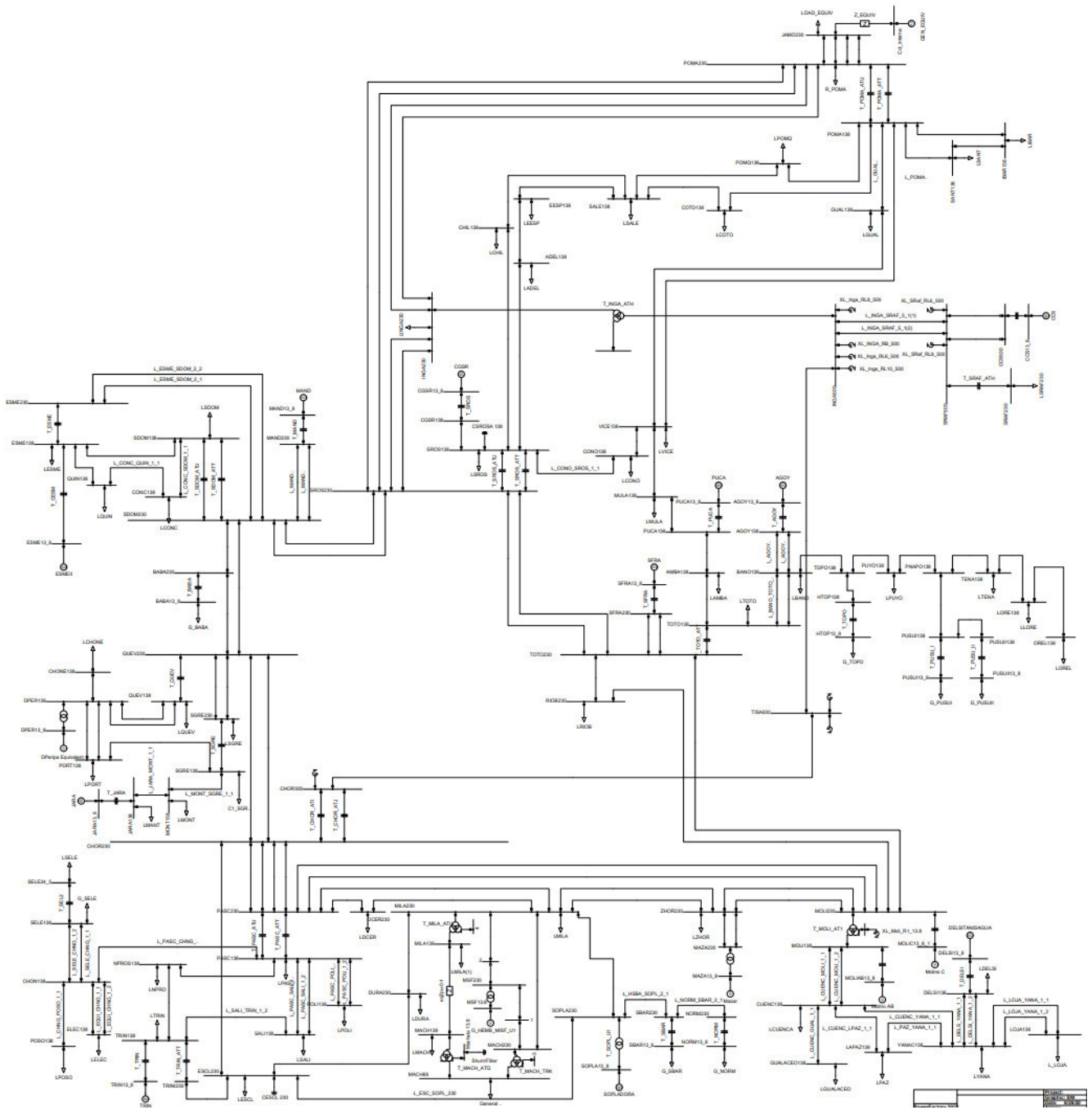
Resultados Enumeración de Estados						
Estado i	Componentes					Probabilidad
	G1	G2	LT1	LT2	LT3	
1	0.998575093	0.997722096	0.998290598	0.998859749	0.999087591	0.9925568214
2	0.998575093	0.997722096	0.001709402	0.998859749	0.999087591	0.0016995836
3	0.998575093	0.997722096	0.998290598	0.001140251	0.999087591	0.0011330557
4	0.998575093	0.997722096	0.998290598	0.998859749	0.000912409	0.0009064446
5	0.998575093	0.997722096	0.001709402	0.001140251	0.999087591	0.0000019402
6	0.998575093	0.997722096	0.001709402	0.998859749	0.000912409	0.0000015521
7	0.998575093	0.997722096	0.998290598	0.001140251	0.000912409	0.0000010348
8	0.998575093	0.997722096	0.001709402	0.001140251	0.000912409	0.0000000018
9	0.001424907	0.997722096	0.998290598	0.998859749	0.999087591	0.0014163197
10	0.001424907	0.997722096	0.001709402	0.998859749	0.999087591	0.0000024252
11	0.001424907	0.997722096	0.998290598	0.001140251	0.999087591	0.0000016168
12	0.001424907	0.997722096	0.998290598	0.998859749	0.000912409	0.0000012934
13	0.001424907	0.997722096	0.001709402	0.001140251	0.999087591	0.0000000028
14	0.001424907	0.997722096	0.001709402	0.998859749	0.000912409	0.0000000022
15	0.001424907	0.997722096	0.998290598	0.001140251	0.000912409	0.0000000015
16	0.001424907	0.997722096	0.001709402	0.001140251	0.000912409	0.0000000000
17	0.998575093	0.002277904	0.998290598	0.998859749	0.999087591	0.0022661115
18	0.998575093	0.002277904	0.001709402	0.998859749	0.999087591	0.0000038803
19	0.998575093	0.002277904	0.998290598	0.001140251	0.999087591	0.0000025869
20	0.998575093	0.002277904	0.998290598	0.998859749	0.000912409	0.0000020695
21	0.998575093	0.002277904	0.001709402	0.001140251	0.999087591	0.0000000044
22	0.998575093	0.002277904	0.001709402	0.998859749	0.000912409	0.0000000035
23	0.998575093	0.002277904	0.998290598	0.001140251	0.000912409	0.0000000024
24	0.998575093	0.002277904	0.001709402	0.001140251	0.000912409	0.0000000000
25	0.001424907	0.002277904	0.998290598	0.998859749	0.999087591	0.0000032336
26	0.001424907	0.002277904	0.001709402	0.998859749	0.999087591	0.0000000055
27	0.001424907	0.002277904	0.998290598	0.001140251	0.999087591	0.0000000037
28	0.001424907	0.002277904	0.998290598	0.998859749	0.000912409	0.0000000030
29	0.001424907	0.002277904	0.001709402	0.001140251	0.999087591	0.0000000000
30	0.001424907	0.002277904	0.001709402	0.998859749	0.000912409	0.0000000000
31	0.001424907	0.002277904	0.998290598	0.001140251	0.000912409	0.0000000000
32	0.001424907	0.002277904	0.001709402	0.001140251	0.000912409	0.0000000000
						1.0000000000

Tabla 2: Cálculo de Probabilidad de estado y frecuencia

Estado i	Resultados									Falla		
	Componentes					Cap [MW]	Probabilidad	Tasa Transf	Frecuencia fr/año	Plj	Probabilidad	Frecuencia fr/año
	G1	G2	LT 1	LT 2	LT 3							
1	OP	OP	OP	OP	OP	150	0.99255682	7.9	7.84119889	0	0	0
2	OP	OP	F	OP	OP	100	0.00169958	241.1	0.40976961	1	0.00169958	0.40976961
3	OP	OP	OP	F	OP	100	0.00113306	707.9	0.80209015	1	0.00113306	0.80209015
4	OP	OP	OP	OP	F	150	0.00090644	9.1	0.00824865	1	0.00090644	0.00824865
5	OP	OP	F	F	OP	0	0.00000194	941.1	0.00182589	1	0.00000194	0.00182589
6	OP	OP	F	OP	F	100	0.00000155	1553.9	0.00241186	1	0.00000155	0.00241186
7	OP	OP	OP	F	F	100	0.00000103	2020.7	0.00209093	1	0.00000103	0.00209093
8	OP	OP	F	F	F	0	0.00000000	2253.9	0.00000399	1	0.00000000	0.00000399
9	F	OP	OP	OP	OP	100	0.00141632	1017.5	1.44110526	1	0.00141632	1.44110526
10	F	OP	F	OP	OP	100	0.00000243	1990.6	0.00482761	1	0.00000243	0.00482761
11	F	OP	OP	F	OP	100	0.00000162	2457.4	0.00397313	1	0.00000162	0.00397313
12	F	OP	OP	OP	F	100	0.00000129	3070.2	0.00397113	1	0.00000129	0.00397113
13	F	OP	F	F	OP	0	0.00000000	2690.6	0.00000745	1	0.00000000	0.00000745
14	F	OP	F	OP	F	100	0.00000000	3303.4	0.00000732	1	0.00000000	0.00000732
15	F	OP	OP	F	F	100	0.00000000	3770.2	0.00000557	1	0.00000000	0.00000557
16	F	OP	F	F	F	0	0.00000000	4003.4	0.00000001	1	0.00000000	0.00000001
17	OP	F	OP	OP	OP	50	0.00226611	254.8	0.57740520	1	0.00226611	0.57740520
18	OP	F	F	OP	OP	50	0.00000388	1552.1	0.00602266	1	0.00000388	0.00602266
19	OP	F	OP	F	OP	50	0.00000259	2018.9	0.00522266	1	0.00000259	0.00522266
20	OP	F	OP	OP	F	50	0.00000207	2631.7	0.00544632	1	0.00000207	0.00544632
21	OP	F	F	F	OP	0	0.00000000	2252.1	0.00000998	1	0.00000000	0.00000998
22	OP	F	F	OP	F	50	0.00000000	2864.9	0.00001015	1	0.00000000	0.00001015
23	OP	F	OP	F	F	50	0.00000000	3331.7	0.00000787	1	0.00000000	0.00000787
24	OP	F	F	F	F	0	0.00000000	3564.9	0.00000001	1	0.00000000	0.00000001
25	F	F	OP	OP	OP	0	0.00000323	3068.4	0.00992200	1	0.00000323	0.00992200
26	F	F	F	OP	OP	0	0.00000001	3301.6	0.00001828	1	0.00000001	0.00001828
27	F	F	OP	F	OP	0	0.00000000	3768.4	0.00001391	1	0.00000000	0.00001391
28	F	F	OP	OP	F	0	0.00000000	4381.2	0.00001294	1	0.00000000	0.00001294
29	F	F	F	F	OP	0	0.00000000	4001.6	0.00000003	1	0.00000000	0.00000003
30	F	F	F	OP	F	0	0.00000000	4614.4	0.00000002	1	0.00000000	0.00000002
31	F	F	OP	F	F	0	0.00000000	5081.2	0.00000002	1	0.00000000	0.00000002
32	F	F	F	F	F	0	0.00000000	5314.4	0.00000000	1	0.00000000	0.00000000
							1		11.12562949		0.00744318	3.28443060

# ANEXO B

Figura B.1: Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano reducido





## ANEXO C

Tabla C.1: Datos de Confiabilidad de Líneas de Transmisión

Elementos	Horas indisp.	Número de Fallas	Longitud Líneas [km]	Fecha de inicio OP	Fecha [horas]	FF_Líneas [1/a*km]	HRep_Líneas [h]
JamondinoPomasqui1230	308.4502	55	215.23	2010	11.25	0.02271472	5.608185455
JamondinoPomasqui2230	317.2669	65	215.23	2010	11.25	0.02684467	4.881029231
JamondinoPomasqui3230	60.2168	74	215.23	2010	11.25	0.03056162	0.813740541
JamondinoPomasqui4230	34.3168	72	215.23	2010	11.25	0.02973563	0.476622222
L_AGOY_BAÑO_1_1	0.25	1	1.93	7/22/2012	8.61	0.06017825	0.25
L_AGOY_BAÑO_1_2	0	0	1.93	0	0	0	0
L_AMBA_PUCA_1_1	0.2167	2	27.74	2010	11.25	0.00640872	0.10835
L_AMBA_TOTO_1_1	0.1	1	7	2010	11.25	0.01269841	0.1
L_BABA_QUEV_2_1	11.7333	3	43	2/1/2013	8.08	0.00863458	3.9111
L_BABA_SDOM_2_1	1.1834	3	62	2/1/2013	8.08	0.0059885	0.394466667
L_BANO_TOPO_1_1	0.0667	1	27.42	6/26/2016	4.68	0.00779268	0.0667
L_BANO_TOTO_1_1	0	0	31.7	0	0	0	0
L_BANO_TOTO_1_2	0	0	31.7	0	0	0	0
L_CCS_SRAF_5_1(2)	0	0	8.986	0	0	0	0
L_CCS_SRAF_5_2(1)	2.4	6	9.028	2/1/2017	4.08	0.16289192	0.4
L_CHIL_SALE_1_1	0	0	7.9	0	0	0	0
L_CHIL_SROS_1_1	0	0	17.6	0	0	0	0
L_CHNG_POSO_1_1	3.0667	9	71.77	11/19/2014	6.28	0.01996825	0.340744444
L_CHON_DPER_1_1	0.7168	4	63.75	2010	11.25	0.00557734	0.1792
L_CHOR_ESC_2_1	8.5167	10	37.39	5/6/2018	2.82	0.09484085	0.85167
L_CHOR_PASC_2_1	0	0	4.72	0	0	0	0
L_CHOR_PASC_2_2	0.1833	3	4.72	4/27/2017	3.84	0.16551907	0.0611
L_CHOR_PASC_2_3	0	0	4.605	0	0	0	0
L_CHOR_PASC_2_4	0.0167	2	4.605	4/27/2017	3.84	0.1131017	0.00835
L_CHOR_QUEV_2_1	13.9665	8	143.45	4/27/2017	3.84	0.01452306	1.7458125
L_CHOR_QUEV_2_2	0.4	2	143.45	4/27/2017	3.84	0.00363077	0.2
L_CHRR_TISA_5_1	149.2168	17	197.04	3/23/2017	3.93	0.02195341	8.777458824
L_CONC_QUIN_1_1	4.5333	1	41.42	1/29/2020	1.087	0.0222106	4.5333
L_CONC_SDOM_1_1	0.05	1	39.8	1/29/2020	1.087	0.02311465	0.05
L_CONO_SROS_1_1	1.55	5	12.71	1/31/2010	11.08	0.03550461	0.31
L_CONO_VICE_1_1	5.8666	4	9.81	1/31/2010	11.08	0.03680029	1.46665
L_COTO_POMA_1_1	0	0	17.73	0	0	0	0
L_COTO_SALE_1_1	0	0	8.48	0	0	0	0
L_CUENC_GUAL_1_1	0.87	4	21.02	6/20/2012	8.69	0.02189815	0.2175
L_CUENC_LPAZ_1_1	0	0	60.5	0	0	0	0
L_CUENC_MOLI_1_1	4.85	6	67.08	2010	11.25	0.00795071	0.808333333
L_CUENC_MOLI_1_2	0.1	1	67.08	2010	11.25	0.00132512	0.1
L_CUENC_YANA_1_1	9.39	9	131.8	1/17/2015	6.12	0.01115773	1.043333333
L_DCER_MILA_2_1	0.0667	2	42.71	2010	11.25	0.00416244	0.03335
L_DCER_PASC_2_1	1.2334	4	10	2010	11.25	0.03555556	0.30835

L_DELSI_YANA_1_1	0	0	33.48	0	0	0	0
L_DELSI_YANA_1_2	0.39	3	33.48	5/30/2017	3.75	0.02389486	0.13
L_DPER_PORT_1_1	8.7166	12	91.9	2010	11.25	0.01160682	0.726383333
L_DPER_PORT_1_2	8.7832	10	91.9	2010	11.25	0.00967235	0.87832
L_DPER_QUEV_1_1	0.3	2	43.4	2010	11.25	0.00409626	0.15
L_DPER_QUEV_1_2	38.4667	6	43.4	2010	11.25	0.01228879	6.411116667
L_DURA_ESCL_2_1	600.95	9	37.45	11/30/2018	2.25	0.10680908	66.77222222
L_DURA_MILA_2_1	0.4166	12	36.8	11/30/2018	2.25	0.14492754	0.034716667
L_E001_MULA_1_1	36.8833	9	68.18	2010	11.25	0.01173365	4.098144444
L_E038_POMA_1_1	0	0	3.17	0	0	0	0
L_EQUI_CHNG_1_1	0.3667	2	13.87	11/19/2014	6.28	0.02296116	0.18335
L_EQUI_CHNG_1_2	8.9834	4	13.87	11/19/2014	6.28	0.04592233	2.24585
L_ESC_SOPL_230	231.7501	17	182.63	6/23/2016	4.67	0.01993242	13.63235882
L_ESCL_TRIN_2_1	6.6834	5	7.3	2010	11.25	0.0608828	1.33668
L_ESME_QUIN_1_1	28.2001	7	74	5/4/2013	7.82	0.0120965	4.028585714
L_ESME_SDOM_1_1	8.2001	27	154.73	9/19/2018	2.45	0.07122347	0.303707407
L_ESME_SDOM_2_1	0.2334	8	156.8	9/19/2018	2.45	0.02082466	0.029175
L_ESME_SDOM_2_2	0.4501	13	156.8	9/19/2018	2.45	0.03384007	0.034623077
L_ESPE_SALE_1_1	0	0	16.26	0	0	0	0
L_ESPE_SRO2_1_1	0	0	9	0	0	0	0
L_FORE_LORE_1_1	0.3667	6	55.7	11/19/2017	3.28	0.03284144	0.061116667
L_GUAL_POMA_1_1	0.15	3	11	5/1/2016	4.83	0.05646527	0.05
L_GUAL_VICE_1_1	1.4667	3	9	5/1/2016	4.83	0.06901311	0.4889
L_HSBA_SOPL_2_1	20.3	11	18.87	11/20/2016	4.28	0.13619997	1.845454545
L_HTOP_TOPO_1_1	0	0	6.5	0	0	0	0
L_IBAR_POMA_1_1	0	0	60.58	0	0	0	0
L_IBAR_SANT_1_2	0	0	54.58	0	0	0	0
L_INGA_POMA_2_1	0.1834	6	34.87	8/16/2015	5.54	0.03105915	0.030566667
L_INGA_POMA_2_2	0.0834	4	34.87	8/16/2015	5.54	0.0207061	0.02085
L_INGA_SRAF_5_1(1)	13.8667	7	118.2	1/31/2016	5.08	0.01165781	1.980957143
L_INGA_SRAF_5_1(2)	0	0	123.655	0	0	0	0
L_INGA_SROS_2_1	68.5	3	32.48	8/16/2015	5.54	0.0166723	22.83333333
L_INGA_SROS_2_2	0.1001	6	32.48	8/16/2015	5.54	0.0333446	0.016683333
L_INGA_TISA_5_1	26.05	4	149.38	3/23/2017	3.94	0.00679628	6.5125
L_JARA_MONT_1_1	1.3001	3	8.28	8/18/2012	8.53	0.04247583	0.433366667
L_LOJA_YANA_1_1	0.03	1	13.6	1/17/2016	5.12	0.01436121	0.03
L_LOJA_YANA_1_2	0	0	13.6	0	0	0	0
L_LORE_TENA_1_1	0.5501	8	86.4	11/19/2017	3.28	0.02822945	0.0687625
L_MACH_MILA_2_2	0.6999	8	135	10/27/2014	6.34	0.00934689	0.0874875
L_MACH_UNI2_2_1(1)	0	0	46.99	0	0	0	0
L_MAND_SDOM_2_1	0.0333	1	68.64	9/23/2016	4.44	0.00328125	0.0333
L_MAND_SDOM_2_2	0.2333	2	68.64	9/23/2016	4.44	0.00656251	0.11665
L_MAZA_ZHOR_2_1	0	0	2	0	0	0	0
L_MAZA_ZHOR_2_2	0	0	2	0	0	0	0
L_MILA_PASC_2_2	1.4167	5	52.7	2010	11.25	0.00843348	0.28334
L_MILA_SOPL_2_1	187.3667	23	182.01	6/23/2016	4.67	0.02705925	8.146378261

L_MILA_UNI1_2_2	0	0	139.93	0	0	0	0
L_MILA_ZHOR_2_1	2.3833	14	120.74	4/11/2010	10.87	0.01066712	0.170235714
L_MILA_ZHOR_2_2	15.0167	12	120.74	4/11/2010	10.87	0.00914325	1.251391667
L_MISF_UNI1_2_2	0	0	13.17	0	0	0	0
L_MISF_UNI2_2_1	0	0	13.17	0	0	0	0
L_MOLI_PASC_2_1	113.9002	17	188.43	2010	11.25	0.00801948	6.700011765
L_MOLI_PASC_2_2	89.7833	26	188.43	2010	11.25	0.01226509	3.453203846
L_MOLI_TOTO_2_1	0	0	219.45	0	0	0	0
L_MOLI_ZHOR_2_1	0	0	15	4/11/2010	10.87	0	0
L_MOLI_ZHOR_2_2	0.4	3	15	4/11/2010	10.87	0.01839926	0.133333333
L_MONT_SGRE_1_1	7.9167	15	26.33	8/18/2012	8.53	0.06678691	0.52778
L_MULA_PUCA_1_1	7.1499	7	42.22	7/20/2014	6.61	0.02508293	1.021414286
L_NORM_SBAR_2_1	62.5167	13	85	2018/10	2.42	0.06319883	4.808976923
L_NPRO_PASC_1_1	0	0	11.36	0	0	0	0
L_NPRO_TRIN_2_1	0.4333	3	20.6	6/28/2017	3.67	0.03968149	0.144433333
L_PASC_CHNG_1_1	0	0	24.21	0	0	0	0
L_PASC_POLI_1_1	1.9834	11	15.1	2010	11.25	0.0647535	0.180309091
L_PASC_POLI_1_2	0.0167	3	15.1	2010	11.25	0.01766004	0.005566667
L_PASC_SALI_1_1	13.8668	8	17.4	2010	11.25	0.04086845	1.73335
L_PASC_SALI_1_2	15.4335	10	17.4	2010	11.25	0.05108557	1.54335
L_PAZ_YANA_1_1	0	0	74.8	0	0	0	0
L_PNAP_PUS1_1_1	84.45	15	23.4	2018/12	2.25	0.28490028	5.63
L_PNAP_PUYO_1_1	0.6333	8	61.5	7/1/2018	2.66	0.04890274	0.0791625
L_PNAP_TENA_1_1	0	0	4.06	0	0	0	0
L_POMA_SANT_1_2	0	0	6	0	0	0	0
L_POMA_SROS_2_1	4.25	16	46	2010	11.25	0.03091787	0.265625
L_POMA_SROS_2_2	2.4001	24	46	2010	11.25	0.04637681	0.100004167
L_POMA_VICE_1_2	17.8666	3	20	10/1/2015	5.41	0.02772643	5.955533333
L_POMQ_SALE_1_1	0	0	17.13	0	0	0	0
L_PORT_SGRE_1_1	15.9166	7	7.05	2/21/2010	11.02	0.09010053	2.2738
L_PUS1_PUS2_1_1	35.2499	12	2.3	2018/12	2.25	2.31884058	2.937491667
L_PUYO_TOPO_1_1	0.7666	4	28.1	6/26/2016	4.68	0.0304164	0.19165
L_QUEV_SDOM_2_1	32.5166	21	105	2010	11.25	0.01777778	1.548409524
L_QUEV_SGRE_2_1	20	15	113.48	2/21/2010	11.02	0.01199473	1.333333333
L_QUEV_SGRE_2_2	0	0	113.48	0	0	0	0
L_QUIN_SDOM_1_1	0	0	80.73	0	0	0	0
L_RIOB_MOLI_2_1	0	0	176.87	0	0	0	0
L_RIOB_TOTO_2_1	0	0	42.88	0	0	0	0
L_SALI_TRIN_1_2	0.6833	1	10	10/19/2013	7.37	0.01356852	0.6833
L_SDOM_SROS_2_1	5.6499	10	78.34	2010	11.25	0.01134655	0.56499
L_SDOM_SROS_2_2	2.1167	7	78.34	2010	11.25	0.00794259	0.302385714
L_SELE_CHNG_1_1	0.3833	6	81.59	11/19/2014	6.28	0.01170994	0.063883333
L_SELE_CHNG_1_2	366.0001	37	84.67	11/19/2014	6.28	0.0695845	9.891894595
L_SFRA_TOTO_2_1	3.0499	3	46.32	2010	11.25	0.00575705	1.016633333
L_SFRA_TOTO_2_2	0.5833	1	46.32	2010	11.25	0.00191902	0.5833
L_SROS_CGSR_1_1	0	0	1	0	0	0	0

L_SROS_SRO2_1_1	0	0	0.35	0	0	0	0
L_SROS_TOTO_2_1	2.4667	3	110.09	2010	11.25	0.00242226	0.822233333
L_SROS_TOTO_2_2	6.9334	8	110.09	2010	11.25	0.00645936	0.866675

Tabla C.2: Datos de Confiabilidad de Barras

Elemento	Horas Indis.	Número de Fallas	Fecha de inicio OP.	Fecha [horas]	FF_Barras [1/a]	HRep_Barras [h]
ADEL138	0	0	0	0	0	0
AGOY13_8	0	0	0	0	0	0
AGOY138	0	0	0	0	0	0
AMBA138	0.32	1	2010	11.25	0.08889	0.32
B_El_Inga_ATH_34.5	0	0	0	0	0.00000	0
B_Molino_AT1_13.8	0	0	0	0	0.00000	0
BABA13_8	0	0	0	0	0.00000	0
BABA230	0	0	0	0	0.00000	0
BANO138	0.18	1	7/22/2017	3.61	0.27701	0.18
CCS13_8	0	0	0	0	0.00000	0
CCS500	0	0	0	0	0.00000	0
CGSR13_8	0	0	0	0	0.00000	0
CGSR138	0	0	0	0	0.00000	0
CHIL138	0	0	0	0	0.00000	0
CHON138	0	0	0	0	0.00000	0
CHONE138	0	0	0	0	0.00000	0
CHOR230	0.45	1	3/23/2017	3.94	0.25381	0.45
CHOR500	0	0	0	0	0.00000	0
Col_interna	0	0	0	0	0.00000	0
CONC138	0	0	0	0	0.00000	0
CONO138	1.3667	1	1/31/2010	11.08	0.09025	1.3667
COTO	0	0	0	0	0.00000	0
CUENC138	1.07	2	2010	11.25	0.17778	0.535
DCER230	0	0	0	0	0.00000	0
DELSI138	0	0	0	0	0.00000	0
DPER13_8	0	0	0	0	0.00000	0
DPER138	1.35835	-	2010	11.25	7.843E-05	1.35835
DURA230	0	0	0	0	0.00000	0
EESP138	0	0	0	0	0.00000	0
ELEC138	0.98	1	2010	11.25	0.08889	0.98
ESCL230	0	0	0	0	0.00000	0
ESME13_8	0	0	0	0	0.00000	0
ESME138	0.27	1	2010	11.25	0.08889	0.27
ESME230	0	0	0	0	0.00000	0
GUAL138	0.22	1	1/5/2016	4.83	0.20704	0.22
GUALACEO138	0.22	1	6/20/2012	8.69	0.11507	0.22

HTOP13_8	0	0	0	0	0.00000	0
HTOP138	0	0	0	0	0.00000	0
IBAR138	0.4	1	2010	11.25	0.08889	0.4
INGA230	0	0	0	0	0.00000	0
INGA500	0	0	0	0	0.00000	0
JAMO230	0	0	0	0	0.00000	0
JARA13_8	0	0	0	0	0.00000	0
JARA138	1.2167	4	8/18/2012	8.53	0.46893	0.304175
LAPAZ138	0	0	0	0	0.00000	0
LOJA138	0.22	1	2010	11.25	0.08889	0.22
LORE138	0	0	0	0	0.00000	0
MACH138	1	2	2010	11.25	0.17778	0.5
MACH230	0	0	0	0	0.00000	0
MACH69	0.0167	1	2010	11.25	0.08889	0.0167
Machala 13.8	0	0	0	0	0.00000	0
MAND13_8	0	0	0	0	0.00000	0
MAND230	0	0	0	0	0.00000	0
MAZA13_8	0	0	0	0	0.00000	0
MAZA230	0	0	0	0	0.00000	0
MILA138	0	0	0	0	0.00000	0
MILA230	0.0833	1	2010	11.25	0.08889	0.0833
MOLI138	0	0	0	0	0.00000	0
MOLI230	0.069092	-	2010	11.25	2.245E-06	0.06909173
MOLIAB13_8	0	0	0	0	0.00000	0
MOLIC13_8_1	0	0	0	0	0.00000	0
MONT138	0.15	1	8/18/2012	8.53	0.11723	0.15
MSF13.8	0	0	0	0	0.00000	0
MSF230	0	0	0	0	0.00000	0
MULA138	0.9833	4	2010	11.25	0.35556	0.245825
NORM13_8	0	0	0	0	0.00000	0
NORM230	0	0	0	0	0.00000	0
NPROS138	0	0	0	0	0.00000	0
OREL138	0	0	0	0	0.00000	0
PASC138	1.95	6	2010	11.25	0.53333	0.325
PASC230	0.162462	-	2010	11.25	5.864E-07	0.162461538
PNAPO138	0	0	0	0	0.00000	0
POLI138	0	0	0	0	0.00000	0
POMA138	0	0	0	0	0.00000	0
POMA230	1.462704	-	2010	11.25	0.0001713	1.462704165
POMQ138	0	0	0	0	0.00000	0
PORT138	1.5333	2	2010	11.25	0.17778	0.76665
POSO138	0	0	0	0	0.00000	0
PUCA13_8	0	0	0	0	0.00000	0
PUCA138	0	0	0	0	0.00000	0
PUSUI13_8	0	0	0	0	0.00000	0
PUSUI138	0	0	0	0	0.00000	0
PUSUII13_8	0	0	0	0	0.00000	0

PUSUI138	0	0	0	0	0.00000	0
PUYO138	0	0	0	0	0.00000	0
QUEV138	0	0	0	0	0.00000	0
QUEV230	0.235	-	2010	11.25	8.478E-07	0.235
QUIN138	0	0	0	0	0.00000	0
RIOB230	0	0	0	0	0.00000	0
SALE138	0	0	0	0	0.00000	0
SALI138	0	0	0	0	0.00000	0
SANT138	0	0	0	0	0.00000	0
SBAR13_8	0	0	0	0	0.00000	0
SBAR230	0	0	0	0	0.00000	0
SDOM138	0.0667	1	2010	11.25	0.08889	0.0667
SDOM230	0.844673	-	2010	11.25	9.29E-06	0.844672919
SELE138	0.0833	1	2010	11.25	0.08889	0.0833
SELE34_5	0	0	0	0	0.00000	0
SFRA13_8	0	0	0	0	0.00000	0
SFRA230	0	0	0	0	0.00000	0
SGRE138	0	0	0	0	0.00000	0
SGRE230	0	0	0	0	0.00000	0
SOPLA13_8	0	0	0	0	0.00000	0
SOPLA230	0	0	0	0	0.00000	0
SRAF230	0.8917	-	5/31/2017	3.75	1.287E-05	0.8917
SRAF500	0.0833	1	1/31/2016	5.08	0.19685	0.0833
SROS138	1.2166	3	2010	11.25	0.26667	0.405533333
SROS230	0.03667	1	2010	11.25	0.08889	0.03667
TENA138	0	0	0	0	0.00000	0
TISA500	0	0	0	0	0.00000	0
TOPO138	0	0	0	0	0.00000	0
TOTO138	0	0	0	0	0.00000	0
TOTO230	0	0	0	0	0.00000	0
TRIN13_8	0	0	0	0	0.00000	0
TRIN138	0	0	0	0	0.00000	0
TRINI230	0	0	0	0	0.00000	0
VICE138	1.5	3	2010	11.25	0.26667	0.5
YANAC138	0.37	1	1/17/2016	5.12	0.19531	0.37
ZHOR230	0	0	0	0	0.00000	0

Tabla C.3: Datos de Confiabilidad de Transformadores

Elemento	Horas Indisponibilidad	Número de Fallas	Fecha de inicio OP.	Fecha [horas]	FF_Trafos [1/a]	HRep_Trafos [h]
T_AGOY	0	0	0	0	0	0
T_BABA	0	0	0	0	0	0
T_CCS_U1(1)	0	0	0	0	0	0
T_CESM	0	0	0	0	0	0

T_CHOR_ATI	0.1667	1	3/23/2017	3.93	0.25445293	0.1667
T_CHOR_ATJ	3137.05	2	3/23/2017	3.93	0.50890585	1568.525
T_DPER_U1	0	0	0	0	0	0
T_ESME	0.3667	1	2010	11.25	0.08888889	0.3667
T_JARA	0	0	0	0	0	0
T_MAND	0	0	0	0	0	0
T_MAZA_U1(1)	0	0	0	0	0	0
T_MISF_U2	0	0	0	0	0	0
T_NORM	0	0	0	0	0	0
T_PASC_ATT	19.4332	11	2010	11.25	0.97777778	1.766654545
T_PASC_ATU	0.4667	1	2010	11.25	0.08888889	0.4667
T_PAUT_U1(1)	0	0	0	0	0	0
T_PAUT_U6(1)	0	0	0	0	0	0
T_POMA_ATT	0	0	0	0	0	0
T_POMA_ATU	0.3	1	2010	11.25	0.08888889	0.3
T_PUCA	0	0	0	0	0	0
T_PUSU_I	38.0333	13	2018/12	2.25	5.77777778	2.925638462
T_PUSU_II	45.5	13	2018/12	2.25	5.77777778	3.5
T_QUEV	5.3167	2	2010	11.25	0.17777778	2.65835
T_SBAR	1.7167	4	2015/03	6	0.66666667	0.429175
T_SDOM_ATT	7.1834	4	12/20/2014	6.19	0.64620355	1.79585
T_SDOM_ATU	4.3667	6	2010	11.25	0.53333333	0.727783333
T_SEL2	0	0	0	0	0	0
T_SFRA	0	0	0	0	0	0
T_SGRE	8.2833	2	6/7/2010	10.73	0.18639329	4.14165
T_SOPL_U1	0	0	0	0	0	0
T_SRAF_ATH	21.8666	3	4/30/2017	3.83	0.78328982	7.288866667
T_SROS	0	0	0	0	0	0
T_SROS_ATT	0.7	2	2010	11.25	0.17777778	0.35
T_SROS_ATU	22.0833	5	2010	11.25	0.44444444	4.41666
T_TOPO	0	0	0	0	0	0
T_TOTO_ATT	0.1333	1	2010	11.25	0.08888889	0.1333
T_TRIN	0	0	0	0	0	0
T_TRIN_ATT	0.2333	1	2010	11.25	0.08888889	0.2333
T_INGA_ATH	0.1667	1	7/1/2016	4.66	0.21459227	0.1667
T_MACH_ATQ	0	0	0	0	0	0
T_MACH_TRK	9.2667	8	2010	11.25	0.71111111	1.1583375
T_MILA_ATU	3.7166	4	2010	11.25	0.35555556	0.92915
T_MOLI_AT1	17.5668	4	2010	11.25	0.35555556	4.3917
T_DELSI	0	0	0	0	0	0

# ANEXO D

## Flujo de carga y Resultados de los Índices del sistema

Figura D.1: Flujo de Carga de la Demanda Mínima Hidrología Lluviosa

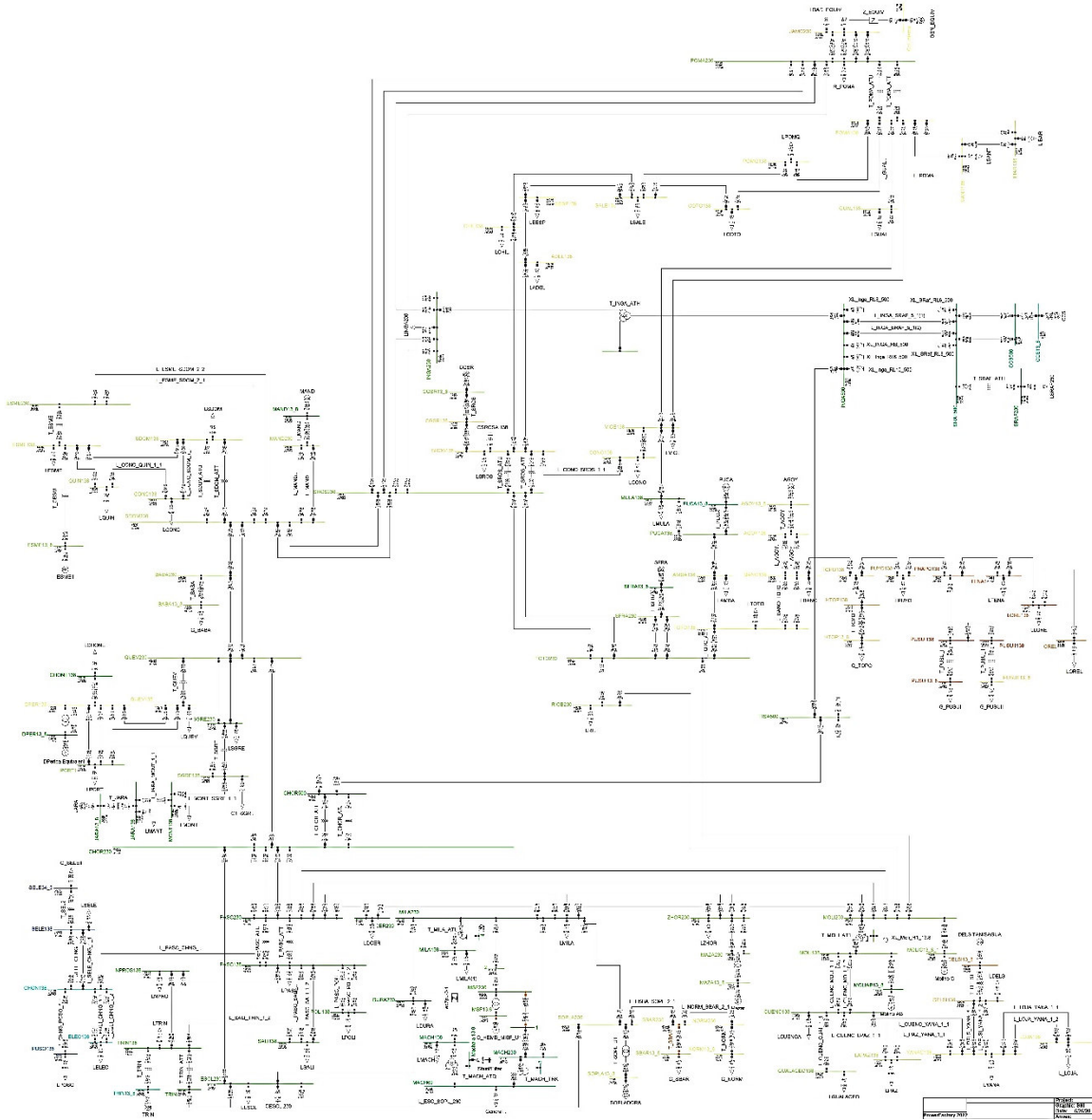


Tabla D.1: Resultados de la Demanda Mínima Hidrología Lluviosa

Study Case: P2 LL D1		Annex:	/ 1
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	0.564292	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	0.965236	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	0.309	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	0.548	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9999646943	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0000353057	
Energy Not Supplied	: ENS =	518.869	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	7.983	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	106.345	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000	MUSD/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000	USD/kWh
System energy shed	: SES =	29.850	MWh/a



Figura D.2: Flujo de Carga de la Demanda Mínima Hidrología Seca

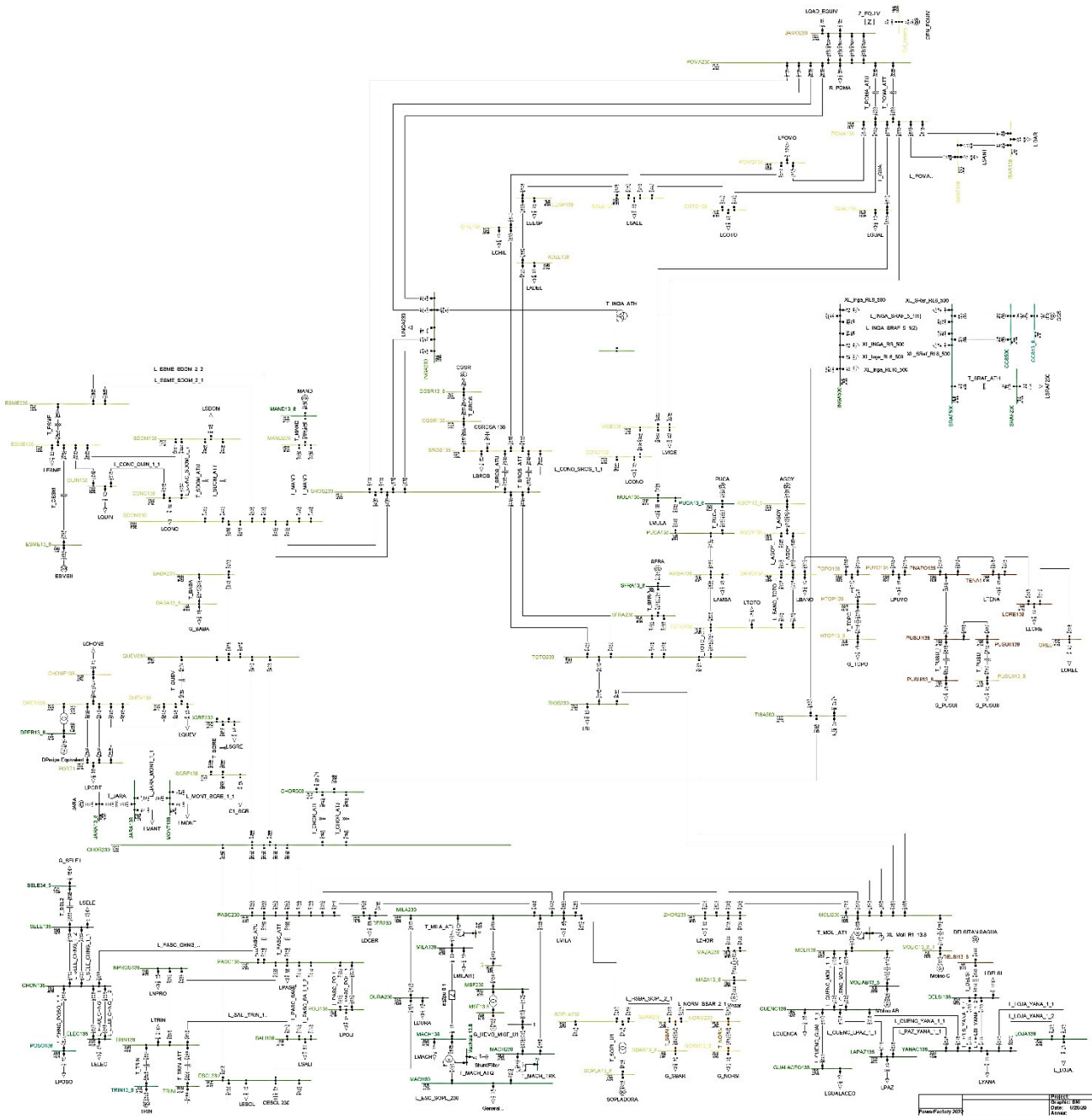


Tabla D.2: Resultados de la Demanda Mínima Hidrología Seca

Study Case: P3 Seco D1		Annex:	/ 1
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	0.688468	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	0.877459	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	0.228	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	0.332	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9999739435	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0000260565	
Energy Not Supplied	: ENS =	400.158	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	6.156	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	31.208	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000	MUSD/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000	USD/kWh
System energy shed	: SES =	0.000	MWh/a

Figura D.3: Flujo de Carga de la Demanda Máxima Hidrología Lluviosa

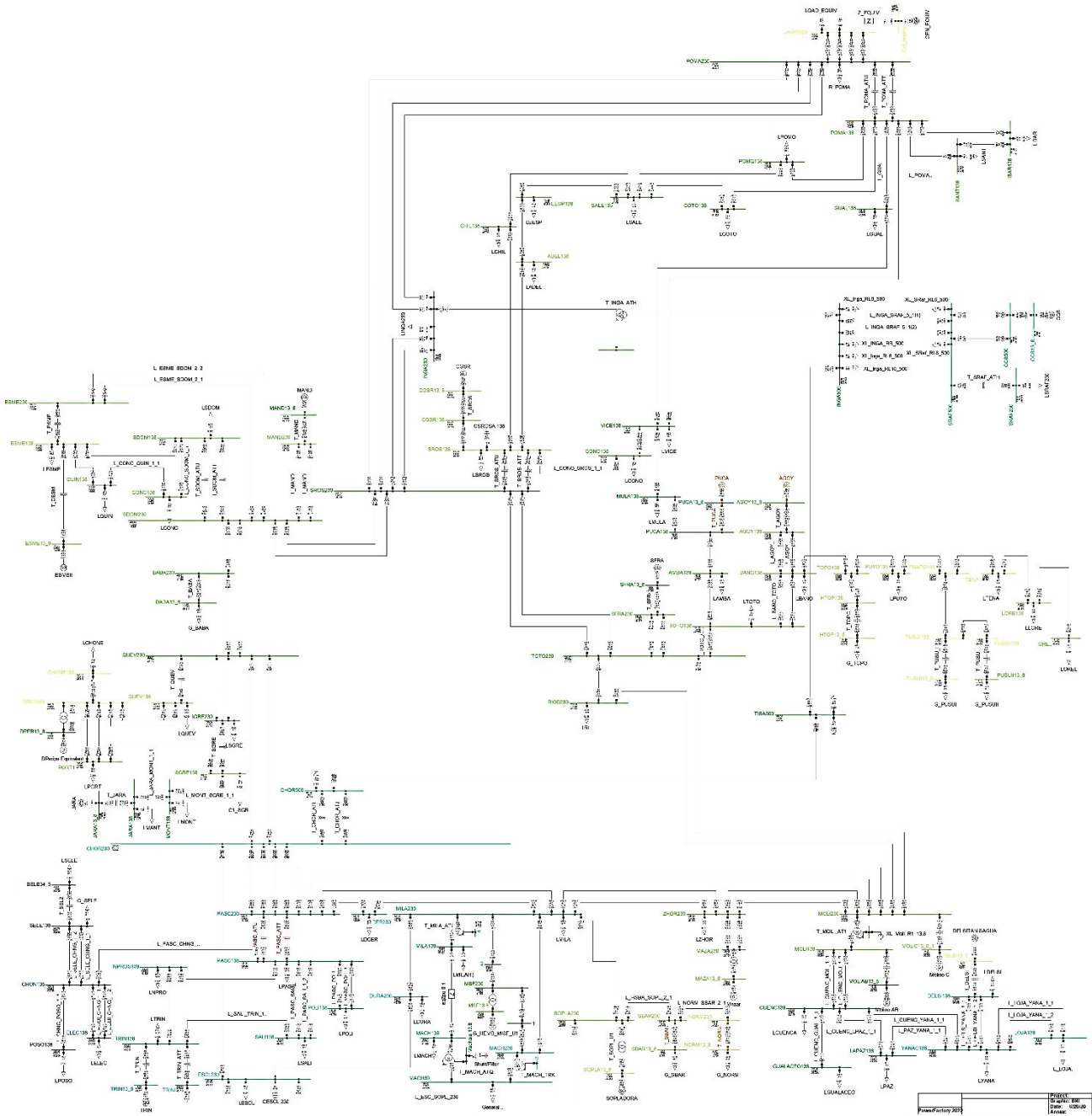


Tabla D.3: Resultados de la Demanda Máxima Hidrología Lluviosa

Study Case: P4 LL D2		Annex:	/ 1
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	0.725906	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	1.179598	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	0.956	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	1.317	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9998908758	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0001091242	
Energy Not Supplied	: ENS =	3594.483	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	55.300	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	705.006	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000	MUSD/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000	USD/kWh
System energy shed	: SES =	2976.232	MWh/a

Figura D.4: Flujo de Carga de la Demanda Máxima Hidrología Seca

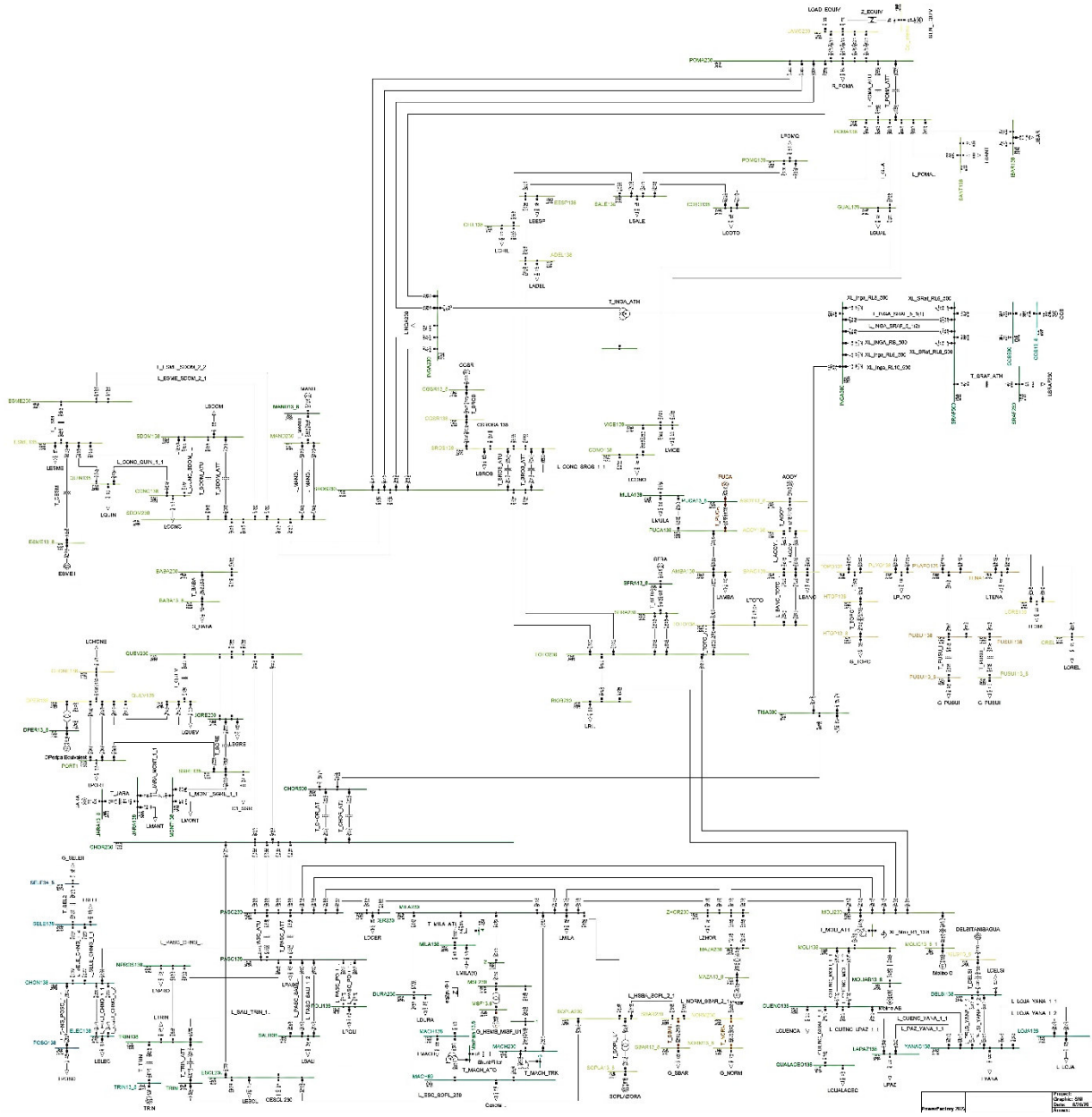


Tabla D.4: Resultados de la Demanda Máxima Hidrología Seca

Study Case: P5 Seco D2		Annex:	/ 1
System Average Interruption Frequency Index	: SAIFI =	0.601355	1/Ca
Customer Average Interruption Frequency Index	: CAIFI =	1.028634	1/Ca
System Average Interruption Duration Index	: SAIDI =	0.330	h/Ca
Customer Average Interruption Duration Index	: CAIDI =	0.550	h
Average Service Availability Index	: ASAI =	0.9999622769	
Average Service Unavailability Index	: ASUI =	0.0000377231	
Energy Not Supplied	: ENS =	709.111	MWh/a
Average Energy Not Supplied	: AENS =	10.909	MWh/Ca
Average Customer Curtailment Index	: ACCI =	145.431	MWh/Ca
Expected Interruption Cost	: EIC =	0.000	MUSD/a
Interrupted Energy Assessment Rate	: IEAR =	0.000	USD/kWh
System energy shed	: SES =	240.187	MWh/a