

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD ESTÁTICA DEL SISTEMA
ELÉCTRICO DE POTENCIA CONSIDERANDO EL ANÁLISIS DEL
RIESGO**

**DEFINICIÓN DE UN CRITERIO DE SEVERIDAD DE LAS
CONTINGENCIAS Y CATEGORIZACIÓN SEGÚN SU RIESGO
USANDO EL CRITERIO DE LA MATRIZ DE RIESGO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

KEVIN OMAR MONDRAGÓN LLANGA

kevin.mondragon@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR.ING.- JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA

jaime.cepeda@epn.edu.ec

Quito, febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, KEVIN OMAR MONDRAGÓN LLANGA declaro que el trabajo de integración curricular 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.

KEVIN OMAR MONDRAGÓN LLANGA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por KEVIN OMAR MONDRAGÓN LLANGA, bajo mi supervisión.

JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

KEVIN OMAR MONDRAGÓN LLANGA

DR. JAIME CRISTÓBAL CEPEDA CAMPAÑA

DEDICATORIA

Dedico mi trabajo de titulación a mis padres Omar Mondragón y Jeaneth Llanga que han sido el pilar fundamental para poder alcanzar mis sueños y formarme como una persona de bien. A mis hermanos que me han apoyado a lo largo de mi vida académica. A mis familiares que por medio de un mensaje de aliento y su respaldo incondicional supieron estar siempre para mí. A Keyla por compartir tu tiempo conmigo y por tu sincero amor, me has acompañado en este largo camino y anhelo estar cuando cumplas el tuyo. A mis amigos que he hecho a lo largo de mi vida académica por todos los buenos recuerdos. Gracias.

Kevin Omar Mondragón Llanga

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la vida y guiar mi camino para poder cumplir los objetivos que me he propuesto y seguir adelante para perseguir mis siguientes metas.

Quiero agradecer a mis padres por el infinito amor y el respaldo que me han dado, por todos sus consejos y enseñanzas, espero haberles correspondido con todo mi esfuerzo y cariño. A mis hermanos por ser los compañeros de vida y estar para mí siempre. A mis abuelos, tíos y primos por ser la otra parte de mi vida que siempre mostró su interés y apoyo en mí. A mi novia por permanecer siempre a mi lado y por ser mi lugar de paz cuando más lo necesitaba.

Expreso un especial agradecimiento a mi director de tesis, Dr. Jaime Cepeda Campaña, por su ávida manera de entregar sus conocimientos a lo largo de mi formación académica, así como también, por ser el velador de que el presente trabajo de titulación sea culminado con éxito.

Mi más sincero agradecimiento al Dr. Marlon Chamba, Dr. Diego Echeverría y a la Subgerencia de Investigación y Desarrollo de CENACE, por brindarme las herramientas necesarias para poder elaborar mi trabajo de integración, y también, por la ayuda desinteresada para solventar mis dudas y afianzar mi conocimiento.

Un agradecimiento a la empresa DlgSILENT GmbH, por brindarnos la Licencia-Tesis de PowerFactory para la ejecución de este trabajo de integración.

A mis amigos y compañeros por el apoyo brindado dentro y fuera de la universidad y por todos los buenos momentos que llevaré conmigo siempre.

A la Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica y todo el personal docente y administrativo, por el conocimiento entregado a lo largo de mi vida académica.

Kevin Omar Mondragón Llanga

ÍNDICE DE CONTENIDO

Resumen	1
Abstract	2
1 INTRODUCCIÓN	3
1.1 Objetivo General	4
1.2 Objetivos Específicos	4
1.3 Alcance	4
1.4 Marco Teórico	6
1.4.1 Generalidades del SEP	6
1.4.2 Sistema Nacional Interconectado (SNI)	6
1.4.3 Confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia	7
1.4.4 Evaluación de la seguridad estática (Static Security Assessment)	9
1.4.5 Análisis de contingencias	12
1.4.6 Severidad de una contingencia en la seguridad del sistema eléctrico de potencia	13
1.4.7 Índices de severidad	14
1.4.8 Matriz de riesgo	17
1.4.9 Inferencia Difusa	18
2 METODOLOGÍA	21
2.1 Obtención de los índices de severidad	23
2.1.1 Obtención de la energía no suministrada	23
2.1.2 Cálculo del índice de funcionamiento para contingencias de potencia activa	23
2.1.3 Cálculo del índice de funcionamiento para contingencias de voltaje	24
2.2 Implementación de la inferencia difusa sobre los índices de severidad	25
2.2.1 Funciones de membresía	26
2.2.2 Reglas difusas IF-THEN	32
2.3 Tratamiento del ranking de probabilidad	34
3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	35

3.1	Análisis sobre la tasa de interrupción forzada	35
3.1.1	Escenario Demanda Mínima – Hidrología seca	36
3.1.2	Escenario Demanda Mínima – Hidrología lluviosa	38
3.1.3	Escenario Demanda Máxima – Hidrología seca	41
3.1.4	Escenario Demanda Máxima – Hidrología lluviosa	44
3.2	Análisis sobre el índice de la frecuencia promedio de interrupción del sistema	47
3.2.1	Escenario Demanda Mínima – Hidrología seca	48
3.2.2	Escenario Demanda Mínima – Hidrología lluviosa	49
3.2.3	Escenario Demanda Máxima – Hidrología seca	51
3.2.4	Escenario Demanda Máxima – Hidrología lluviosa	52
3.3	Análisis de resultados	54
3.3.1	Tasa de interrupción forzada	54
3.3.2	Índice de la frecuencia promedio de interrupción del sistema	56
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	58
4.1	Conclusiones	58
4.2	Recomendaciones	59
5	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
6	ANEXOS	I

RESUMEN

En un sistema de potencia, la severidad de las contingencias es un concepto muy importante de analizar, ya que, está relacionado con el estudio sobre los fenómenos que causa la salida de componentes dentro del sistema y el impacto que pueda tener dentro de la operación normal. Al estar la severidad relacionada con el impacto de la perturbación en el sistema, ésta se puede analizar con diferentes indicadores, tales como: el costo de reparación del elemento, la energía no suministrada, la duración del mantenimiento, el incumplimiento del criterio N-1, o el incumpliendo de un límite técnico, entre otros. La severidad de las contingencias estaría relacionada con la ocurrencia de colapsos, la inestabilidad del sistema, sobrecarga en los elementos, salida de carga, etc.

A partir de lo mencionado, resulta importante determinar un mecanismo para valorar la severidad de una contingencia, como parte de la evaluación de la seguridad estática del sistema de potencia. Esta valoración permitirá determinar aquellas contingencias que resulten ser críticas en la operación del sistema. Para esto, en base a la definición de un criterio de severidad de contingencias, se determinará un modelo para categorizar la magnitud del impacto de las contingencias, el cual además se base en la probabilidad de que suceda una falla en un elemento del sistema o qué tan probable es que falle en operación.

PALABRAS CLAVE: Matriz de riesgo, índices de severidad, Sistema Nacional Interconectado, lógica difusa, análisis de contingencias, ranking de severidad.

ABSTRACT

In a power system, the severity of contingencies is a very important concept to analyze, as it is related to the study of phenomena causing the removal of components within the system and the potential impact on normal operation. Since severity is linked to the disturbance's impact on the system, it can be analyzed using various indicators such as the repair cost of the element, energy not supplied, maintenance duration, non-compliance with the N-1 criterion, or the violation of a technical limit, among others. Severity of contingencies is associated with events like system collapses, system instability, element overload, load shedding, etc.

Based on the aforementioned, it is important to establish a mechanism for assessing the severity of a contingency as part of evaluating the static security of the power system. This assessment will help identify contingencies critical to the system's operation. To achieve this, a model for categorizing the magnitude of the impact of contingencies will be determined, based on the definition of a contingency severity criterion. This model will also consider the probability of a failure occurring in a system element or how likely it is to fail during operation.

KEYWORDS: Risk matrix, severity indices, National Interconnected System, fuzzy logic, contingency analysis, severity ranking.

1 INTRODUCCIÓN

El funcionamiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) es bastante complejo, debido a que un cambio en los parámetros del sistema, puede afectar significativamente al resto de variables con las que interactúa, es por esto que un cambio imprevisto dentro del sistema puede causar un gran impacto con el que puede traer colapsos y problemas que deben ser estudiados en la planificación del SEP y ponerlos en marcha en la operación del mismo [1].

Un tema que va muy ligado a que un sistema sea confiable es el factor económico, ya que si en la planificación se tuvo una baja inversión el sistema puede ser poco confiable, tendiendo a fallas en los elementos que a la larga podría traer costos de reparación elevados, y un caso contrario, si se tiene una sobreinversión podría conllevar a tener costos operativos elevados que se vería afectado en la tarifa del usuario final. Por esto es que la confiabilidad del sistema de potencia siempre ha sido analizada desde el factor técnico-económico para la cual se han establecido criterios que deben cumplir los sistemas eléctricos para alcanzar con los aspectos económicos y de confiabilidad, uno de ellos es cumplir con el criterio N-1, el cual consiste en analizar la interrupción de un solo elemento del sistema eléctrico y realizar una valoración del grado de seguridad que ofrece el sistema ante aquellas perturbaciones. Sin embargo, en la gran mayoría de casos no se puede cumplir con este criterio debido que, para que el sistema sea más confiable se debe construir o instalar más equipos que sean capaz de entrar en operación cuando uno falle.

Por esta razón, el proyecto va enfocado a suavizar el criterio N-1 considerando la probabilidad de ocurrencia de falla comparado con la severidad y el impacto que tiene la salida de cualquier elemento del sistema, con algunos indicadores como energía no suministrada, cargabilidad de transformadores y líneas de transmisión, límites de voltajes en las barras y variación de potencia reactiva de los generadores, de esta manera se puede clasificar estos eventos dentro de una matriz de riesgo en la cual, indicará si ese evento necesita

forzosamente cumplir con el criterio N-1 o no necesariamente.

1.1 Objetivo General

El objetivo general del presente proyecto es:

Determinar la severidad de una contingencia en base al criterio de la matriz de riesgos y formular una metodología para suavizar el criterio del análisis de contingencias N-1 en base a la probabilidad de ocurrencia de la contingencia y la severidad que conlleva la salida de ese elemento.

1.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos del presente proyecto son:

- Identificar los riesgos potenciales de aquellas contingencias con mayor probabilidad de ocurrencias y definir un criterio de severidad.
- Evaluar el impacto potencial de cada riesgo identificado a través de un ranking basado en el criterio de severidad previamente definido.
- Definir una matriz de riesgo que relacione la probabilidad de ocurrencia con el criterio de severidad.
- Realizar simulaciones para analizar las contingencias críticas a través de la matriz de riesgo definida.

1.3 Alcance

En el proyecto se desarrollará una metodología, en base a la matriz de riesgos, fundamentada en los resultados de un análisis probabilístico de falla de los elementos del Sistema Nacional Interconectado (análisis de confiabilidad del sistema), que permita valorar de forma conjunta la severidad de la perturbación con su probabilidad de ocurrencia. De esta manera, se estructurará un concepto menos estricto para el análisis de contingencias N-1, en donde, en base a la probabilidad de falla de un elemento del SEP y su severidad, se

determinará si ante esa contingencia, resulta o no indispensable garantizar el cumplimiento estricto del criterio N-1, como se especifica en el concepto tradicional.

Para el desarrollo del proyecto se va a tomar como un punto de partida el ranking de contingencias más probables, resultado de un análisis previo de confiabilidad en base a los datos probabilísticos proporcionados por el Operador Nacional de Electricidad CENACE. Posteriormente, el proyecto se va a enfocar en desarrollar un ranking de severidad para categorizar con un criterio adecuado todas las contingencias del SNI. En este sentido, el proyecto parte de los resultados de un estudio previo de confiabilidad, en donde se determinen los índices de probabilidad, ya que se va a tomar como punto de partida estos datos como comprobados y confiables. Para esto, se usa como referencia el trabajo previamente realizado por [2], en donde se realiza el análisis de confiabilidad del SNI, al cual se le debe añadir el análisis de severidad que se desarrollará en este proyecto. El análisis de confiabilidad presentado en [2] tiene una limitación, ya que, se lo realiza en un periodo de 11 años, es decir, que no se actualiza la información de confiabilidad para futuros proyectos. Por este motivo, para actualizar la información en cualquier instante, se procede a usar scripts que contengan la base de datos de la red, y de esta manera, se puede realizar el análisis de confiabilidad para cualquier instante de tiempo, ya que la base de datos se puede ir actualizando con la información que ingrese el usuario, en este caso, se puede actualizar la tasa de fallas y las tasas de reparación de los elementos.

Después de haber definido adecuadamente el ranking de severidad se procederá a realizar una propuesta metodológica que permita considerar los dos estudios y extrapolarlos a la matriz de riesgo de forma tal de determinar un indicador cualitativo de riesgo para cada contingencia crítica.

Cabe mencionar que el indicador cualitativo a ser definido se va a encontrar dentro de un rango donde puede ubicarse una contingencia aleatoria, por lo que el proyecto solo presentará un indicador de la severidad del daño con una cierta probabilidad. En proyectos futuros, este indicador se lo podría extrapolar con índices cuantitativos que permitan tener una apreciación más exacta del evento.

1.4 Marco Teórico

1.4.1 Generalidades del SEP

Los sistemas eléctricos de potencia convencionalmente están compuestos con instalaciones de generación las cuales producen la energía eléctrica para poder abastecer a los consumidores mediante una red compleja, los que incluyen líneas de transmisión y transformadores [3]. En Ecuador, el sistema de potencia se denomina el Sistema Nacional Interconectado (SNI), la cual posee diversas entidades eléctricas. La entidad estratégica encargada de la operación y planificación del SNI es el Operador Nacional de Electricidad CENACE, el responsable de la transmisión de energía en todo el país es TRANSELECTRIC, la propietaria de los sistemas de transmisión y las centrales de mayor capacidad es CELEC EP, la entidad reguladora que supervisa y controla el sector eléctrico es la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables ARCERNNR [4].

Según el informe anual de CENACE del año 2022, Ecuador produjo 28684.62 GWh de energía neta, un 2.9% más que en 2021. La mayor parte de la producción se generó en base fuentes hidroeléctricas con un 85.3%, le siguen las fuentes termoeléctricas con un 12%, no convencionales con un 1.2% e importadas con 1.5%, por lo tanto, la producción hidroeléctrica fue de 24499.54 GWh, la termoeléctrica de 3393.35 GWh, la no convencional de 325.90 GWh y la importada de 465.30 GWh [5]. Las cifras muestran que Ecuador sigue siendo un país con una fuerte dependencia de las fuentes hidroeléctricas para la producción de energía. Sin embargo, en los últimos años el aumento de la producción termoeléctrica y no convencional es un indicador de que el país está diversificando su matriz energética.

1.4.2 Sistema Nacional Interconectado (SNI)

Según la Regulación Nro. ARCERNNR-004/20 de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables el Sistema Nacional Interconectado se define como, *“el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica, no incluye la distribución de electricidad”* [6].

La responsabilidad de planificar y operar el Sistema Nacional Interconectado recae en CENACE. Entre las funciones principales de CENACE se encuentran la planificación de la operación a largo, mediano y corto plazo con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica, teniendo en cuenta criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y minimización de costos [6].

Además, CENACE lleva a cabo la Programación Operativa Semanal, coordina la ejecución de mantenimientos en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), ejecuta el despacho económico horario programado y supervisa la operación en tiempo real del SEP. Asimismo, realiza análisis eléctricos y energéticos necesarios para asegurar la operación de acuerdo con las normativas aplicables [6].

1.4.3 Confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia

La confiabilidad del sistema eléctrico de potencia se define como la probabilidad de que un elemento del sistema ejecute su función de manera adecuada durante el periodo de tiempo programado bajo condiciones operativas. La confiabilidad del SEP se fundamenta en cuatro conceptos básicos: probabilidad, tiempo, rendimiento adecuado y condiciones de operación [7].

La probabilidad es el primer indicador de adecuación del sistema, ya que ofrece un valor numérico para la evaluación de confiabilidad, mientras que los otros conceptos se basan en criterios de operativos y de funcionamiento del sistema. En un sistema es importante considerar el concepto de seguridad y adecuación. La adecuación en el SEP es la implementación de elementos dentro del sistema para poder satisfacer la demanda de los consumidores, estas instalaciones brindan confiabilidad ya que pueden generar energía a las redes de distribución, es decir, que la adecuación está relacionada con las condiciones en estado estable sin considerar las perturbaciones. Mientras que la seguridad está relacionada con la capacidad del sistema para responder ante perturbaciones, sin provocar daños a las sistemas de generación y transmisión [1][7].

1.4.3.1 Confiabilidad en sistemas de generación, transmisión y distribución

El análisis de la confiabilidad en el sistema eléctrico es realmente complejo, debido a que se necesita de un esfuerzo computacional elevado para poder tener un análisis exhaustivo

del sistema como una sola unidad. Por esta razón, para realizar el análisis de confiabilidad en el sistema se suele dividir en subsistemas adecuados, de esta manera se puede obtener un análisis de confiabilidad para cada subsistema, en donde el esfuerzo computacional es menor y el manejo de los resultados serán más fácil de interpretar y de manejar. Por lo general, al sistema eléctrico se lo divide por: sistema de generación (incluye también el sistema de transmisión) y sistema de distribución [1]. En la Figura 1.1, se presenta el nivel jerárquico de operación.

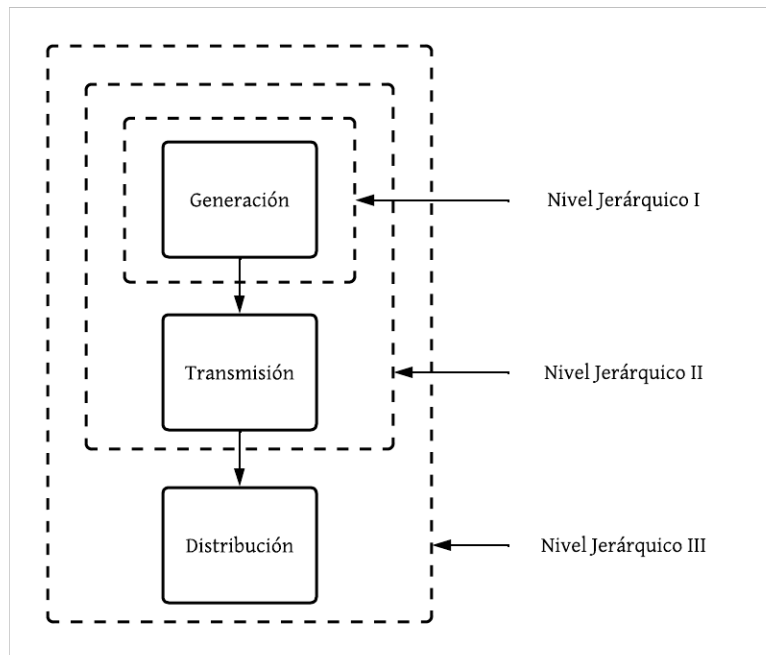


Figura 1.1: Nivel de jerarquía [1].

- **Nivel jerárquico I. Generación:** Para este nivel, las unidades generadoras se las modela como un componente equivalente, donde los índices se pueden usar en la evaluación de la confiabilidad y en la confiabilidad de la capacidad de generación. El modelo para el análisis de la capacidad de generación se lo realiza juntando todas las fuentes de generación y todas las cargas [1].
- **Nivel jerárquico II. Transmisión:** Para el nivel de transmisión, se modela las interconexiones y la generación que existe en cada sistema excluyendo las intraconexiones, de esta manera se evalúa la interacción entre la generación y transmisión [1].
- **Nivel jerárquico III. Distribución:** Para el nivel de distribución se evalúa la confiabilidad desde los puntos donde la red es suministrada y en alimentadores secundarios donde se conectan las cargas, se resalta que solo se considera la zona funcional de distribución [1].

1.4.4 Evaluación de la seguridad estática (Static Security Assessment)

La creciente integración de generación distribuida y la apertura de los mercados eléctricos están obligando a los sistemas eléctricos a operar más cerca de sus límites de seguridad. Por lo que, la seguridad eléctrica se define como la capacidad de un sistema para mantener un suministro ininterrumpido de energía, incluso en caso de fallas. En base a esta definición, la evaluación de la seguridad eléctrica se centra en cómo un punto específico de la red puede responder a diversas situaciones de emergencia [8].

En el pasado, la atención se ha centrado en minimizar los costos de operación. Sin embargo, es importante enfatizar que la seguridad del sistema también es esencial para la operación de un sistema de potencia. Las prácticas de seguridad están diseñadas para mantener el sistema operativo en caso de fallas en los componentes, como la pérdida de una unidad generadora o una línea de transmisión, por lo que, mantener una reserva de recurso adecuada y ajustar los flujos de transmisión son aspectos clave para garantizar que el sistema pueda manejar las contingencias sin interrupciones significativas. Para que un sistema eléctrico sea confiable, debe tener un margen de seguridad suficiente para mantener el suministro de energía en caso de fallas. La evaluación de la seguridad de los sistemas eléctricos se puede dividir en dos tipos: determinista y probabilística. La evaluación determinista se centra en los criterios de seguridad que deben cumplirse para garantizar que el sistema pueda operar de manera segura en caso de fallas. La evaluación probabilística, por otro lado, considera la probabilidad de que ocurran diferentes contingencias y analiza la seguridad del sistema en función de esa probabilidad [8][9].

1.4.4.1 Control del sistema de potencia

La principal función del sistema de potencia es poder transformar la energía de las fuentes convencionales o de combustibles en energía eléctrica para ser entregada a los diferentes puntos de los consumidores. Una de las ventajas de la transformación de la energía eléctrica es que es relativamente fácil de controlar y transportar con una eficiencia y confiabilidad muy alta, sin embargo, se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones [3]:

- El sistema de potencia debe ser capaz de sustentar de manera continua el intercambio

entre demanda y generación.

- El sistema debe suministrar la energía al menor costo posible y con el mínimo impacto ambiental.
- La calidad de la energía eléctrica debe cumplir los estándares y regulaciones, entre los que se encuentra: límites de voltaje, frecuencia estable del sistema y niveles de confiabilidad.

1.4.4.2 Definición de los estados del sistema

Existen dos casos específicos para definir los espacios de estado del sistema; en el primero no se considera las restricciones de la red y en el segundo si se las considera, como se muestra en la Figura 1.2.

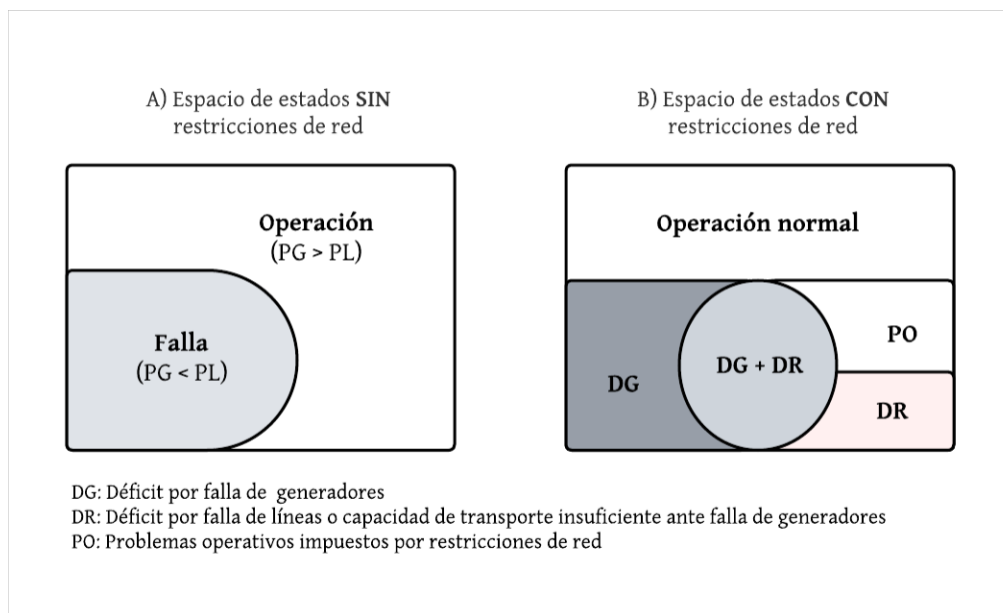


Figura 1.2: Estados del sistema de potencia [10].

Para el caso A) solo se considera el sistema de generación en donde su estado de falla es el déficit o falla que tenga alguna unidad generadora, mientras que para el caso B) el déficit de las unidades de generación está ligado por las restricciones de la red, ya sea por falla de transformadores o líneas de transmisión, lo cual puede desencadenar a problemas operativos impuestos por la red, como [10]:

- Incremento de los costos de generación en función a la planificación.

- Disminución de la seguridad del sistema.
- Sobrecarga de líneas de transmisión.
- Violación de los límites de voltaje en las barras.

Los problemas operativos mencionados pueden causar interrupciones de servicio, pero no de manera inmediata. Si no se corrigen, podrían provocar la activación de elementos de protección o maniobras por parte del operador del sistema, lo que podría provocar la interrupción del servicio [10].

1.4.4.3 Estados operativos del sistema de potencia

Para realizar el adecuamiento de la seguridad del sistema de potencia es importante analizar diferentes escenarios de operación, por lo que en la literatura tradicional se pueden distinguir 5 escenarios en los que se puede encontrar el sistema, como se muestra en la Figura 1.3.

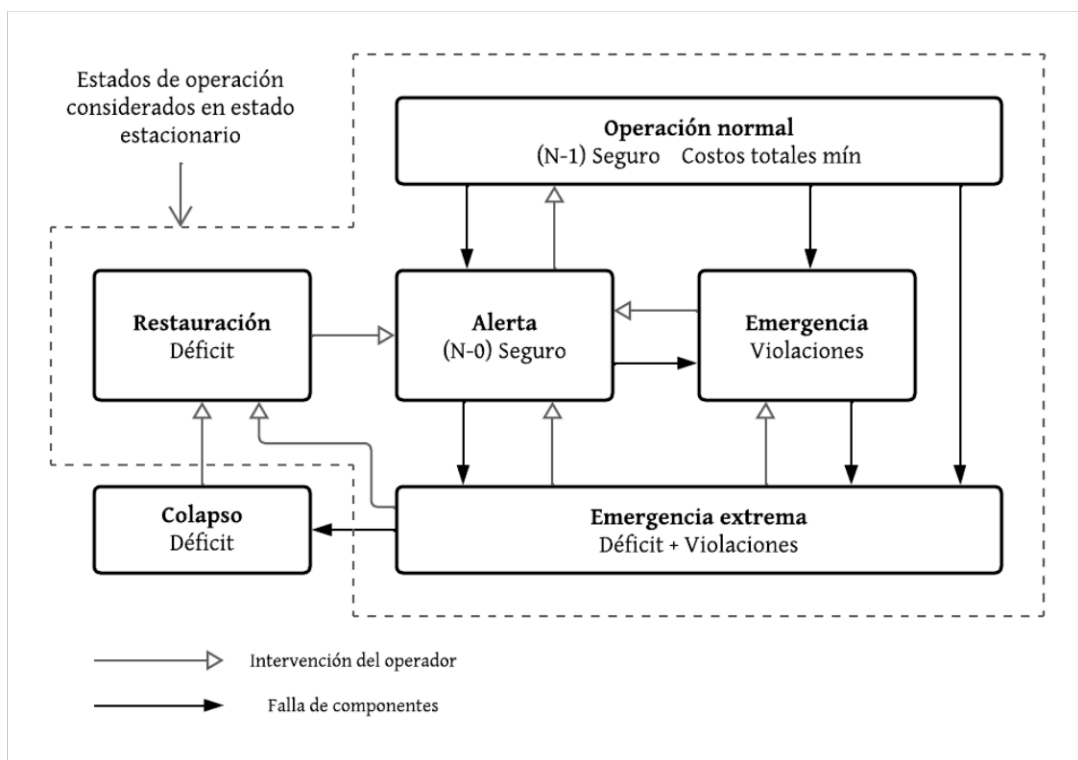


Figura 1.3: Estados operativos del SEP [10].

En el estado normal, las variables del sistema están dentro de los rangos establecidos y no existen sobrecargas en los elementos, además que si existe una contingencia el sistema es

capaz de permanecer dentro de los límites establecidos de voltaje y de cargabilidad. Puede haber transiciones en donde se puedan llevar del estado normal al estado de alerta o al de emergencia, esto puede suceder por la posibilidad de que las perturbaciones aumenten debido a cambios climáticos, entre otros. En el estado de alerta los voltajes siguen dentro de los límites permitidos, sin embargo, la capacidad de mantenerse dentro de los rangos admisibles ante una contingencia disminuye y es muy probable que cuando suceda, las variables ya no cumplan con el criterio N-1, por lo que al ocurrir un disturbio en el sistema y no cumple con los límites establecidos existe una transición al estado de emergencia, o si es una disturbio muy severo se puede pasar directamente al estado de emergencia extrema, en donde, el operador al detectar un estado no deseado, debe tomar medidas para restaurar la seguridad del sistema y prepararlo para futuras contingencias. Entre las medidas que puede optar el operador son el accionamiento de reserva de rápido acceso (reserva fría o rodante disponible para regulación secundaria de frecuencia), en la región donde sea requerida y en los casos de sobrevoltajes o bajos voltajes en los que el operador no pueda realizar acciones de control adecuadas y rápidas, además deberá realizar desconexiones controladas de carga que permitan eliminar la violación y luego de restablecer la seguridad operativa con la reconexión de las cargas [3][10].

Estas contingencias podrían conducir a situaciones aún más graves, incluso al colapso del sistema. El colapso se encuentra fuera de los estados operativos debido a que no puede ser considerado dentro del cálculo cuasi estacionario de confiabilidad debido a que se necesita un análisis desde la perspectiva dinámica del sistema. En el estado de restauración son las acciones que toma el operador para tratar de llevar al sistema a un estado de alerta cumpliendo solo las restricciones de los límites de las variables y posterior una transición para llevar al estado normal donde cumple el criterio N-1 [10].

1.4.5 Análisis de contingencias

Una contingencia se define como el evento que provoca la salida de servicio de un componente de la red, ya sea por causas planificadas o imprevistas [11]. El análisis de contingencias es una herramienta esencial para los sistemas modernos de gestión de energía. Permite estimar rápidamente la estabilidad del sistema después de una interrupción. Para ello, se realizan cálculos eficientes del rendimiento del sistema a partir de un conjunto en condiciones simplificadas. El análisis de contingencias se utiliza como una herramienta pa-

ra el análisis off-line de los eventos de contingencia y como una herramienta online como ayuda para los operadores para poder apreciar cuales serían los efectos de futuras interrupciones. En ese sentido, la seguridad del SEP se la determina en base a la capacidad del sistema para resistir fallas en los equipos, por lo que, los elementos más débiles serán aquellos que presenten congestión o sobrecargas ante dicha contingencia. El análisis de contingencias consiste en simular cortes de una o más unidades generadoras e instalaciones de transmisión para indagar sus efectos sobre los voltajes en las barras y los flujos de potencia por las líneas. El enfoque más estándar y tradicional es realizar un análisis de contingencia única (N-1) [12][13]. Para el estudio, se ha realizado las siguientes contingencias:

- Salida de líneas de transmisión y transformadores.
- Pérdida de unidades de generación.
- Fallas en las barras.

Dichas contingencias van a producir sobrecargas en los elementos, variaciones en la potencia reactiva de los generadores, violación de los límites de voltajes en las barras, las cuales deben ser analizadas desde el punto de vista de que tan severo puedan ser estas contingencias en función de la probabilidad de ocurrencia.

1.4.6 Severidad de una contingencia en la seguridad del sistema eléctrico de potencia

La evaluación de la severidad de una contingencia en la seguridad del sistema eléctrico de potencia es de vital importancia en el análisis de la confiabilidad del SEP para la planificación operativa al realizar un análisis de contingencias. En la actualidad, esta planificación operativa está enfocada en realizar simulaciones fuera de línea para analizar diferentes contingencias en una variedad de escenarios operativos, de esta manera se determina las contingencias más críticas y establecer criterios adecuados de planificación. En este nivel de planificación se encuentran involucradas la salida de generación, las condiciones normales de carga, la indisponibilidad de los componentes de generación, el recurso para la generación de energía y las contingencias para las cuales se debe realizar una planificación [14].

Para el análisis de la severidad lo más común es realizar contingencias simples en los elementos del SEP, sin embargo, esto no queda exento de que puedan ocurrir contingencias múltiples o en cascada como en líneas de doble circuito, que por lo general al fallar salen las dos fuera de servicio o eventos en cascada debido a la naturaleza de la perturbación. Estos eventos en cascada o salidas compuestas de los elementos se las toma cuenta en el análisis de la seguridad del sistema eléctrico, más no para la planificación operativa [15].

1.4.7 Índices de severidad

Los índices de severidad cuantifican de manera relativa la severidad de una contingencia, en la literatura los índices principales para determinar qué tan crítica es una contingencia son: índice de funcionamiento para contingencias de voltajes (PIv) e índice de funcionamiento para contingencias de potencia activa (PIp). Sin embargo, para este trabajo se incluye también como un indicador la energía no suministrada. El objetivo de tener indicadores de severidad es que se pueda crear un ranking de las contingencias más críticas, en donde estos indicadores tienden a ser muy pequeños cuando no varían mucho en función del su estado operativo inicial y las variables del sistema como voltajes y cargabilidades se encuentran dentro de los límites operativos establecidos, caso contrario estos indicadores tienen valores elevados cuando está fuera de los rangos operativos [11].

En Ecuador, según la Regulación Nro. CONELEC-006/00 "Procedimientos de despacho y operación" para límites para voltajes en el sistema dice, *"En condiciones de operación normal, los voltajes en las barras de 138 kV y 230 kV no deberán superar las tolerancias establecidas en la Regulación vigente sobre Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM. En condiciones de emergencia o de maniobras, los voltajes no deberán superar una tolerancia de $\pm 10\%$ de su valor nominal."* Mientras que para cargabilidad de líneas dice, *"La máxima transferencia por las líneas de transmisión se considera como el menor valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica,"* y para cargabilidad de transformadores dice, *"Los límites de los transformadores en condiciones normales y de emergencia, deberán ser definidos por el propietario y validados por el CENACE. Los transformadores deberán ser operados sin sobrecarga en condiciones de operación normal."* [16].

1.4.7.1 Energía no suministrada

La energía no suministrada (*ENS*) se define como la cantidad de energía promedio que no es suministrada a las cargas del sistema en un intervalo de tiempo, por lo general un año, y se produce debido a una maniobra o contingencia, sus unidades son [MWh/año] [15][17]. La *ENS* se la calcula como:

$$ENS = \sum LPENS_i \quad [\text{MWh/año}] \quad (1.1)$$

En donde, la *LPENS* (energía no suministrada en los puntos de carga) es la cantidad total de energía que no se suministró a los puntos de carga del sistema [17].

1.4.7.2 Índice de funcionamiento para contingencias de potencia activa (*PIp*)

Este índice cuantifica el estado de sobrecarga de los transformadores y líneas de transmisión [11][13][18][19]. En base de los flujos de potencia, se define como:

$$PI_p = \sum_{i=1}^{nl} \left(\frac{W_{Li}}{2} \right) \left(\frac{P_i}{P_i^{max}} \right)^2 \quad (1.2)$$

En donde:

nl = número total de líneas y transformadores.

W_{Li} = Factor de ponderación para la línea o transformador i .

P_i = Flujo de potencia activa de la línea o transformador i .

P_i^{max} = Capacidad de la línea o transformador i .

El índice PI_p toma valores pequeños cuando la cargabilidad de las líneas de transmisión y transformadores están dentro de los rangos operativos y toma valores elevados cuando existe sobrecargas en los elementos mencionados. El factor de ponderación W_{Li} sirve para asignar un grado de importancia a una línea de transmisión o transformador, en donde se los puede categorizar por su nivel de voltaje o por la gravedad de la ausencia de ese elemento, sin embargo, para muchos casos de estudio se maneja con un una ponderación de $W_{Li} = 1$, considerando que todos los transformadores y líneas de transmisión tienen el

mismo peso [11][13][18][19].

1.4.7.3 Índice de funcionamiento para contingencias de voltaje (PIv)

Este índice cuantifica la deficiencia del sistema debido a la violación de los límites de voltajes en las barras [11][13][18][19]. La variación de los voltajes en las barras está directamente relacionada por la variación de la potencia reactiva producido por las unidades de generación, y en caso de una contingencia, la potencia reactiva puede extenderse hasta los límites permitidos, en donde al realizar un flujo de potencia, el cálculo de los voltajes en las barras debe considerar los límites de potencia reactiva de los generadores [18][19]. A partir de lo mencionado el índice se define como:

$$PI_v = \sum_{i=1}^{nb} \frac{W_{Vi}}{2} \left(\frac{|V_i| - |V_i|^{esp}}{\Delta V_i^{lim}} \right)^2 + \sum_{j=1}^{ng} \frac{W_{Qj}}{2} \left(\frac{Q_j}{Q_j^{max}} \right)^2 \quad (1.3)$$

En donde:

nb = Número de barras del sistema.

W_{Vi} =Factor de ponderación para la barra i .

$|V_i|$ =Magnitud de voltaje que existe en la barra i .

$|V_i|^{esp}$ =Magnitud de voltaje esperado en la barra i .

ΔV_i^{lim} =Máxima desviación de voltaje permitida para la barra i .

ng =Número de generadores del sistema.

W_{Qj} =Factor de ponderación para el generador j .

Q_j =Potencia reactiva generada en la barra j .

Q_j^{max} =Potencia reactiva máxima permitida para la barra j .

De esta manera se toma en cuenta el efecto de las unidades generadoras, penalizando cualquier violación de potencia reactiva, sin embargo, si solo se requiere la violación de los límites de voltajes en las barras, se puede dar una ponderación a W_{Qj} de cero [13]. Al producirse una contingencia que produzcan voltajes por fuera de los límites permitidos origina valores elevados de este índice de funcionamiento, mientras que si, la contingencia no es muy severa y el sistema permanece dentro de los límites operativos, el índice de

funcionamiento es pequeño. De igual manera los factores de ponderación W_{Vi} y W_{Qj} sirven para reflejar la importancia dentro del sistema de una barra o un generador, sin embargo, para el estudio, ambos factores se los puede emplear de la misma manera que el factor W_{Li} con un valor de uno [13][18][19].

En la literatura, en base a los indicadores de funcionamiento PI_p y PI_v se categorizan a las contingencias en función del índice de rendimiento general (OPI por sus siglas en ingles), el cual es la suma de los índices de funcionamiento, sin embargo, para el estudio a cada índice se lo analizará por separado [18][19].

$$OPI = PI_p + PI_v$$

1.4.8 Matriz de riesgo

La matriz de riesgo es una herramienta estructurada para el proceso de la evaluación del riesgo aplicada en la seguridad y gestión de proyectos. La matriz de riesgo determina el riesgo en base en dos elementos del evento que se intersecan: la probabilidad de que el evento ocurra y el impacto potencial del evento que tendrá dentro del sistema, facilitando la toma de decisiones y la implementación de medidas preventivas y correctivas [20][21]. Dependiendo de la escala de la severidad y la probabilidad de los eventos, tradicionalmente al riesgo se los puede catalogar como bajo, medio y alto, como se presenta en la Figura 1.4 [20]. Sin embargo, para el estudio a la probabilidad se la ha catalogado como nula, baja, media, alta y muy alta, mientras que para el impacto se la ha caracterizado como insignificante, bajo, moderado, alto y catastrófico.

Severity of Attack	High	Medium	High	High
	Medium	Low	Medium	High
	Low	Low	Low	Medium
		Low	Medium	High
		Probability of Attack		

Figura 1.4: Matriz de riesgo [20].

1.4.9 Inferencia Difusa

La inferencia difusa es un procedimiento que implica la obtención de un valor de salida a partir de valores de entrada mediante el uso de lógica difusa y conjuntos difusos. Un sistema de inferencia difusa consta de cinco bloques funcionales [22][23][24]:

- Una base de datos que define las funciones de pertenencia de los conjuntos difusos utilizados en las reglas difusas [23].
- Un conjunto de reglas difusas Sí-Entonces [23].
- Una unidad de toma de decisiones que realiza las operaciones de inferencia sobre las reglas [23].
- Una interfaz de fuzificación que realiza la conversión de las entradas nítidas a equivalencias con valores lingüísticos [23].
- Una interfaz de defuzificación que transforma los resultados borrosos de la inferencia en una salida nítida [23].

Existen dos tipos de inferencia que se basan en los bloques funcionales: el modelo de Mamdani y el TSK (Takagi, Sugeno y Kang).

1.4.9.1 Inferencia de Mamdani

Es el método más ampliamente utilizado propuesto por Ebrahim Mamdani, el cual se fundamenta en cuatro pasos: la fuzificación de las variables de entrada, la evaluación de las reglas, la agregación de las salidas de las reglas y, finalmente, la defuzificación.

1. **Fuzificación:** el primer paso es obtener el valor nítido de las entradas y determinar el grado de pertenencia de las entradas a los conjuntos difusos [24].
2. **Evaluación de las reglas:** los antecedentes son sometidos a la aplicación de reglas difusas. Cuando estas reglas involucran múltiples antecedentes, se emplean los operadores lógicos difusos OR y AND para obtener una equivalencia que represente el resultado de la evaluación. Los antecedentes son esencialmente premisas difusas previas que se evalúan con el propósito de tomar decisiones o realizar inferencias,

mientras que el consecuente representa la conclusión o acción difusa que se deriva de la evaluación de los antecedentes. Este paso implica tomar en cuenta los resultados obtenidos en la fase de evaluación de las premisas difusas para finalizar aplicando un recorte o escalado al consecuente en función de la evaluación del antecedente, el método más usado es el de recorte que corta al consecuente con el valor de verdad del antecedente [24].

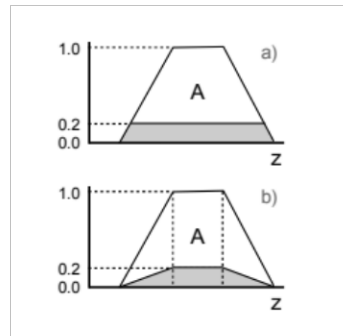


Figura 1.5: Conjunto recortado (a) y escalado (b) [24].

3. **Agregación de salidas:** en este proceso se realiza la unificación de las salidas de todas las reglas, combinando todas reglas de los consecuentes que fueron recortados o escalados para obtener un único conjunto difuso como variable de salida [24].
4. **Defuzificación:** el valor final se lo debe expresar como un resultado nítido, por lo que el conjunto de salida difuso obtenido, se lo debe convertir a un valor de salida defuzificado, el método más común es el del centroide [24].

En el Anexo A, se presenta la estructura básica de la inferencia Mamdani.

1.4.9.2 Inferencia TSK

La inferencia TSK es similar a la inferencia Mamdani con la diferencia que la función difusa para el consecuente tiene el siguiente formato:

$$p: \text{IF } x \text{ es } A \text{ AND } y \text{ es } B \text{ THEN } z \text{ es } f(x, y)$$

Este método se destaca por su eficiencia, aunque en el ámbito del conocimiento humano no resulta tan representativo. La principal diferencia con la inferencia Mamdani radica en que,

en el método TSK, el consecuente no necesita algún método de defuzificación. Esta característica conlleva a un esfuerzo computacional considerablemente menor en aplicaciones de control y problemas de optimización [24].

En el Anexo A, se presenta la estructura básica de la inferencia TSK.

2 METODOLOGÍA

El objetivo del trabajo de integración es poder evaluar la severidad de las contingencias en el Sistema Nacional Interconectado, para lo cual, primero se ha definido 4 escenarios de operación: escenario demanda mínima lluvioso, escenario demanda mínima seco, escenario demanda máxima lluvioso y escenario demanda máxima seco, cabe recalcar que se parte de una base de datos reducida del SNI que esta adecuada, es decir, que cumple con los límites de voltajes en las barras y la cargabilidad de los elementos están dentro del límite permitido. Con estas consideraciones, se parte del análisis de confiabilidad realizado en [2], para poder obtener el primer indicador de severidad que es la energía no suministrada.

Para el cálculo de los indicadores de funcionamiento se procede a definir un ranking de las contingencias más probables para cada escenario operativo, las cuales se presentan en [25], y son estas contingencias a las que se les va a aplicar el criterio N-1 para calcular el PI_p y PI_v respectivamente. Una vez obtenidos los índices de severidad, se emplea la inferencia difusa en los indicadores para consolidarlos en un solo indicador de severidad. Esto proporciona, para una contingencia dada, la probabilidad de que dicho evento ocurra y el riesgo asociado a la salida de ese elemento dentro del sistema y finalmente, estos valores se integran en la matriz de riesgo. Toda la metodología propuesta se la implementó en el lenguaje de programación Python, debido a que PowerFactory permite desarrollar un lenguaje de secuencias de comandos Python, los cuales sirven para automatizar tareas, crear comandos definidos por el programador o integrar PowerFactory con otras aplicaciones [17]. A continuación, en la Figura 2.1 se presenta el diagrama de flujo para la metodología de la evaluación de la seguridad.

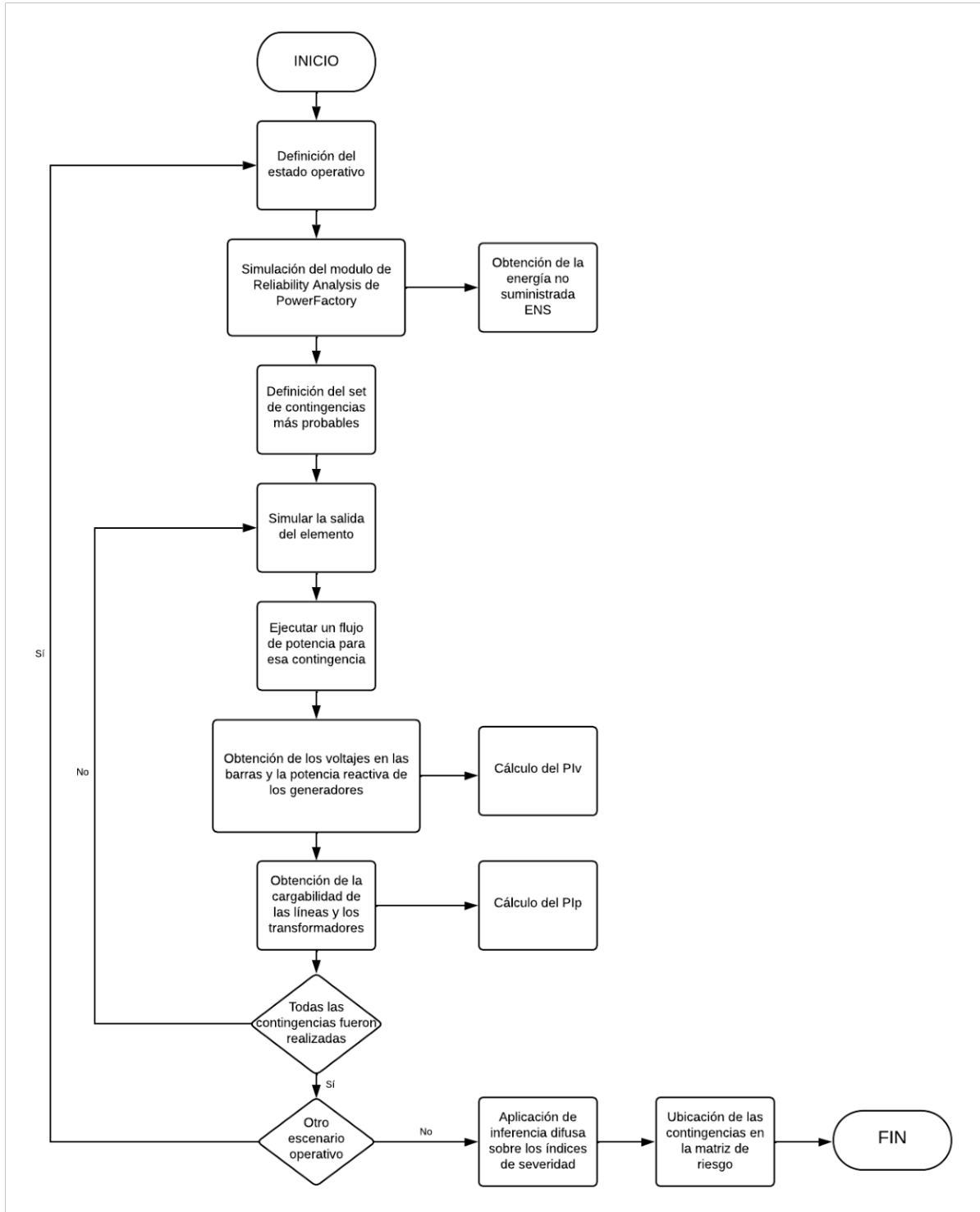


Figura 2.1: Metodología para la evaluación de la seguridad.

2.1 Obtención de los índices de severidad

2.1.1 Obtención de la energía no suministrada

Para la obtención de la energía no suministrada, se utiliza como punto de partida la base de datos creada en [2], la cual ha sido modificada para incorporar datos de confiabilidad actualizados del SNI hasta el año 2023 en cada escenario operativo. A través del análisis de confiabilidad realizado con PowerFactory, se determina el valor correspondiente de la energía no suministrada para el sistema de transmisión, como se muestra en la Figura 2.2.

```
# Obtiene y almacena los atributos ENS de los objetos en diccionarios
for i in num1:
    ENS_Trnf3[i] = num1[i].GetAttribute('c:CpENS')

for j in num2:
    ENS_bus[j] = num2[j].GetAttribute('b:CpENS')

for k in num3:
    ENS_line[k] = num3[k].GetAttribute('c:CpENS')

for m in num4:
    out=num4[m].outserv
    if out==0:
        ENS_Trnf2[m] = num4[m].GetAttribute('c:CpENS')
```

Figura 2.2: Obtención de energía no suministrada entorno PowerFactory-Python.

2.1.2 Cálculo del índice de funcionamiento para contingencias de potencia activa

Para el cálculo del PI_p , se debe obtener la cargabilidad de las líneas de transmisión y los transformadores y aplicar la ecuación (1.2) para cada set de contingencia, como se muestra en la Figura 2.3. Cabe recalcar que en la modelación existen líneas, unidades generadoras y transformadores en paralelo representado en un solo elemento dentro de la modelación, por lo que, al realizar el análisis de contingencias, se debe tener en cuenta que, si el elemento tiene una sola unidad, se saca de servicio ese elemento, mientras que, si tiene más elementos en paralelo dentro del modelo, se le resta un elemento, se realiza el flujo de potencia y posterior se restaura sumando el elemento sustraído.

```

if ntr3==1:
    aux.outserv=1
else:
    aux.nt3nm=aux.nt3nm-1

ldf=app.GetFromStudyCase('ComLdf')
ldf.Execute()

var1=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmLne')
var2=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmSym')
var3=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmTerm')
var4=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmTr2')
var5=app.GetCalcRelevantObjects('*.ElmTr3')

SumPIpl=0
for lines in var1:
    out=lines.outserv
    if out==0:
        c=lines.GetAttribute('c:loading')
        w=1
        PIpl=w*math.pow((c/100),2)/2
        SumPIpl=SumPIpl+PIpl

SumPIptr2=0
for tr2 in var4:
    out=tr2.outserv
    if out==0:
        c=tr2.GetAttribute('c:loading')
        w=1
        PIptr2=w*math.pow((c/100),2)/2
        SumPIptr2=SumPIptr2+PIptr2

```

Figura 2.3: Cálculo del PI_p para líneas y transformadores entorno PowerFactory-Python.

Como se aprecia en la Figura 2.3, se dio un peso de 1 para todas las líneas y transformadores dándoles la misma importancia dentro del sistema y el parámetro que relaciona directamente el flujo por la línea o transformador con la capacidad del mismo es el parámetro “loading”.

2.1.3 Cálculo del índice de funcionamiento para contingencias de voltaje

Para el cálculo del PI_v , se debe obtener el voltaje en las barras y la potencia reactiva de los generadores y aplicar la ecuación (1.3) para cada set de contingencia, como se muestra en la Figura 2.4. De igual manera que el caso anterior, se toma en cuenta si el elemento posee

un número en paralelo para el análisis de contingencias.

```
SumPIvg=0
for j in var2:
    out=j.outserv
    if out==0:
        qmax=j.GetAttribute('e:cq_max')
        q=j.GetAttribute('m:Q:bus1')
        qbase=j.GetAttribute('t:sgn')
        ngen=j.GetAttribute('e:ngnum')
        w=1
        PIvg=w*math.pow((q/(ngen*qbase))/qmax,2)/2
        SumPIvg=SumPIvg+PIvg

SumPIvb=0
for k in var3:
    out=k.outserv
    if out==0:
        v=k.GetAttribute('m:u')
        #app.PrintPlain(v)
        v_esp=1
        dv=0.05
        w=1
        if v != 0:
            PIvb=w*math.pow((v-v_esp)/dv,2)/2
            SumPIvb=SumPIvb+PIvb
```

Figura 2.4: Cálculo del PI_v para barras y generadores entorno PowerFactory-Python.

Para este caso, las barras y los generadores también se les asigna un peso de 1, de esta manera, todos los elementos del sistema presentan la misma importancia.

2.2 Implementación de la inferencia difusa sobre los índices de severidad

La implementación de la inferencia difusa que se aplica para el presente trabajo es la Inferencia de Mamdani, la cual, se detalla en la Sección 1.4.9.1. El primer paso es la fuzificación de las entradas, en esta etapa se obtiene el valor nítido de los indicadores de severidad (ENS, P_{lp} y P_{lv}) y se desarrolla las funciones de pertenencia para cada indicador, luego se evalúan las reglas difusas que van a categorizar a los índices de severidad según su riesgo. La agregación de las salidas combina todas las reglas difusas definidas anteriormente y evalúa cada entrada fuzificada para obtener un solo conjunto difuso de salida. Finalmente, este conjunto se lo debe defuzificar para obtener un valor nítido de salida; existen algunos

métodos de defuzificación como el peso promedio o el centro de sumas, sin embargo, para el trabajo se aplica el método del centroide. Python cuenta con una librería exclusiva para la inferencia difusa denominada skfuzzy, la cual emplea como base la Inferencia de Mamdani y toda la estructura descrita anteriormente.

2.2.1 Funciones de membresía

Para la implementación de las funciones de membresía, primero se debe definir un rango en que los antecedentes y el consecuente puedan tomar valores nítidos, este rango se lo denomina como “universo”. En este caso los antecedentes son la energía no suministrada, el índice de funcionamiento de contingencias para voltaje y el índice de funcionamiento para potencia activa, mientras que el consecuente es el riesgo o la severidad de una contingencia. Para el primer antecedente se define un universo definido entre [0,50] y tanto para el segundo como para el tercer antecedente se define un universo entre [0,20]. Para el consecuente se define un universo entre [0,100], de esta manera se obtiene un valor que puede ser aplicado a escala dentro de la matriz de riesgo, finalmente para estos universos se definen las funciones de membresía. El universo que tiene cada antecedente es debido a que después de varias simulaciones, se determinó que después del límite superior no existen valores nítidos que puedan quedar fuera del rango establecido. Las funciones de membresía más usadas son [26]:

$$triangle(x, a, b, c) = \begin{cases} 0, & \text{si } x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a}, & \text{si } a \leq x \leq b \\ \frac{c-x}{c-b}, & \text{si } b \leq x \leq c \\ 0, & \text{si } c \leq x \end{cases} \quad (2.1)$$

$$trapezoid(x, a, b, c, d) = \begin{cases} 0, & \text{si } x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a}, & \text{si } a \leq x \leq b \\ 1, & \text{si } b \leq x \leq c \\ \frac{d-x}{d-c}, & \text{si } c \leq x \leq d \\ 0, & \text{si } d \leq x \end{cases} \quad (2.2)$$

$$gaussian(x, c, \sigma) = e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-c}{\sigma}\right)^2} \quad (2.3)$$

$$bell(x, a, b, c) = \frac{1}{1 + \left|\frac{x-c}{a}\right|^{2b}} \quad (2.4)$$

2.2.1.1 Función de membresía para energía no suministrada

Dentro de un sistema eléctrico de potencia, lo ideal es que no exista energía no suministrada ante una contingencia, ya que, de llegar a existir, se puede considerar como un caso crítico, debido a que no cumple con los criterios de confiabilidad y seguridad del suministro, además, en términos económicos, que no se suministre energía a una carga puede provocar grandes pérdidas económicas. En el módulo de Reliability Analysis de PowerFactory ofrece el cálculo de la energía no suministrada ante una contingencia mediante los datos de confiabilidad presentados en trabajos previos, como se muestra en la Figura 2.5.

	Name	In Folder	Contribution to ENS [MWh/a]	C_ENS [%]	C_ENS [%]
1	VICE138	Simplified_SNI	6268,800201	57,216852	
2	T_PASC_ATT	Simplified_SNI	3169,742818	28,931008	
3	T_MOLI_AT1	Simplified_SNI	490,557994	4,477441	
4	T_SRAF_ATH	Simplified_SNI	244,019770	2,227227	
5	T_CUEN_ATR	Simplified_SNI	86,553347	0,789993	
6	L_MONT_SGRE_1_1	Simplified_SNI	75,506147	0,689163	
7	PASC138	Simplified_SNI	73,293261	0,668965	
8	L_GUAL_LIMO_1_1	Simplified_SNI	53,729807	0,490405	
9	T_YANA_ATQ	Simplified_SNI	44,651375	0,407544	
10	SDOM230	Simplified_SNI	37,592244	0,343113	
11	L_PUYO_TOPO_1_1	Simplified_SNI	29,011424	0,264794	
12	L_CUEN_MOLI_1_1	Simplified_SNI	24,766978	0,226054	
13	B_Cuenca_138	Simplified_SNI	24,588871	0,224429	
14	T_MACH_TRK	Simplified_SNI	23,649147	0,215851	
15	L_MACA_MEND_1_1	Simplified_SNI	23,644939	0,215813	
16	DPER138	Simplified_SNI	21,134566	0,192900	
17	SRAF230	Simplified_SNI	20,404855	0,186240	
18	SROS138	Simplified_SNI	19,616118	0,179041	
19	L_CHNG_POSO_1_1	Simplified_SNI	17,714728	0,161687	
20	QUEV230	Simplified_SNI	16,530963	0,150882	

Figura 2.5: Energía no suministrada ante contingencias entorno PowerFactory.

Como se puede apreciar el modulo de Realibility Analysis, entrega un reporte con la energía no suministrada para cada contingencia, a modo de ranking, en donde las contingencias que encabezan la lista son las mas severas. Ademas, se aprecia que se pintan 3 zonas de colores en funcion de la contribucion de energía no suministrada, en donde para valores menores al 0.5 % lo toma como una asignacion de poco severo, entre 0.5 % hasta 2 % aproximadamente como una severidad moderada, y mayor al 2 % como muy severa. En base a esta categorización de la energía no suministrada, se establece la función de membresía que va a definir este indicador como se muestra en la Figura 2.6.

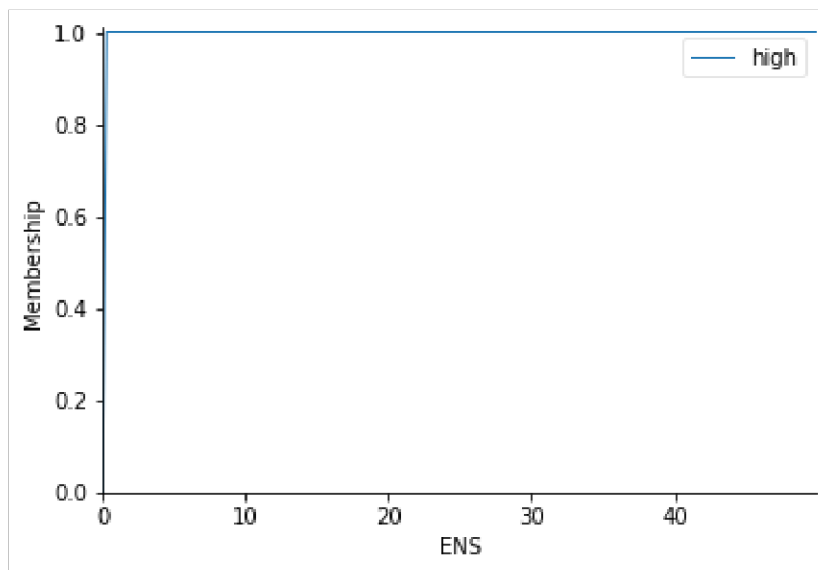


Figura 2.6: Función de membresía para la energía no suministrada entorno Python.

Como se manifestó, en un sistema de potencia lo ideal es que no exista energía no suministrada, por lo que, se podría haber considerado que una función de membresía totalmente constante para que a la mínima detección de energía no suministrada sea un caso crítico, sin embargo, se consideró que para valores mayores al 0.5 % ya sea un caso crítico, debido a que la energía que no se entrega por debajo de este porcentaje no es tan representativo dentro del punto de vista técnico y económico dentro del sistema.

2.2.1.2 Función de membresía para el índice de contingencia de potencia activa

Para definir el índice de contingencia de potencia activa, cabe recalcar que dependiendo del escenario operativo, se va a tener diferentes valores del PI_p debido a que, la configura-

ción de la red y el despacho de potencia varía según el caso operativo, por ejemplo, en el escenario de demanda mínima seco, se tiene que las unidades que despechan son las térmicas con poca exigencia de satisfacer la carga, mientras que en el escenario de demanda máxima lluvioso, se van a despachar las unidades hidroeléctricas con una exigencia muy alta de satisfacer la demanda, por lo que, analizar sobre el índice de potencia activa como tal, es muy complejo, ya que se debería definir un conjunto difuso para cada escenario operativo. Por lo que, para tener un solo conjunto difuso para el indicador, se procede analizar la variación del índice con respecto al caso base, es decir, se considera el cálculo del PI_p cuando no haya ocurrido ninguna contingencia y se lo compara con el cálculo del PI_p para cada set de contingencia, como se muestra a continuación:

$$\Delta PI_p = \frac{|PI_{p(N-0)} - PI_{p(N-1)}|}{PI_{p(N-0)}} \times 100\% \quad (2.5)$$

En donde:

$PI_{p(N-0)}$ =valor del PI_p para el caso base (sin contingencias).

$PI_{p(N-1)}$ =valor del PI_p para cada set de contingencias.

De esta manera, se puede definir un solo conjunto difuso en función de la variación del PI_p . En base a diferentes simulaciones para los 4 escenarios operativos se determinó que una variación del 5% con respecto del caso base, ya es muy crítica para el sistema. Las variaciones hasta el 0.5% se consideran como contingencias poco severas y las que se encuentren entre el 1% y 4% como moderadas. Cabe recalcar que se aplica la ecuación (2.5) cuando el valor del PI_p de las contingencias supera al PI_p del caso base, caso contrario, se le asigna directo un valor de cero si está por debajo del PI_p del caso base. De esta manera se establece las funciones de membresía que va a definir este indicador con las consideraciones mencionadas, en la Figura 2.7 se presenta los conjuntos difusos que definen al indicador, el cual se basa en funciones trapezoidales y en la Figura 2.8 se presenta la función de membresía resultante.

```
PIp['low']=fuzz.trapmf(PIp.universe,[0,0,0.5,1])
PIp['medium']=fuzz.trapmf(PIp.universe,[0,1,3,4])
PIp['high']=fuzz.trapmf(PIp.universe,[1,5,20,20])

PIp.view()
```

Figura 2.7: Conjuntos difusos para el índice de funcionamiento de contingencia para potencia activa entorno Python.

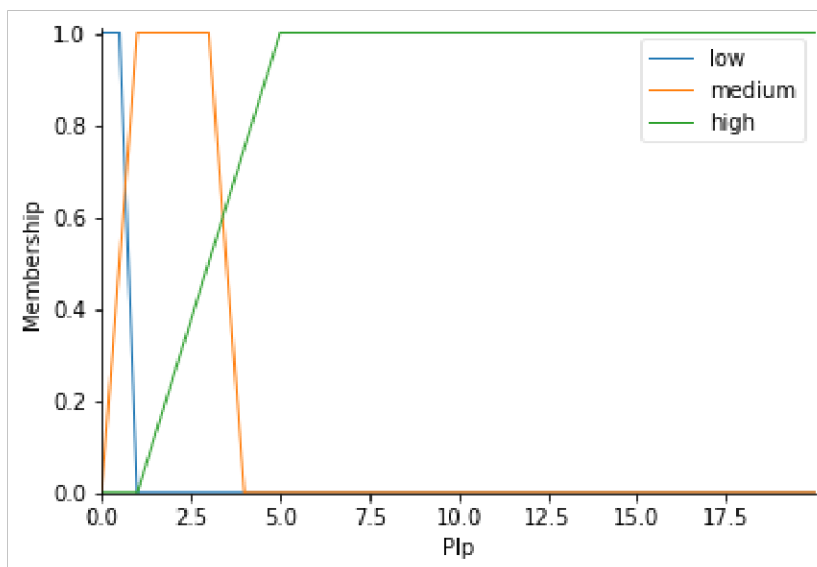


Figura 2.8: Función de membresía para el índice de funcionamiento de contingencia para potencia activa entorno Python.

2.2.1.3 Función de membresía para el índice de contingencia de voltaje

Para la definición del índice de contingencia de voltaje, se tiene un caso similar que el indicador anterior, debido a que la configuración de cada escenario operativo es diferente, por lo que va a dar diferentes valores de voltajes en las barras y distintas potencias reactivas de los generadores para cada caso. Por lo mencionado anteriormente, va a dar como resultado un PI_v exclusivo para cada escenario, por lo que se tendría que definir un conjunto difuso para cada caso, lo cual es muy complejo. Para tener un solo conjunto difuso, se procede a comparar el índice del caso base con el índice para el set de contingencias, es decir, se analiza la variación del PI_v con respecto al caso base, como se muestra a continuación:

$$\Delta PI_v = \frac{|PI_{v(N-0)} - PI_{v(N-1)}|}{PI_{v(N-0)}} \times 100\% \quad (2.6)$$

En donde:

$PI_{v(N-0)}$ =valor del PI_v para el caso base (sin contingencias).

$PI_{v(N-1)}$ =valor del PI_v para cada set de contingencias.

De esta manera, se puede definir un solo conjunto difuso en función de la variación del PI_v , y al igual que el caso anterior, las contingencias que superen el 5% de variación con respecto al caso base, serán muy críticas, mientras que las variaciones hasta el 0.5% se

consideran como contingencias poco severas y las que se encuentren entre el 1 % y 4 % como moderadas. Cabe recalcar que se aplica la ecuación (2.6) cuando el valor del PI_v de las contingencias supera al PI_v del caso base, caso contrario, se le asigna directo un valor de cero si está por debajo del PI_v del caso base. De esta manera se establece las funciones de membresía con las consideraciones mencionadas, en la Figura 2.9 se presenta los conjuntos difusos que definen al indicador, el cual se basa en funciones trapezoidales y en la Figura 2.10 se presenta la función de memebresía resultante.

```
PIv['low']=fuzz.trapmf(PIv.universe,[0,0,0.5,1])
PIv['medium']=fuzz.trapmf(PIv.universe,[0,1,3,4])
PIv['high']=fuzz.trapmf(PIv.universe,[1,5,20,20])

PIv.view()
```

Figura 2.9: Conjuntos difusos para el índice de funcionamiento de contingencia para voltaje entorno Python.

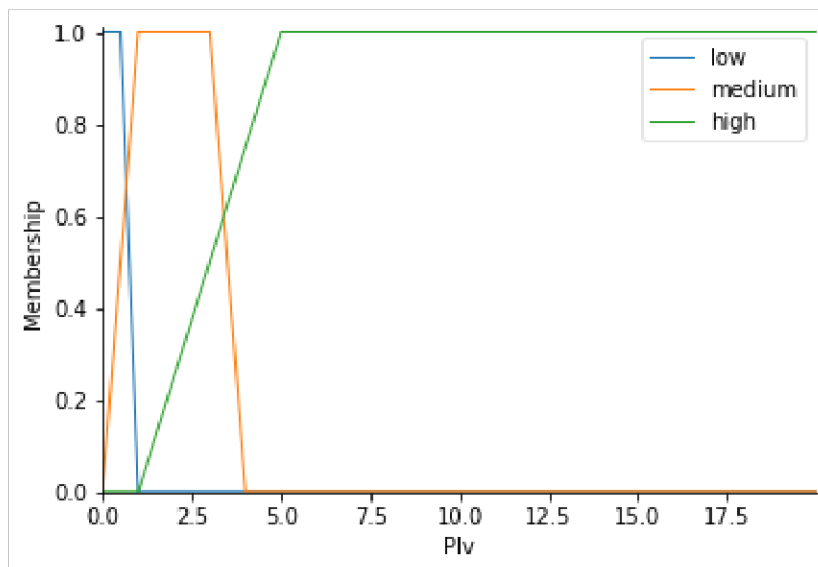


Figura 2.10: Función de membresía para el índice de funcionamiento de contingencia para voltaje entorno Python.

2.2.1.4 Función de membresía para la severidad o riesgo

Para la definición de la función de membresía del riesgo, es importante conocer que tan preciso se necesita la categorización de las contingencias en función de sus antecedentes, para este caso, se ha establecido cinco niveles para poder clasificar las contingencias, cada función de membresía está definida como una función trapezoidal uniforme para poder categorizar a las contingencias de manera equitativa según el conjunto de reglas difusas

(Sección 2.2.2) que estas cumplan. En la Figura 2.11 se presenta los conjuntos difusos que definen al riesgo y en la Figura 2.12 se presenta la función de memebresía resultante.

```
Risk['not']=fuzz.trapmf(Risk.universe,[0,0,16,21])
Risk['little']=fuzz.trapmf(Risk.universe,[16,21,37,42])
Risk['middle']=fuzz.trapmf(Risk.universe,[37,42,58,63])
Risk['high']=fuzz.trapmf(Risk.universe,[58,63,79,84])
Risk['very high']=fuzz.trapmf(Risk.universe,[79,84,100,100])

Risk.view()
```

Figura 2.11: Conjuntos difusos para el riesgo o severidad entorno Python.

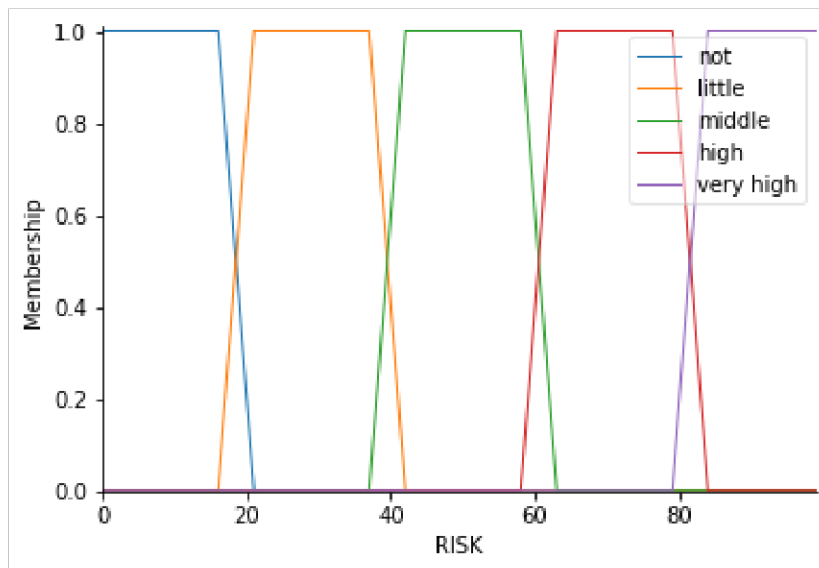


Figura 2.12: Función de memebresía para el riesgo o severidad entorno Python.

2.2.2 Reglas difusas IF-THEN

Las reglas difusas (regla de producción difusa If-Then) son representadas como:

IF <proposición difusa> THEN <proposición difusa>

En donde, la <proposición difusa> puede ser una proposición simple o compuesta, de esta manera un antecedente y un consecuente puede estar compuestos de diferentes partes. Las reglas difusas difieren de las reglas clásicas ya que, si el antecedente es una proposición verdadera el consecuente resulta también verdadero, mientras que en las reglas difusas, si el antecedente tiene una proposición difusa, el consecuente tiene una asignación a una proposición con un cierto grado de verdad, debido a que, las reglas difusas se

ejecutan de manera parcial, es decir, si el antecedente posee un cierto grado de pertenencia el consecuente también tendrá un cierto grado de pertenencia [24]. Para este trabajo, se definen las siguientes reglas difusas tomando como base las funciones de membresía establecidas para cada antecedente y consecuente, como se presenta en la Figura 2.13.

	ENS		PIp			PIv			Risk				
	~(High)	High	Low	Medium	High	Low	Medium	High	Not	Little	Middle	High	Very High
Rule 1									Not				
Rule 2										Little			
Rule 3													
Rule 4													
Rule 5													
Rule 6													
Rule 7													
Rule 8													
Rule 9													
Rule 10													

Figura 2.13: Conjunto de reglas difusas.

Interpretando las reglas difusas, si todos los antecedentes tienen una asignación “baja”, no existe riesgo, mientras que, si al menos una presenta una asignación “media”, se considera como poco riesgoso. Si dos antecedentes llegan a tener una asignación “media”, se lo categoriza como un riesgo medio o moderado. Se considera como riesgo alto si al menos un antecedente tiene una asignación “alta”, y si dos antecedentes tienen una asignación “alta” ya se lo considera como un riesgo muy alto o catastrófico. Pueden existir más combinaciones para la definición de las reglas difusas, sin embargo, con estas 10 reglas difusas son suficientes para categorizar a cualquier tipo de contingencia de manera adecuada, debido a que cualquier otro tipo de regla difusa sería un subconjunto de las reglas ya establecidas. En la Figura 2.14, se presenta la implementación de las reglas difusas en Python.

```
# Definir reglas de lógica difusa
rule1=ctrl.Rule(PIp['low'] & PIV['low'] & ~ENS['high'] , Risk['not'])
rule2=ctrl.Rule((PIp['medium'] & PIV['low'] & ~ENS['high'] ) |
                (PIp['low'] & PIV['medium'] & ~ENS['high'] ), Risk['little'])
rule3=ctrl.Rule(PIp['medium'] & PIV['medium'] & ~ENS['high'], Risk['middle'])
rule4=ctrl.Rule((PIp['high'] & PIV['low'] & ~ENS['high'] ) |
                (PIp['low'] & PIV['high'] & ~ENS['high'] ) |
                (PIp['low'] & PIV['low'] & ENS['high'] ) , Risk['high'])
rule5=ctrl.Rule((PIp['high'] & PIV['high'] ) |
                (PIp['high'] & ENS['high'] ) |
                (PIv['high'] & ENS['high'] ) , Risk['very high'])
```

Figura 2.14: Conjunto de reglas difusas entorno Python.

2.3 Tratamiento del ranking de probabilidad

El ranking de las contingencias más probables presentado en [25], presenta la tasa de interrupción forzada como indicador para determinar aquellos eventos que son más probables de fallar, sin embargo, para tener una mejor apreciación sobre la matriz de riesgo, se escala a un ranking entre 0 y 100 para poder compararlo con el ranking de severidad. Si se tiene un valor x entre un rango $[x_{min} - x_{max}]$ y se lo quiere llevar a un rango entre $[y_{min} - y_{max}]$ su equivalente y se define como [27]:

$$y = y_{min} + \frac{(x - x_{min})(y_{max} - y_{min})}{x_{max} - x_{min}} \quad (2.7)$$

Donde:

x =valor original.

y =valor escalado.

x_{min} y x_{max} =el límite inferior y superior del rango original.

y_{min} y y_{max} =el límite inferior y superior del rango que se desea escalar.

3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La implementación de la metodología descrita en el Capítulo 2, se lo aplica al Sistema Nacional Interconectado, el cual se presenta en el Anexo B. Este sistema es un modelo reducido en donde se considera en esencia el sistema de transmisión, mientras que la generación y los puntos de carga como modelos equivalentes. La metodología se lo aplica a 4 escenarios operativos, en donde, para cada uno de ellos va a tener su propio ranking de probabilidad, el cual se presenta en [25], su ranking de severidad y su matriz de riesgo, ambos presentados en este trabajo. Cabe recalcar que el ranking de probabilidad se lo realiza en base al análisis de confiabilidad del SEP, sin embargo, en [25] también proporciona las contingencias más severas basándose en las que el flujo de potencia no convergió.

Las contingencias más probables se lo realizan sobre dos indicadores: el primero la tasa de interrupción forzada (FOR) y el segundo sobre el índice de la frecuencia promedio de interrupción del sistema (SAIFI), de esta manera, los resultados se los presenta en base al punto de vista de la seguridad del sistema y del punto de vista de la confiabilidad del mismo.

3.1 Análisis sobre la tasa de interrupción forzada

La tasa de interrupción forzada (FOR) se define como la probabilidad de falla de un elemento del sistema eléctrico de potencia, el cual relaciona las horas de falla y las horas totales de servicio. La definición de este índice varía dependiendo del elemento del sistema, si es sobre un generador indica que tan probable es que ese elemento salga, mientras que si es sobre una línea de transmisión o un transformador indica la tasa de falla de dicho elemento. Este indicador al ser una medida de probabilidad no tiene dimensión [28].

3.1.1 Escenario Demanda Mínima – Hidrología seca

Para el primer caso, se tiene poca exigencia de demanda, por lo que, este escenario se lo consideró a las 3:00AM. Además, para simular una hidrología seca, se recopiló los datos del despacho del mes de octubre, debido a que, es donde existe la mayor producción de energía por parte de las centrales termoeléctricas. Con estas consideraciones se presenta en la Tabla 3.1, el ranking de las contingencias más probables.

Tabla 3.1: Contingencias más probables escenario Demanda Mínima – Hidrología seca [25].

Contingencia	FOR [%]
L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0
T_CUEN_ATR	0
L_BANO_TOPO_1_1	0.000104667
T_MACA_TRQ	0.000219359
L_CUEN_LPAZ_1_1	0.00099058
T_MILA_ATU	0.002735213
T_ESME	0.002808806
L_PUYO_TOPO_1_1	0.005701115
T_MACH_TRK	0.006819503
L_PORT_SGRE_1_1	0.013353086
L_CUEN_YANA_1_1	0.013915066
L_MACA_MEND_1_1	0.016629792
Sopladora_U3	0.131922174
L_CHRR_TISA_5_1	0.514818734

El ranking presentado en la Tabla 3.1, proporciona el nombre de la contingencia la cual va a ingresar dentro del set para el cálculo de los índices de severidad y la tasa de interrupción forzada. Además, las contingencias resaltadas son las más críticas ya que el flujo de potencia no encontró una solución, por lo que directamente estos eventos tienen una asignación del 100 % de severidad. En la Tabla 3.2, se presenta el cálculo de los índices de severidad para este escenario.

Tabla 3.2: Cálculo de los índices de severidad escenario Demanda Mínima – Hidrología seca.

Contingencia	ENS	Plp	Plv
Sopladora_U3	0	12.584259	31.928277
L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0	12.680761	27.132270
L_BANO_TOPO_1_1	0.031056	13.349089	28.238521
L_CUEN_LPAZ_1_1	0	13.101982	25.794020
L_PUYO_TOPO_1_1	1.689365	13.776476	29.766747
L_PORT_SGRE_1_1	0	12.667208	34.836406
L_CUEN_YANA_1_1	0	13.538102	26.664097
L_CHRR_TISA_5_1	0	13.246317	17.064275
T_ESME	0	13.106720	32.175084
T_CUEN_ATR	0.500460	13.085896	25.944140
T_MILA_ATU	0	12.702289	27.335508
T_MACH_TRK	0	12.951726	31.657350

Como se mencionó, para el análisis de la inferencia difusa, los antecedentes son la energía no suministrada y la variación con respecto del caso base tanto para el PI_p como para el PI_v . En la Tabla 3.3 se presenta, el valor de los antecedentes para la inferencia difusa.

Tabla 3.3: Antecedentes para cálculo del riesgo escenario Demanda Mínima – Hidrología seca.

Contingencia	ENS	ΔPI_p	ΔPI_v
Sopladora_U3	0	0	20.997778
L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0	0.083280	2.822473
L_BANO_TOPO_1_1	0.031056	5.358074	7.014804
L_CUEN_LPAZ_1_1	0	3.407775	0
L_PUYO_TOPO_1_1	1.689365	8.731239	12.806281
L_PORT_SGRE_1_1	0	0	32.018640
L_CUEN_YANA_1_1	0	6.849870	1.048246
L_CHRR_TISA_5_1	0	4.546943	0
T_ESME	0	3.445174	21.933094
T_CUEN_ATR	0.500460	3.280818	0
T_MILA_ATU	0	0.253188	3.592679
T_MACH_TRK	0	2.221878	19.971051

En base a la metodología descrita en la Sección 2.2, se calcula el índice de severidad para todas las contingencias y el valor de la tasa de interrupción forzada se lo escala en base a la ecuación (2.7), como se presenta en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Probabilidad y severidad escenario Demanda Mínima – Hidrología seca.

Contingencia	Probabilidad	Severidad
L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0	43.557972
T_CUEN_ATR	0	89.694522
L_BANO_TOPO_1_1	2.616675	90.190476
T_MACA_TRQ	5.483975	100
L_CUEN_LPAZ_1_1	24.7645	50.148744
T_MILA_ATU	29.820036	53.623769
T_ESME	30.024461	89.743044
L_PUYO_TOPO_1_1	38.058653	90.190476
T_MACH_TRK	41.165286	89.376784
L_PORT_SGRE_1_1	50.931413	71
L_CUEN_YANA_1_1	51.087518	89.015069
L_MACA_MEND_1_1	51.841609	100
Sopladora_U3	75.886727	71
L_CHRR_TISA_5_1	86.522743	71

En base a la Tabla 3.4, se representa los resultados sobre la matriz de riesgo como se muestra en la Figura 3.1.

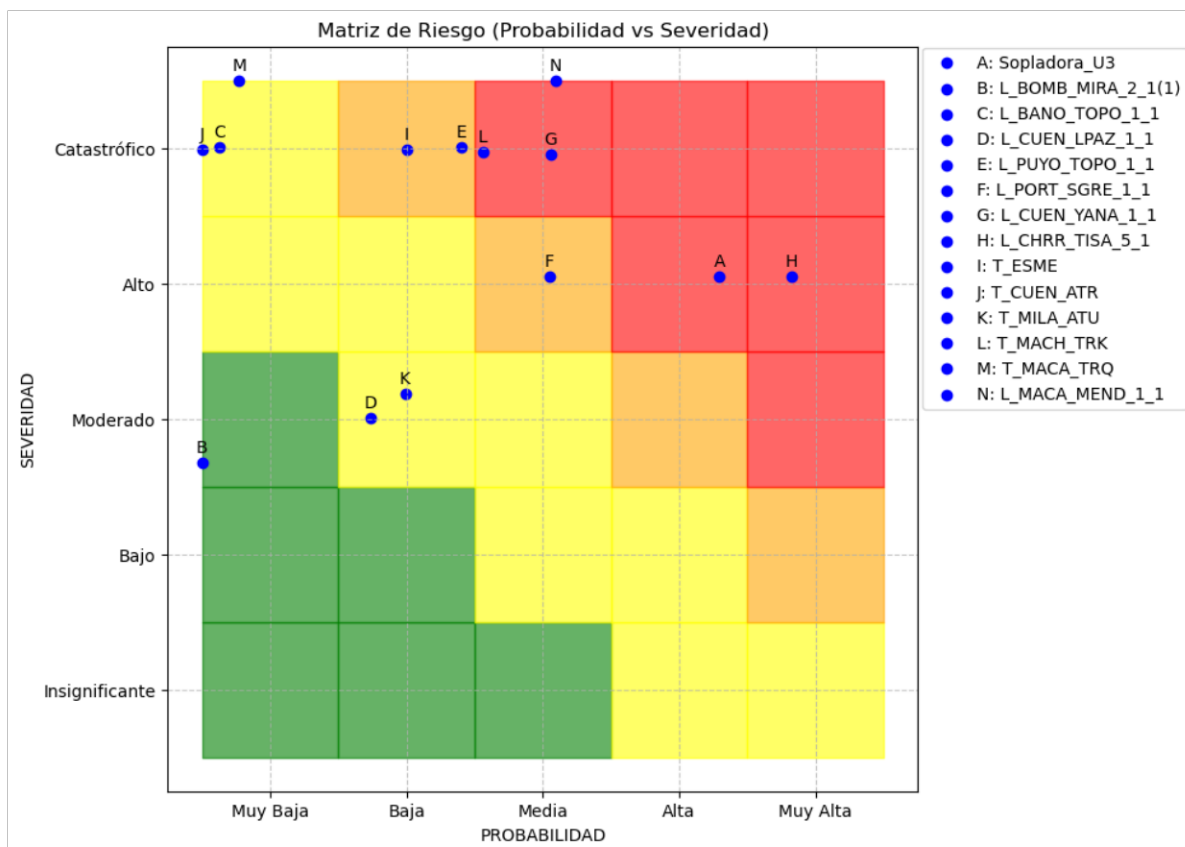


Figura 3.1: Matriz de riesgo escenario Demanda Mínima – Hidrología seca.

3.1.2 Escenario Demanda Mínima – Hidrología lluviosa

Para el segundo caso, se tiene poca exigencia de demanda, por lo que, este escenario se lo consideró a las 3:00AM. Además, para simular una hidrología lluviosa, se recopiló los datos del despacho del mes de marzo, debido a que, es donde existe la mayor producción de energía por parte de las centrales hidroeléctricas. Con estas consideraciones se presenta en la Tabla 3.5, el ranking de las contingencias más probables.

Tabla 3.5: Contingencias más probables escenario Demanda Mínima – Hidrología Lluviosa [25].

Contingencia	FOR [%]
L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0
T_CUEN_ATR	0
L_BANO_TOTO_1_2	0.0000170221
L_AMBA_TOTO_1_1	0.000073596460
L_BANO_TOTO_1_1	0.0001868346
T_PASC_ATU	0.000760541
L_CUENC_LPAZ_1_1	0.00099058
T_TULC_ATQ	0.001888966
T_MILA_ATU	0.002735213
T_ESME	0.002808806
L_PNAP_PUYO_1_1	0.004243902
T_MACH_TRK	0.006819503
L_MONT_SGRE_1_1	0.008131208
L_PORT_SGRE_1_1	0.013353086
L_CUEN_YANA_1_1	0.013915066
L_MACA_MEND_1_1	0.016629792
L_PNAP_PUS1_1_1	0.188805731
T_PASC_ATT	0.211106505
L_SELE_CHNG_1_2	0.477729544
L_CHRR_TISA_5_1	0.514818734

El ranking presentado en la Tabla 3.5, proporciona el nombre de la contingencia la cual va a ingresar dentro del set para el cálculo de los índices de severidad y la tasa de interrupción forzada. En la Tabla 3.6, se presenta el cálculo de los índices de severidad para este escenario.

Tabla 3.6: Cálculo de los índices de severidad escenario Demanda Mínima – Hidrología Lluviosa.

Contingencia	ENS	P _{lp}	P _{lv}
L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0.000000	15.288875	32.333721
L_BANO_TOTO_1_2	0.000000	15.660957	27.000000
L_PNAP_PUS1_1_1	0.000000	15.233620	309.500536
L_SELE_CHNG_1_2	0.000000	15.722361	28.248291
L_CHRR_TISA_5_1	0.000000	20.079140	50.502379
L_AMBA_TOTO_1_1	0.000043	16.882856	34.372422
L_BANO_TOTO_1_1	0.000000	15.660957	27.000000
L_CUEN_LPAZ_1_1	0.000000	16.020943	23.370344
L_PNAP_PUYO_1_1	0.217430	15.158104	41.703867
L_MONT_SGRE_1_1	1.133366	15.386028	181.461408
L_PORT_SGRE_1_1	0.000000	15.501105	34.019394
L_CUEN_YANA_1_1	0.000000	16.487168	23.011345
L_MACA_MEND_1_1	0.231816	14.973524	27.964198
T_ESME	0.000000	16.028309	31.926135
T_PASC_ATU	0.255233	16.172876	25.787070
T_PASC_ATT	70.995437	16.172876	25.787070
T_CUEN_ATR	0.125624	15.960814	26.471329
T_MILA_ATU	0.000000	15.701870	30.497480
T_TULC_ATQ	0.052743	15.276588	29.034471
T_MACH_TRK	0.181356	16.500101	83.226242

Además, para el análisis de la inferencia difusa, los antecedentes son la energía no suministrada y la variación con respecto del caso base tanto para el PI_p como para el PI_v . En la Tabla 3.7 se presenta, el valor de los antecedentes para la inferencia difusa.

Tabla 3.7: Antecedentes para cálculo del riesgo escenario Demanda Mínima – Hidrología lluviosa.

Contingencia	ENS	$\Delta P p$	$\Delta P v$
L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0.000000	0.000000	17.585115
L_BANO_TOTO_1_2	0.000000	0.696526	0.000000
L_PNAP_PUS1_1_1	0.000000	0.000000	1025.532573
L_SELE_CHNG_1_2	0.000000	1.091337	2.728001
L_CHRR_TISA_5_1	0.000000	29.104474	83.657428
L_AMBA_TOTO_1_1	0.000043	8.553070	24.999074
L_BANO_TOTO_1_1	0.000000	0.696526	0.000000
L_CUEN_LPAZ_1_1	0.000000	3.011154	0.000000
L_PNAP_PUYO_1_1	0.217430	0.000000	51.660677
L_MONT_SGRE_1_1	1.133366	0.000000	559.904272
L_PORT_SGRE_1_1	0.000000	0.000000	23.715251
L_CUEN_YANA_1_1	0.000000	6.008882	0.000000
L_MACA_MEND_1_1	0.231816	0.000000	1.694867
T_ESME	0.000000	3.058516	16.102886
T_PASC_ATU	0.255233	3.988055	0.000000
T_PASC_ATT	70.995437	3.988055	0.000000
T_CUEN_ATR	0.125624	2.624541	0.000000
T_MILA_ATU	0.000000	0.959584	10.907425
T_TULC_ATQ	0.052743	0.000000	5.587033
T_MACH_TRK	0.181356	6.092036	202.661339

En base a la metodología descrita en la Sección 2.2, se calcula el índice de severidad para todas las contingencias y el valor de la tasa de interrupción forzada se lo escala en base a la ecuación (2.7), como se presenta en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8: Probabilidad y severidad escenario Demanda Mínima – Hidrología lluviosa.

Contingencia	Probabilidad	Severidad
L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0	71
T_CUEN_ATR	0	56.375106
L_BANO_TOTO_1_2	3.404420	20.831648
L_AMBA_TOTO_1_1	14.719292	90.190476
L_BANO_TOTO_1_1	21.929658	20.831648
T_PASC_ATU	34.678689	84.906088
L_CUENC_LPAZ_1_1	39.790667	44.199707
T_TULC_ATQ	41.975480	73.658059
T_MILA_ATU	43.856029	71
T_ESME	44.019569	89.628544
L_PNAP_PUYO_1_1	47.208671	83.566121
T_MACH_TRK	52.932229	90.190476
L_MONT_SGRE_1_1	55.847129	90.190476
L_PORT_SGRE_1_1	59.745130	71
L_CUEN_YANA_1_1	61.870015	71
L_MACA_MEND_1_1	61.473287	56.590953
L_PNAP_PUS1_1_1	81.973461	71
T_PASC_ATT	82.469033	89.901710
L_SELE_CHNG_1_2	88.393990	50.828360
L_CHRR_TISA_5_1	89.218194	90.190476

En base a la Tabla 3.8, se representa los resultados sobre la matriz de riesgo como se muestra en la Figura 3.2.

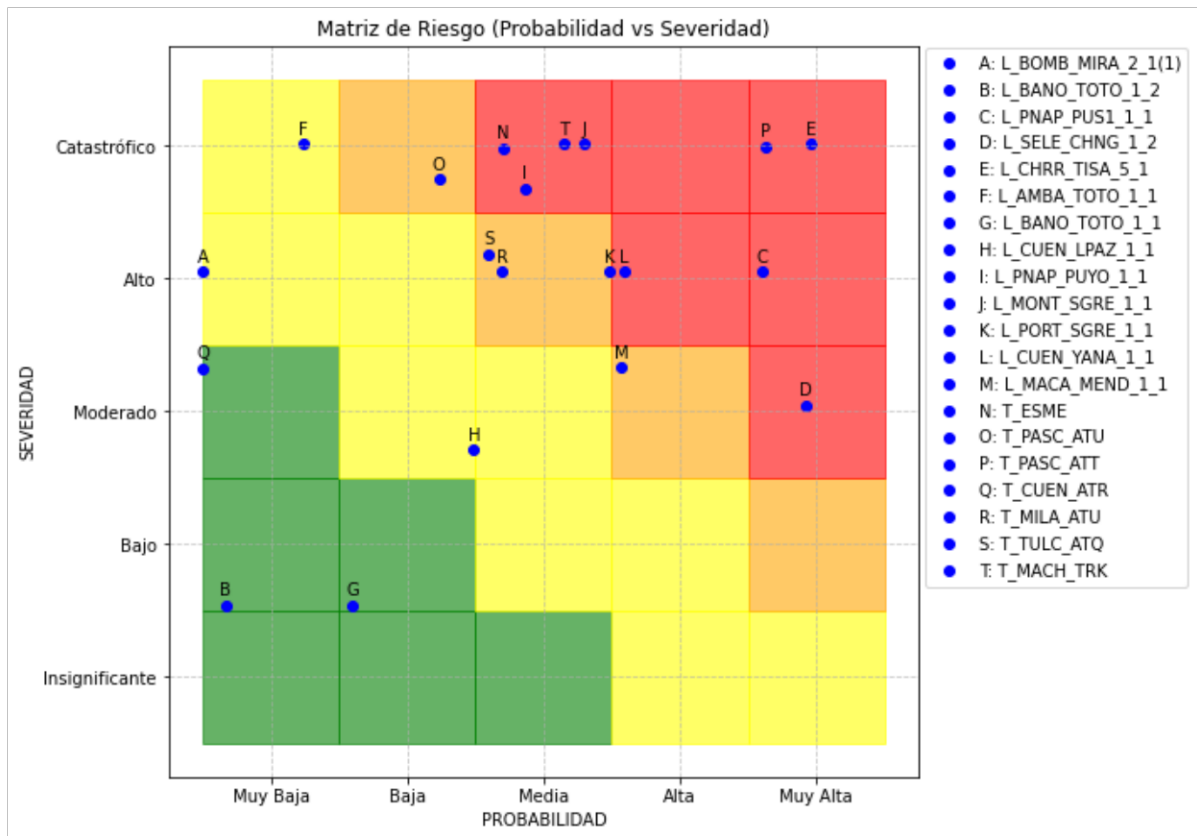


Figura 3.2: Matriz de riesgo escenario Demanda Mínima – Hidrología lluviosa.

3.1.3 Escenario Demanda Máxima – Hidrología seca

Para el tercer caso, se tiene una exigencia de demanda bastante considerable, por lo que, este escenario se lo consideró a las 19:00PM. Además, para simular una hidrología seca, se recopiló los datos del despacho del mes de octubre, debido a que, es donde existe la mayor producción de energía por parte de las centrales termoeléctricas. Con estas consideraciones se presenta en la Tabla 3.9, el ranking de las contingencias más probables.

Tabla 3.9: Contingencias más probables escenario Demanda Máxima – Hidrología seca [25].

Contingencia	FOR [%]
L_ABAN_MACA_0_1	0
T_CUEN_ATR	0
L_NPRO_PASC_1_1	0
L_SROS_SRO2_1_1	0
L_CUEN_MOLI_1_2	0.000073596
L_BANO_TOPO_1_1	0.000104667
T_SALI_ATQ	0.000699162
T_PASC_ATU	0.000760541
T_CUEN_ATQ	0.002661694
T_MILA_ATU	0.002735213
L_CUEN_MOLI_1_1	0.003569304
T_QUEV	0.003912753
L_MULA_PUCA_1_1	0.0052618
L_PUYO_TOPO_1_1	0.005701115
T_MACH_TRK	0.006819503
T_SGRE	0.007115364
L_MONT_SGRE_1_1	0.008131208
L_PORT_SGRE_1_1	0.013353086
L_MACA_MEND_1_1	0.016629792
L_GUAL_LIMO_1_1	0.027442887
L_PNAP_PUS1_1_1	0.188805731
T_PASC_ATT	0.211106505
L_CHRR_TISA_5_1	0.514818734

El ranking presentado en la Tabla 3.9, proporciona el nombre de la contingencia la cual va a ingresar dentro del set para el cálculo de los índices de severidad y la tasa de interrupción forzada. Además, las contingencias resaltadas son las más críticas ya que el flujo de potencia no encontró una solución, por lo que directamente estos eventos tienen una asignación del 100 % de severidad. En la Tabla 3.10, se presenta el cálculo de los índices de severidad para este escenario.

Tabla 3.10: Cálculo de los índices de severidad escenario Demanda Máxima – Hidrología seca.

Contingencia	ENS	Plp	Plv
L_ABAN_MACA_0_1	0.000000	23.255715	44.078284
L_NPRO_PASC_1_1	0.000000	23.596825	22.860394
L_CHRR_TISA_5_1	0.000000	31.212727	312.112756
L_SROS_SRO2_1_1	0.000000	23.496888	22.781364
L_BANO_TOPO_1_1	0.008857	23.277981	23.781508
L_MULA_PUCA_1_1	0.000000	23.593348	24.211271
L_PUYO_TOPO_1_1	0.481781	23.679116	124.394572
L_PORT_SGRE_1_1	0.000000	23.448856	27.995593
L_MACA_MEND_1_1	0.392662	22.440115	33.265100
L_GUAL_LIMO_1_1	0.881064	22.498694	22.470993
L_PNAP_PUS1_1_1	0.000000	23.259373	29.443945
T_PASC_ATU	0.261563	23.486126	22.612194
T_QUEV	0.107891	24.620410	29.379277
T_PASC_ATT	72.756060	23.486126	22.612194
T_CUEN_ATR	1.508267	24.384688	25.615274
T_SALI_ATQ	0.012666	23.107882	22.449783
T_CUEN_ATQ	0.195382	23.056664	23.367156
T_MILA_ATU	0.000000	22.882807	28.196417
T_MACH_TRK	0.384252	23.572388	58.184916

Además, para el análisis de la inferencia difusa, los antecedentes son la energía no suministrada y la variación con respecto del caso base tanto para el PI_p como para el PI_v . En la Tabla 3.11 se presenta, el valor de los antecedentes para la inferencia difusa.

Tabla 3.11: Antecedentes para cálculo del riesgo escenario Demanda Máxima – Hidrología seca.

Contingencia	ENS	ΔPIP	ΔPIV
L_ABAN_MACA_0_1	0.000000	2.327051	95.693542
L_NPRO_PASC_1_1	0.000000	3.827963	1.492868
L_CHRR_TISA_5_1	0.000000	37.338556	1285.681217
L_SROS_SRO2_1_1	0.000000	3.388235	1.142002
L_BANO_TOPO_1_1	0.008857	2.425025	5.582321
L_MULA_PUCA_1_1	0.000000	3.812665	7.490329
L_PUYO_TOPO_1_1	0.481781	4.190053	452.272273
L_PORT_SGRE_1_1	0.000000	3.176890	24.291515
L_MACA_MEND_1_1	0.392662	0.000000	47.686448
L_GUAL_LIMO_1_1	0.881064	0.000000	0.000000
L_PNAP_PUS1_1_1	0.000000	2.343148	30.721735
T_PASC_ATU	0.261563	3.340880	0.390936
T_QUEV	0.107891	8.331823	30.434629
T_PASC_ATT	72.756060	3.340880	0.390936
T_CUEN_ATR	1.508267	7.294626	13.723658
T_SALI_ATQ	0.012666	1.676574	0.000000
T_CUEN_ATQ	0.195382	1.451210	3.742729
T_MILA_ATU	0.000000	0.686225	25.183111
T_MACH_TRK	0.384252	3.720441	158.322492

En base a la metodología descrita en la Sección 2.2, se calcula el índice de severidad para todas las contingencias y el valor de la tasa de interrupción forzada se lo escala en base a la ecuación (2.7), como se presenta en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12: Probabilidad y severidad escenario Demanda Máxima – Hidrología seca.

Contingencia	Probabilidad	Severidad
L_ABAN_MACA_0_1	0	89.408723
T_CUEN_ATR	0	90.190476
L_NPRO_PASC_1_1	0	64.071373
L_SROS_SRO2_1_1	0	51.872186
L_CUEN_MOLI_1_2	14.7192	100
L_BANO_TOPO_1_1	20.1037111	89.438402
T_SALI_ATQ	33.3147111	37.693235
T_PASC_ATU	34.6786889	71.849269
T_CUEN_ATQ	43.6926533	75.982952
T_MILA_ATU	43.8560289	71
L_CUEN_MOLI_1_1	45.7095644	100
T_QUEV	46.4727844	90.190476
L_MULA_PUCA_1_1	48.4706667	89.850724
L_PUYO_TOPO_1_1	50.4469222	90.190476
T_MACH_TRK	52.9322289	90.190476
T_SGRE	53.5896978	100
L_MONT_SGRE_1_1	55.8471289	100
L_PORT_SGRE_1_1	60.7451302	89.663726
L_MACA_MEND_1_1	62.4732871	90.190476
L_GUAL_LIMO_1_1	63.8761971	71
L_PNAP_PUS1_1_1	79.9734607	89.413604
T_PASC_ATT	82.4690334	89.712280
L_CHRR_TISA_5_1	89.2181941	90.190476

En base a la Tabla 3.12, se representa los resultados sobre la matriz de riesgo como se muestra en la Figura 3.3.

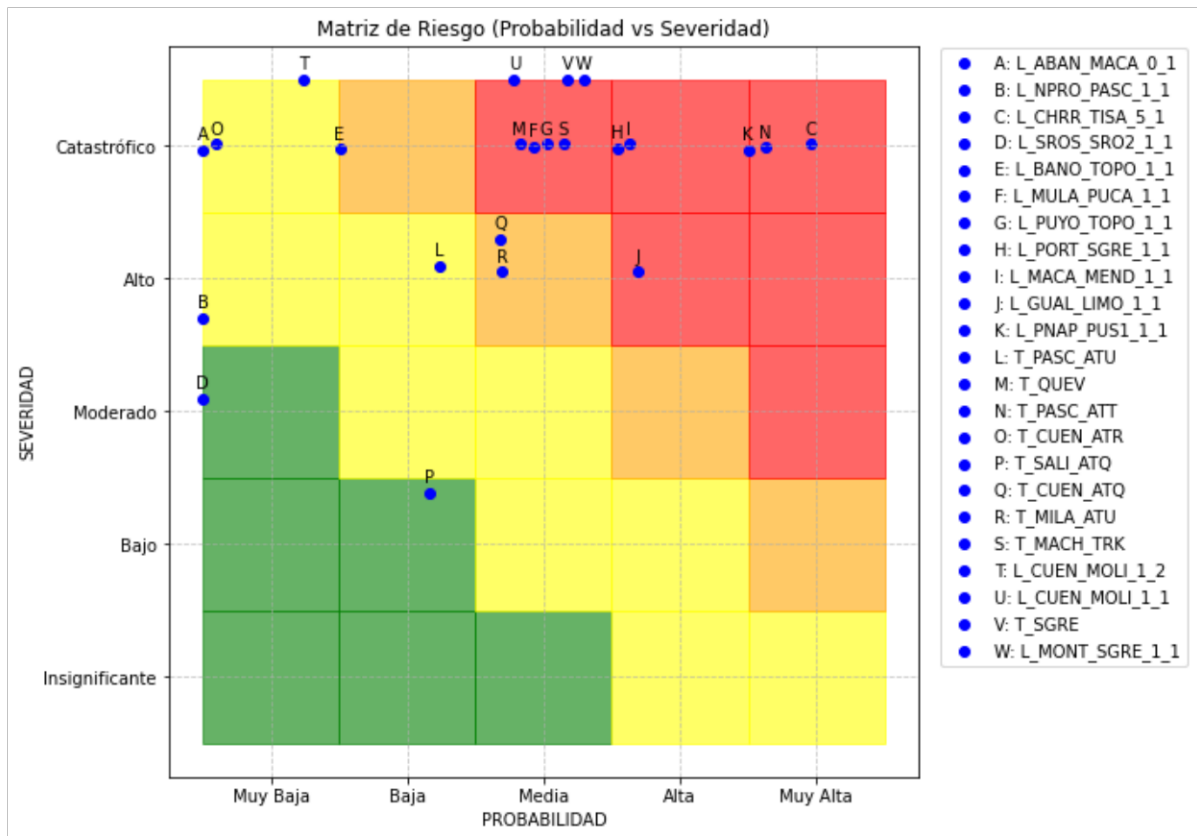


Figura 3.3: Matriz de riesgo escenario Demanda Máxima – Hidrología seca.

3.1.4 Escenario Demanda Máxima – Hidrología lluviosa

Para el último caso, se tiene una exigencia de demanda bastante considerable, por lo que, este escenario se lo consideró a las 19:00PM. Además, para simular una hidrología lluviosa, se recopiló los datos del despacho del mes de marzo, debido a que, es donde existe la mayor producción de energía por parte de las centrales hidroeléctricas. Con estas consideraciones se presenta en la Tabla 3.13, el ranking de las contingencias más probables.

Tabla 3.13: Contingencias más probables escenario Demanda Máxima – Hidrología Iluviosa [25].

Contingencia	FOR [%]
L_ABAN_MACA_0_1	0
L_MACH_UNI2_2_1(1)	0
T_Macas_214	0
T_CUEN_ATR	0
L_NPRO_PASC_1_1	0
L_CHIL_SROS_1_1	0
L_CUEN_MOLI_1_2	0.000073596
L_AMBA_TOTO_1_1	0.000073596
L_INGA_POMA_2_2	0.0001173
L_INGA_POMA_2_1	0.00032828
T_SROS_ATT	0.00051517
T_PASC_ATU	0.00076054
L_DCER_PASC_2_1	0.00090773
L_JARA_MONT_1_1	0.00133542
T_CUEN_ATQ	0.00266169
T_MILA_ATU	0.00273521
L_CUEN_MOLI_1_1	0.0035693
L_MULA_PUCA_1_1	0.0052618
L_PUYO_TOPO_1_1	0.00570112
T_MACH_TRK	0.0068195
L_MONT_SGRE_1_1	0.00813121
T_SROS_ATU	0.0162499
L_MACA_MEND_1_1	0.01662979
L_PNAP_PUS1_1_1	0.18880573
T_PASC_ATT	0.2111065
L_CHRR_TISA_5_1	0.51481873

El ranking presentado en la Tabla 3.13, proporciona el nombre de la contingencia la cual va a ingresar dentro del set para el cálculo de los índices de severidad y la tasa de interrupción forzada. Además, las contingencias resaltadas son las más críticas ya que el flujo de potencia no encontró una solución, por lo que directamente estos eventos tienen una asignación del 100 % de severidad. En la Tabla 3.14, se presenta el cálculo de los índices de severidad para este escenario.

Tabla 3.14: Cálculo de los índices de severidad escenario Demanda Máxima – Hidrología Iluviosa.

Contingencia	ENS	Plp	Plv
L_ABAN_MACA_0_1	0.000000	24.730127	36.060731
L_MACH_UNI2_2_1(1)	0.000000	24.938874	25.748073
L_CUEN_MOLI_1_1	0.040979	25.408395	44.993801
L_MULA_PUCA_1_1	0.000000	25.781006	21.154531
L_PUYO_TOPO_1_1	0.443473	25.374029	124.036638
L_MACA_MEND_1_1	0.338216	24.022886	91.637110
L_PNAP_PUS1_1_1	0.000000	25.054359	34.859980
L_CHRR_TISA_5_1	0.000000	26.860876	36.956879
L_NPRO_PASC_1_1	0.000000	25.186092	21.852363
L_CHIL_SROS_1_1	0.000000	25.218053	21.124183
L_CUEN_MOLI_1_2	0.000845	25.408395	44.993801
L_AMBA_TOTO_1_1	0.000000	26.025064	21.825858
L_INGA_POMA_2_2	0.000000	25.212538	20.400758
L_INGA_POMA_2_1	0.000000	25.212580	20.400749
L_DCER_PASC_2_1	0.000000	24.767128	23.408972
L_JARA_MONT_1_1	0.046865	25.778272	21.201581
T_Macas_214	0.000000	26.265051	23.688198
T_SROS_ATT	0.000000	24.892351	20.849944
T_PASC_ATU	0.286904	25.642284	22.539005
T_SROS_ATU	0.000000	24.892927	20.875107
T_PASC_ATT	79.805041	25.642284	22.539005
T_CUEN_ATR	1.067395	25.928174	24.086799
T_CUEN_ATQ	0.099860	24.906987	22.236518
T_MILA_ATU	0.000000	24.761313	23.466773

Además, para el análisis de la inferencia difusa, los antecedentes son la energía no suministrada y la variación con respecto del caso base tanto para el PI_p como para el PI_v . En la Tabla 3.15 se presenta, el valor de los antecedentes para la inferencia difusa.

Tabla 3.15: Antecedentes para cálculo del riesgo escenario Demanda Máxima – Hidrología Iluviosa.

Contingencia	ENS	ΔPI_p	ΔPI_v
L ABAN MACA 0 1	0.000000	0.300899	67.520667
L MACH UNI2 2 1(1)	0.000000	1.147541	19.613056
L CUEN MOLI 1 1	0.040979	3.051831	109.019376
L MULA PUCA 1 1	0.000000	4.563075	0.000000
L PUYO TOPO 1 1	0.443473	2.912448	476.214057
L MACA MEND 1 1	0.338216	0.000000	325.701567
L PNAP PUS1 1 1	0.000000	1.615925	61.942556
L CHRR TISA 5 1	0.000000	8.942830	71.683734
L NPRO PASC 1 1	0.000000	2.150209	1.515478
L CHIL SROS 1 1	0.000000	2.279841	0.000000
L CUEN MOLI 1 2	0.000845	3.051831	109.019376
L AMBA TOTO 1 1	0.000000	5.552927	1.392351
L INGA POMA 2 2	0.000000	2.257472	0.000000
L INGA POMA 2 1	0.000000	2.257641	0.000000
L DCER PASC 2 1	0.000000	0.450971	8.746730
L JARA MONT 1 1	0.046865	4.551985	0.000000
T Macas 214	0.000000	6.526273	10.043880
T SROS ATT	0.000000	0.958853	0.000000
T PASC ATU	0.286904	4.000444	4.705286
T SROS ATU	0.000000	0.961187	0.000000
T PASC ATT	79.805041	4.000444	4.705286
T CUEN ATR	1.067395	5.159961	11.895584
T CUEN ATQ	0.099860	1.018211	3.300075
T MILA ATU	0.000000	0.427386	9.015244

En base a la metodología descrita en la Sección 2.2, se calcula el índice de severidad para todas las contingencias y el valor de la tasa de interrupción forzada se lo escala en base a la ecuación (2.7), como se presenta en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16: Probabilidad y severidad escenario Demanda Máxima – Hidrología Iluviosa.

Contingencia	Probabilidad	Severidad
L ABAN MACA 0 1	0	71
L MACH UNI2 2 1(1)	0	89.046035
T Macas 214	0	90.190476
T CUEN ATR	0	90.190476
L NPRO PASC 1 1	0	54.219316
L CHIL SROS 1 1	0	40.382540
L CUEN MOLI 1 2	14.7192	89.626554
L AMBA TOTO 1 1	14.7192	89.122102
L INGA POMA 2 2	20.3844444	40.246251
L INGA POMA 2 1	25.0728889	40.247287
T SROS ATT	29.226	27.701211
T PASC ATU	34.6786667	90.107358
L DCER PASC 2 1	37.9495556	71
L JARA MONT 1 1	40.7453778	73.357030
T CUEN ATQ	43.6926444	61.695056
T MILA ATU	43.8560222	71
L CUEN MOLI 1 1	45.7095556	89.626554
L MULA PUCA 1 1	49.4706667	71
L PUYO TOPO 1 1	50.4469333	90.190476
T MACH TRK	52.9322222	100
L MONT SGRE 1 1	55.8471333	100
T SROS ATU	61.3888667	27.772695
L MACA MEND 1 1	61.4732867	90.190476
L PNAP PUS1 1 1	81.9734607	89.191217
T PASC ATT	82.4690333	90.107358
L CHRR TISA 5 1	89.218194	90.190476

En base a la Tabla 3.16, se representa los resultados sobre la matriz de riesgo como se muestra en la Figura 3.4.

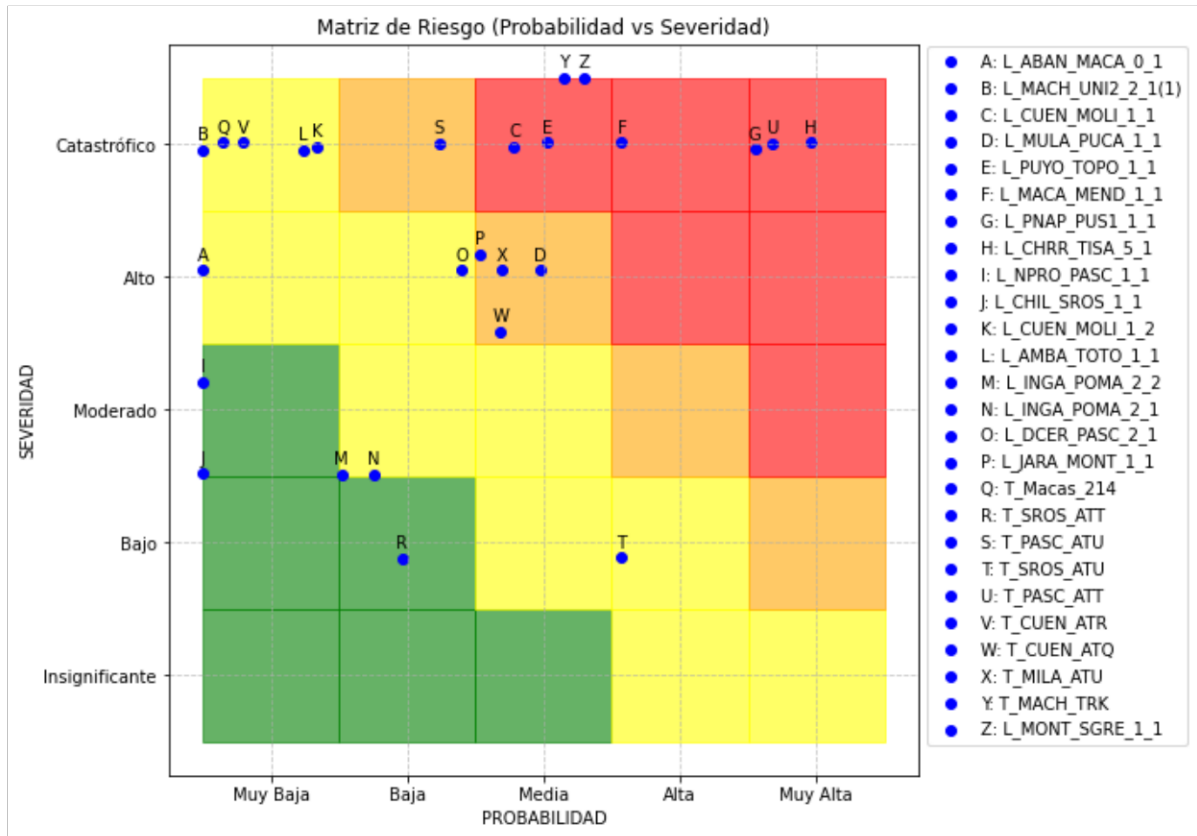


Figura 3.4: Matriz de riesgo escenario Demanda Máxima – Hidrología lluviosa.

3.2 Análisis sobre el índice de la frecuencia promedio de interrupción del sistema

El índice de la frecuencia promedio de interrupción del sistema (SAIFI) se define como la frecuencia con la que un usuario promedio percibe una interrupción constante durante un periodo específico. Este indicador relaciona el número total de interrupciones sostenidas y el número total de usuarios, sus unidades son $[1/C/a]$ [17].

Para el análisis de los cuatro escenarios operativos se sigue la misma metodología propuesta, sin embargo, solo cambia el índice de probabilidad, por lo que el índice de severidad se mantiene.

3.2.1 Escenario Demanda Mínima – Hidrología seca

Tomando como punto de partida el ranking de severidad del escenario Demanda Mínima – Hidrología seca del caso anterior, se presenta en la Tabla 3.17, el SAIFI del ranking de las contingencias más probables.

Tabla 3.17: SAIFI para el escenario Demanda Mínima – Hidrología seca [25].

Contingencia	SAIFI [%]
L_BOMB MIRA 2_1(1)	0
T CUEN ATR	0.04125959
L_BANO TOPO 1_1	0.60706506
T MACA TRQ	0
L_CUEN LPAZ 1_1	0
T MILA ATU	0
T ESME	0
L_PUYO TOPO 1_1	3.6373801
T MACH TRK	0
L_PORT SGRE 1_1	0
L_CUEN YANA 1_1	0
L_MACA MEND 1_1	0.94984749
Sopladora U3	0
L_CHRR TISA 5 1	0

En base a la Tabla 3.4, en donde se presenta el ranking de severidad para este escenario, se escala el SAIFI según la ecuación (2.7), como se presenta en la Tabla 3.18.

Tabla 3.18: SAIFI y severidad escenario Demanda Mínima – Hidrología seca.

Contingencia	Probabilidad	Severidad
L_BOMB MIRA 2_1(1)	0	43.557972
T CUEN ATR	46.9465756	89.694522
L_BANO TOPO 1_1	71.2681124	90.190476
T MACA TRQ	0	100
L_CUEN LPAZ 1_1	0	50.148744
T MILA ATU	0	53.623769
T ESME	0	89.743044
L_PUYO TOPO 1_1	84.0575078	90.190476
T MACH TRK	0	89.376784
L_PORT SGRE 1_1	0	71
L_CUEN YANA 1_1	0	89.015069
L_MACA MEND 1_1	78.8854998	100
Sopladora U3	0	71
L_CHRR TISA 5 1	0	71

En base a la Tabla 3.18, se representa los resultados sobre la matriz de riesgo como se muestra en la Figura 3.5.

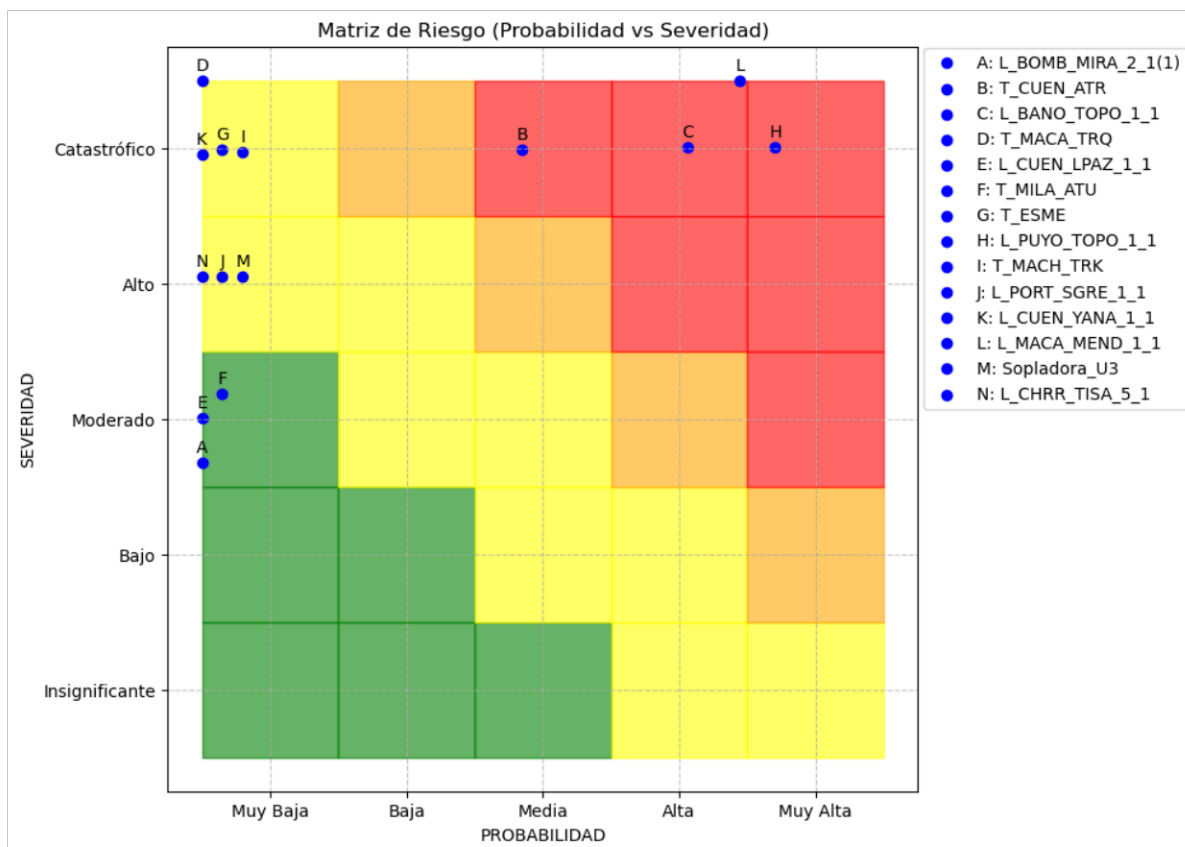


Figura 3.5: Matriz de riesgo escenario Demanda Mínima – Hidrología seca.

3.2.2 Escenario Demanda Mínima – Hidrología lluviosa

Tomando como punto de partida el ranking de severidad del escenario Demanda Mínima – Hidrología lluviosa del caso anterior, se presenta en la Tabla 3.19, el SAIFI del ranking de las contingencias más probables.

Tabla 3.19: SAIFI para el escenario Demanda Mínima – Hidrología lluviosa [25].

Contingencia	SAIFI [%]
L_BOMB_MIRA_2_1(1)	0
T_CUEN_ATR	0.04513411
L_BANO_TOTO_1_2	0
L_AMBA_TOTO_1_1	0.0001851
L_BANO_TOTO_1_1	0
T_PASC_ATU	0.56504418
L_CUENC_LPAZ_1_1	0
T_TULC_ATQ	0.29864592
T_MILA_ATU	0
T_ESME	0
L_PNAP_PUYO_1_1	13.5649424
T_MACH_TRK	0.06449988
L_MONT_SGRE_1_1	3.69342473
L_PORT_SGRE_1_1	0
L_CUEN_YANA_1_1	0
L_MACA_MEND_1_1	1.17913648
L_PNAP_PUS1_1_1	0
T_PASC_ATT	3.67278712
L_SELE_CHNG_1_2	0
L_CHRR_TISA_5_1	0

En base a la Tabla 3.8, en donde se presenta el ranking de severidad para este escenario, se escala el SAIFI según la ecuación (2.7), como se presenta en la Tabla 3.20.

Tabla 3.20: SAIFI y severidad escenario Demanda Mínima – Hidrología Lluviosa.

Contingencia	Probabilidad	Severidad
L_BOMB MIRA 2 1(1)	0.000000	71
T_CUEN ATR	47.807580	56.375106
L_BANO TOTO 1 2	0.000000	20.831648
L_AMBA TOTO 1 1	3.702000	90.190476
L_BANO TOTO 1 1	0.000000	20.831648
T_PASC ATU	70.334315	84.906088
L_CUENC LPAZ 1 1	0.000000	44.199707
T_TULC ATQ	64.414354	73.658059
T_MILA ATU	0.000000	71
T_ESME	0.000000	89.628544
L_PNAP PUYO 1 1	99.330681	83.566121
T_MACH TRK	52.111084	90.190476
L_MONT SGRE 1 1	84.143730	90.190476
L_PORT SGRE 1 1	0.000000	71
L_CUEN YANA 1 1	0.000000	71
L_MACA MEND 1 1	80.275595	56.590953
L_PNAP PUS1 1 1	0.000000	71
T_PASC ATT	84.111980	89.901710
L_SELE CHNG 1 2	0.000000	50.828360
L_CHRR TISA 5 1	0.000000	90.190476

En base a la Tabla 3.20, se representa los resultados sobre la matriz de riesgo como se muestra en la Figura 3.6.

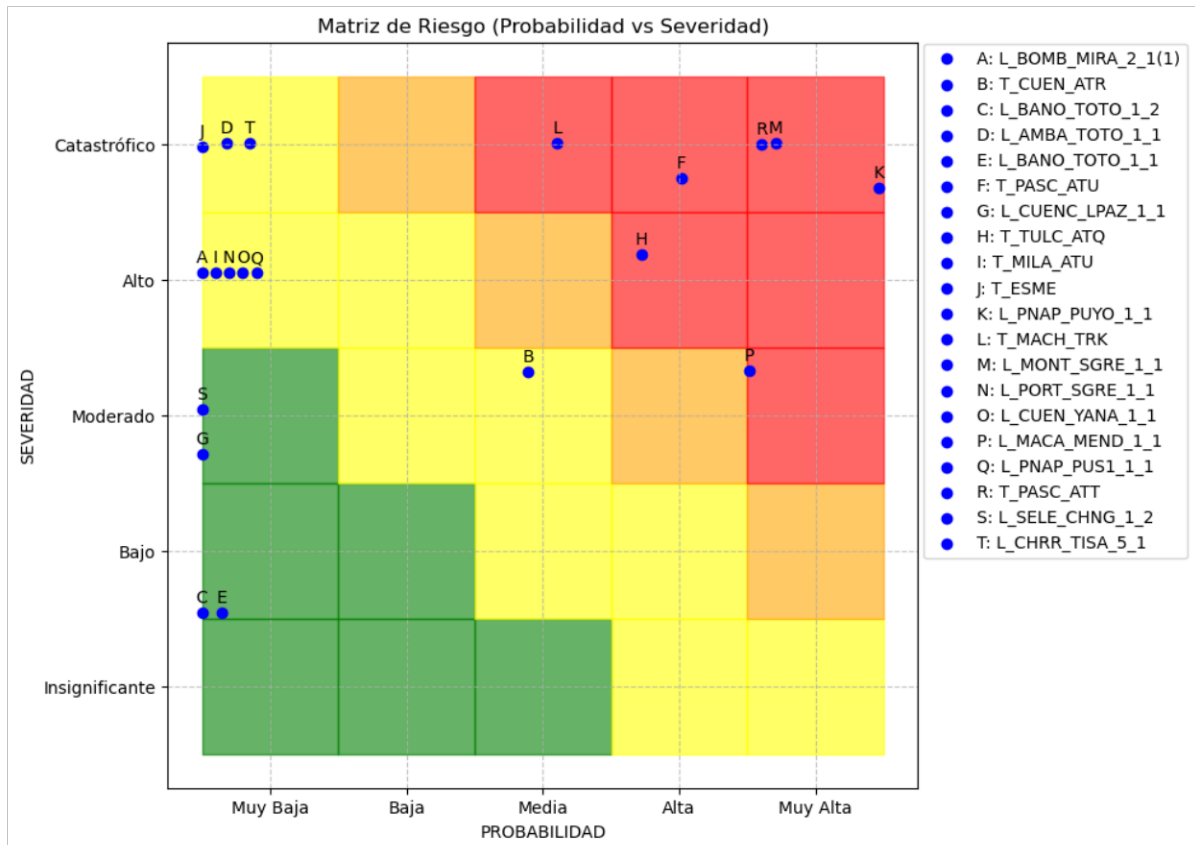


Figura 3.6: Matriz de riesgo escenario Demanda Mínima – Hidrología Lluviosa.

3.2.3 Escenario Demanda Máxima – Hidrología seca

Tomando como punto de partida el ranking de severidad del escenario Demanda Máxima – Hidrología seca del caso anterior, se presenta en la Tabla 3.21, el SAIFI del ranking de las contingencias más probables.

Tabla 3.21: SAIFI para el escenario Demanda Máxima – Hidrología seca [25].

Contingencia	SAIFI [%]
L_ABAN MACA 0 1	0
T_CUEN ATR -	0.6330589
L_NPRO PASC 1 1	0
L_SROS SRO2 1 1	0
L_CUEN MOLI 1 2	0
L_BANO TOPO 1 1	1.1260521
T_SALI ATQ -	0.0157525
T_PASC ATU -	1.0496945
T_CUEN ATQ -	0.1526204
T_MILA ATU -	0
L_CUEN MOLI 1 1	0
T_QUEV -	0.0810195
L_MULA PUCA 1 1	0
L_PUYO TOPO 1 1	6.7470188
T_MACH TRK -	0.2376974
T_SGRE -	0
L_MONT SGRE 1 1	5.5187699
L_PORT SGRE 1 1	0
L_MACA MEND 1 1	1.7618832
L_GUAL LIMO 1 1	9.061114
L_PNAP PUS1 1 1	0
T_PASC ATT -	6.8230141
L_CHRR TISA 5 1	0

En base a la Tabla 3.12, en donde se presenta el ranking de severidad para este escenario, se escala el SAIFI según la ecuación (2.7), como se presenta en la Tabla 3.22.

Tabla 3.22: SAIFI y severidad escenario Demanda Máxima – Hidrología seca.

Contingencia	Probabilidad	Severidad
L_ABAN MACA 0 1	0	89.408723
T_CUEN ATR -	71.8457533	90.190476
L_NPRO PASC 1 1	0	64.071373
L_SROS SRO2 1 1	0	51.872186
L_CUEN MOLI 1 2	0	100
L_BANO TOPO 1 1	80.1939263	89.438402
T_SALI ATQ -	41.2783333	37.693235
T_PASC ATU -	80.0764531	71.849269
T_CUEN ATQ -	61.1693422	75.982952
T_MILA ATU -	0	71
L_CUEN MOLI 1 1	0	100
T_QUEV -	55.7821111	90.190476
L_MULA PUCA 1 1	0	89.850724
L_PUYO TOPO 1 1	88.8415674	90.190476
T_MACH TRK -	63.0599422	90.190476
T_SGRE -	0	100
L_MONT SGRE 1 1	86.9519537	100
L_PORT SGRE 1 1	0	89.663726
L_MACA MEND 1 1	81.172128	90.190476
L_GUAL LIMO 1 1	92.4017138	71
L_PNAP PUS1 1 1	0	89.413604
T_PASC ATT -	88.9584832	89.712280
L_CHRR TISA 5 1	0	90.190476

En base a la Tabla 3.22, se representa los resultados sobre la matriz de riesgo como se muestra en la Figura 3.7.

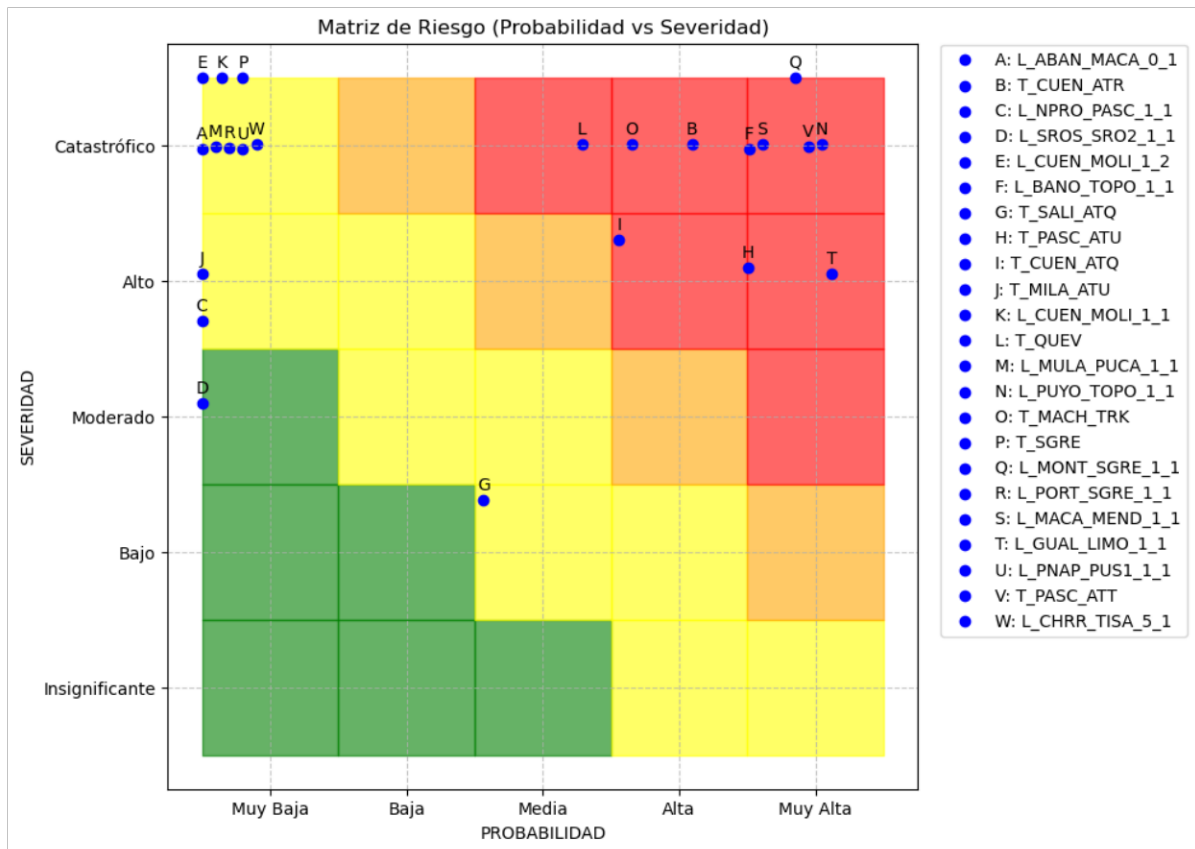


Figura 3.7: Matriz de riesgo escenario Demanda Máxima – Hidrología seca.

3.2.4 Escenario Demanda Máxima – Hidrología lluviosa

Tomando como punto de partida el ranking de severidad del escenario Demanda Máxima – Hidrología lluviosa del caso anterior, se presenta en la Tabla 3.23, el SAIFI del ranking de las contingencias más probables.

Tabla 3.23: SAIFI para el escenario Demanda Máxima – Hidrología Lluviosa [25].

Contingencia	SAIFI [%]
L_ABAN_MACA_0_1	0
L_MACH_UNI2_2_1(1)	0
T_Macas_214	0
T_CUEN_ATR	0.5346149
L_NPRO_PASC_1_1	0
L_CHIL_SROS_1_1	0
L_CUEN_MOLI_1_2	0.0071221
L_AMBA_TOTO_1_1	0
L_INGA_POMA_2_2	0
L_INGA_POMA_2_1	0
T_SROS_ATT	0
T_PASC_ATU	1.1600264
L_DCER_PASC_2_1	0
L_JARA_MONT_1_1	0.5306148
T_CUEN_ATQ	0.093083
T_MILA_ATU	0
L_CUEN_MOLI_1_1	0.0427267
L_MULA_PUCA_1_1	0
L_PUYO_TOPO_1_1	6.4870754
T_MACH_TRK	0
L_MONT_SGRE_1_1	5.3061475
T_SROS_ATU	0
L_MACA_MEND_1_1	1.6940029
L_PNAP_PUS1_1_1	0
T_PASC_ATT	7.5401717
L_CHRR_TISA_5_1	0

En base a la Tabla 3.16, en donde se presenta el ranking de severidad para este escenario, se escala el SAIFI según la ecuación (2.7), como se presenta en la Tabla 3.24.

Tabla 3.24: SAIFI y severidad escenario Demanda Máxima – Hidrología Lluviosa.

Contingencia	Probabilidad	Severidad
L_ABAN_MACA_0_1	0	71
L_MACH_UNI2_2_1(1)	0	89.046035
T_Macas_214	0	90.190476
T_CUEN_ATR	69.65810889	90.190476
L_NPRO_PASC_1_1	0	54.219316
L_CHIL_SROS_1_1	0	40.382540
L_CUEN_MOLI_1_2	33.60466667	89.626554
L_AMBA_TOTO_1_1	0	89.122102
L_INGA_POMA_2_2	0	40.246251
L_INGA_POMA_2_1	0	40.247287
T_SROS_ATT	0	27.701211
T_PASC_ATU	78.24619446	90.107358
L_DCER_PASC_2_1	0	71
L_JARA_MONT_1_1	69.56921778	73.357030
T_CUEN_ATQ	58.46288889	61.695056
T_MILA_ATU	0	71
L_CUEN_MOLI_1_1	47.2726	89.626554
L_MULA_PUCA_1_1	0	71
L_PUYO_TOPO_1_1	88.44165446	90.190476
T_MACH_TRK	0	100
L_MONT_SGRE_1_1	86.62484231	100
T_SROS_ATU	0	27.772695
L_MACA_MEND_1_1	81.06769677	90.190476
L_PNAP_PUS1_1_1	0	89.191217
T_PASC_ATT	90.06180262	90.107358
L_CHRR_TISA_5_1	0	90.190476

En base a la Tabla 3.24, se representa los resultados sobre la matriz de riesgo como se muestra en la Figura 3.8.

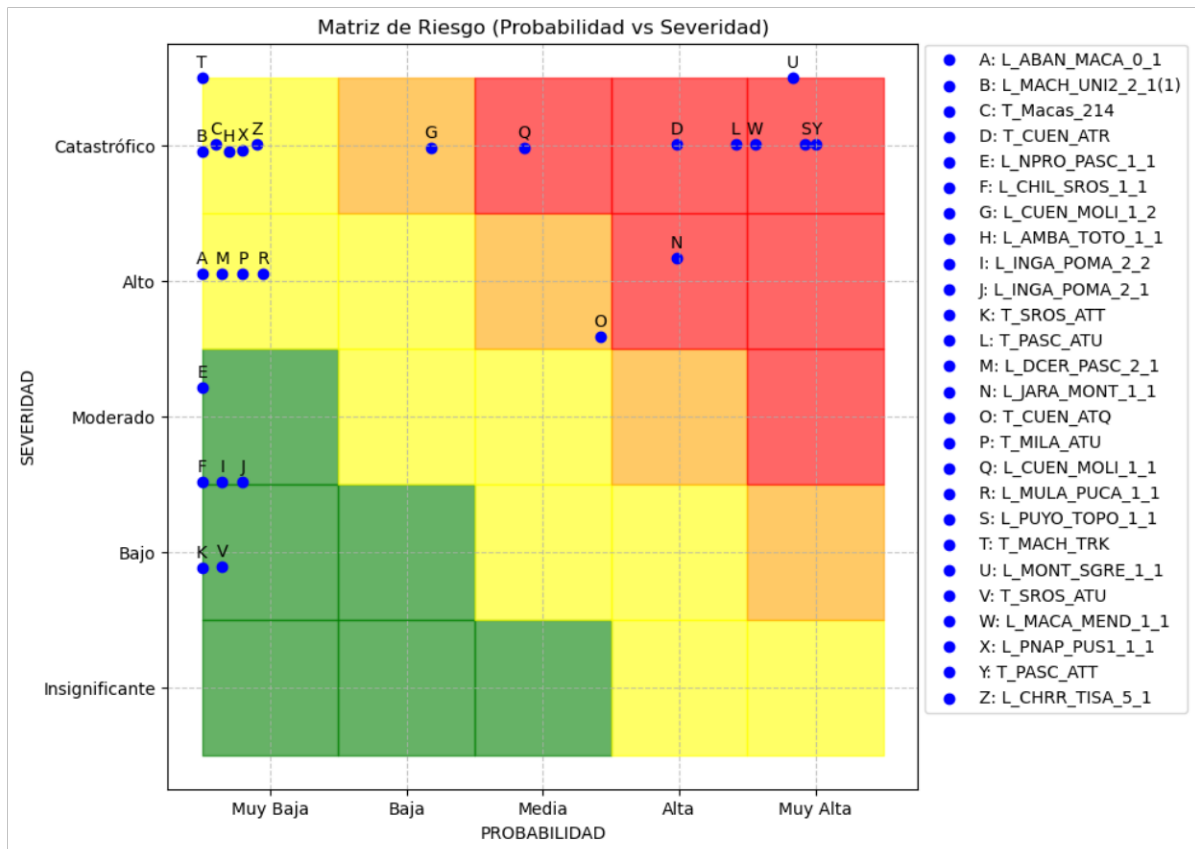


Figura 3.8: Matriz de riesgo escenario Demanda Máxima – Hidrología lluviosa.

3.3 Análisis de resultados

3.3.1 Tasa de interrupción forzada

En base al análisis sobre los cuatro escenarios operativos sobre la tasa de interrupción forzada, se presenta en la Tabla 3.25 las contingencias con su respectiva categorización según la matriz de riesgo.

Tabla 3.25: Contingencias de los cuatro escenarios operativos en base al FOR.

Contingencia	Escenario1	Escenario2	Escenario3	Escenario4
T MACH TRK				
L MONT SGRE 1 1				
T Macas 214				
T CUEN ATR				
L PUYO TOPO 1 1				
L MACA MEND 1 1				
L CHRR TISA 5 1				
T PASC ATU				
T PASC ATT				
L CUEN MOLI 1 2				
L CUEN MOLI 1 1				
L PNAP PUS1 1 1				
L AMBA TOTO 1 1				
L MACH UNI2 2 1(1)				
L JARA MONT 1 1				
L ABAN MACA 0 1				
L DCER PASC 2 1				
T MILA ATU				
L MULA PUCA 1 1				
T CUEN ATQ				
L NPRO PASC 1 1				
L CHIL SROS 1 1				
L INGA POMA 2 1				
L INGA POMA 2 2				
T SROS ATU				
T SROS ATT				
Sopladora U3				
L CUEN YANA 1 1				
L PORT SGRE 1 1				
T ESME				
L CUEN LPAZ 1 1				
T MACA TRQ				
L BANO TOPO 1 1				
L BOMB MIRA 2 1(1)				
L SELE CHNG 1 2				
L PNAP PUYO 1 1				
T TULC ATQ				
L BANO TOTO 1 1				
L BANO TOTO 1 2				
L GUAL LIMO 1 1				
T SGRE				
T QUEV				
T SALI ATQ				
L SROS SRO2 1 1				

En base a la Tabla 3.25, se puede apreciar que la línea de Chorrillos-Tisaleo 500 kV y el transformador de Machala TRK 230/69/13.8 kV son las contingencias más críticas debido a que se categorizan con un riesgo catastrófico de llegar a ocurrir en cualquier escenario operativo, por lo que están son las contingencias que necesitan una acción correctiva inmediata debido a su fuerte influencia dentro del sistema. Sin embargo, existen otras contingencias que son catastróficas, pero no en todos los escenarios como el caso de la línea de Macas-Méndez 138 kV, transformador ATT 230/138 kV de Pascuales, línea Montescriti-San Gregorio 138 kV, línea Puerto Napo-Pusuno 138 kV, línea Molino-Cuenca 138 kV y la línea Cuenca-Yanacocha 138 kV que son críticas en más de un escenario operativo, por lo

que también necesitan una acción correctiva.

Las contingencias que sean catastróficas en un solo escenario operativo y las que tengan un riesgo considerable en más de un escenario operativo, se las debe analizar desde una perspectiva técnico-económica para poder priorizar las que más afecten al sistema desde esos aspectos, por ejemplo, realizar un análisis entre la Unidad 3 180.37 MVA de Sopladora y el transformador ATU 230/138 kV de Milagro para determinar que evento se debe priorizar sobre el otro. Las contingencias poco riesgosas son las que no necesariamente deben cumplir con el criterio N-1 debido a que al impacto hacia el sistema es casi nulo, ya sea porque son poco probables que sucedan o porque no provocan violaciones de los límites de voltaje y cargabilidad como la línea Inga-Pomasquí 230 kV o el transformador ATT 230kV/138kV de Santa Rosa.

3.3.2 Índice de la frecuencia promedio de interrupción del sistema

En base al análisis sobre los cuatro escenarios operativos sobre el SAIFI, se presenta en la Tabla 3.26 las contingencias con su respectiva categorización según la matriz de riesgo.

Tabla 3.26: Contingencias de los cuatro escenarios operativos en base al SAIFI.

Contingencia	Escenario1	Escenario2	Escenario3	Escenario4
T_MACH_TRK				
L_MONT_SGRE_1_1				
T_Macas_214				
T_CUEN_ATR				
L_PUYO_TOPO_1_1				
L_MACA_MEND_1_1				
L_CHRR_TISA_5_1				
T_PASC_ATU				
T_PASC_ATT				
L_CUEN_MOLI_1_2				
L_CUEN_MOLI_1_1				
L_PNAP_PUS1_1_1				
L_AMBA_TOTO_1_1				
L_MACH_UNI2_2_1(1)				
L_JARA_MONT_1_1				
L_ABAN_MACA_0_1				
L_DCER_PASC_2_1				
T_MILA_ATU				
L_MULA_PUCA_1_1				
T_CUEN_ATQ				
L_NPRO_PASC_1_1				
L_CHIL_SROS_1_1				
L_INGA_POMA_2_1				
L_INGA_POMA_2_2				

T_SROS_ATU				
T_SROS_ATT				
Sopladora_U3				
L_CUEN_YANA_1_1				
L_PORT_SGRE_1_1				
T_ESME				
L_CUEN_LPAZ_1_1				
T_MACA_TRQ				
L_BANO_TOPO_1_1				
L_BOMB_MIRA_2_1(1)				
L_SELE_CHNG_1_2				
L_PNAP_PUYO_1_1				
T_TULC_ATQ				
L_BANO_TOTO_1_1				
L_BANO_TOTO_1_2				
L_GUAL_LIMO_1_1				
T_SGRE				
T_QUEV				
T_SALI_ATQ				
L_SROS_SRO2_1_1				

En base a la categorización según el SAIFI, se puede apreciar que ciertas contingencias varían considerablemente, debido a que eventos catalogados como críticos desde el punto de vista de la seguridad del sistema, son confiables ya que el suministro de energía no se ha interrumpido. El caso más plausible es el de la línea Chorrillos-Tisaleo 500 kV porque, según el análisis de confiabilidad, al ocurrir la salida de este elemento, no produce interrupción del suministro eléctrico, debido a que esta línea lleva poca energía y al ocurrir una contingencia la energía circula por otras líneas de transmisión, sin embargo, desde el punto de vista de la seguridad esta contingencia es muy crítica debido a la violación de los límites de voltajes y cargabilidades como se presentó en el caso anterior. Otro caso son las contingencias que desde el punto de vista de la seguridad del sistema no tienen mayor influencia, pero que no son confiables; el transformador ATR 138/69/13.8 kV de Cuenca es un caso debido a que, esta contingencia no produce mayores complicaciones en la operación del sistema, sin embargo, de llegar a ocurrir este evento puede provocar cortes de suministro eléctrico a toda la zona de Cuenca.

En base a estas dos categorizaciones, se aprecia que las contingencias más críticas son las que no cumplen con los criterios de seguridad y de confiabilidad como, por ejemplo: la línea de Macas-Méndez 138 kV, la línea del Puyo-Topo 138 kV, la línea Montecristi-San Gregorio 138 kV y el transformador TRK 230/69/13.8 kV de Machala, estas contingencias son las más severas debido a que incumplen con los criterios operativos y sufren cortes de energía a los usuarios finales.

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

En base a la metodología propuesta, se puede comprobar que el criterio convencional N-1 para contingencias puede ser suavizado si se considera la probabilidad de que esa contingencia suceda y la severidad de que dicho evento llegue a ocurrir mediante la matriz de riesgo, debido a que si se consideran esos dos parámetros, van a existir contingencias que sean catastróficas para el sistema, sin embargo, estos eventos pueden tener una probabilidad insignificante o que nunca podrían ocurrir, o a su vez, contingencias que tengan una probabilidad muy alta de ocurrir pero que no representen un riesgo significativo dentro del sistema, de esta manera todas estas contingencias no deben cumplir necesariamente con el criterio N-1, debido a que, llevar al sistema a un estado de operación normal representa un costo elevado y significativo.

En base a la clasificación de la matriz de riesgo, solo las contingencias que se cataloguen con un riesgo muy elevado, son las que tienen que cumplir con el criterio N-1 y deben de tener un plan de acciones correctivas inmediatas, mientras que las contingencias con un riesgo medio-bajo deben poseer un plan de acciones de control y de prevención, para que no pasen a un estado más riesgoso.

En base a los resultados, la línea de Chorrillos-Tisaleo 500 kV y el transformador de Machala TRK 230/69/13.8 kV son las contingencias más severas desde el punto de vista de la seguridad del sistema, por lo que es importante realizar acciones correctivas como, por ejemplo, la implementación de una línea en paralelo o tener un transformador de respaldo para que el sistema eléctrico sea más seguro, ya que de llegar a ocurrir cualquiera de estos eventos puede llevar al sistema a un estado de emergencia extrema o incluso a un colapso total. Desde el punto de vista de la confiabilidad, las líneas que más producen interrupciones son las que están ubicadas en la zona de la costera y amazonía debido al constante cambio

climático, sin embargo, son cargas que no son tan representativas dentro de la operación del sistema de potencia.

Además, se concluye que el riesgo de las contingencias varía en función del escenario operativo, por lo que, para la implementación de una acción correctiva se debe realizar un análisis técnico-económico para priorizar las contingencias que incumplan con los límites operativos y a su vez, traigan un beneficio económico a largo plazo, es decir, que tan importante es que una cierta zona siempre tenga un suministro eléctrico debido a las pérdidas económicas que puedan surgir al ocurrir una contingencia, este análisis se lo puede complementar con el análisis de confiabilidad ya que se puede priorizar las contingencias que sean críticas desde el punto de vista de confiabilidad y de seguridad como las línea de Macas-Méndez 138 kV, la línea del Puyo-Topo 138 kV y la línea Montecristi-San Gregorio 138 kV.

4.2 Recomendaciones

Para el análisis de la seguridad estática se tomó como base cuatro escenarios operativos, sin embargo, es recomendable extrapolarlo a mas escenarios operativos debido a que se tiene los datos operativos de una hora específica, por lo que, se asume que el sistema tiene ese comportamiento a lo largo de una temporada, ya sea lluviosa o seca, o se tiene los datos de despacho asumiendo que la generación y la demanda tiene el mismo comportamiento, tanto para demanda mínima como máxima, o que tienen la misma topología, por lo que son aproximaciones bastante considerables.

Para trabajos futuros, se puede realizar el análisis técnico-económico de las contingencias más críticas del sistema, de esta manera se puede priorizar las contingencias que necesitan tener un plan correctivo inmediato, debido a que aumentar la confiabilidad y la seguridad del sistema de potencia es bastante complejo y costoso.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Billinton y R. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Second. England: Springer Science, 1996.
- [2] J. Barba, «Análisis de confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano utilizando el software PowerFactory de DlgSILENT,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2022.
- [3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [4] Ecuador, «Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica,» *Registro Oficial*, 2015.
- [5] CENACE, «Informe Anual 2022,» Operador Nacional de Electricidad CENACE, Quito, inf. téc., 2022.
- [6] ARCERNNR, «Regulación Nro. ARCERNNR-004/20,» Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, Quito, Ecuador, inf. téc., 2023.
- [7] R. Billinton y R. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems*, Second. New York: Springer Science, 1992.
- [8] M. Gholami, M. Sanjari, M. Safari y M. Kamali, «Static security assessment of power systems: A review,» *Wiley Online Library*, vol. 30, n.º 9, pág. 12 432, 2020. DOI: 10.1002/2050-7038.12432.
- [9] A. Wood, B. Wollenberg y G. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*, 3.ª ed. United States of America: IEEE Wiley, 2019.
- [10] H. Arcos, «Cálculos de confiabilidad y reserva del sistema de generación y transmisión,» Tesis de mtría., Escuela Politécnica Nacional, 2022.
- [11] A. Escobar y L. A. Gallego, «Análisis estático de contingencias de potencia activa en sistemas eléctricos de potencia,» *Scientia et Technica*, 2004.

- [12] V. Mishra y M. Khardennis, «Contingency Analysis of Power System,» *IEEE Students*, 2012. DOI: 10.1109/SCEECS.2012.6184751.
- [13] C. Ejebe y B. Wollenberg, «Automatic Contingency Selection,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, n.º 1, págs. 97-109, 1979.
- [14] V. Kishnan y J. McCalley, *Contingency Assessment Under Uncertainty for Voltage Collapse and Its Application in Risk Based Contingency Ranking*. Iowa: Elsevier, 2012.
- [15] M. Caro, «Análisis de Severidad de Contingencias de Supercomponentes en Sistemas de Potencia,» Tesis doct., Universidad de los Andes, Bogotá, D.C., 2008.
- [16] CONELEC, «Regulación Nro. CONELEC-006/00. Procedimientos de Despacho y Operación,» Consejo Nacional de Electricidad, Quito, Ecuador, Regulation CONELEC-006/00, ver. 2.0, 2000.
- [17] DlgSILENT GmbH, *DlgSILENT PowerFactory 15 User Manual*, Online Edition, DlgSILENT GmbH, Gomaringen, Germany, 2013.
- [18] P. Sekhar y S. Mohanty, «Power System Contingency Ranking Using Newton Raphson Load Flow Method,» en *Annual IEEE India Conference (INDICON)*, India, 2013.
- [19] W. Vargas, «Implementación de Aplicaciones para la Operación del Sistema Nacional Interconectado mediante DlgSILENT PowerFactory y Lenguaje de Programación Python,» en *XXXI Seminario Nacional del Sector Eléctrico*, Comisión de Integración Energética Regional Ecuacior, Quito, 2016.
- [20] N. Naik, P. Grace, P. Jenkins, K. Naik y J. Song, «An evaluation of potential attack surfaces based on attack tree modelling and risk matrix applied to self-sovereign identity,» *Computers & Security*, vol. 120, pág. 102 808, 2022. DOI: 10.1016/j.cose.2022.102808. dirección: <https://doi.org/10.1016/j.cose.2022.102808>.
- [21] I. Marin-Garcia, P. Chavez-Burbano, V. Guerra, J. Rabadan y R. Perez-Jimenez, «Considerations on Visible Light Communication security by applying the Risk Matrix methodology for risk assessment,» *Plos One*, 2017. DOI: 10.1371/journal.pone.0188759. dirección: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0188759>.
- [22] J. Shing y R. Jang, «ANFIS: Adaptive-Network-Based Fuzzy Inference System,» *IEEE Transactions on Systems*, vol. 23, n.º 3, págs. 665-685, 1993.
- [23] J. García, J. d. J. Medel, J. C. Sánchez y A. Tequianez, *Sistemas con lógica difusa*, Primera. México, D.F.: Instituto Politécnico Nacional, 2009.

- [24] C. González, *Lógica Difusa-Una introducción práctica*. Escuela Superior de Informática de la Universidad de Castilla-La Mancha, 2022.
- [25] J. Castellano, «Evaluación de la seguridad estática del sistema eléctrico ecuatoriano considerando el criterio convencional N-1,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2023.
- [26] M. Montes Rivera, E. Olvera-Gonzalez y N. Escalante-Garcia, «UPAFuzzySystems: A Python Library for Control and Simulation with Fuzzy Inference Systems,» *Machines*, vol. 11, n.º 5, pág. 572, mayo de 2023. DOI: 10.3390/machines11050572.
- [27] S. G. K. Patro y K. K. Sahu, «Normalization: A Preprocessing Stage,» *International Advanced Research Journal in Science, Engineering and Technology*, págs. 20-22, mar. de 2015. DOI: 10.17148/IARJSET.2015.2305.
- [28] P. Rondla, «Montecarlo and analytical methods for Forced Outage Rates calculation of peaking units,» Tesis doct., Texas A&M University, United States of America, 2012.

6 ANEXOS

ANEXO A. Estructura básica de la inferencia difusa

ANEXO B. Sistema Nacional Interconectado

ANEXO A

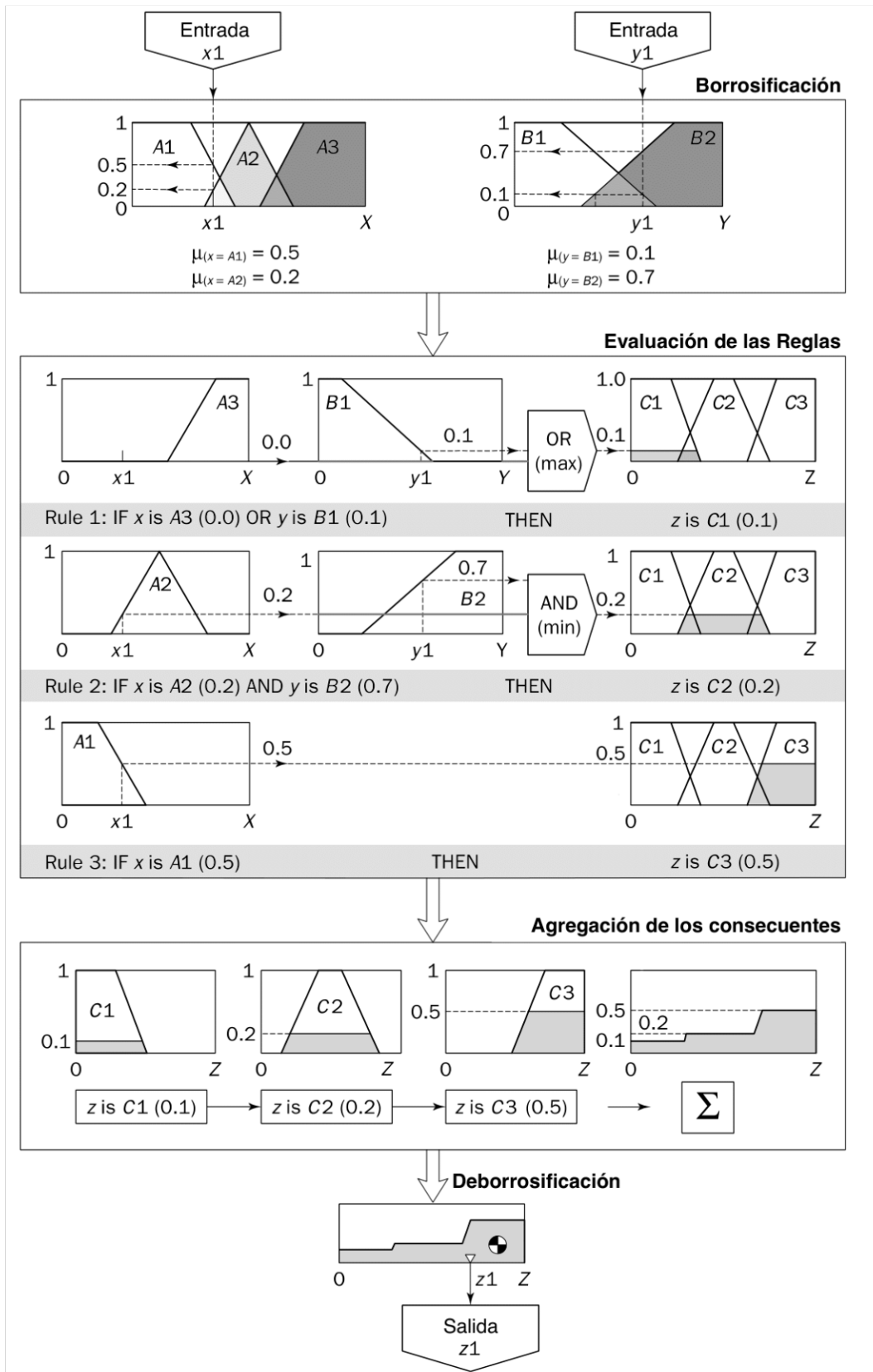


Figura 6.1: Estructura básica de la inferencia Mamdani [24].

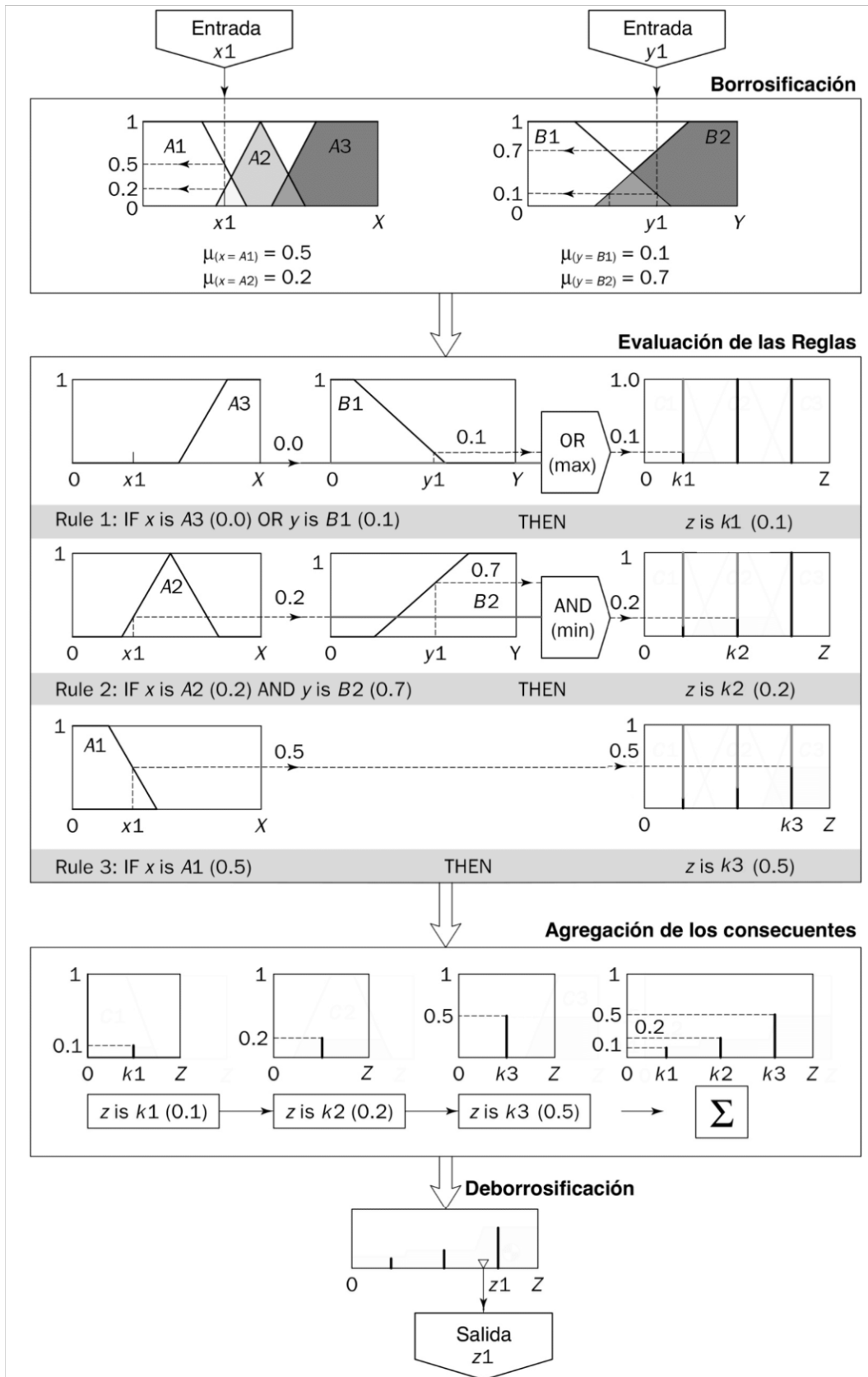


Figura 6.2: Estructura básica de la inferencia TSK [24].

ANEXO B

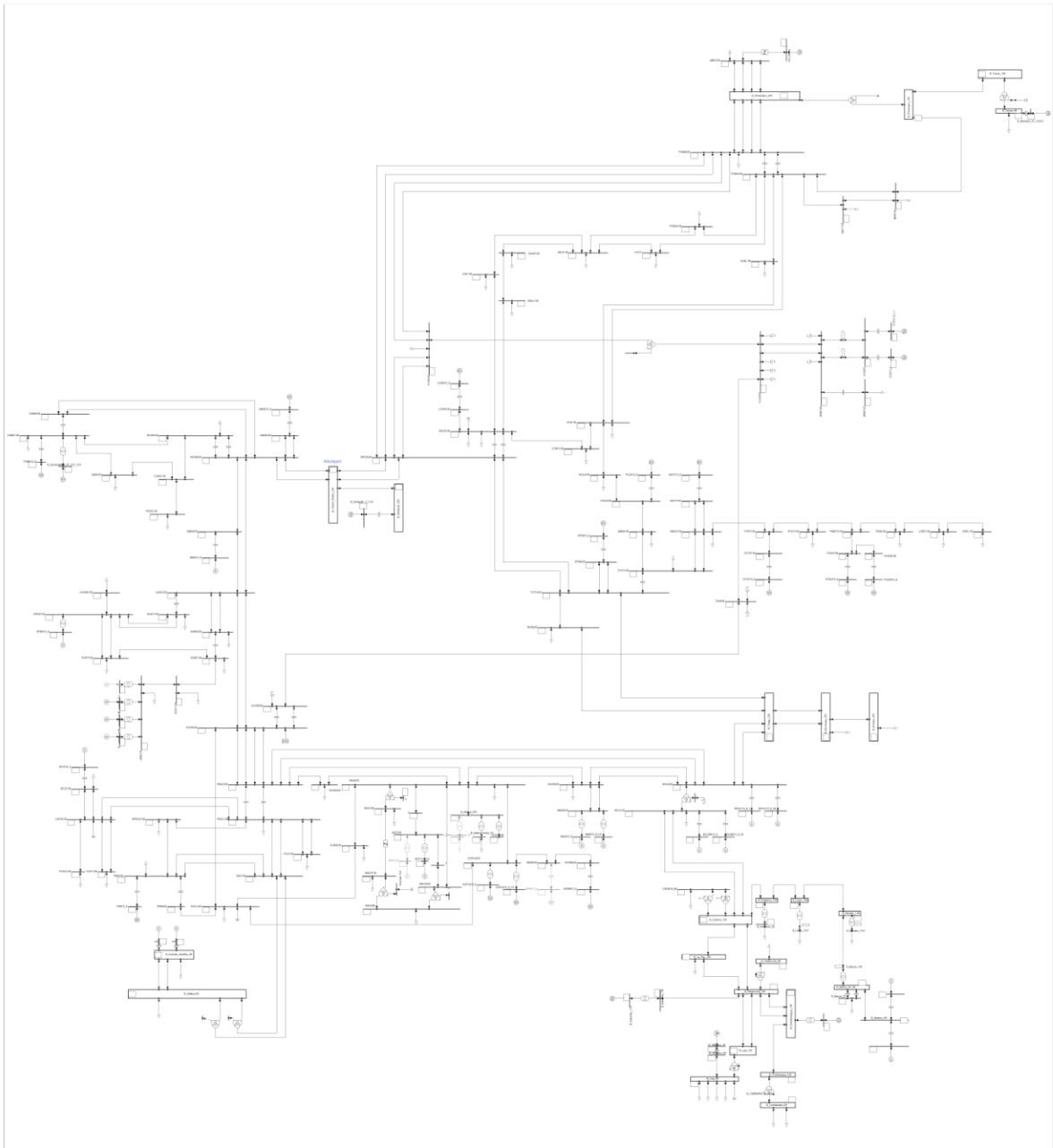


Figura 6.3: Sistema Nacional Interconectado