



**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES
RADIALES Y ENMALLADAS**

LEON JAIRO CORRALES JIMINEZ

ROLANDO GUISAO VÉLEZ

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

ESCUELA DE INGENIERIAS

ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

MEDELLÍN

2016



**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES
RADIALES Y ENMALLADAS**

**LEON JAIRO CORRALES JIMINEZ
ROLANDO GUISAO VÉLEZ**

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Transmisión y
Distribución de Energía Eléctrica**

**Director
Ivan Camilo Díez Restrepo
Magister en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERIAS
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
MEDELLÍN
2016**

NOTA DE ACEPTACION

Firma
Nombre
Presidente del jurado

Firma
Nombre
Presidente del jurado

Firma
Nombre
Presidente del jurado

Medellín, 15 de Marzo de 2016.

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de este posgrado, por ser mi fortaleza en momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias. Asimismo, agradezco a mi esposa y madre por estar siempre acompañándome y apoyándome, a mi amigo Rolando por sacar este programa adelante.

León Jairo Corrales Jiménez.

Doy gracias a Dios por permitirme alcanzar un logro más en mi vida profesional, asimismo, agradezco a mi madre y padre por estar siempre acompañándome y apoyándome, a mis hermanas por ser una motivación más en mi vida, mi hijo Jerónimo y Mariana por ser mi fuente de alegría, a María por la paciencia y la ayuda incondicional y a León por su amistad y apoyo.

Rolando Guisao Vélez

CONTENIDO

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	16
1.1. Raíces del Problema.....	16
1.2. Elementos del Problema	17
1.3. Perceptores del Problema.....	18
1.4. Planteamiento del Problema	18
1.5. Propuesta Investigativa	18
1.6. Justificación y Beneficios.....	18
1.7. Objetivos Específicos	19
1.8. Alcance	20
1.9. Consideraciones	21
2. ESTADO DEL ARTE	22
2.1. Conceptos básicos de Confiabilidad.....	23
2.2. Análisis de Confiabilidad	24
2.2.1. Análisis determinístico	25
2.2.2. Análisis probabilístico	25
2.2.3. Análisis probabilístico y determinístico enfoques del análisis de confiabilidad moderno	26
2.3. Estado del Arte en la Metodología del Cálculo de la confiabilidad	26
3. RESOLUCIONES Y METODOLOGIA RELACIONADAS CON LA CONFIABILIDAD.	28
3.1. Resolución CREG 025 de 1995.....	29
3.1.1. Código de Planeamiento de la Expansión del STN.....	29
3.1.2. Código de operación	32
3.2. Resolución CREG 071 de 2006. [13].....	33
3.3. Resoluciones de calidad aplicables al transporte de energía	33

3.3.1.	A Nivel de STN.....	33
3.3.2.	A Nivel de STR.....	34
3.4.	Metodología actualmente utilizada en la confiabilidad en la planeación	35
4.	METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD	37
4.1.	Evaluación Técnica	39
4.1.1.	Simulación de Eventos	40
4.1.2.	Criterio de Sobrecarga ante condiciones N-1 del sistema.....	41
4.1.3.	Criterio de bajas tensiones ante condiciones N-1 del sistema	41
4.1.4.	Ventana de análisis	41
4.1.5.	Tasa de Falla.....	42
4.1.6.	Estimación de la Demanda No Atendida	43
4.2.	Evaluación Económica de Proyectos de Expansión	44
4.2.1.	Evaluación del nivel de confiabilidad	45
5.	RESULTADOS	46
5.1.1.	Red sin Proyecto.	49
5.1.1.	Red con Proyecto.	52
5.2.	Análisis de Confiabilidad.	55
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	63
7.	TRABAJO FUTURO	63
8.	REFERENCIAS	64
1	INFORMACION BASICA.....	67
1.1	Información de compensación.....	67
1.2	Información de la demanda	67
1.3	Información de líneas eléctricas 220 kV-110 kV	67

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía	36
Tabla 2. Horas de indisponibilidad de activos según la resolución Creg 097-08	43
Tabla 3. Demanda Considerada.	46
Tabla 4. Contingencias a analizar	49
Tabla 5. MHAÍ líneas a 110 kV	56
Tabla 6. Tasas de Falla	56
Tabla 7. Tasas de Falla líneas de estudio	56
Tabla 8. Demanda no atendida, contingencia 2	58
Tabla 9. Energía no suministrada, contingencia 2.....	60
Tabla 10. Valoración Económica, y relación B/C.....	61
Tabla 11. Parámetros de compensación capacitiva en Cocorná 110 kV	67
Tabla 12. Demanda por barra	67
Tabla 13. Parámetros líneas eléctricas 220 kV-110 kV	67
Tabla 14. Simulaciones con módulo de confiabilidad, caso sin proyecto – caso con proyecto.....	85
Tabla 15. Simulaciones con Metodología Propuesta de Confiabilidad, caso sin proyecto – caso con proyecto.....	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Descripción del problema de investigación	20
Figura 2. Estudios científicos relacionados con el cálculo de la confiabilidad, Revistas ...	23
Figura 3. Estudios científicos relacionados con el cálculo de la confiabilidad, Autores.....	23
Figura 4. Beneficios del Sistema de potencia ante la evaluación de obras de expansión	38
Figura 5. Diagrama de impacto de las contingencias en el sistema	40
Figura 6. Estados de disponibilidad de un equipo	42
Figura 7. Red de estudio, análisis de flujo de carga	48
Figura 8. Perfiles de tensión, caso sin proyecto, red existente.....	49
Figura 9. Cargabilidades, caso sin proyecto, red existente	50
Figura 10. Perfiles de tensión bajo contingencia, caso sin proyecto.....	51
Figura 11. Cargabilidades bajo contingencia, caso sin proyecto	52
Figura 12. Perfiles de tensión, caso con proyecto.....	53
Figura 13. Cargabilidades, caso con proyecto	53
Figura 14. Perfiles de tensión bajo contingencia, caso con proyecto	54
Figura 15. Cargabilidades bajo contingencia, caso con proyecto.	55
Figura 16. Racionamientos en contingencia	57
Figura 17. Cantidad de horas anuales en función de la demanda.....	59
Figura 18. Racionamiento y ENS totales.....	60
Figura 19. Δ ENS y beneficio.	61
Figura 20. Costos, beneficios, relación B/C.	62

ANEXOS

ANEXO 1. Parámetros.

ANEXO 2. Resultados del análisis de flujo de carga.

ANEXO 3. Resultados del análisis de confiabilidad.

GLOSARIO

ADECUACIÓN: Capacidad de satisfacer los requerimientos de potencia y energía de los consumidores respetando los límites técnicos de los componentes y teniendo en cuenta las salidas de servicio planificadas e imprevistas de componentes.

CAIDI (índice de duración de interrupción promedio, por cliente interrumpido)

CALIDAD: La calidad técnica de un sistema está relacionada con valores dados por límites admisibles de tensión y frecuencia.

CONFIABILIDAD: Es la habilidad del sistema para proveer energía eléctrica a los principales puntos de utilización en la cantidad requerida y con un nivel aceptable de calidad y seguridad.

DEMANDA NO ATENDIDA: Potencia de carga no suministrada debido a salidas de servicio en el sistema de generación o transmisión.

FALLA: Evento con el que termina la capacidad de un componente para realizar su función.

FRECUENCIA DE LAS INTERRUPCIONES: Es el número de veces, en un periodo determinado, que se interrumpe el suministro a un consumidor.

IEC: International Electrotechnical Commission.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

OEF – OBLIGACIONES DE ENERGIA FIRME: Vínculo resultante de la o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez.

PERTURBACIÓN: Evento que provoca variaciones en frecuencia, tensiones y/o corrientes.

SEGURIDAD: Capacidad para soportar perturbaciones imprevistas tales como cortocircuitos o pérdida de componentes sin violar restricciones operativas. Un aspecto importante de la seguridad se caracteriza a través de la integridad, definida como la capacidad de preservar la operación interconectada en caso de ocurrencia de contingencias severas.

SISTEMA: Es un grupo de componentes vinculados con determinada configuración para cumplir una función especificada.

TASA DE FALLA: Es el número de fallas de un componente por año causado por una salida permanente. Estas fallas pueden ser causadas por una mala operación, relámpagos, animales, cortocircuito, árboles, sobrecargas, fallas de aislamiento, entre otros.

SIGLAS

ACCI Índice de restricción promedio por usuario [MWh/a].

ACIT: Tiempo de interrupción promedio del usuario [h/a].

AENS Energía promedio no suministrada [MWh/Ca].

ASAI Índice de disponibilidad promedio del sistema.

ASIFI índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema [1/a].

ASUI Índice de indisponibilidad promedio del sistema.

CAIDI Índice Duración de la interrupción promedio del usuario [h].

CAIFI Índice de frecuencia de interrupción promedio del usuario [1/A/a].

ENS (Energía No Suministrada): es la cantidad total de energía [MWh] que se espera que no sea entregada a los usuarios.

ENS Energía no suministrada [MWh/a].

LPIT: Tiempo de interrupción del punto de carga [h/a].

MAIFI Índice de frecuencia de interrupción momentánea promedio [1/Ca].

OR: Operador de Red.

SAIDI (índice de duración de interrupciones promedio del sistema): Indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año. Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por el tiempo de interrupción al año en cada punto de carga del sistema, dividido entre la sumatoria del número de consumidores del sistema.

SAIDI Índice de duración de la interrupción promedio del sistema [h/C/a].

SAIDI_P Duración de la interrupción promedio [h/a].

SAIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema): Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por la cantidad de interrupciones al año en cada punto de carga del sistema, dividido entre la sumatoria de consumidores del sistema.

SAIFI Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema [1/C/a].

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

TCIF: Frecuencia de interrupción total del usuario [C/a].

TCIT: Tiempo de interrupción total del usuario [Ch/a].

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética.

VERE: Valor Esperado de Racionamiento de Energía.

VEREC: Valor Esperado de Racionamiento de Energía Esperado Condicionado.

VERP: Valor Esperado de Racionamiento de Potencia.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CRO: Costo de Racionamiento.

DIGSILENT: Acrónimo de Digital Simulation of Electrical Networks.

SDL: Sistema de Distribución Local.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

VPN: Valor Presente Neto.

ACIF: Frecuencia de interrupción promedio del usuario [1/a].

LPIF: Frecuencia de interrupción del punto de carga [1/a].

SAIFI_P Frecuencia de interrupción promedio [1/a].

RESUMEN

Los análisis de confiabilidad son de gran importancia al momento de evaluar la evolución de un sistema eléctrico de potencia, dado que brindan herramientas a partir de indicadores, con los cuales se puede medir la seguridad y fiabilidad del suministro de energía. A partir de esto, se pueden tomar decisiones con respecto a la planeación de la red eléctrica. Los proyectos enfocados en la planeación de la transmisión, son concebidos con el objetivo de alimentar la totalidad de la demanda proyectada en una ventana de tiempo específica. Estos son evaluados técnicamente para observar su desempeño en la red como es: identificando su impacto en condiciones normales de operación y ante eventos N-1, en las pérdidas y condiciones de operación, además de la reducción de sobrecargas en equipos, siendo este último el criterio actual empleado para el cálculo de la confiabilidad del sistema.

El cálculo de la confiabilidad de un proyecto de expansión debe basarse en los siguientes criterios: el primero de ellos impacta la cargabilidad de los equipos de transformación y transmisión de energía y el segundo, se basa en la eliminación de las bajas tensiones que pueda presentar el sistema. Este trabajo propone una metodología con la cual se evalúa el impacto económico al considerar el cálculo de la Energía No Suministrada (ENS) en función de los criterios mencionados.

Para la validación de la propuesta metodológica, se ha empleado la base de datos de Colombia propiedad de Ingeniería Especializada S.A, en la cual se ha desarrollado un completo análisis de confiabilidad, contemplando los resultados arrojados por el software DIgSILENT Power Factory y los calculados empleando la metodología planteada, encontrándose que los beneficios por reducción de la ENS por concepto de bajas tensiones, no son despreciables, teniendo un impacto importante en la relación Beneficio - costo del proyecto.

Palabras clave: Sistemas de potencia, índices de confiabilidad, bajas tensiones, sobrecargas, ENS.

INTRODUCCIÓN

La confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia independiente de su nivel de tensión y de su topología (enmallado o radial), es la habilidad del sistema para suministrar energía eléctrica a todos los usuarios, con estándares de seguridad y calidad.

En el país se encuentran topologías enmalladas en su gran mayoría a nivel de STN (≥ 220 kV) y gran supremacía de redes radiales en niveles de tensión inferiores. Las prácticas de ingeniería en Colombia tanto en consultoría como en agentes no consideran fallas en los generadores, solo se consideran fallas en transformadores y líneas.

A nivel de STN; los estudios de confiabilidad se enmarcan bajo el criterio de cargabilidad de líneas y transformadores, utilizando como límite operativo, los valores de capacidad nominal de los equipos del sistema, tanto en condiciones normales como en contingencias, la ventaja de los sistemas enmallados (sistemas paralelos) es que permiten la atención total o parcial de la demanda. A nivel de distribución y algunos STR debido a su topología radial, el cálculo de la confiabilidad va sujeto a los transformadores y alimentadores (feeders), en estos ante una falla de algún elemento se presenta desatención total o parcial de toda la carga asociada a la troncal del alimentador (sistemas serie).

Es importante resaltar que el cálculo de la confiabilidad varía si el sistema es enmallado o radial, es fundamental un adecuado cálculo, con el fin de proporcionar los indicadores de confiabilidad adecuados los cuales van a servir de datos de entrada en la evaluación económica del proyecto que se esté analizando, el objetivo es mostrar una metodología adecuada para el cálculo de la confiabilidad diferenciando si el sistema es enmallado o radial.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Raíces del Problema

El cálculo de índices de confiabilidad tanto para sistemas enmallados (típicos en transmisión) [1] y radiales (típicos en distribución) [2], se basa en criterios de cargabilidad de los elementos, sin embargo es posible tener violaciones por tensión, situación para la cual es necesario realizar racionamiento para llevar al sistema a una situación operativa dentro de los límites regulatorios, lo cual implica energía no suministrada.

A continuación se presentan las diferentes raíces denominadas secundarias, debido a que se desprenden directamente de la raíz fundamental presentada anteriormente.

- Es difícil la consecución de la información referente a las tasas de fallas y tiempos de restauración de los elementos del sistema, en especial a nivel de distribución, ya que los operadores de red no poseen una muestra histórica que permita evaluar adecuadamente la confiabilidad [3].
- Dada la variedad de componentes que conforman un SEP (sistema eléctrico de potencia), se requiere paquetes de cálculo que permitan un cálculo rápido y válido de la evaluación de la confiabilidad, se requiere seleccionar el que mejor se adapte a esta exigencia, como se presenta el capítulo 4, [4].
- Las interrupciones del servicio eléctrico se manifiestan por la ENS o DNA (Demanda No Atendida), entre más ineficientes sean los índices de confiabilidad más alto será el costo de la energía no suministrada (CENS), los análisis de confiabilidad buscan mejorar los índices y que el CENS sea el menor valor posible [5]. El racionamiento impacta el bienestar del usuario y afecta los indicadores de prestación de servicio a las empresas del sector eléctrico. Por lo tanto, muchas veces disminuir el racionamiento que se traduce en aumentar la confiabilidad, implica planes de expansión dentro de los operadores del sector, implica inversiones las cuales se van a ver reflejadas vía tarifa en los usuarios finales.

- Dentro de la empresa IEB S.A las unidades que trabajan en funciones de planeación y regulación del sistema eléctrico, manejan diferentes posiciones con sus metodologías para los análisis de confiabilidad, los cuales se encuentran muy centralizados en algunos funcionarios, por lo tanto se propondrá el desarrollo de una metodología depurada transversal a los análisis de confiabilidad interna.
- En la presentación de proyectos ante los entes del sector eléctrico (OR's, UPME) que aprueban los proyectos presentar indicadores de confiabilidad más acertados los cuales permitan seleccionar la alternativa óptima bajo el punto de vista técnico y económico.

1.2. Elementos del Problema

Los Elementos del problema de investigación fundamentado en la evaluación de la confiabilidad de un SEP se han dividido en las siguientes áreas:

- Áreas del conocimiento implicadas en el desarrollo:
- Confiabilidad en sistemas enmallados y radiales.
- Planeamiento y diseño de sistemas de transmisión y distribución.
- Calidad de la potencia eléctrica.
- Seminario de investigación.
- Valoración económica de la confiabilidad.
- Paquetes de software y metodologías desarrolladas para facilitar el desarrollo de los análisis:
- Vigilancia tecnológica.
- Cálculos teóricos vs Paquetes de cálculo (DIgSILENT Power System).
- Metodología de cálculo de confiabilidad en Colombia.

1.3. Perceptores del Problema

El alcance del desarrollo presentado en este trabajo, implica considerar una nueva variable en la evaluación de proyectos de expansión, como es el caso de los beneficios por confiabilidad discriminados por sobrecarga y bajas tensiones. Esto implica que entidades que desarrollan, revisan, regulan y aprueban este tipo de proyectos serán afectadas desde la visión financiera de este. Estos agentes se resumen a continuación:

- Ingeniería Especializada S.A.
- Usuarios finales conectados al SIN.
- Operadores de Red.
- Agentes transmisores.
- La CREG.
- La UPME.

1.4. Planteamiento del Problema

Los análisis de confiabilidad se realizan con base a la regulación CREG 025/95 [Código de Redes] [8], bajo criterios de cargabilidad de los equipos, omitiendo posibles deslastres de carga por bajas tensiones que inciden en el cálculo de la ENS e indicadores de confiabilidad.

1.5. Propuesta Investigativa

Complementar la metodología de cálculo de confiabilidad basada en el criterio de cargabilidad, adicionando el análisis de restricciones por bajas tensiones para el cálculo de la ENS.

1.6. Justificación y Beneficios

La confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia independiente de su nivel de tensión y de su topología (enmallado o radial) es la habilidad del sistema para

suministrar energía eléctrica a los principales puntos de utilización en la cantidad requerida, con estándares de seguridad y calidad [6].

En el país se encuentran topologías enmalladas en su gran mayoría a nivel de STN (≥ 220 kV) y gran dominio de redes radiales en niveles de tensión inferiores.

Las prácticas de ingeniería en Colombia tanto en consultoría como en agentes no consideran fallas en los generadores, solo se consideran fallas en transformadores y líneas.

A nivel de STN [1]; los estudios de confiabilidad se enmarcan bajo el criterio de cargabilidad de líneas y transformadores, utilizando como límite operativo, los valores de capacidad nominal de los equipos del sistema, tanto en condiciones normales como en contingencias, la ventaja de los sistemas enmallados (sistemas paralelos) es que permiten la atención total o parcial de la demanda.

A nivel de distribución y algunos STR debido a su topología radial, el cálculo de la confiabilidad va sujeto a los transformadores y alimentadores [3], en estos, ante una falla de algún elemento se presenta desatención total o parcial de toda la carga asociada a la troncal del alimentador[7].

Es importante resaltar que el cálculo de la confiabilidad varía si el sistema es enmallado o radial, es fundamental un adecuado cálculo [5], con el fin de proporcionar los indicadores de confiabilidad acertados, los cuales van a servir de datos de entrada en la evaluación económica del proyecto que se esté analizando, el objetivo es proponer una metodología adecuada para el cálculo de la confiabilidad diferenciando si el sistema es enmallado o radial.

1.7. Objetivos Específicos

- Calcular la confiabilidad mediante desempeño histórico de los activos, utilizando tasas de falla reportadas o asumidas ante la no obtención de la información por parte de los agentes.
- Calcular los índices de confiabilidad basado en el criterio de cargabilidad de los elementos, sin embargo es posible tener violaciones por tensión, situación

para la cual es necesario realizar racionamiento para llevar al sistema a una situación operativa dentro de los límites regulatorios, lo cual implica energía no suministrada.

- Comparar (Benchmarking) técnica y económicamente el cálculo de la confiabilidad.

En la Figura 1 se presenta el resumen de la propuesta de investigación desarrollada.

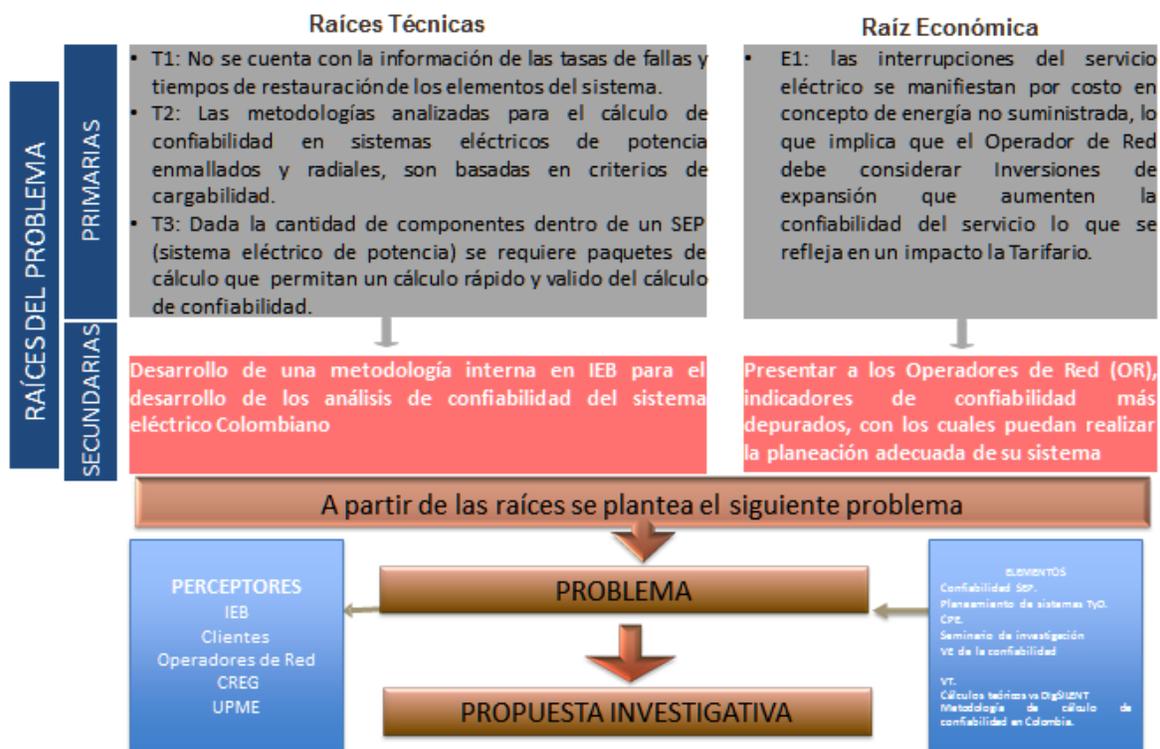


Figura 1. Descripción del problema de investigación

1.8. Alcance

Complementar la metodología de cálculo de confiabilidad basada en el criterio de cargabilidad, adicionando los análisis de restricciones por bajas tensiones para el cálculo de la Energía No Suministrada y demás indicadores de confiabilidad, considerando para los cálculos datos históricos suministrados por los agentes o

por medio de la utilización de valores típicos (Resolución Creg 097 -2008/ Creg 011 - 2009) [9]-[10]. Asimismo, dichos resultados serán comparados en una red base, con el propósito de validar la metodología.

1.9. Consideraciones

Para el desarrollo de la metodología de cálculo planteada en este trabajo, se han generado subdivisiones con el objetivo de limitar el alcance tan amplio que puede alcanzarse con el tema del análisis de confiabilidad, estos son listados a continuación.

- La regulación colombiana establece algunos límites relacionados con la confiabilidad en la operación del SIN, tales como el límite de confiabilidad de energía y el límite de confiabilidad de potencia, los cuales se miden a través de indicadores de confiabilidad, como VERE, VEREC y VERP, los cuales no tienen implicación. No obstante, estos indicadores no serán aplicados durante el desarrollo de este trabajo dado que la metodología a aplicar es enfocada en la expansión del sistema.
- Los despachos de generación en cada uno de los escenarios modelados son considerados constantes, por lo tanto ante un evento de contingencia no se realizará redespacho de unidades de generación para mitigar el impacto del evento.
- Para el desarrollo de los eventos no se consideran fallas en cascada, si bien hay probabilidad de la ocurrencia de salida de varios elementos del sistema ante un evento, como por ejemplo líneas de transmisión que comparten la misma estructura, o inclusive el colapso del sistema dependiendo el punto de operación y la contingencia realizada.
- Se analizará el escenario de demanda máxima, como ponencia académica; los hallazgos que se encuentren en este escenario aplicaran a otros escenarios tales como demanda media y mínima. En demanda máxima se calcula la gran mayoría de refuerzos que requiere el sistema para un mejor funcionamiento, la planeación de la expansión del sistema debe considerar

que éste tenga la capacidad de atenderla, supervisando que sus variables eléctricas estén dentro de los rangos propuestos en la regulación para la operación segura. Asimismo, esta condición de Generación - Demanda se caracteriza por tener los mayores límites de cargabilidad, favoreciendo las sobrecargas y las bajas tensiones. Sin embargo, es importante resaltar que dependiendo la topología del área a analizar, algunos escenarios de demanda - generación pueden presentar problemas, como es el caso de áreas con mucha generación y poca demanda.

2. ESTADO DEL ARTE

Los primeros avances de la confiabilidad aplicada a SEP en la mayoría de publicaciones se enfocaban a los sistemas de generación, cuyo interés principal es conocer la disponibilidad de energía y potencia. No obstante, a partir de 1964 se da inicio al cálculo de la confiabilidad en sistemas de transmisión y distribución.

Las publicaciones que pueden hallarse hasta antes de la década de los 1960 que aborden algún aspecto de la confiabilidad son muy pocas y básicos enfocados principalmente en los cálculos básicos de probabilidad en redes de distribución. Los desarrollos más importantes se dieron una vez se dedujo la relación entre probabilidad y confiabilidad.

Es de resaltar el interés en la publicación de artículos en el tema de confiabilidad, y estos trabajos se han orientado a plantear soluciones a aspectos que se han integrado a la confiabilidad, como es el caso de: la búsqueda de procedimientos que posibiliten y faciliten el uso de técnicas probabilísticas para evaluación de confiabilidad de sistemas compuestos; la aparición de los mercados de energía, dando un mayor peso al ámbito económica; y el desarrollo e integración de nuevas tecnologías aplicadas a la generación, transmisión y distribución.

Como resultado de la revisión bibliográfica sobre el tema bajo análisis, la cual se resume en la Figura 2 y Figura 3, donde se resaltan los autores y principales revistas de los cuales se abstraio la mayor cantidad de información técnica, con la cual se materializo este trabajo.

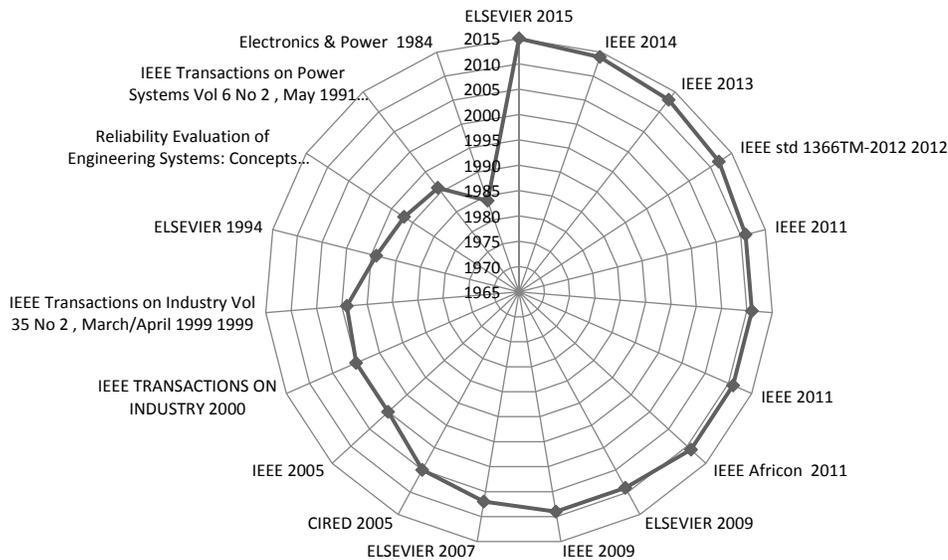


Figura 2. Estudios científicos relacionados con el cálculo de la confiabilidad, Revistas

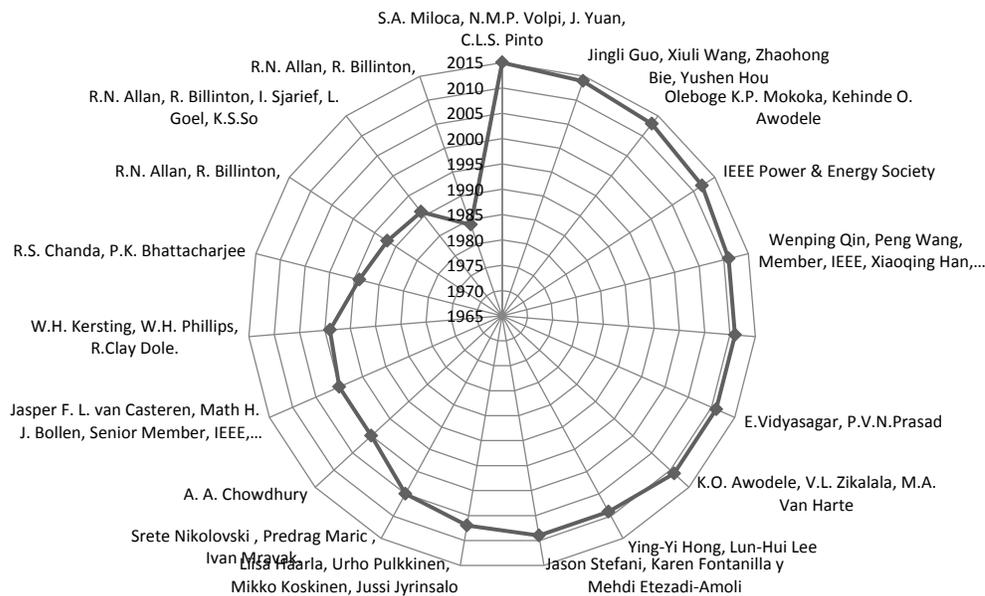


Figura 3. Estudios científicos relacionados con el cálculo de la confiabilidad, Autores

2.1. Conceptos básicos de Confiabilidad

Basado en la concepción de sistema podemos definir la confiabilidad como la habilidad de un SEP de entregar energía a todos los puntos de carga dentro de parámetros aceptables y en la cantidad requerida, es así como el aspecto

temporal durante el cual se requiere que los diversos elementos cumplan su función suministran las condiciones de operación (Generación, demanda), entregando el rango de operación y los requerimientos de adecuación y seguridad.

La adecuación, la seguridad y la integridad son conceptos fundamentales al momento de evaluar la confiabilidad.

La adecuación, o confiabilidad estática, es la habilidad del sistema para suministrar la potencia eléctrica agregada y los requerimientos de energía de los usuarios en todo momento, dentro de las capacidades y límites de tensión de los equipos, considerando la indisponibilidad planeada y no planeada de los componentes del sistema.

La seguridad, o confiabilidad dinámica, o confiabilidad operacional, es la habilidad del sistema de permanecer en un nuevo punto de operación donde sus variables eléctricas se encuentren en rangos adecuados para la operación.

La integridad, es la habilidad de mantener las diferentes áreas operativas que conforman el SEP conectadas ante la presencia de contingencias severas para el sistema.

2.2. Análisis de Confiabilidad

Basado en lo desarrollado por [7], la confiabilidad se clasifica en dos categorías: índices o variables, y atributos o pruebas de desempeño.

Los índices son parámetros numéricos que proveen el nivel objetivo de confiabilidad. Su uso forma la base de las valoraciones probabilísticas de confiabilidad. Las estimaciones de confiabilidad basadas en índices, requieren la capacidad de rastrear la respuesta del sistema en los estados de falla para establecer el resultado y la gravedad de la insuficiencia de las contingencias más severas.

Los criterios basados en desempeño representan conjuntos de condiciones, tales como eventos en generación o transmisión, que el sistema debe estar en condiciones de soportar, y forman la base de la evaluación de confiabilidad

determinística. Los indicadores de desempeño parten de una operación normal y simulan la respuesta y recuperación del sistema ante contingencias predefinidas.

Es importante tener presente que el análisis probabilístico es empleado en aquellos fenómenos físicos en los cuales existe o se asume que hay incertidumbre debido a la aleatoriedad en la información. Asimismo, para estudiar fenómenos con incertidumbre, el análisis probabilístico es la forma de modelamiento.

2.2.1. Análisis determinístico

Para abarcar las restricciones en la operación contemplando un análisis en el largo plazo, como la planeación de la expansión, puede emplearse el análisis determinístico de contingencias, que se fundamenta en el análisis de un reducido conjunto de elementos a fallar en diferentes condiciones de carga y despacho de generación, con el firme propósito de probar el desempeño del sistema en estado estable. En este enfoque, el más común es el criterio N-1, el cual propone la existencia de suficiente reserva de recursos de transmisión y generación para que todos los equipos del sistema continúen operando dentro de sus límites operativos y regulatoriamente permitidos. La verificación de este criterio se realiza incluso hasta un N-2, si ya existe algún elemento del sistema fuera de servicio por una indisponibilidad prolongada (mantenimiento o reparación mayor). Este criterio ocasionalmente se amplía a mayores niveles de profundidad N-K, donde k es el número de elementos fallados considerados en el análisis. El valor de k, debe ser ponderado con el nivel de protección que deseen alcanzar los usuarios finales, dado que a medida que k aumenta, el SEP debe ser mucho más robusto con el fin de cumplir los requisitos solicitados, condición reflejada en el aumento vía tarifa.

2.2.2. Análisis probabilístico

El tipo de modelamiento a utilizar depende de la información de que se disponga para estudiar el fenómeno o proceso de interés; los métodos probabilísticos basados en modelos matemáticos, destinados inicialmente a evaluar la confiabilidad de generación y desarrollados hasta abarcar la confiabilidad de la red de transmisión, la cual hasta la fecha se encuentra en proceso de desarrollo,

debido a la problemática resultante de las dimensiones de la solución del espacio de estados.

Las dimensiones que puede alcanzar la solución de la evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión ha incentivado el desarrollo de nuevas técnicas de evaluación, las cuales se han orientado en la reducción del espacio de estados y selección óptima de contingencias [11].

2.2.3. Análisis probabilístico y determinístico enfoques del análisis de confiabilidad moderno

Los enfoques probabilísticos son capaces de medir la calidad de una red eléctrica, no existe una definición de qué tan confiable debe ser un sistema con base en sus índices de confiabilidad. No obstante, la forma tradicional para planificar y operar un sistema de transmisión de energía implica los criterios deterministas n-1. En este método, el sistema de potencia se hace funcionar de tal manera que, después de una sola contingencia, el sistema se mantiene estable y un nuevo punto de funcionamiento sin sobrecargas y problemas de tensión puede ser alcanzado. Probabilidades de los diferentes fallos tradicionalmente no se toman en cuenta; en lugar de esto las fallas son tratadas por igual. Este método puede dar lugar a una utilización conservadora de la red.

La liberalización de los mercados de la electricidad ha hecho un llamamiento para el uso de la red de transporte más eficiente que antes. Este desarrollo ha motivado el uso de métodos probabilísticos y no deterministas para la búsqueda de las contribuciones más importantes a las mejoras de confiabilidad del sistema [12].

2.3. Estado del Arte en la Metodología del Cálculo de la confiabilidad

Para la evaluación de análisis de confiabilidad del sistema, se requiere datos para cada uno de los elementos que componen una red y son: la tasa de falla y los tiempos de reparación.

Tasa de falla: Es el número de fallas de un componente por año causado por una salida permanente. Estas fallas pueden ser causadas por una mala operación,

relámpagos, animales, cortocircuito, árboles, sobrecargas, fallas de aislamiento, entre otros.

La tasa de salida es obtenida al dividir el número total de fallas por un equipo dado entre el total de los componentes y dividida por el número de años.

Tiempos de reparación: representa la acción de cambio o reparación del componente causante de la interrupción del servicio, también representa el periodo transcurrido desde la desconexión del circuito hasta la reenergización del mismo.

El tiempo de reparación, es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas; y dependerá de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, limpieza, entre otros).

En el cálculo de la confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia, existen dos categorías básicas de índices de confiabilidad:

- Índices de los puntos de carga.
- Índices del sistema.

Los índices de punto de carga dan la frecuencia y duración de las interrupciones para cada punto de carga individual. Los índices del sistema generalmente se determinan en base a los índices de los puntos de carga y muestran la frecuencia y duración de las interrupciones de toda la red analizada.

Los índices de confiabilidad para cada una de estas categorías, son: SAIFI, SAIDI, CAIDI, ENS, entre otros.

De todos estos índices los que se usan frecuentemente son:

SAIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema)

Indica la cantidad de interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año.

Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por la cantidad de interrupciones al año en cada punto de carga del sistema, dividido entre la sumatoria de consumidores del sistema.

SAIDI (índice de duración de interrupciones promedio del sistema)

Indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año. Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por el tiempo de interrupción al año en cada punto de carga del sistema, dividido entre la sumatoria del número de consumidores del sistema.

CAIDI (índice de duración de interrupción promedio, por cliente interrumpido)

Indica la duración promedio de una interrupción, por cada consumidor.

Para este cálculo solo se toman en cuenta los consumidores que han sido interrumpidos (es decir los puntos de carga donde han ocurrido interrupciones).

ENS (Energía No Suministrada): es la cantidad total de energía [MWh] que se espera que no sea entregada a los usuarios.

3. RESOLUCIONES Y METODOLOGIA RELACIONADAS CON LA CONFIABILIDAD.

A partir de la reforma constitucional efectuada en 1991, surge un nuevo lineamiento para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, la cual se da mediante la Ley 142 de 1994, derivándose de esta la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), donde se establecen las políticas y criterios generales a tener en la cuenta para su prestación en el país, así mismo establece los mecanismos y procedimientos para su control, regulación y vigilancia. El fin del marco regulatorio del sector eléctrico, es que se garantice la cobertura y prestación del servicio de emergencia eléctrica, garantizando la calidad, confiabilidad, seguridad y eficiencia.

Referente a la confiabilidad, la regulación en Colombia se destacan dos grandes bloques: el operativo y de planeación ya sea en el corto, mediano largo plazo.

Las resoluciones más relevantes son:

3.1. Resolución CREG 025 de 1995

Se estableció el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El código de redes se divide en 4 partes:

- Código de planeamiento de la expansión del STN.
- Código de conexión.
- Código de operación.
- Código de medida.

De esta resolución se presentará de manera general el código de planeamiento de la transmisión y el código de operación que involucra la confiabilidad en el SEP.

3.1.1. Código de Planeamiento de la Expansión del STN

El Código de Planeamiento del Código de Redes (Resolución CREG 025/95) especifica los estándares para el planeamiento y desarrollo del STN, conjuntamente define los elementos de planeamiento aplicados a los análisis de estado estacionario y transitorio y los índices de confiabilidad.

Este Código especifica los criterios, estándares y procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia, y por los Transportadores, en la ejecución del planeamiento de detalle y el desarrollo del sistema interconectado de transmisión a tensiones iguales o superiores a 220 kV, y que deben ser considerados por los Usuarios de este sistema en el planeamiento y desarrollo de sus propios sistemas.

Los criterios más relevantes a usar del código de planeamiento son:

Calidad:

- En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores a 0,9 p.u. ni superiores al 1,1 p.u. del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es de 0,9 p.u. y el máximo es de 1,05 p.u. del valor nominal.
- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo 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.
- La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.
- En el Largo y Mediano Plazo no se permiten sobrecargas permanentes. En el Corto y muy Corto Plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos, o el límite que el OR y/o dueño del activo establezca.

Seguridad

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.

- Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas (el sistema debe tener amortiguamiento positivo).
- No se permiten valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hz durante los transitorios.
- Se permiten sobrecargas bajo contingencia en las líneas y en los transformadores siempre que estas se encuentren por debajo del tiempo y de la máxima capacidad de transporte en emergencia declarada. La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal y para las líneas se toma el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, límite por regulación de tensión y el límite por estabilidad, aplicando los criterios anteriormente expuestos.

Confiabilidad

Para la evaluación de la confiabilidad del STN se podrán usar métodos determinísticos o probabilísticos, a criterio del Transportador (ver capítulo 2). El criterio de confiabilidad debe mostrar que es la alternativa de mínimo costo incluyendo: costos de inversión, operación, mantenimiento de la red, pérdidas, y energía no suministrada por indisponibilidad del sistema de transmisión.

El criterio de mínimo costo debe ser equivalente al de los planes de expansión de referencia utilizados para el cálculo de los ingresos regulados de la actividad de transmisión.

Posibilidad de usar dos criterios:

- Probabilísticos: Se realiza mediante el cálculo del valor esperado de racionamiento de potencia (VERP) en cada uno de los nodos donde existe demanda. Dicho valor debe ser inferior al 1% medido en el nivel de 220 kV.
- Determinísticos: Se realiza usando el criterio N-1, con el cual el sistema de potencia debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde la

generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez.

3.1.2. Código de operación

El Código de Operación contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad de servicio, utilizando los recursos disponibles de la manera más conveniente y económica para el país.

El objetivo del planeamiento de la operación eléctrica es garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del SIN con una adecuada confiabilidad, calidad y seguridad. Se emplean programas convencionales de flujo de cargas, estabilidad, corto circuito y programas específicos de acuerdo con las necesidades.

El código establece algunos límites relacionados con la confiabilidad en la operación del SIN, tales como el límite de confiabilidad de energía y el límite de confiabilidad de potencia, los cuales se miden a través de indicadores de confiabilidad, que son el Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) y el Valor Esperado de Racionamiento de Energía Esperado Condicionado (VEREC). Para el primero de ellos y el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP) y Valor Esperado de Racionamiento de Potencia a Corto Plazo, para el segundo de ellos. El VERE se expresa en forma de porcentaje de la demanda mensual de energía y tiene un valor del 1.5%, obtenido como el máximo valor en el cual se puede reducir la demanda de energía mediante la reducción de tensión y frecuencia sin desconexión de circuitos. El VEREC corresponde al valor esperado de racionamiento en los casos en que se presenta, cuyo límite es el 3,0% de la demanda de energía y el número de casos con racionamiento, cuyo límite es de cinco.

El VERP se expresa en términos del porcentaje de la demanda mensual de potencia y tiene un valor del 1,0%, que se obtiene como el máximo valor en el cual se puede reducir la demanda de potencia mediante reducción de voltaje y frecuencia sin desconexión de circuitos. Para el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia a corto plazo (VERPC) se adoptó un límite equivalente al 1,0% del VERP a largo plazo.

3.2. Resolución CREG 071 de 2006. [13].

En esta resolución se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.

En síntesis, consiste en la remuneración de obligaciones de energía firme (OEF), se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del SIN, a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

Solo se menciona esta resolución por ser la base de la definición del cargo por confiabilidad, otras resoluciones que modifiquen y/o complementen se pueden consultar en la Creg y no son materia de profundización de este trabajo de grado.

3.3. Resoluciones de calidad aplicables al transporte de energía

Referente a la confiabilidad las siguientes resoluciones contienen el cálculo de la ENS e índices de referencia usados por la CREG a nivel de STN y STR, para la confiabilidad de la operación.

3.3.1. A Nivel de STN

3.3.1.1. Resolución CREG 011-2009

Establece la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el STN. Actualmente en el sector cursa una

propuesta para la remuneración actividad de transmisión de energía eléctrica mediante la resolución CREG 178 de 2014 [14].

3.3.1.2. Resolución CREG 093-2012. [15].

Establece el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional. Esta resolución se complementa con el documento CREG 051-2012 [16], reporte de eventos y cálculo de energía no suministrada en el sistema de transmisión nacional

3.3.2. A Nivel de STR

3.3.2.1. Resolución CREG 097-2008

Contiene los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL. Esta resolución reemplaza a la resolución 070 de 1998. Actualmente en el sector cursa una propuesta para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional mediante la resolución CREG 179 de 2014.[17].

3.3.2.2. Resolución CREG 094-2012.[18].

Establece el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional. Esta resolución se complementa con el documento Creg 052-2012[19] reporte de eventos y cálculo de energía no suministrada en los Sistemas de transmisión regional.

En general las resoluciones 178 - 179/2014 tienen como objetivos:

- Incentivar la reposición de activos
- Mejorar señales de calidad del servicio
- Costos y gastos eficientes acordes con remuneración de inversiones

- Facilitar la incorporación de inversiones en nuevas tecnologías
- Permitir estabilidad en la base regulatoria de activos
- Tarifas competitivas
- Empresas sostenibles

3.4. Metodología actualmente utilizada en la confiabilidad en la planeación

Independiente del nivel de tensión (STN, STR y SDL) y de la configuración de la red (anillada o radial), los proyectos que se originan en la etapa de la planeación de la expansión de la red tienen como objetivo resolver una necesidad de infraestructura eléctrica con el máximo beneficio al menor costo posible. Los estudios eléctricos de estos proyectos se realizan considerando los planes de expansión vigentes ya sea el plan de expansión transmisión – generación y/o los planes de expansión de los OR, con su respectiva proyección de demanda. Este tipo de proyectos aportan diferentes beneficios tales como: aumento de la robustez del sistema y/o solución de problemas de agotamiento de la red, reducción de pérdidas, disminución de la ENS, reducción de indicadores tales como SAIDI, SAIFI, entre otros.

Como ponencia académica, con el tipo de red a trabajar se desarrolla con el indicador ENS. Los beneficios que se esperan obtener con la entrada de un nuevo proyecto es la disminución de la ENS, para lo cual se obtiene el ΔENS , el cual se calcula como la diferencia entre la ENS del caso sin proyecto y caso con proyecto

La siguiente ecuación muestra el cálculo de beneficios por confiabilidad eléctrica asociados a un proyecto, en donde corresponde a la diferencia en ENS con y sin proyecto.

$$\Delta ENS = ENS_{i=0} - ENS_{i=1,n} \quad [1]$$

$i=0$, Caso sin proyecto. $i=1 \dots n$ Casos con proyecto (Alternativas).

El ΔENS se valora con el costo igual al CRO (costo de racionamiento), según sea la demanda a racionar [20].

$$\Delta ENS = ENS * CRO_{i=1,2,3,4} \quad [2]$$

Tabla 1. Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía

Escalón	DNA (Demanda no atendida)	Valor \$/kwh
1	Hasta 1,5% de Demanda total	1.157,90
2	1,5% < Demanda total < 5%	2.099,01
3	5% < Demanda total < 10%	3.681,17
4	> 10% Demanda total	7.289,83

Referente a la expansión de la generación, se tiene en la cuenta los proyectos en construcción y aquellos que obtuvieron el cargo por confiabilidad. Los cálculos para estos proyectos se realizan mediante simulaciones energéticas que tienen como base modelos SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming).

Para la evaluación de los beneficios que representa la entrada en operación, para el proyecto de generación se procede a simular la operación del sistema interconectado con el programa SDDP con y sin la planta de la generación, con el fin de encontrar los costos operativos en ambos casos. La diferencia entre costos operativos del caso sin planta y con planta de generación, representa los beneficios de la central. Es importante anotar que los beneficios de una planta en un sistema hidrotérmico dependen de la condición hidrológica que se presente, lo cual puede ser muy variable. En particular, para el cálculo de beneficios por ahorro en costo operativo del sistema se realiza el análisis con n series hidrológicas diferentes durante el horizonte de análisis. De esta forma se obtienen n relaciones B/C las cuales se presentan como una curva de probabilidad acumulada.

Todas las simulaciones del programa SDDP se desarrollaron con la base de datos del sistema interconectado nacional completo modelado por XM S.A. E.S.P., con la licencia de ISA S.A. E.S.P. como un apoyo técnico con la simulación de dicho proyecto de generación en estudio, donde el consultor contrata a ISA para la corrida de estas simulaciones, posteriormente ISA entrega los resultados para el análisis técnico por parte del consultor. De ser una planta competitiva, se espera que la entrada del proyecto permita desplazar recursos de generación más costosos. En general los beneficios que aportan estos proyectos, reducción de

costos operativos del sistema desplazando plantas más costosas, reducción de pérdidas, etc. Para el cálculo de estos beneficios, para cada año, se multiplica cada una de las (Obligaciones de Energía Firme) por la diferencia entre el CRO y el PE (Precio de Escasez).

4. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

Las metodologías actuales, implementadas en los diferentes paquetes de cómputo omiten el cálculo de la energía no suministrada causada por bajas tensiones, simplemente consideran la eliminación de las sobrecargas en líneas y transformadores, si bien, el mayor impacto de este es visto en sistemas enmallados, es de resaltar que una vez enfocamos el análisis en el usuario final, se tiene que la topología del sistema tiende a la radialidad, donde el soporte de potencia reactiva para mantener los perfiles de tensión en los rangos permitidos por la regulación es limitado, y donde el aporte a la confiabilidad por concepto de tensión no debe ser omitido, dado que alcanza valores que impactarían positivamente la relación entre los costos de implementación y los beneficios totales.

El cálculo de los indicadores de confiabilidad presenta un punto importante para evaluar el desempeño del sistema una vez se hayan implementado alternativas con las cuales se busca disminuir la ENS por concepto de sobrecarga y bajas tensiones en una venta de tiempo determinada. El objetivo fundamental de esta metodología es cuantificar los beneficios obtenidos por el sistema, calculándose la viabilidad económica de los proyectos de expansión, actualmente, consiste en la determinación de la relación beneficio / costo de cada proyecto. Ésta compara los beneficios totales de un proyecto con sus costos.

Con el cálculo de la relación entre los beneficios y los costos puede determinarse si el proyecto de inversión es viable, entendiéndose por proyecto viable aquel donde se cumple que la relación B/C sea mayor a 1,0.

En la evaluación de proyectos de expansión se consideran los beneficios obtenidos para el sistema por la reducción de costos operativos debidos a la eliminación o reducción de las restricciones y de pérdidas (STN, STR o SDL). No obstante, los beneficios asociados al aumento de la confiabilidad derivado de la eliminación de las restricciones vinculadas a las bajas tensiones, ocasionadas por la operación del sistema ante algún evento de contingencia, no son considerados. El desempeño del sistema con respecto a esta condición de operación es fundamental para asegurar la confiabilidad y por lo tanto su efecto sobre los usuarios conectados a diferentes niveles de tensión, lo cual debe estar cuantificado como beneficio o costo para una adecuada valoración de la confiabilidad sin importar la configuración y nivel de tensión del área o subárea analizada.

Como se ha especificado en la sección 1.5, se pretende valorar económicamente los beneficios del sistema ante la eliminación de las bajas tensiones ante eventos N-1, cuyo objetivo, es complementar los beneficios obtenidos por el sistema.

En la Figura 4, se muestra el resumen del análisis metodológico planteado.

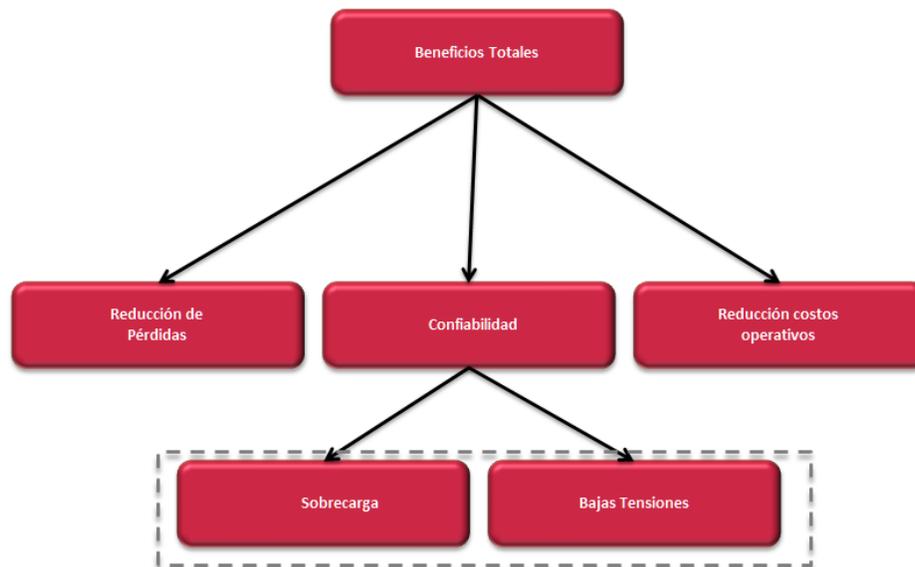


Figura 4. Beneficios del Sistema de potencia ante la evaluación de obras de expansión

La metodología planteada para la evaluación de proyectos de expansión está fundamentada en dos actividades principales las cuales son: Análisis técnico y el económico.

4.1. Evaluación Técnica

Este proceso de evaluación se enfoca en el cálculo del valor esperado de Demanda no Atendida [2], ocasionado por restricciones en la red como es el caso de sobrecargas o bajas tensiones, esto se logra mediante la simulación de eventos en el Sistema de Transmisión Nacional y sus efectos sobre la atención de la demanda. Los elementos bajo contingencia están sujetos al número de veces que puede salir dependiendo de su tipo funcionamiento, presentando en cada caso demanda no atendida.

La severidad de los eventos puede medirse en función del impacto de la salida de determinados elementos de la red reflejados en el aumento o disminución de la demanda no atendida. Esta condición se evalúa una vez todas las variables eléctricas del sistema han alcanzado un punto de operación estable después efectuada la contingencia. En la Figura 4 se presenta el diagrama de evaluación de impacto de la contingencia en el sistema.

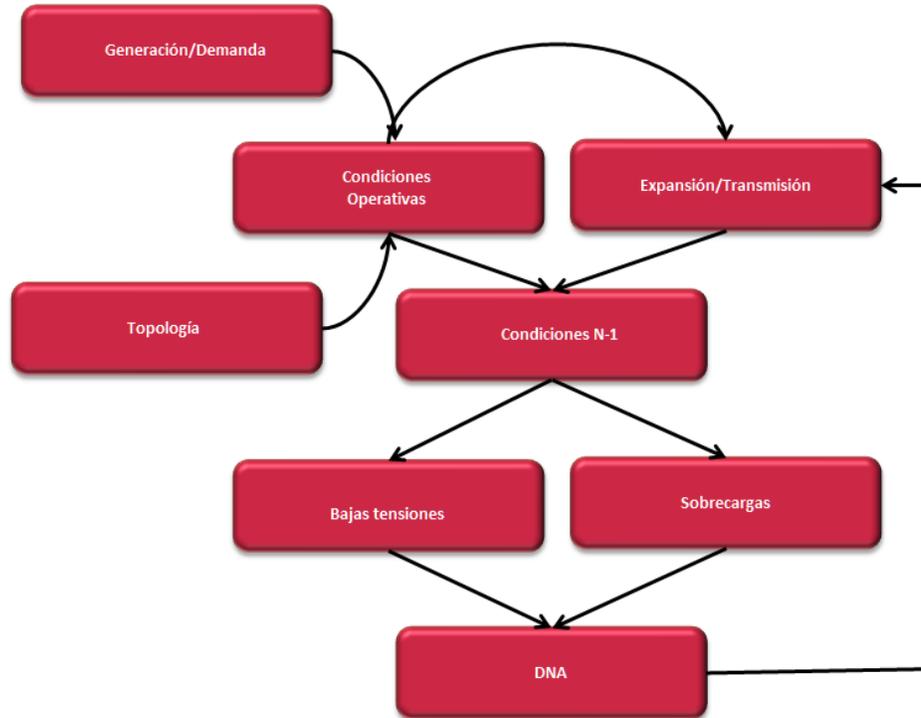


Figura 5. Diagrama de impacto de las contingencias en el sistema

4.1.1. Simulación de Eventos

Para la simulación de los diferentes eventos emplearemos el criterio N-1, el cual es ampliamente usado para los estudios de planeación de la transmisión. Este criterio establece que ante la salida de un elemento de transmisión del SEP, este debe permanecer con tensiones y cargabilidades adecuadas y sin zonas con racionamientos.

Si bien en el planeamiento de la operación puede considerarse la falla de transformadores de potencia, los estudios enfocados en presentar la viabilidad técnica y económica de un proyecto conectado al SIN no necesariamente están obligados a presentar este tipo de fallas. No obstante, es de resaltar la importancia de realizar contingencias de transformadores lo cual está en función de la configuración de la red, tipo de proyecto a implementar y la condición operativa.

4.1.2. Criterio de Sobrecarga ante condiciones N-1 del sistema

La planeación de la expansión en el mediano y largo plazo se considerará lo siguiente:

- En condiciones normales de operación y ante eventos N-1, no se admiten tensiones y cargabilidades fuera del rango seguro para la operación (Ver sección 3).
- Para el uso del método determinístico para evaluar confiabilidad, ante una contingencia N-1, no es permitida la salida de elementos adicionales al elemento fallado. Para fallas de modo común en estructuras de dos o más circuitos, se revisarán los impactos, costos, riesgos y soluciones que a nivel de planeamiento conlleven a recomendar refuerzos en el sistema.
- Para aquellos elementos en los cuales la única medida para aliviar sobrecargas sea el racionamiento preventivo, el límite de sobrecarga será igual al límite de operación normal.
- Para aliviar problemas en la operación en el largo plazo no se permite la acción de los cambiadores de tomas como una alternativa de solución.

4.1.3. Criterio de bajas tensiones ante condiciones N-1 del sistema

Como se ha presentado en la sección 3, todas las barras del sistema deben cumplir con los criterios de calidad en los que se indica que en estado estable las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores a 0,9 p.u. ni superiores al 1,1 p.u. del valor nominal condición que se hace extensiva a los sistemas conectados a nivel de tensión II. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es de 0,9 p.u. y el máximo es de 1,05 p.u. del valor nominal.

4.1.4. Ventana de análisis

Los estudios de en los cuales se considere la expansión del STN, STR, o la conexión de cargas o recursos de generaciones en el STN, presentados para evaluar la viabilidad técnica y económica del Plan de Expansión de Transmisión,

planes de expansión de los Operadores de Red en el STR, y las conexiones de nuevas cargas o generadores, que requieren aprobación de la UPME, deben incluir como mínimo el año de entrada del proyecto, los años en los cuales los proyectos definidos en el STN o el STR afectan el área de influencia, y hasta el horizonte del plan de expansión de referencia [21].

4.1.5. Tasa de Falla

Se denomina tasa de fallas (λ) de un componente o sistema a la relación entre el número de fallas que experimenta el componente por unidad de tiempo en que se encuentra operando, este se considera constante para cada uno de los equipos del sistema y para cada uno de los tipos de eventos.

La Figura 6, describe el comportamiento en el tiempo de un elemento.

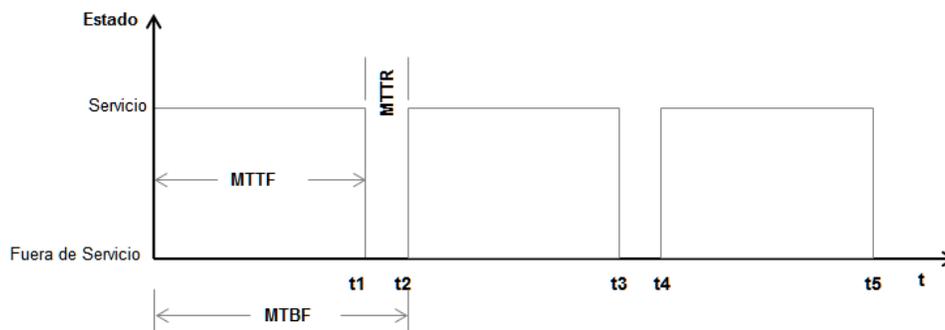


Figura 6. Estados de disponibilidad de un equipo

A continuación se describen las expresiones algebraicas para el cálculo de los parámetros de duración y demanda mencionados.

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad [3]; \quad \mu = \frac{1}{MTTR} \quad [4]; \quad MTTR = MTBF - MTTF \quad [5]$$

Donde:

μ : Tiempo de relación.

MTTF: Tiempo Promedio de Servicio.

MTTR: Tiempo Promedio de Falla.

MTBF: Tiempo Promedio Entre Fallas.

Es importante aclarar que cuando no se dispone de estadísticas de falla o estas son insuficientes para definir el modelo de falla de un elemento, se suponen indisponibilidades iguales a las establecidas como metas por la regulación (Resolución Creg 097 -08 y 011-09), para el equipo correspondiente.

Tabla 2. Horas de indisponibilidad de activos según la resolución Creg 097-08

ACTIVOS	MÁXIMAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD (MHA)	RESOLUCIÓN
Bahía de Línea	15	CREG 011-2009
Bahía de Transformador	15	CREG 011-2009
Bahía de Compensación	16	CREG 011-2009
Módulo de Barraje	15	CREG 011-2009
Módulo de Compensación	15	CREG 011-2009
Autotransformador	28	CREG 011-2009
línea de 220 o 230 kV	20	CREG 011-2009
Línea de 500 kV	37	CREG 011-2009
VQC	5	CREG 011-2009
Otros Activos	10	CREG 011-2009
Conexión al STN	51	CREG 097-2008
Equipos de Compensación	31	CREG 097-2008
Línea Nivel de Tensión 4	38	CREG 097-2008
Módulo de Barraje	15	CREG 097-2008

4.1.6. Estimación de la Demanda No Atendida

Este cálculo es realizado a partir de la simulación de flujos de carga en cada uno de los escenarios de operación empleados, donde a se evalúa las tensiones y cargabilidades de cada uno de los elementos, se verifica que estos cumplan con los criterios de calidad y seguridad definidos, de ser así, no es necesario desconectar carga, lo que implica la no existencia de DNA. No obstante, si los resultados del flujo de carga dan como resultado violaciones en tensión y cargabilidad, se hace necesario implementar esquemas de deslastre de carga, donde se busca un punto de operación en el cual las variables eléctricas monitoreadas cumplan con los criterios de calidad y seguridad, esto da como resultado energía no atendida en determinado periodo de generación / demanda.

Una vez se tenga el valor de demanda se procede a calcular el número de ocurrencias de cada evento y su duración, calculándose así el valor esperado de demanda no atendida para un evento, la ecuación [3] presenta este cálculo.

$$VEDNA_i = DNA_j \times NOE_j \times DE_j \quad [3]$$

Donde:

VEDNA: Valor esperado de demanda no atendida para el evento j.

DNA: Demanda no atendida generada por el evento j.

NOE: Número de ocurrencias del evento j.

DE: Duración del evento j.

4.2. Evaluación Económica de Proyectos de Expansión

La evaluación económica pretende entregar una indicación monetario al valor esperado de demanda no atendida determinada en la evaluación técnica, que permita llevar este resultado a la evaluación costo - beneficio. Este valor se obtiene mediante el uso de los costos de racionamiento, los cuales son una medida de las restricciones reflejadas en el usuario final y cuyo valor representa la disponibilidad máxima a pagar para evitar el racionamiento. Éstos dependen de forma directa de la actividad económica del consumidor afectado y omiten las pérdidas de los agentes de la cadena de suministro.

Los costos de racionamiento son definidos por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de forma mensual. Estos costos son empleados en la metodología de evaluación beneficio / costo, para los planes de expansión con el fin de evaluar el costo operativo del racionamiento en función del tipo de usuario, por lo cual serán empleados en esta metodología, ver Tabla 1. La definición del primer escalón de racionamiento CRO1: Es el costo económico marginal de racionar 1.5% de la demanda de energía del SIN y por lo tanto si para atender la demanda en alguna hora se utiliza un valor superior a este, el sistema debe racionar en esta proporción.

Los costos descritos anteriormente, aplican en condiciones de racionamiento programado en los cuales el usuario tiene la posibilidad de adaptar sus procesos específicamente hablando de los usuarios industriales, en el caso de usuarios residenciales, tendrán conocimiento del momento en que no dispondrá del servicio y no a la condición evaluada con la metodología propuesta.

El cálculo de los costos de racionamiento desarrollados en la metodología usada por la Unidad de Planeación Minero Energético –UPME-, éstos se definen por medio de escalones, que corresponde al costo económico marginal de racionar un porcentaje de la demanda total del sistema (Resolución CREG 025 de 1995). En cada escalón está incluida la participación de los sectores comercial, industrial y residencial en sus diferentes estratos, así como el sector transporte, los efectos macroeconómicos y de los índices de precios al consumidor y del productor total.

Una vez calculados los beneficios que obtendrá el proyecto de expansión, expresados en valores monetarios equivalentes al año de entrada en operación. Estos son sumados al valor presente de los demás beneficios obtenidos como son: reducción de costos operativos y reducción de pérdidas, expresados para el mismo año base, obteniéndose así los beneficios totales del proyecto, estos valores son presentados en el capítulo siguiente, que trata de los resultados técnicos y económicos de un análisis de expansión realizado en el sistema eléctrico colombiano.

4.2.1. Evaluación del nivel de confiabilidad

Es de suma importancia considerar que el aumento del nivel de confiabilidad, se ve reflejado en el incremento del nivel de inversión requerido. El costo de la confiabilidad debe compararse con los beneficios globales tanto para el usuario como para la sociedad.

El nivel aceptable de confiabilidad depende de lo que los usuarios y la sociedad en su conjunto estén dispuestos a pagar por esta. Este nivel aceptable de confiabilidad puede ser diferente del óptimo, el cual se fundamenta en un análisis N-k de la red.

Para justificar las inversiones en mejora de la confiabilidad se deben definir los costos asociados a las fallas o interrupciones del servicio para los usuarios, los OR y la sociedad. Debe plantearse hasta qué punto los usuarios necesitan una red optima vista desde el punto de vista de la calidad del servicio traducido en aumento tarifario.

5. RESULTADOS

El programa utilizado para la elaboración de los análisis eléctricos y de confiabilidad fue el DIgSILENT PowerFactory.

A continuación se presentan los resultados del método propuesto para un sistema con las siguientes condiciones:

- La demanda considerada en la zona donde se encuentra ubicado el proyecto, se empleó las proyecciones de acuerdo a la información suministrada por el O.R. EPM.

Tabla 3. Demanda Considerada.

CARGA	P [MW]	Q [MVar]	fp
Cárcel Nápoles	0,68	0,33	0,90
Cocorná	0,38	0,34	0,75
Doradal	0,84	0,76	0,74
Girasol	1,79	0,87	0,90
Jazmín	4,42	2,14	0,90
La florida	2,41	0,85	0,94
Moriche	1,58	0,76	0,90
Ocensa	9,00	4,36	0,90
Palagua	1,20	0,58	0,90
Pto Boyacá	9,60	4,65	0,90
Pto inmarco	2,50	1,21	0,90
Pto Nare	1,19	0,58	0,90
Pto triunfo	0,78	0,70	0,74
Rio claro	26,00	12,59	0,90
Teca	2,50	1,21	0,90
Vasconia	23,00	11,14	0,90

- Horizonte de planeación: dependerá de la necesidad del estudio, ya sea en el corto, mediano o largo plazo, como ponencia académica solo se consideraran los análisis del año de entrada de proyecto, ya que se quiere resaltar el efecto de considerar o no los racionamientos por baja tensión en los análisis de

confiabilidad, este efecto es invariante en cualquier ventana de tiempo que se analice.

- Topología del sistema: Los parámetros de líneas así como la topología corresponden a los datos del área magdalena medio del subsistema de EPM y la EBSA en el año 2012. De cada una de ellas se usa el sistema que se encontraba en operación para el año 2012. Los límites de Cargabilidades de los elementos de la red (líneas y transformadores) para estudios de confiabilidad de planeación nuestra recomendación es que se hagan usando como límite operativo, los valores de capacidad nominal de los equipos del sistema. En el anexo 1 se encuentran los parámetros de las líneas a usar.
- Topología del sistema: Los parámetros de líneas así como la topología corresponden a los datos del área magdalena medio del subsistema de EPM y la EBSA en el año 2012. De cada una de ellas se usa el sistema que se encontraba en operación para el año 2012. Los límites de Cargabilidades de los elementos de la red (líneas y transformadores) para estudios de confiabilidad de planeación nuestra recomendación es que se hagan usando como límite operativo, los valores de capacidad nominal de los equipos del sistema. En el anexo 1 se encuentran los parámetros de las líneas a usar.
- Se consideran las siguientes redes:
 - Red sin proyecto: corresponde al sistema existente.
 - Red con proyecto: corresponde al sistema existente, en el cual se incluye en ella los proyectos de estudio.

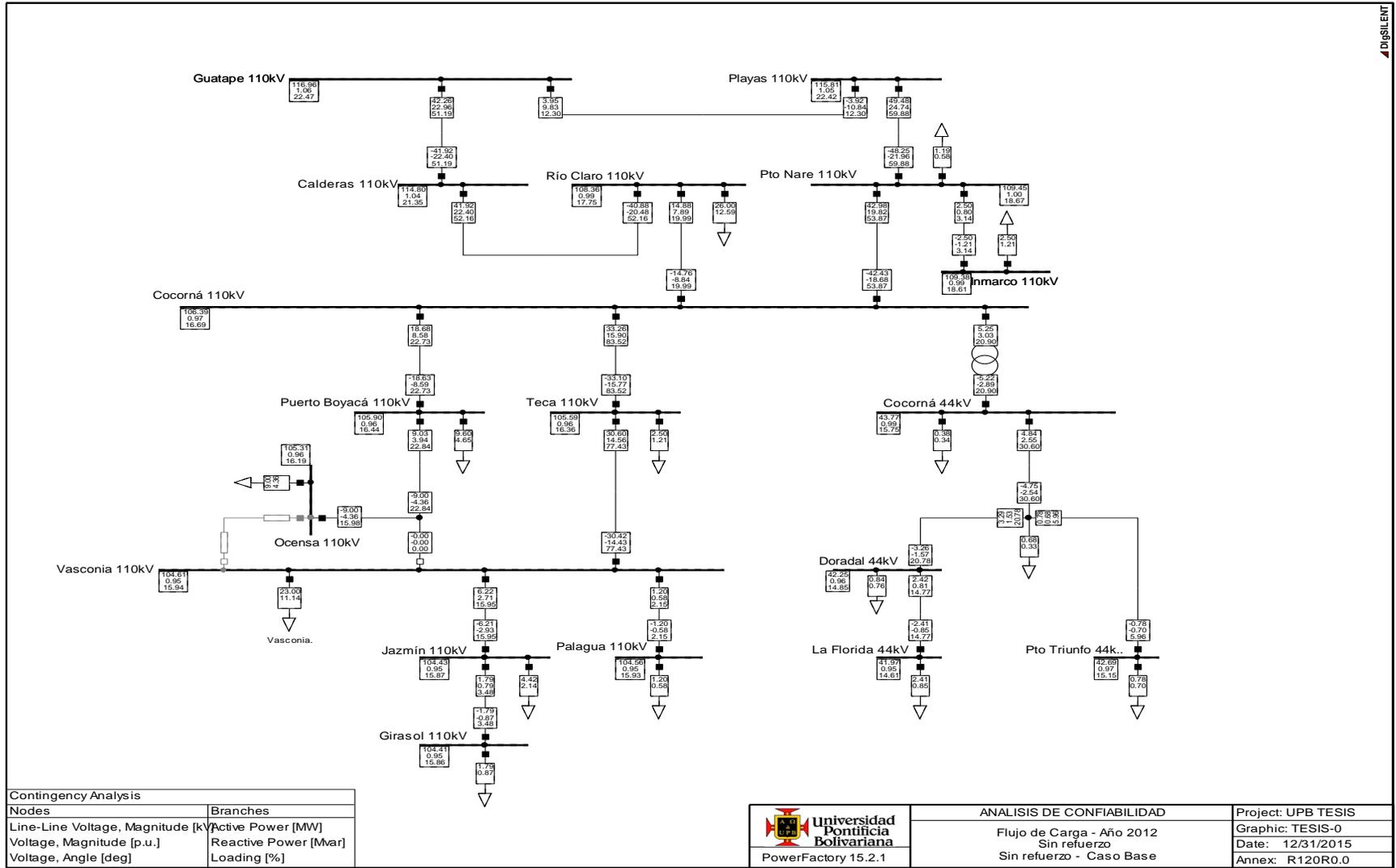


Figura 7. Red de estudio, análisis de flujo de carga

En el Anexo 2, se pueden observar las simulaciones de flujo de carga para la red sin proyecto (sin refuerzo) y con proyecto (con refuerzo).

Para el análisis de contingencias n-1, se simularon los eventos mostrados en la siguiente tabla, con el fin de observar el comportamiento del sistema.

Tabla 4. Contingencias a analizar

Número	Nombre
1	N-1 Cocomá-Puerto Nare10kV
2	N-1 Cocomá-Río Claro10kV
3	N-1 Cocomá-Pto_ Boyacá10kV
4	N-1 Guatape-Calderas10kV
5	N-1 Playas-Puerto Nare10kV_
6	N-1 Río Claro-Caldera10kV

5.1.1. Red sin Proyecto.

Del análisis en estado estable y bajo condiciones normales de operación, se observan buenos perfiles de tensión en la zona de influencia del proyecto y no se evidencian elementos con sobrecargas.

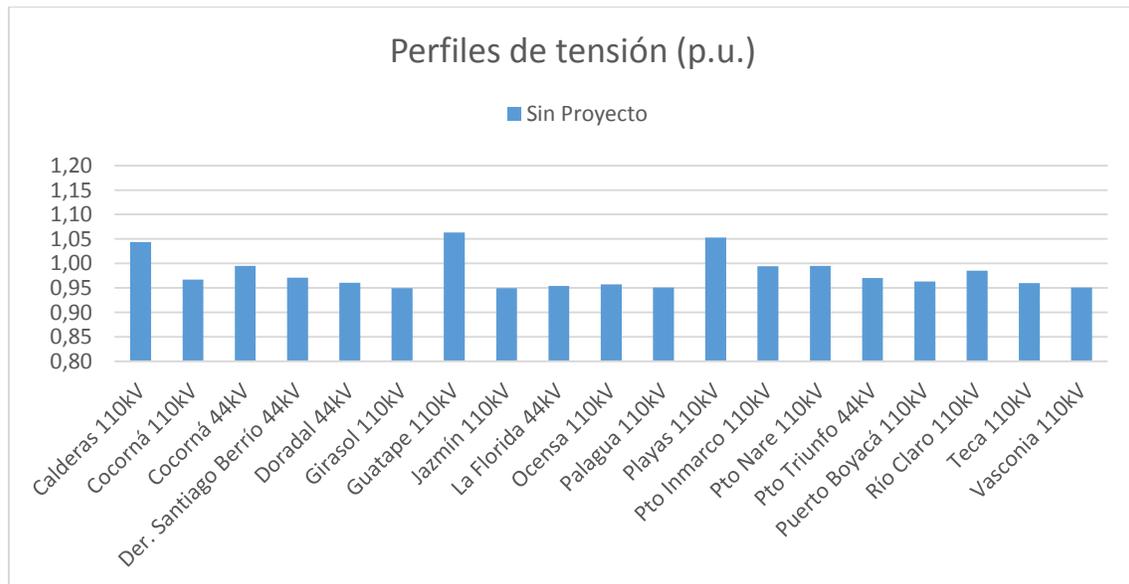


Figura 8. Perfiles de tensión, caso sin proyecto, red existente

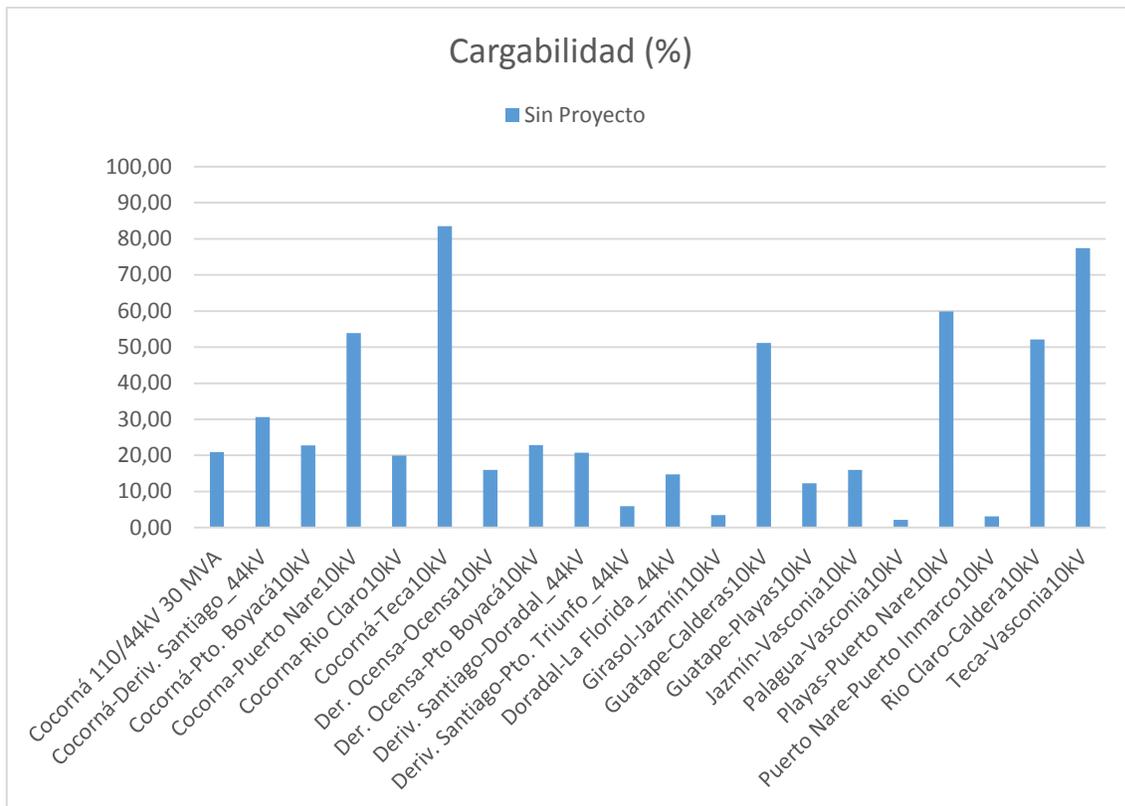


Figura 9. Cargabilidades, caso sin proyecto, red existente

Se simularon las contingencias descritas en la Tabla 4. Los perfiles de tensión para este conjunto de contingencia se resumen en la siguiente gráfica. Se observa, que las contingencias 1 y 5 no aparecen reportadas debido a que estas contingencias generan colapso de tensión en la zona, para el restante de contingencias algunas subestaciones presentan tensiones inferiores a 0,9 p.u., referente a la contingencia 3 se observa que esta deja sin servicio a las subestaciones Puerto Boyacá 110 kV Palagua 110 kV, ya que corresponden a una contingencia radial, y por razones regulatorias no es permitido cerrar los enlaces cercanos.

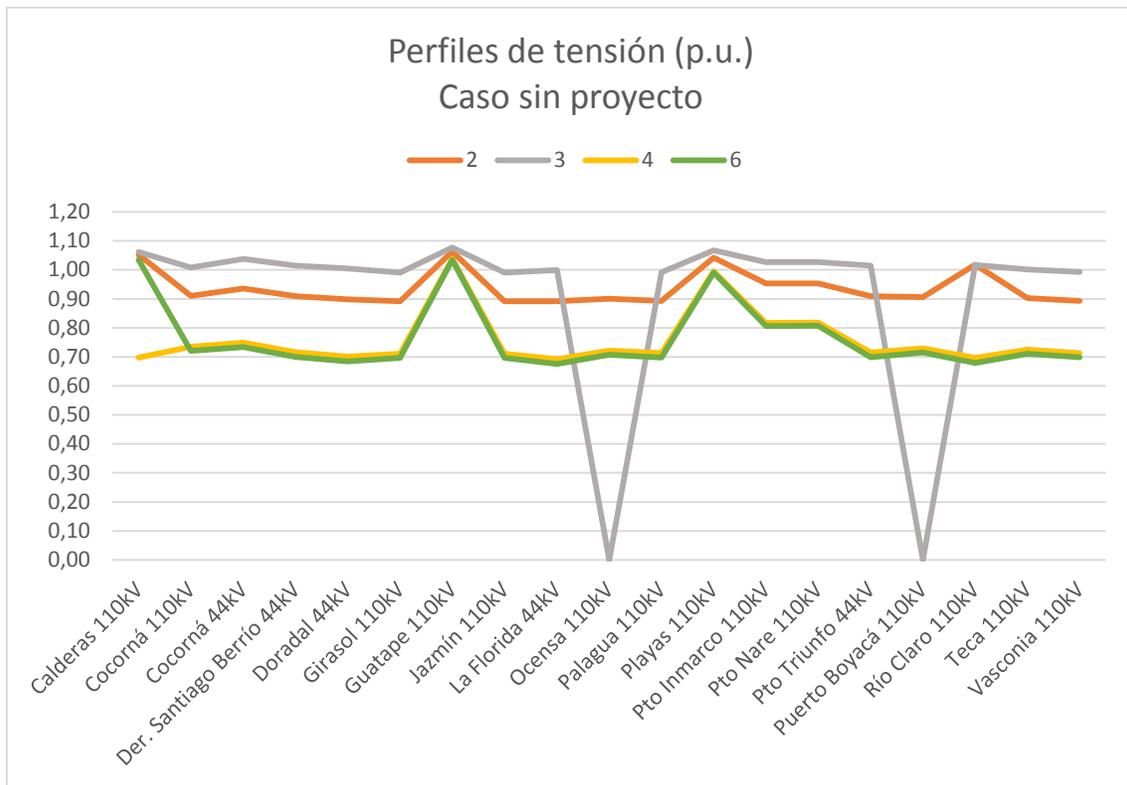


Figura 10. Perfiles de tensión bajo contingencia, caso sin proyecto

A continuación se presenta las Cargabilidades bajo situación de contingencia para la red sin proyecto. Se observan Cargabilidades en algunos elementos del sistema superiores al 100 %, en especial bajo las contingencias 4 y 6.

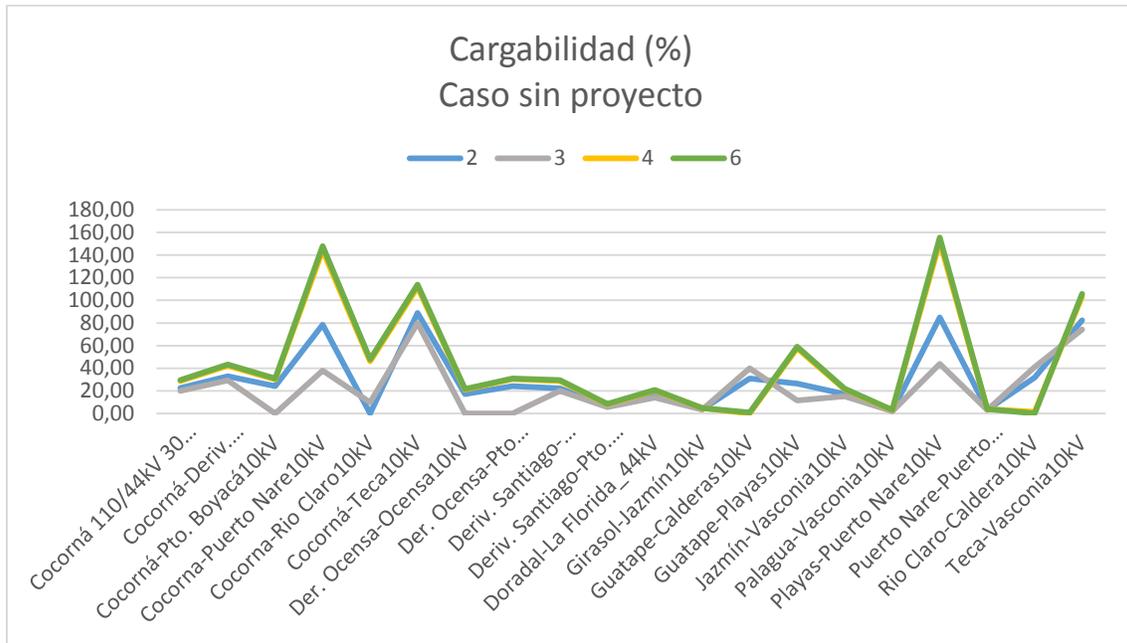


Figura 11. Cargabilidades bajo contingencia, caso sin proyecto

En conclusión se observa del caso sin proyecto, que la red existente presenta problemas por colapso de tensión y Cargabilidades superiores al 100 %, para lo cual se busca un proyecto que ayude a mitigar esta problemática.

5.1.1. Red con Proyecto.

Como respuesta a la problemática que presenta la red existente se propone la instalación de 2 bancos capacitivos de 15 MVAR en la subestación Cocorná 110 kV.

Del análisis en estado estable y bajo condiciones normales de operación, se observan buenos perfiles de tensión en la zona de influencia del proyecto y no se evidencian elementos con sobrecargas, con la inclusión del proyecto.

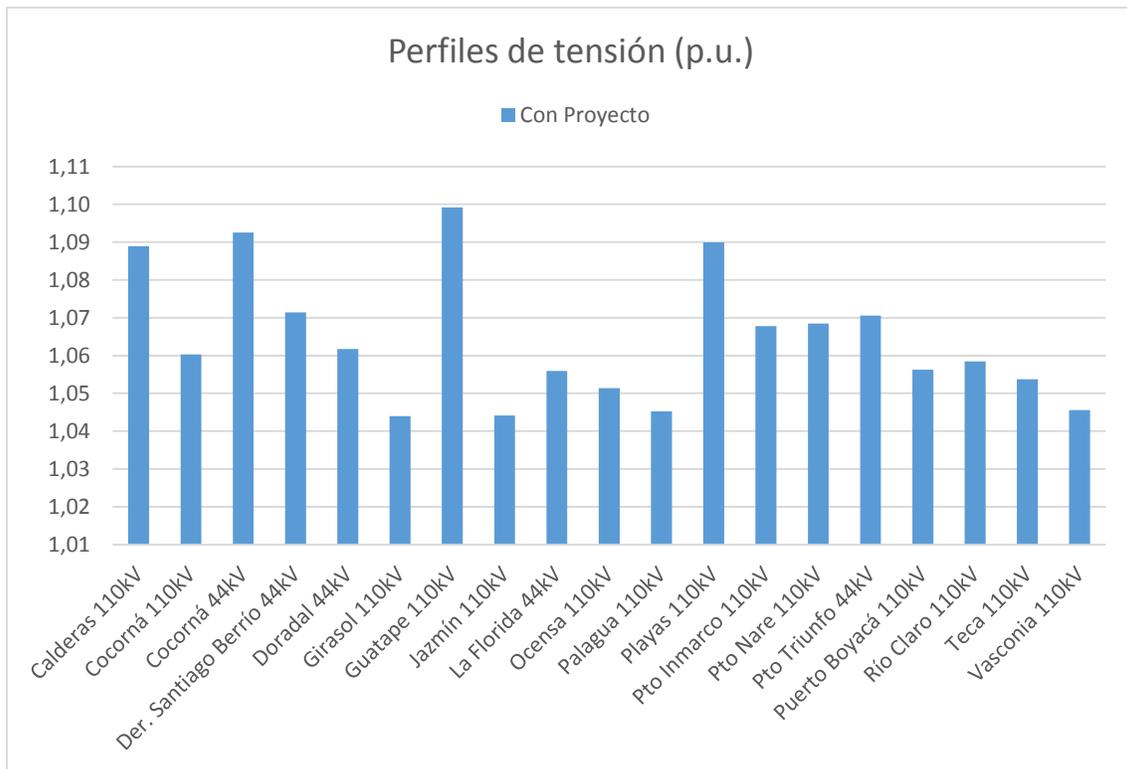


Figura 12. Perfiles de tensión, caso con proyecto

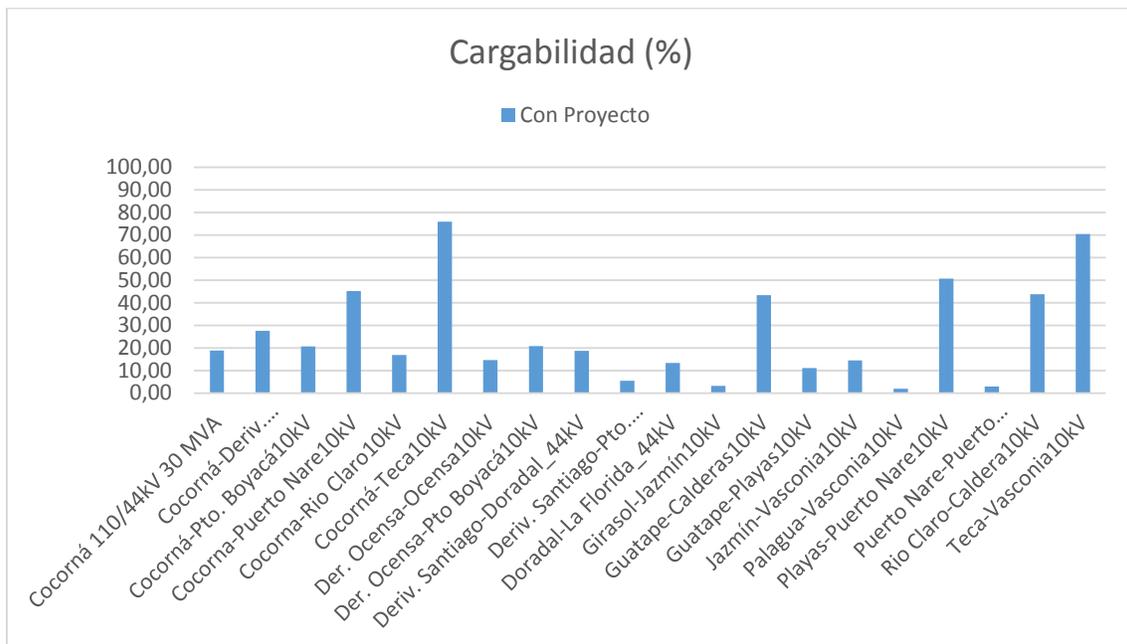


Figura 13. Cargabilidades, caso con proyecto

Se simularon las contingencias descritas en la Tabla 4. Los perfiles de tensión para este conjunto de contingencias se resumen en la siguiente gráfica. Se observa, que el sistema responde ante todas las contingencias, si bien bajo las contingencias más severas 1 y 5 se presentan en algunas subestaciones bajas tensiones, ya no se presenta el colapso de tensión, mientras para las otras contingencias se presentan adecuados perfiles de tensión. Referente a la contingencia 3, se presenta una leve sobretensión la cual en el momento de la operación se puede mitigar con la desconexión de uno de los bancos capacitivos.

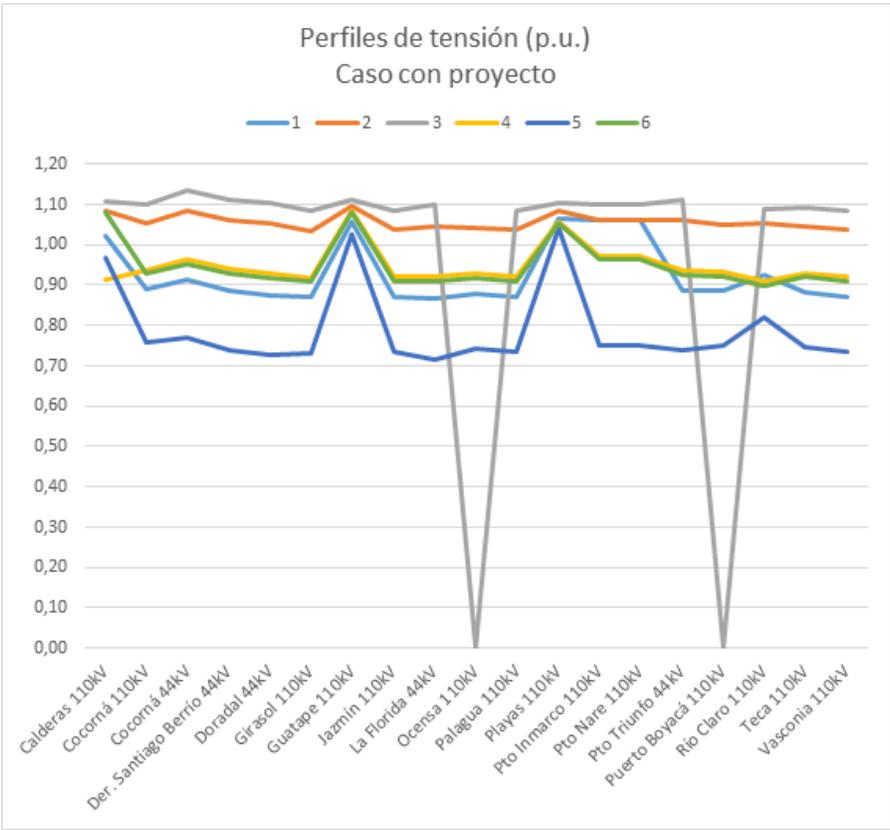


Figura 14. Perfiles de tensión bajo contingencia, caso con proyecto

A continuación se presenta las Cargabilidades bajo situación de contingencia para la red con proyecto. Se observan Cargabilidades en algunos elementos del sistema superiores al 100 %, en especial bajo las contingencias 1,5.

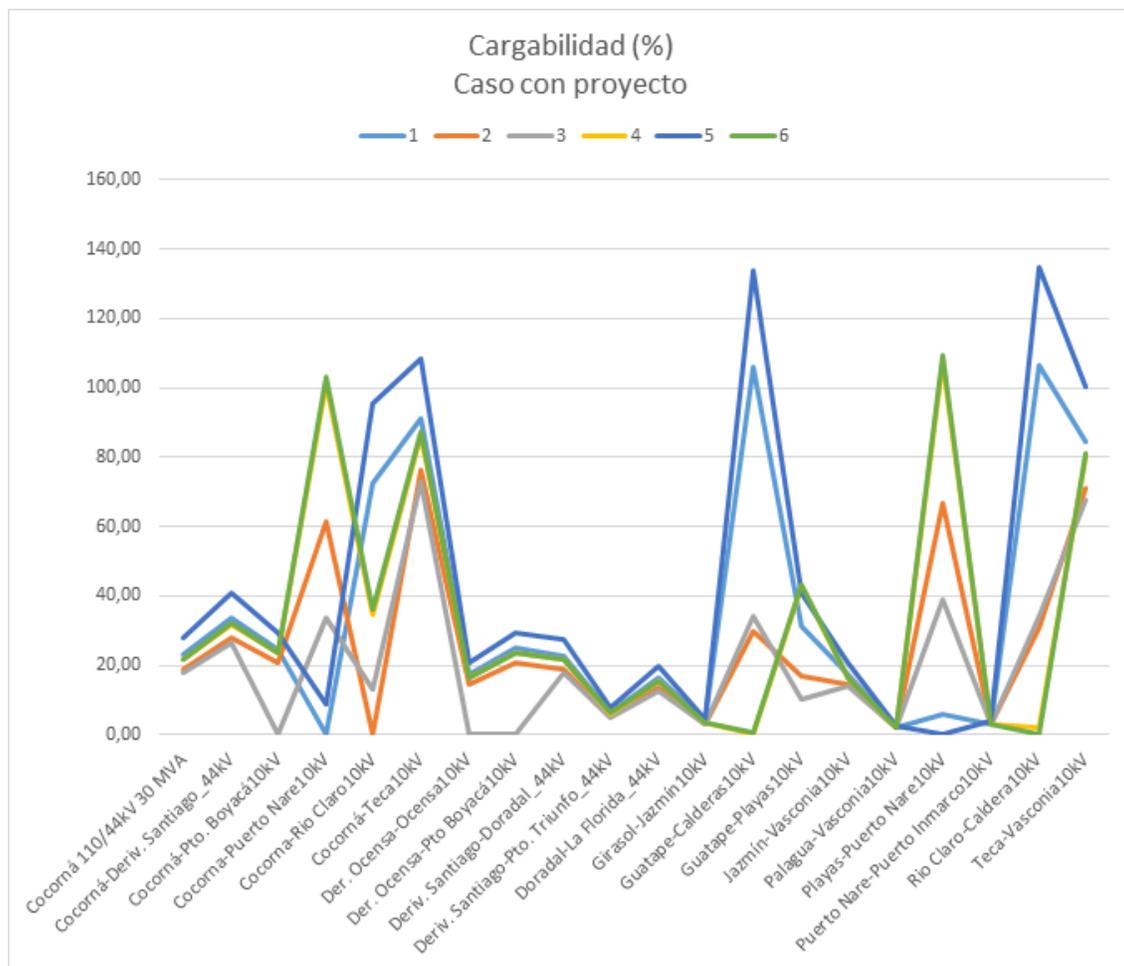


Figura 15. Cargabilidades bajo contingencia, caso con proyecto.

En conclusión se observa del caso con proyecto, que la red existente presenta problemas por colapso de tensión y Cargabilidades superiores al 100 %, para lo cual se busca un proyecto que ayude a mitigar esta problemática.

5.2. Análisis de Confiabilidad.

En este análisis se calcula la ENS que tendría el sistema para el caso sin proyecto y con proyecto, referente a las tasas de fallase tomó como referencia los máximos índices de indisponibilidad anuales de la resolución CREG 097 de 2008.

Tabla 5. MHAI líneas a 110 kV

Activo	Indisponibilidad total (Horas)	Número de eventos
Líneas a 110 kV	38,00	1,00

Calculando las tasas de falla para los activos que fueron objeto de contingencias se tiene

$$\lambda = \frac{\# \text{ de Eventos}}{\text{Longitud de línea [año * km]}} \quad [4]$$

Tabla 6. Tasas de Falla

Por lo tanto asumiendo un evento al año (NOE=1), con una tasa de reparación (indisponibilidad) de 38 h (DE) en función de su longitud se tienen las siguientes tasas de falla.

Tabla 7. Tasas de Falla líneas de estudio

Elemento	Longitud [km]	Voltaje [kV]	Tasa de Falla [1/(a*km)]	r [h]	r[h/(a*km)]	u[(a*km)/h]
Cocorná-Puerto Nare10kV	22,1	110	0,045	38	1,719	0,582
Cocorná-Rio Claro10kV	35,15	110	0,028	38	1,081	0,925
Cocorná-Pto. Boyacá10kV	6,15	110	0,163	38	6,179	0,162
Guatape-Calderas10kV	15,15	110	0,066	38	2,508	0,399
Playas-Puerto Nare10kV	40,3	110	0,025	38	0,943	1,061
Rio Claro-Caldera10kV	45,3	110	0,022	38	0,839	1,192

Para la comprensión de las siguientes graficas aplica la siguiente nomenclatura para las leyendas:

CASO	DESCRIPCIÓN
SP-MC	Sin proyecto, modulo confiabilidad
SP-MP	Sin proyecto, método propuesto
CP-MC	Con proyecto, modulo confiabilidad
CP-MP	Con proyecto, método propuesto

Para el conjunto de contingencias descritas en la Tabla 4, se obtuvieron los racionamientos arrojados por el módulo de confiabilidad y calculados con la metodología propuesta, tanto para el caso sin proyecto y con proyecto.

Una contingencia en el sistema puede generar simultáneamente bajas tensiones y sobrecargas, el módulo de confiabilidad raciona hasta que los elementos líneas, transformadores presenten Cargabilidades adecuadas, sin embargo en esta situación se pueden presentar bajas tensiones.

Para el caso sin proyecto, se observa que para las contingencias 1,5 la cuales generan colapso de tensión el módulo de confiabilidad no efectuó racionamiento alguno, igual que en la contingencia 2.

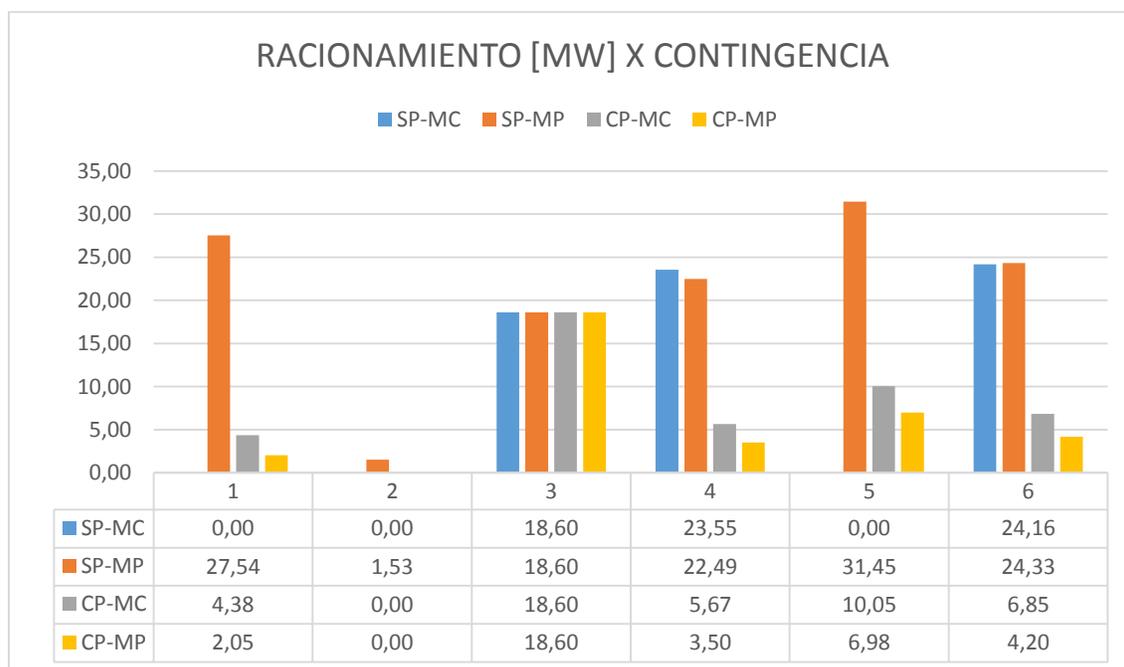


Figura 16. Racionamientos en contingencia

A manera de ejemplo de cálculo, referente a la contingencia 2, para el caso sin proyecto, del análisis de flujo de carga se observan Cargabilidades inferiores al 100 % y perfiles de tensión <0,9 p.u. en algunas subestaciones, en dicha contingencia el módulo de confiabilidad no calculo DNA. A continuación se

presenta el racionamiento calculado con la metodología propuesta para esta contingencia. En particular el modulo está omitiendo 1,53 MW que debían ser racionados.

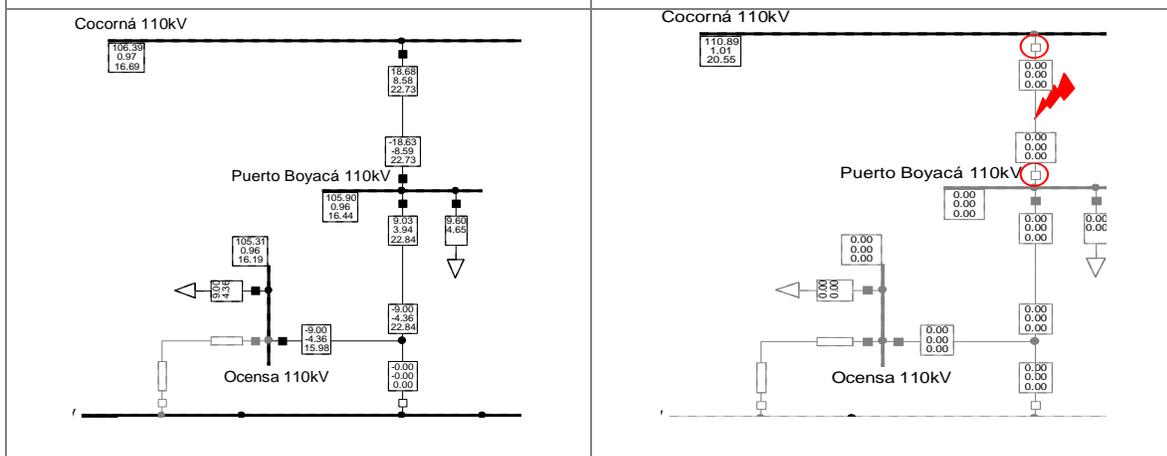
Tabla 8. Demanda no atendida, contingencia 2

CARGA	DEMANDA [MW]	DNA [MW]	DA [MW]
Cárcel Nápoles	0,68	0,00	0,68
Cocorná	0,38	0,00	0,38
Doradal	0,84	0,01	0,83
Girasol	1,79	0,13	1,66
Jazmín	4,42	0,31	4,11
La florida	2,41	0,12	2,29
Moriche	1,58	0,00	1,58
Ocensa	9,00	0,00	9,00
Palagua	1,20	0,05	1,15
Pto Boyacá	9,60	0,00	9,60
Pto inmarco	2,50	0,00	2,50
Pto Nare	1,19	0,00	1,19
Pto triunfo	0,78	0,00	0,78
Rio claro	26,00	0,00	26,00
Teca	2,50	0,00	2,50
Vasconia	23,00	0,92	22,08
TOTAL	87,87	1,53	86,34

Referente a la contingencia 3, al ser una contingencia radial el módulo de confiabilidad y la metodología propuesta calculan el racionamiento de igual forma.

DA = 9,6 MW+9 MW=18,6 MW, en condiciones normales de operación.

DNA= 18,6 MW. Bajo contingencia radial



A partir de la Figura 16 se observa la importancia de incluir los racionamientos por baja tensión, los cuales permitirán tener cálculos de ENS más acertados.

Como ponencia académica se está considerando el escenario de demanda máxima, el cual equivale en el año aproximadamente 19,64% de las horas anuales.

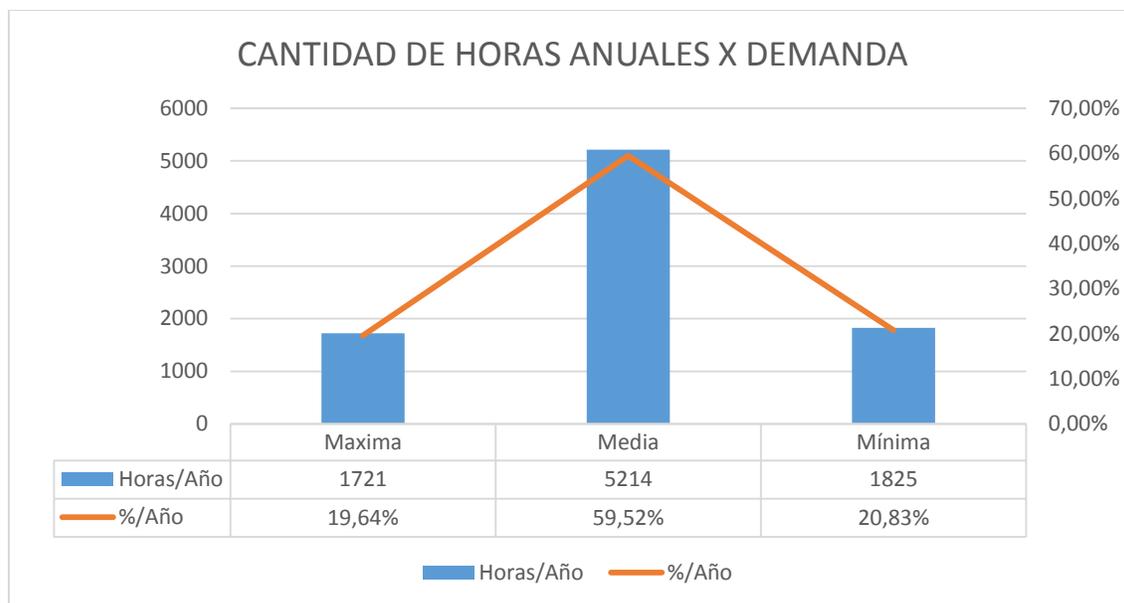


Figura 17. Cantidad de horas anuales en función de la demanda

Calculados los racionamientos, se procede a calcular la ENS de cada contingencia, multiplicando el racionamiento de cada contingencia por la duración (D) del evento. La duración del evento viene calculada como:

$$D = \text{MHAI} * \% \frac{\text{Año}}{\text{Escenario}} = 38 \text{ h} * 19,64\% = 7,46 \text{ h} \quad [5]$$

Tomando nuevamente la contingencia 2 como ejemplo, la ENS para el caso sin proyecto es:

Tabla 9. Energía no suministrada, contingencia 2

CARGA	DNA [MW]	DURACIÓN [h]	ENS [MWh/año]
Cárcel Nápoles	0,00	7,46	0,00
Cocorná	0,00	7,46	0,00
Doradal	0,01	7,46	0,06
Girasol	0,13	7,46	0,94
Jazmín	0,31	7,46	2,31
La florida	0,12	7,46	0,90
Moriche	0,00	7,46	0,00
Ocensa	0,00	7,46	0,00
Palagua	0,05	7,46	0,36
Pto Boyacá	0,00	7,46	0,00
Pto inmarco	0,00	7,46	0,00
Pto Nare	0,00	7,46	0,00
Pto triunfo	0,00	7,46	0,00
Rio claro	0,00	7,46	0,00
Teca	0,00	7,46	0,00
Vasconia	0,92	7,46	6,87
TOTAL ENS [MWh/año]			11,43

Posteriormente se suman todas las ENS calculadas para cada contingencia.

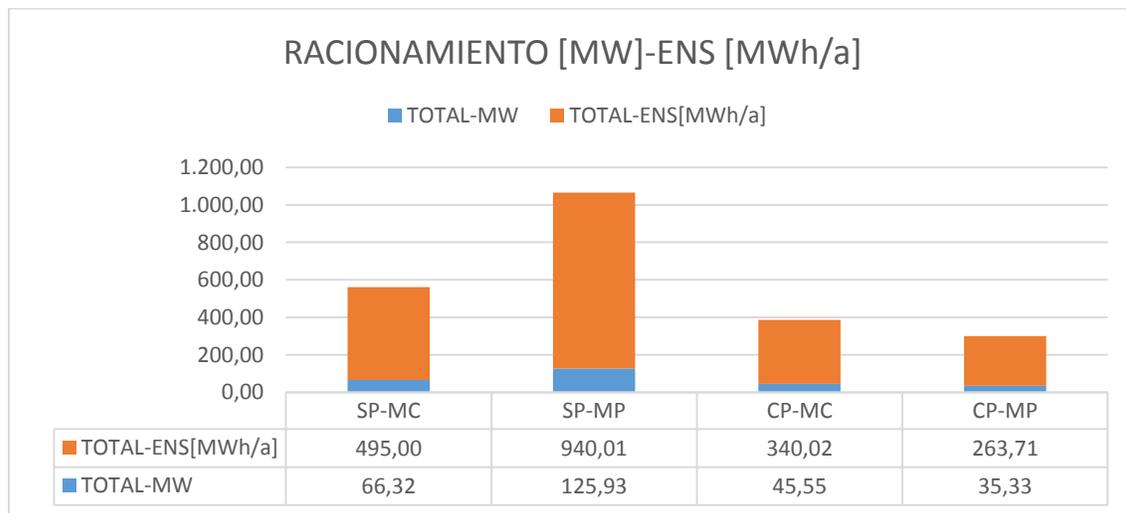


Figura 18. Racionamiento y ENS totales.

Se observa de la anterior figura, que para el caso sin proyecto la ENS calculado solo por criterio de sobrecarga, omite un 47% de carga que debía ser deslastrado por bajas tensiones. El no incluir las ENS ocasionadas por baja tensión impactara

los beneficios económicos que se pueden obtener por disminución de ENS del proyecto en estudio.

Posteriormente se calcula el Δ ENS (caso sin proyecto – caso con proyecto) y se valora en este caso dada la magnitud de los racionamientos, por el escalón 1 del costo de racionamiento CRO1, 1.157,90 \$/kWh.

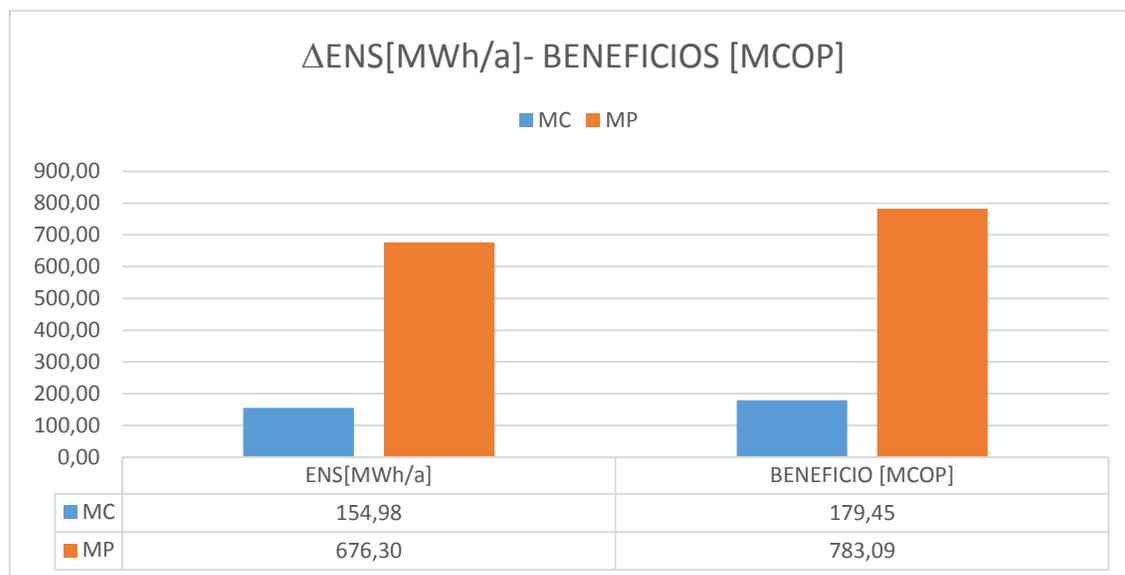


Figura 19. Δ ENS y beneficio.

A parte del costo de inversión de la infraestructura, un proyecto eléctrico en la red este puede conllevar a diferentes costos (aumento de perdidas, aumento de tarifa, etc.) así como diferentes beneficios (disminución de perdidas, disminución de tarifa, disminución de ENS, etc.) , como ponencia académica solo se consideran como costos, la inversión del proyecto del banco capacitivo, y como beneficios la disminución de ENS en un escenario de demanda máxima, calculadas en un horizonte de 25 años, para posterior obtención de la relación B/C.

Tabla 10. Valoración Económica, y relación B/C

CASO	VPN Costos			VPN Beneficios	B/C
	(M\$ Dic15)			(M\$ Dic15)	
	Inversión Uso	AOM Uso	ANE Uso	Operación	
MC	2.354,55	446,21	94,72	5.416,09	1,87
MP	2.354,55	446,21	94,72	1.241,13	0,43

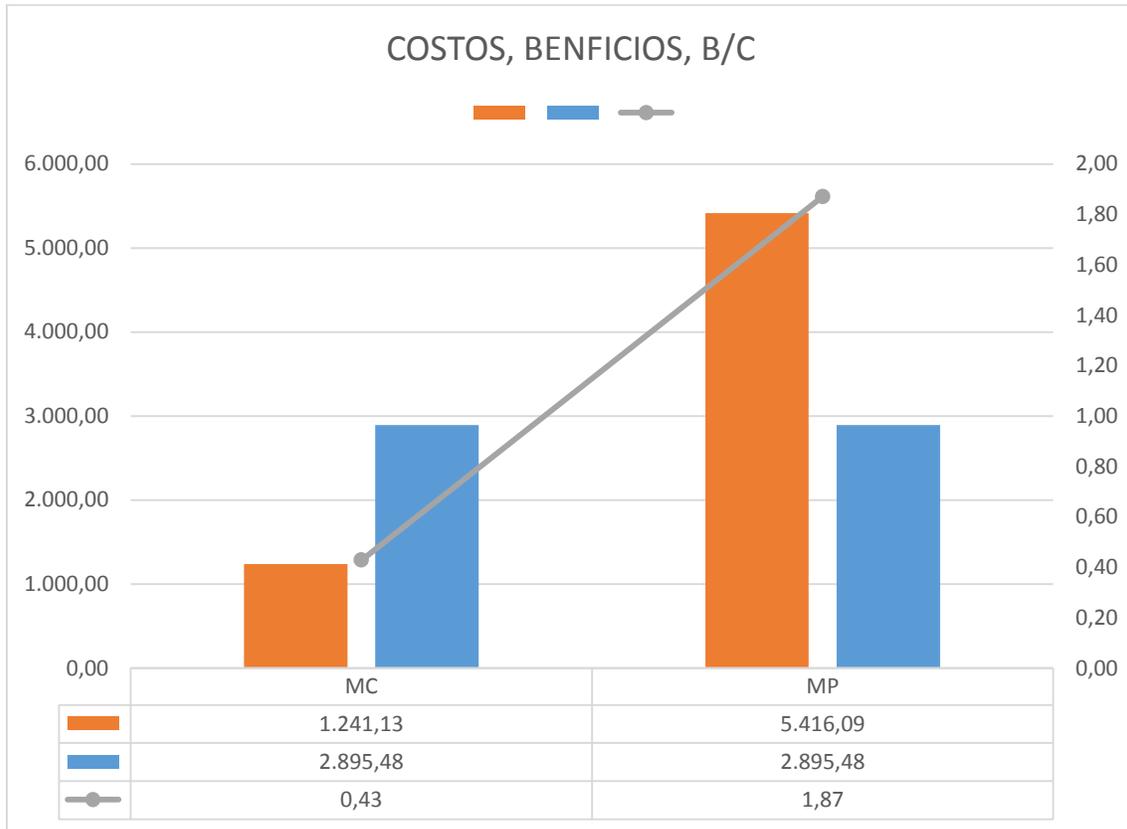


Figura 20. Costos, beneficios, relación B/C.

De la anterior grafica se concluye que el considerar solo la ENS que entregan los módulos de confiabilidad, los cuales solo consideran racionamientos por sobrecarga, pueden dar señales erradas del comportamiento de un sistema bajo contingencias, así mismo pueden afectar la viabilidad económica de un proyecto que sea materia de estudio.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se ha propuesto una metodología para evaluar la confiabilidad de en redes enmalladas de alta tensión, y en sistemas radiales de media tensión, que tiene en cuenta el cálculo del beneficio de la mitigación de bajas tensiones, el cual tiene un peso importante en los proyectos de expansión.
- En los diferentes análisis de confiabilidad ya sea de planeación u operativos, requieren un adecuado cálculo de las ENS que se pueden presentar ante ciertas contingencias, por tanto es fundamental considerar aquellas que se generan por bajas tensiones y sobrecargas, con el fin de identificar las obras necesarias que permitan favorecer la robustez de la red y dar las señales operativas adecuadas.
- Los resultados presentados ilustran la metodología planteada, la cual se fundamenta en la valoración de los beneficios obtenidos por un proyecto en el cual se valora la confiabilidad que adquiere el sistema por concepto de calidad y seguridad aportadas por la reducción de sobrecargas y limitación en la operación debida a tensiones fuera de rango.

7. TRABAJO FUTURO

Se plantea desarrollar un programa implementado en DigSILENT Power Factory, con el cual sea posible hacer uso del módulo de confiabilidad, rutina propia del software e implementar por medio de DPL (DigSILENT Program Lenguaje) una subrutina con la cual pueda simularse los flujos de carga y las diferentes contingencias y este entregue en un archivo plano los valores de ENS para cada caso simulado, como también los índices de confiabilidad del sistema.

8. REFERENCIAS

- [1]. R.S. Chanda, P.K. Bhattacharjee, A reliability approach to transmission expansion planning using minimal cut theory, ELSEVIER 1994.
- [2]. IEEE Power & Energy Society, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE std 1366TM-2012 2012.
- [3]. A. Chowdhury, Distribution Feeder Reliability Assessment, IEEE 2005.
- [4]. Oleboge K.P. Mokoka, Kehinde O. Awodele, Reliability Evaluation of Distribution Networks Using NEPLAN & DIgSILENT Power Factory, IEEE 2013.
- [5]. R.N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, K.S. So, A reliability test system for educational purposes-basic distribution system data and results, IEEE Transactions on Power Systems Vol 6 No 2 , May 1991 1991.
- [6]. R.N. Allan, R. Billinton, Power System reliability in Perspective. IEEE Electronics and Power, March 1984.
- [7]. R.N. Allan, R. Billinton, Network modelling and evaluation of simple systems, Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques 1992.
- [8]. Resolución CREG 025/095.
- [9]. Resolución CREG 097 - 2008.
- [10]. Resolución CREG 011 – 2009.
- [11]. R.N. Allan, R. Billinton, Reliability Evaluation of Power Systems, 1996.
- [12]. Liisa Haarla, Urho Pulkkinen, Mikko Koskinen, Jussi Jyrinsalo, A method for analysing the reliability of a transmission grid, ELSEVIER 2007.
- [13]. Resolución CREG 071 – 2006.

- [14]. Resolución CREG 178 de 2014
- [15]. Resolución CREG 093 – 2012.
- [16]. Documento CREG 051-2012.
- [17]. Resolución CREG 179 de 2014
- [18]. Resolución CREG 094-2012
- [19]. Documento CREG 052-2012.
- [20]. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME. Costos de racionamiento.
- [21]. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME. Plan de Expansión de Referencia.

ANEXO 1

PARAMETROS

1 INFORMACION BASICA

1.1 Información de compensación

Tabla 11. Parámetros de compensación capacitiva en Cocorná 110 kV

	# pasos	MVar/paso
Compensación capacitiva	2	15

1.2 Información de la demanda

Tabla 12. Demanda por barra

CARGA	P [MW]	Q [MVar]	fp
Cárcel Nápoles	0,68	0,33	0,90
Cocorná	0,38	0,34	0,75
Doradal	0,84	0,76	0,74
Girasol	1,79	0,87	0,90
Jazmín	4,42	2,14	0,90
La florida	2,41	0,85	0,94
Moriche	1,58	0,76	0,90
Ocensa	9,00	4,36	0,90
Palagua	1,20	0,58	0,90
Pto Boyacá	9,60	4,65	0,90
Pto inmarco	2,50	1,21	0,90
Pto Nare	1,19	0,58	0,90
Pto triunfo	0,78	0,70	0,74
Rio claro	26,00	12,59	0,90
Teca	2,50	1,21	0,90
Vasconia	23,00	11,14	0,90

1.3 Información de líneas eléctricas 220 kV-110 kV

Tabla 13. Parámetros líneas eléctricas 220 kV-110 kV

LINEA	LONGITUD (km)	VOLTAJE (kV)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (kA)
Cocorná-Pto. Boyacá_110kV_1	6,15	110,00	0,49
Cocorná-Puerto Nare_110kV_1	22,10	110,00	0,47
Cocorná-Rio Claro_110kV_1	35,15	110,00	0,47
Cocorná-Teca_110kV_1	5,00	110,00	0,24
Der. Ocensa-Ocensa_110kV_1	0,10	110,00	0,34
Der. Ocensa-Pto Boyacá_110kV_1	13,74	110,00	0,24
Der. Ocensa-Vasconia_110kV_1	0,01	110,00	0,24

LINEA	LONGITUD (km)	VOLTAJE (kV)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (kA)
Girasol-Jazmín_110kV_1	2,20	110,00	0,32
Guatape-Calderas_110kV_1	15,15	110,00	0,47
Guatape-Playas_110kV_1	24,20	110,00	0,47
Guatape-Playas_220kV_1	21,16	220,00	0,78
Jazmín-Vasconia_110kV_1	6,20	110,00	0,24
Ocensa-Vasconia_110kV_1	1,00	110,00	0,34
Palagua-Vasconia_110kV_1	6,70	110,00	0,34
Playas-Puerto Nare_110kV_1	40,30	110,00	0,47
Puerto Nare-Puerto Inmarco_110kV_1	10,20	110,00	0,47
Rio Claro-Caldera_110kV_1	45,30	110,00	0,47
Teca-Vasconia_110kV_1	6,70	110,00	0,24

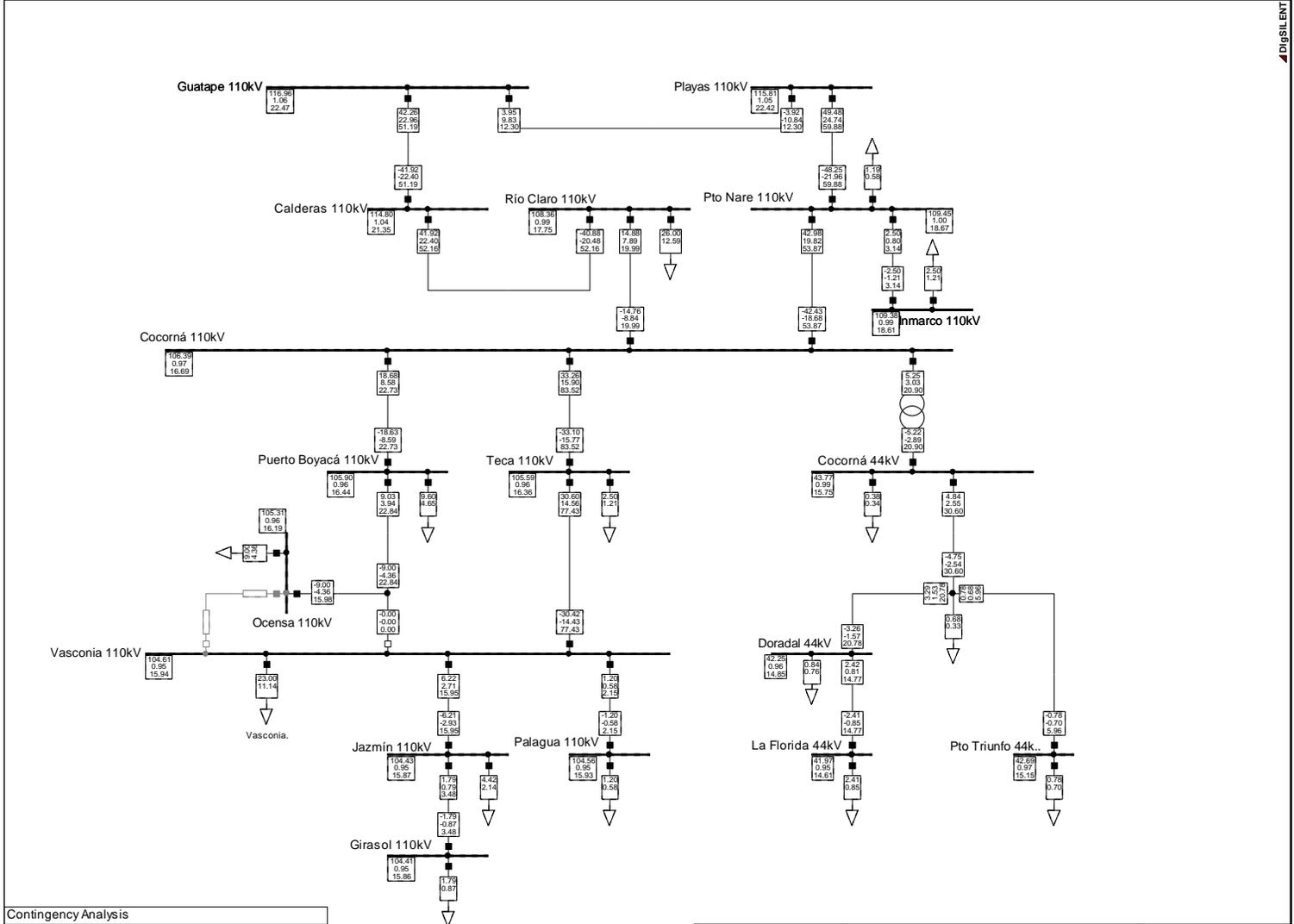
ANEXO 2

RESULTADOS FLUJO DE CARGA

INDICE DE CASOS

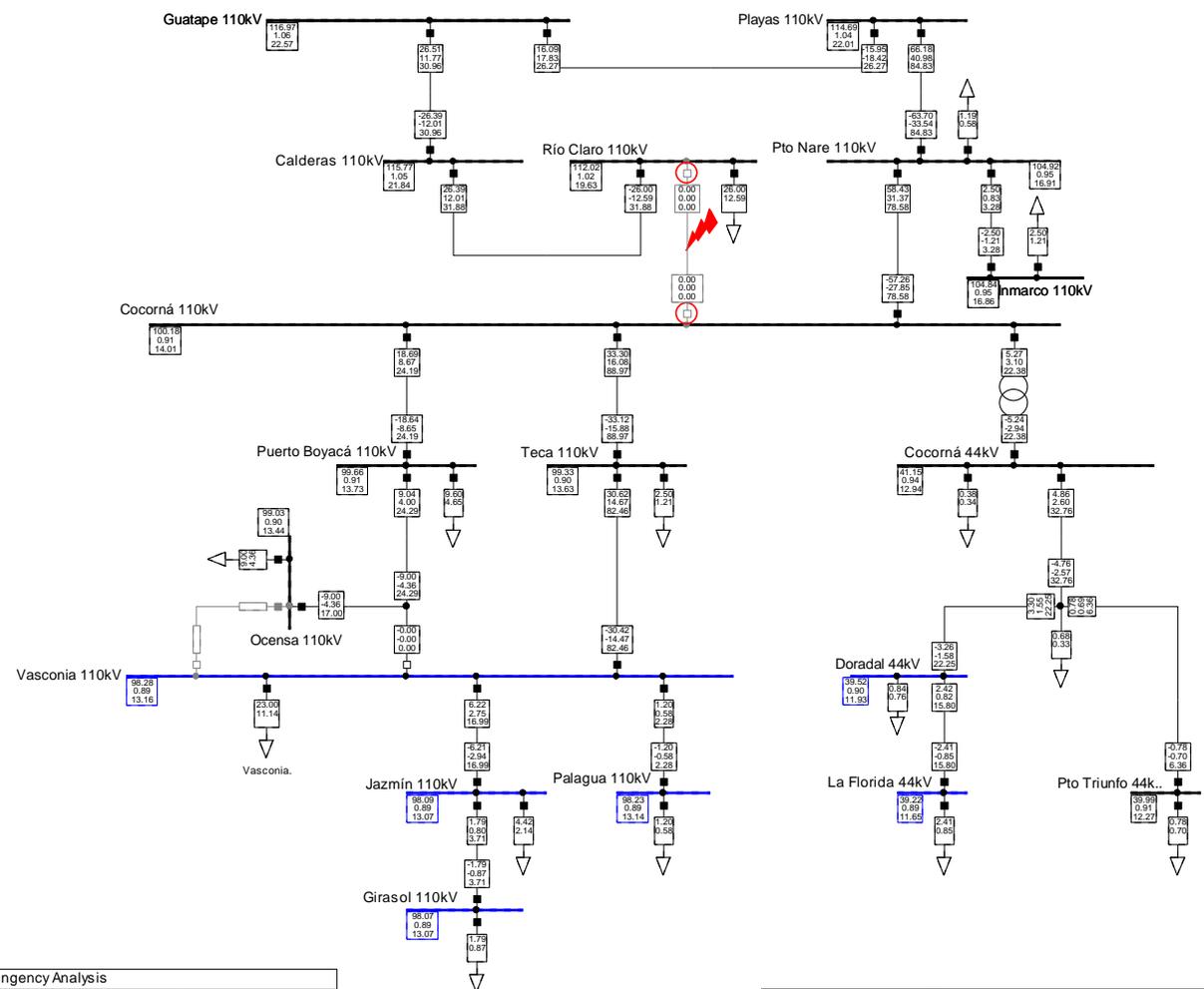
Figura	Descripción
	Flujo de Carga - Demanda Máxima
	Caso sin Proyecto
R120R0.0	Red en condiciones normales de operación
R120R0.1	N-1 Cocorná-Puerto Nare_110kV
R120R0.2	N-1 Cocorná-Rio Claro_110kV_1
R120R0.3	N-1 Cocorná-Pto_ Boyacá_110kV
R120R0.4	N-1 Guatapé-Calderas_110kV_1
R120R0.5	N-1 Playas-Puerto Nare_110kV_
R120R0.6	N-1 Rio Claro-Caldera_110kV_1
Figura	Flujo de Carga - Demanda Máxima
	Caso Con Proyecto
R121R1.0	Red en condiciones normales de operación
R121R1.1	N-1 Cocorná-Puerto Nare_110kV
R121R1.2	N-1 Cocorná-Rio Claro_110kV_1
R121R1.3	N-1 Cocorná-Pto_ Boyacá_110kV
R121R1.4	N-1 Guatapé-Calderas_110kV_1
R121R1.5	N-1 Playas-Puerto Nare_110kV_
R121R1.6	N-1 Rio Claro-Caldera_110kV_1

CASO SIN PROYECTO



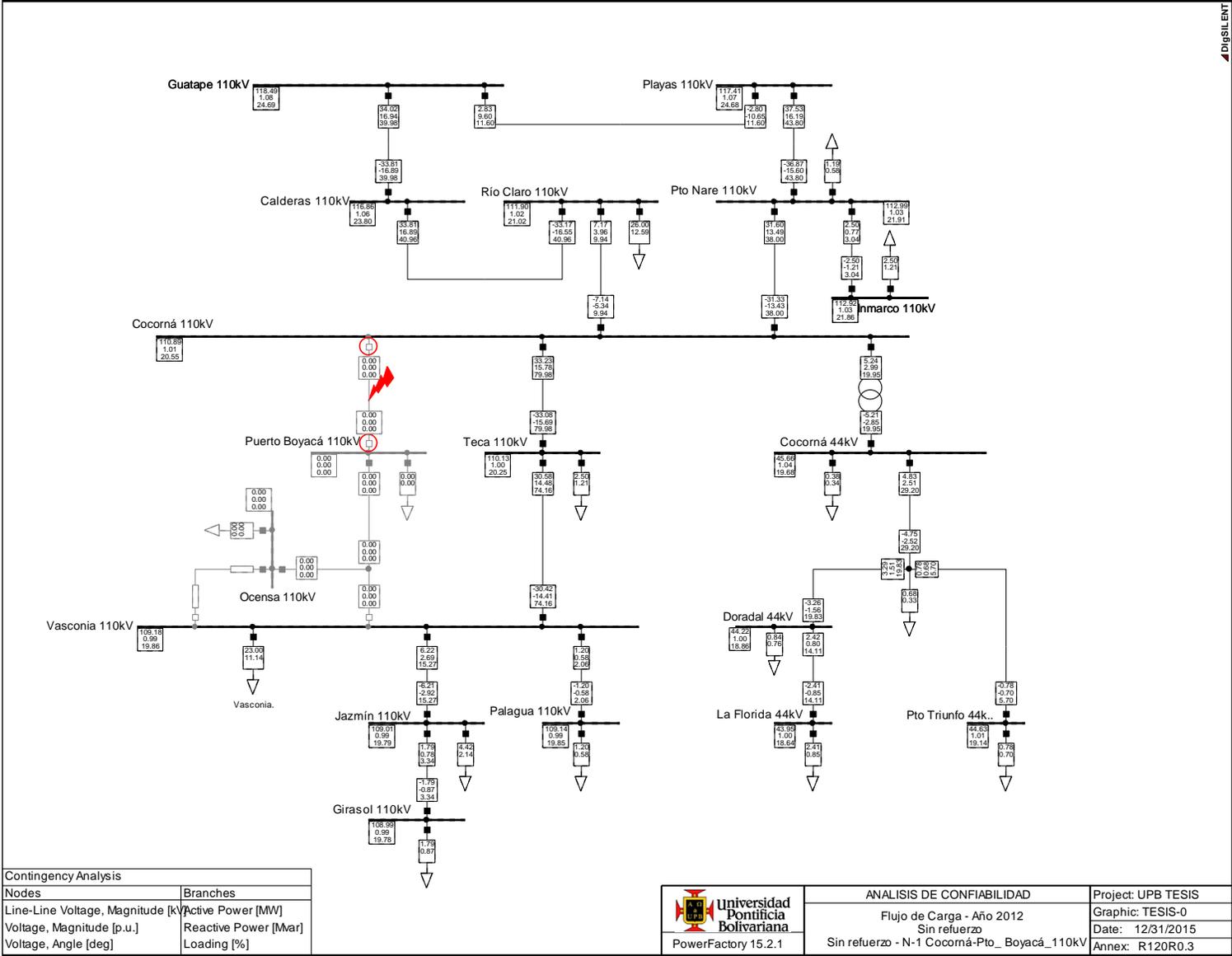
Contingency Analysis	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Flujo de Carga - Año 2012	Graphic: TESIS-0
	Sin refuerzo Sin refuerzo - Caso Base	Date: 12/31/2015 Annex: R120R.0



Contingency Analysis	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANALISIS DE CONFIABILIDAD Flujo de Carga - Año 2012 Sin refuerzo	Project: UPB TESIS Graphic: TESIS-0
	Sin refuerzo - N-1 Cocoma-Rio Claro_110kV_1	Date: 12/31/2015
		Annex: R120R0.2



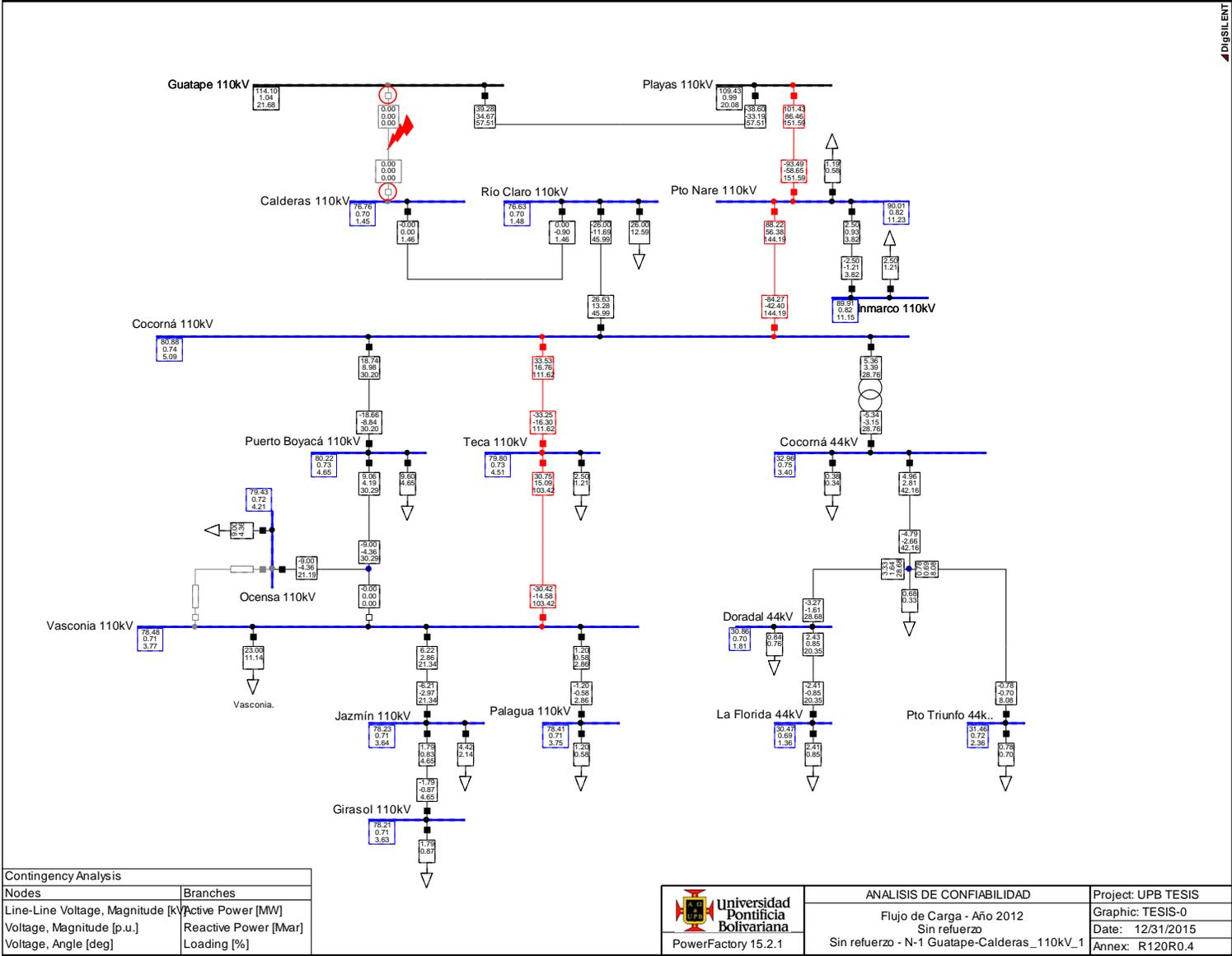
DIGISILENT

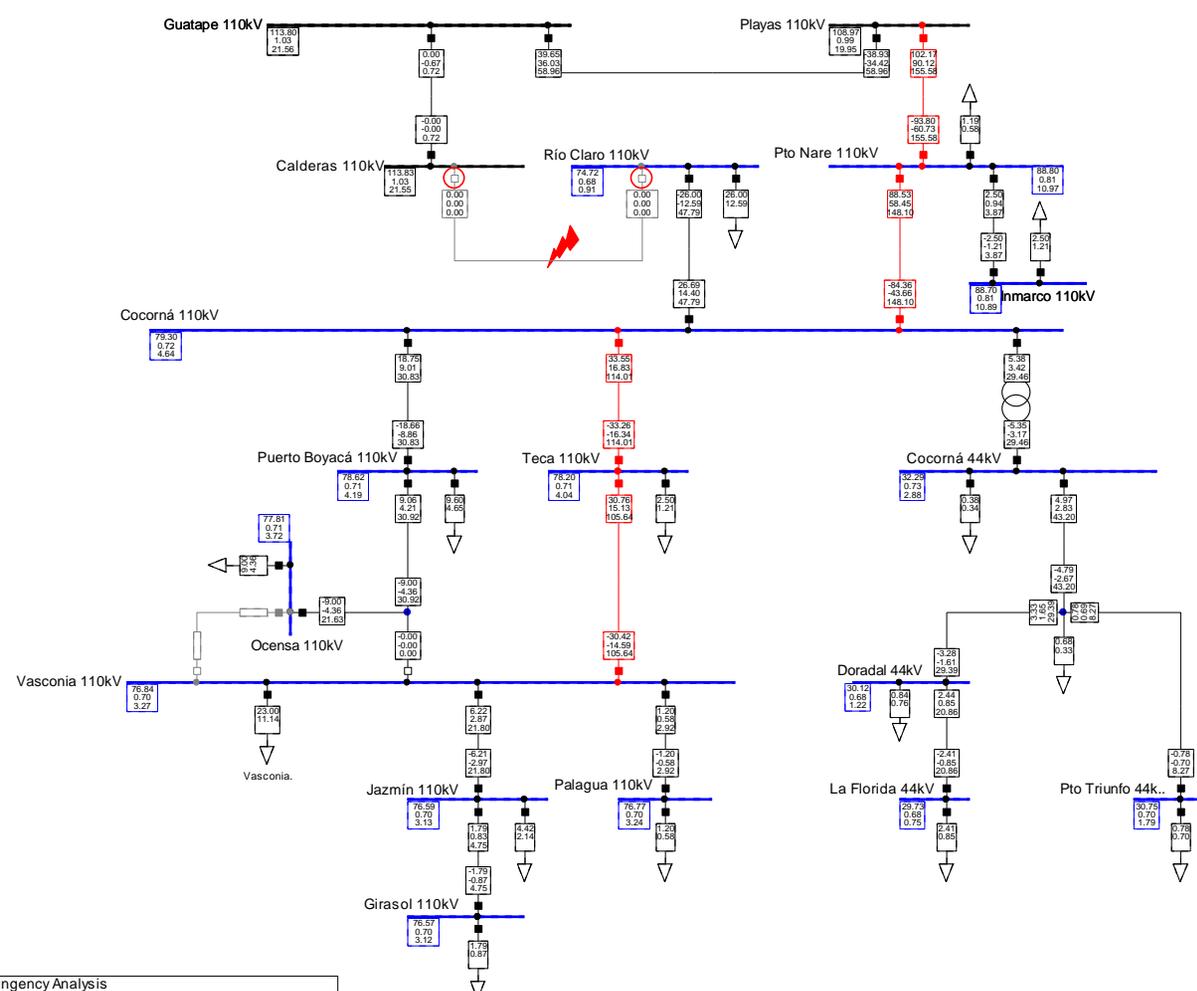
Contingency Analysis	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]


Universidad Pontificia Bolivariana
 PowerFactory 15.2.1

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	
Flujo de Carga - Año 2012	
Sin refuerzo	
Sin refuerzo - N-1 Cocomá-Pto_Boyacá_110kV	

Project: UPB TESIS
Graphic: TESIS-0
Date: 12/31/2015
Annex: R120R.3

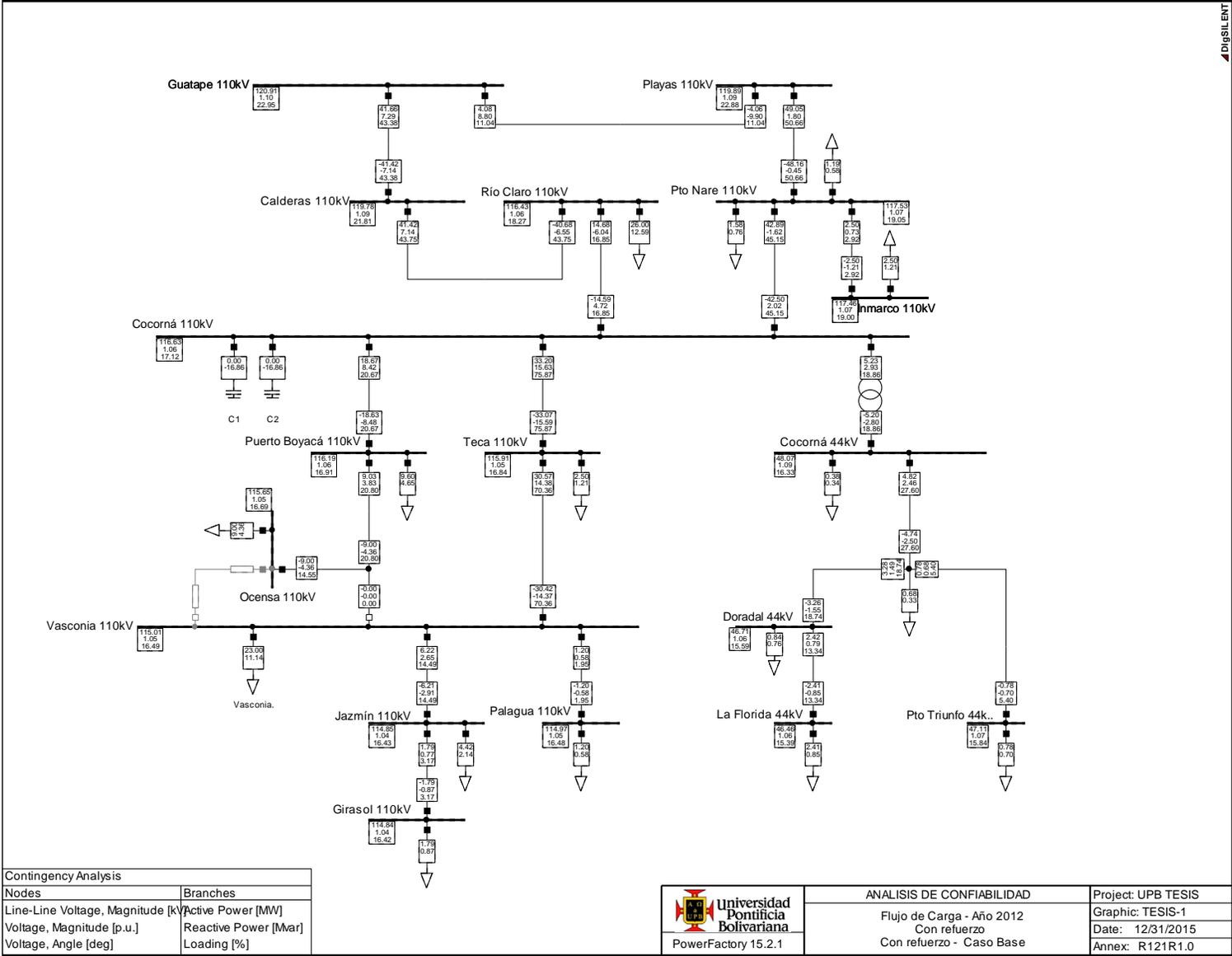




Contingency Analysis	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

 <p>Universidad Pontificia Bolivariana</p> <p>PowerFactory 15.2.1</p>	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Flujo de Carga - Año 2012	Graphic: TESIS-0
	Sin refuerzo	Date: 12/31/2015
	Sin refuerzo - N-1 Río Claro-Caldera_110kV_1	Annex: R120R.6

CASO CON PROYECTO

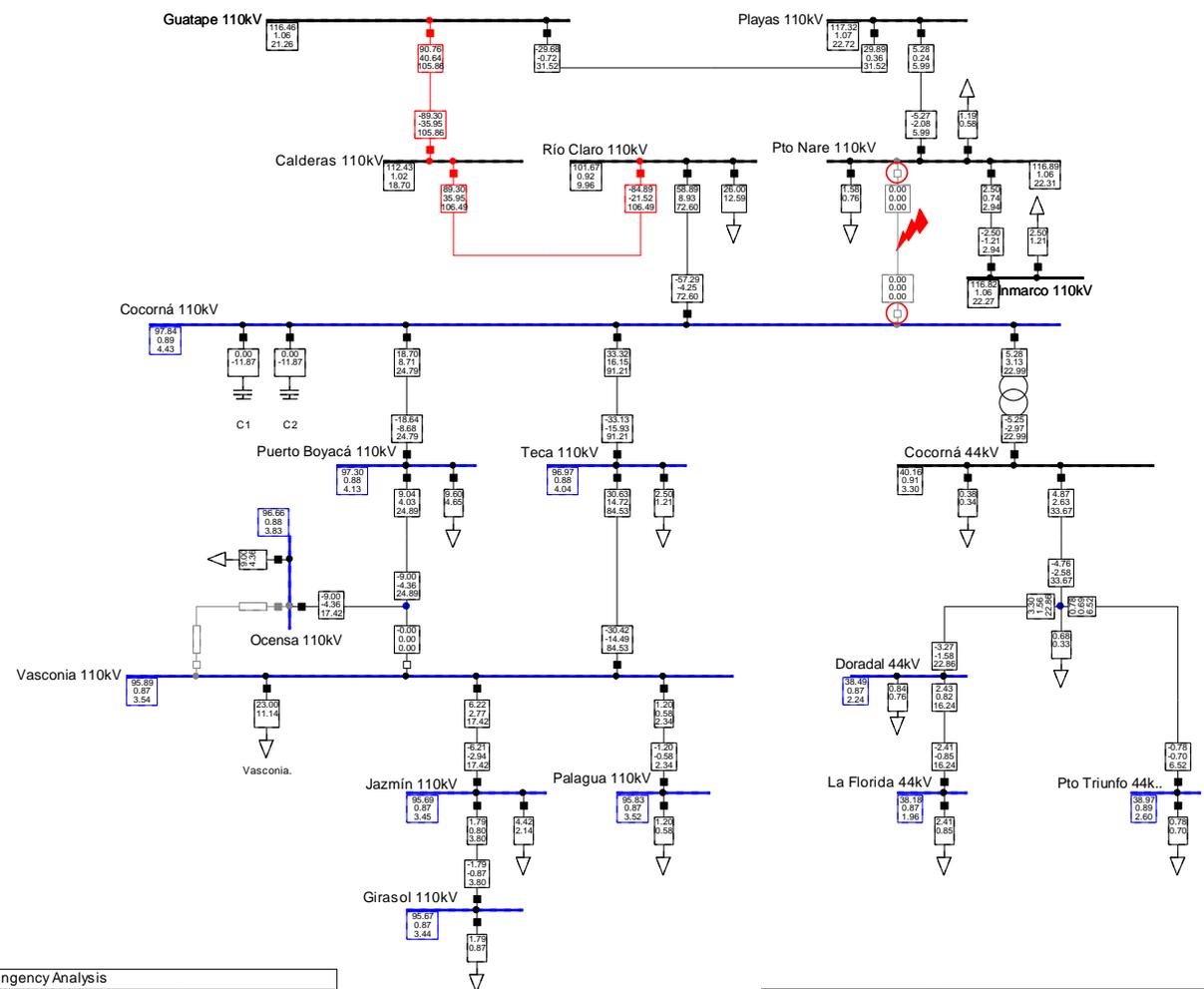


Contingency Analysis	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



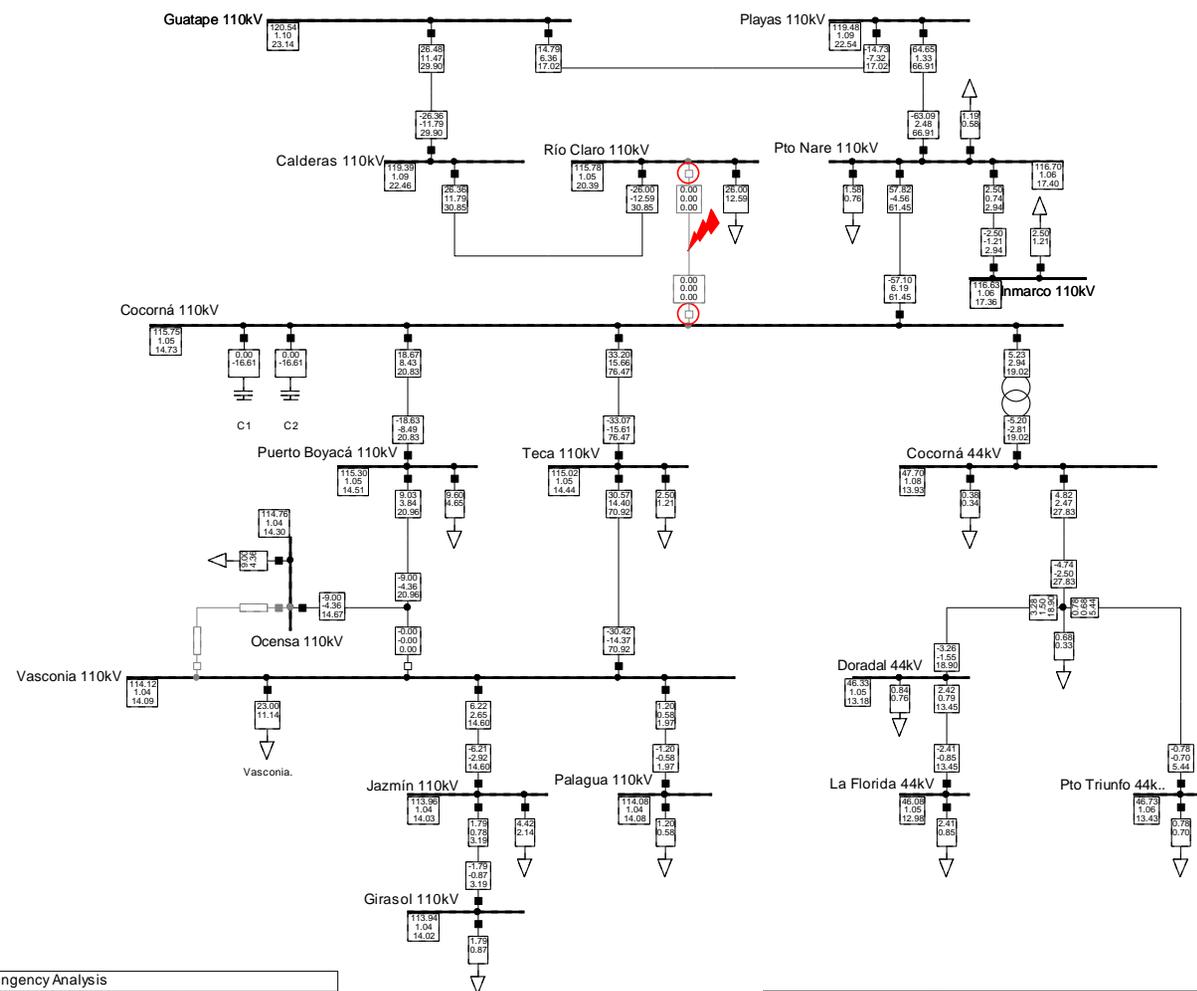
ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	
Flujo de Carga - Año 2012	Con refuerzo
Con refuerzo - Caso Base	

Project: UPB TESIS
Graphic: TESIS-1
Date: 12/31/2015
Annex: R121R1.0



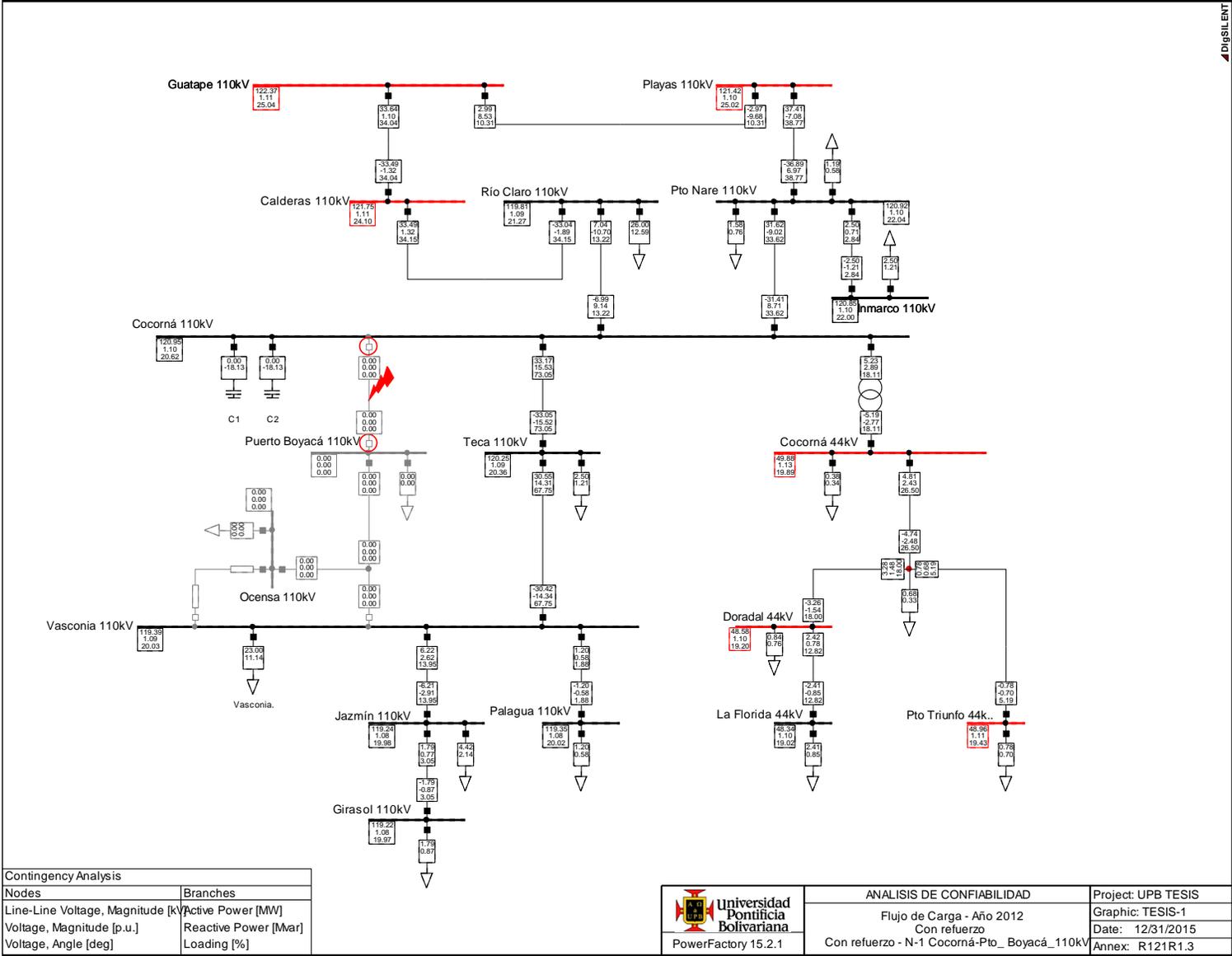
Contingency Analysis	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

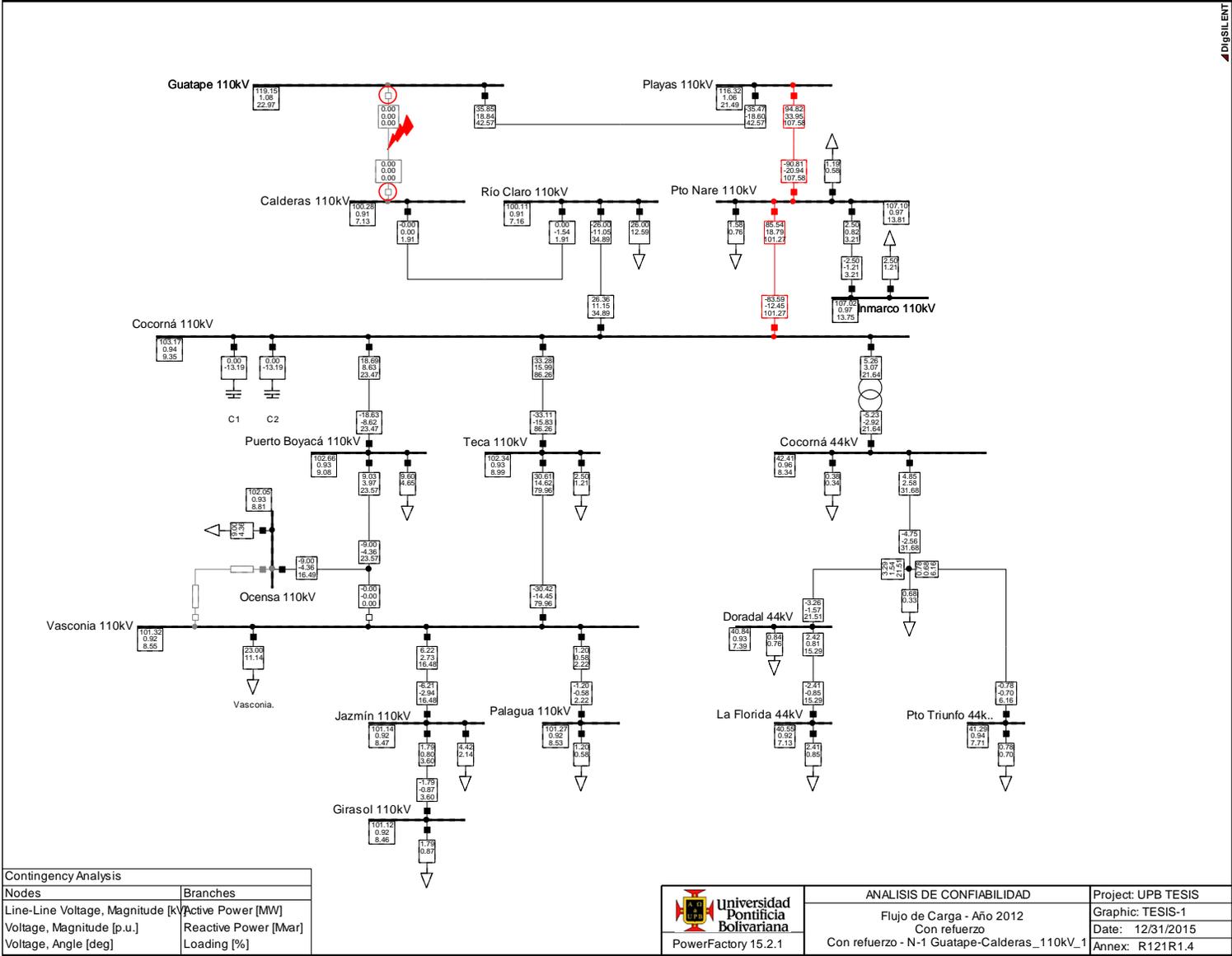
 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANALISIS DE CONFIABILIDAD Flujo de Carga - Año 2012 Con refuerzo Con refuerzo - N-1 Cocorna-Puerto Nare_110kV	Project: UPB TESIS Graphic: TESIS-1 Date: 12/31/2015 Annex: R121R.1
--	--	--

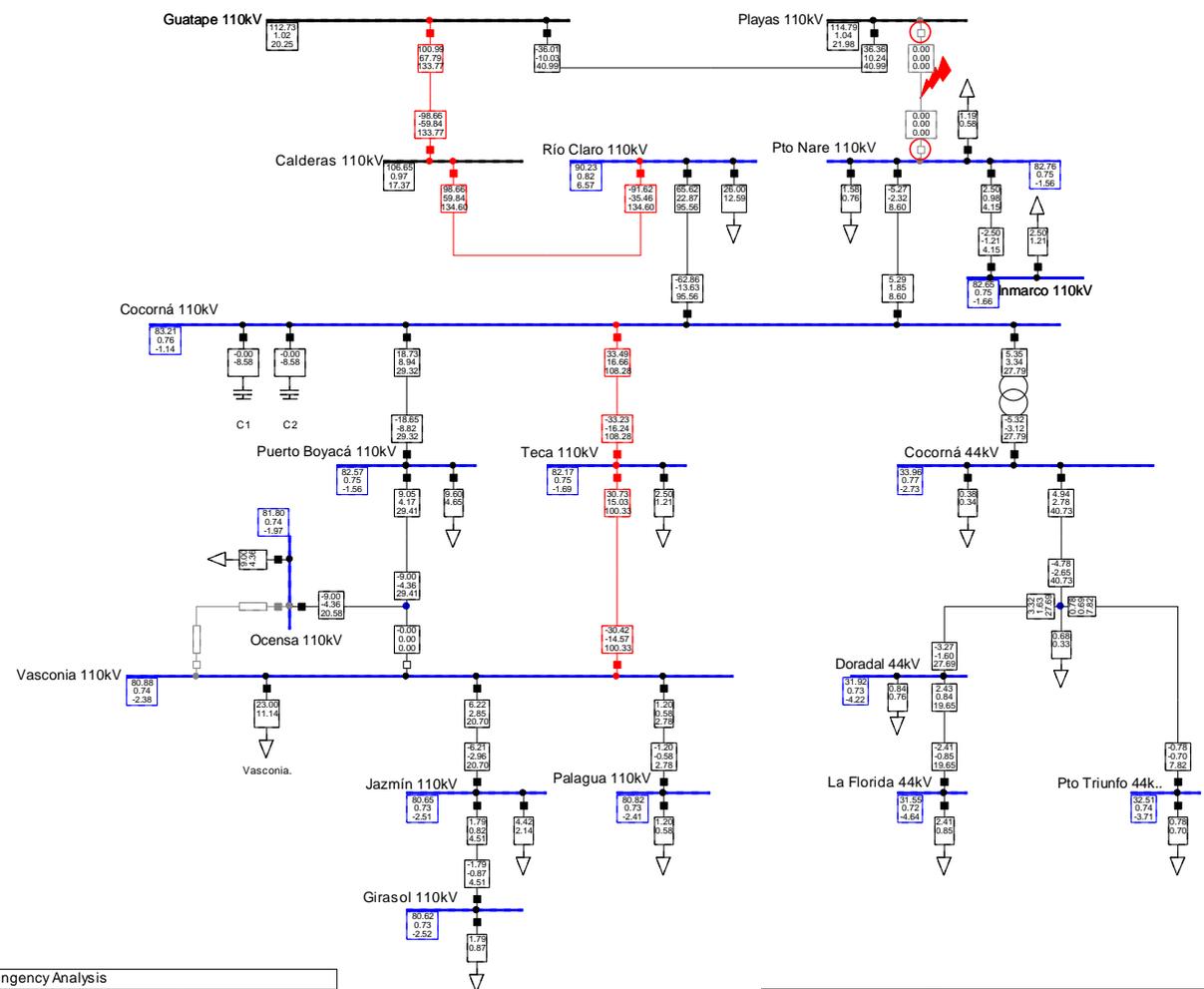


Contingency Analysis	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Flujo de Carga - Año 2012 Con refuerzo	Graphic: TESIS-1
	Con refuerzo - N-1 Cocorna-Río Claro_110kV_1	Date: 12/31/2015 Annex: R121R.2

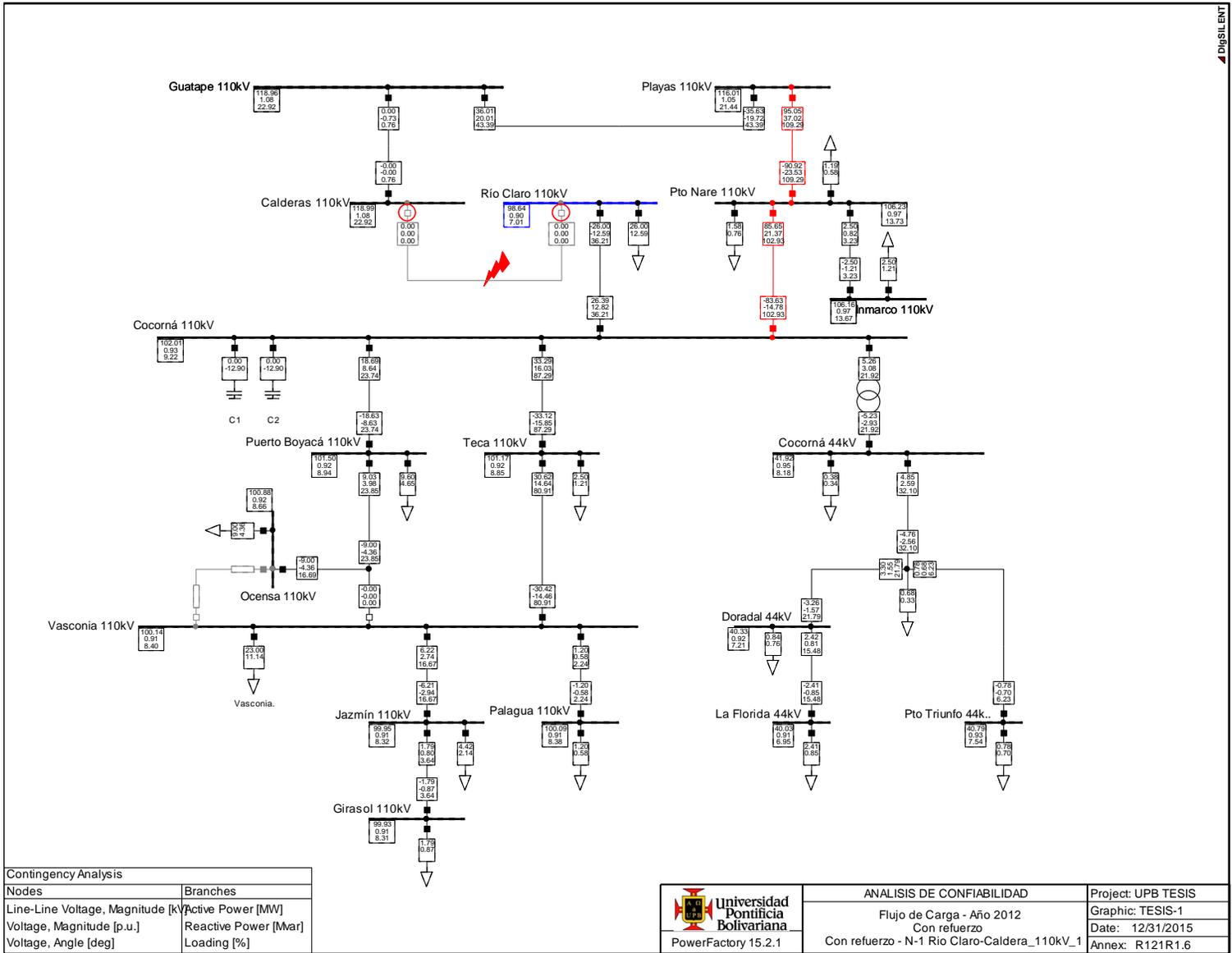






Contingency Analysis	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANALISIS DE CONFIABILIDAD Flujo de Carga - Año 2012 Con refuerzo Con refuerzo - N-1 Playas-Puerto Nare_110kV_	Project: UPB TESIS Graphic: TESIS-1 Date: 12/31/2015 Annex: R121R.1.5
--	--	--



 <p>Universidad Pontificia Bolivariana</p> <p>PowerFactory 15.2.1</p>	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD Flujo de Carga - Año 2012 Con refuerzo Con refuerzo - N-1 Río Claro-Caldera_110kV_1	Project: UPB TESIS Graphic: TESIS-1 Date: 12/31/2015 Annex: R121R.1.6
--	---	--

INDICE DE CASOS

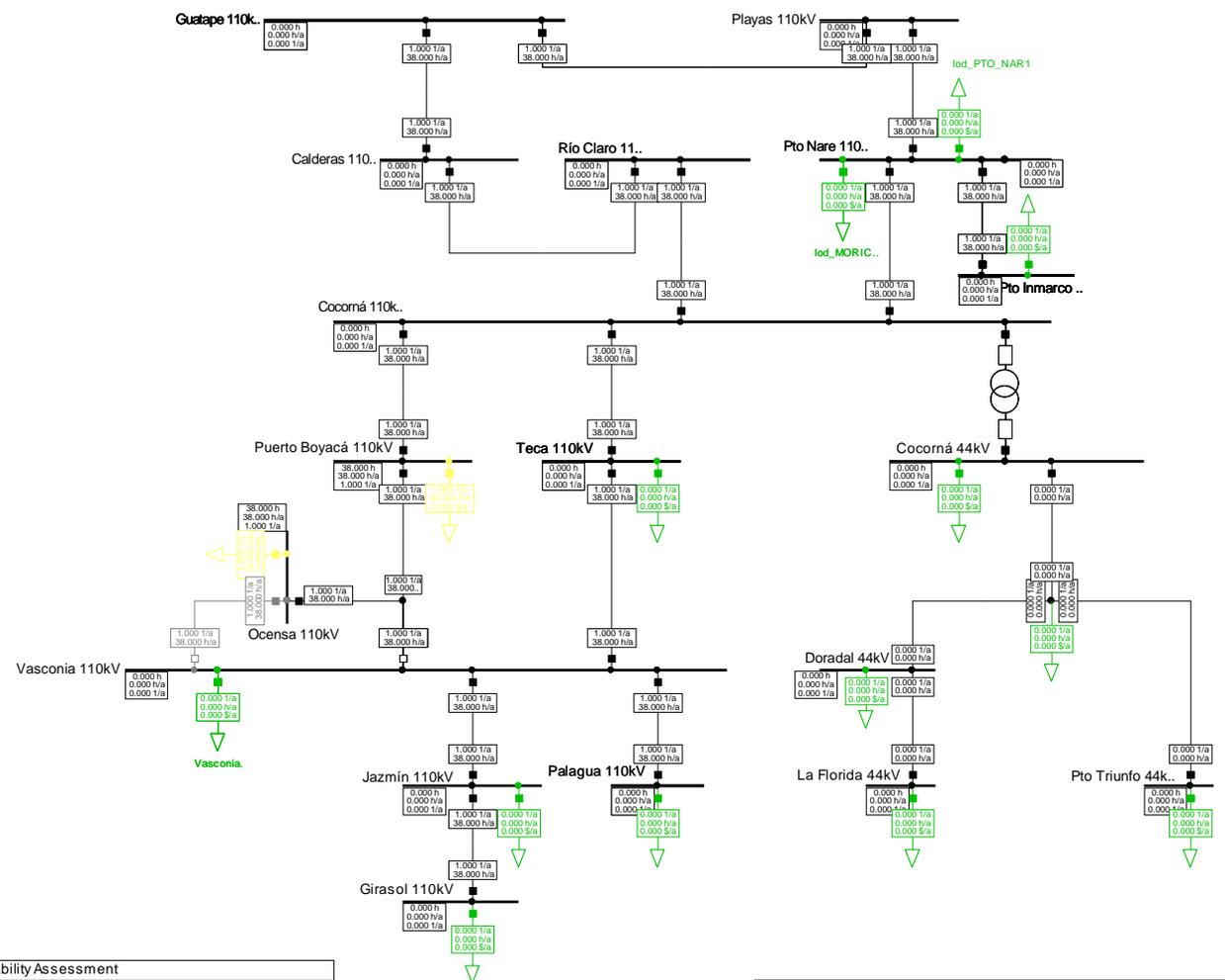
Tabla 14. Simulaciones con módulo de confiabilidad, caso sin proyecto – caso con proyecto

Figura	Descripción	
	Racionamiento con Módulo de Confiabilidad	
	Caso sin Proyecto	
AC03	N-1 Cocorná-Pto_ Boyacá_110kV	
AC04	N-1 Guatape-Calderas_110kV_1	
AC06	N-1 Rio Claro-Caldera_110kV_1	
Figura	Racionamiento con Módulo de Confiabilidad	
	Caso Con Proyecto	
	AC11	N-1 Cocorná-Puerto Nare_110kV
AC13	N-1 Cocorná-Pto_ Boyacá_110kV	
AC14	N-1 Guatape-Calderas_110kV_1	
AC15	N-1 Playas-Puerto Nare_110kV_	
AC16	N-1 Rio Claro-Caldera_110kV_1	

Tabla 15. Simulaciones con Metodología Propuesta de Confiabilidad, caso sin proyecto – caso con proyecto

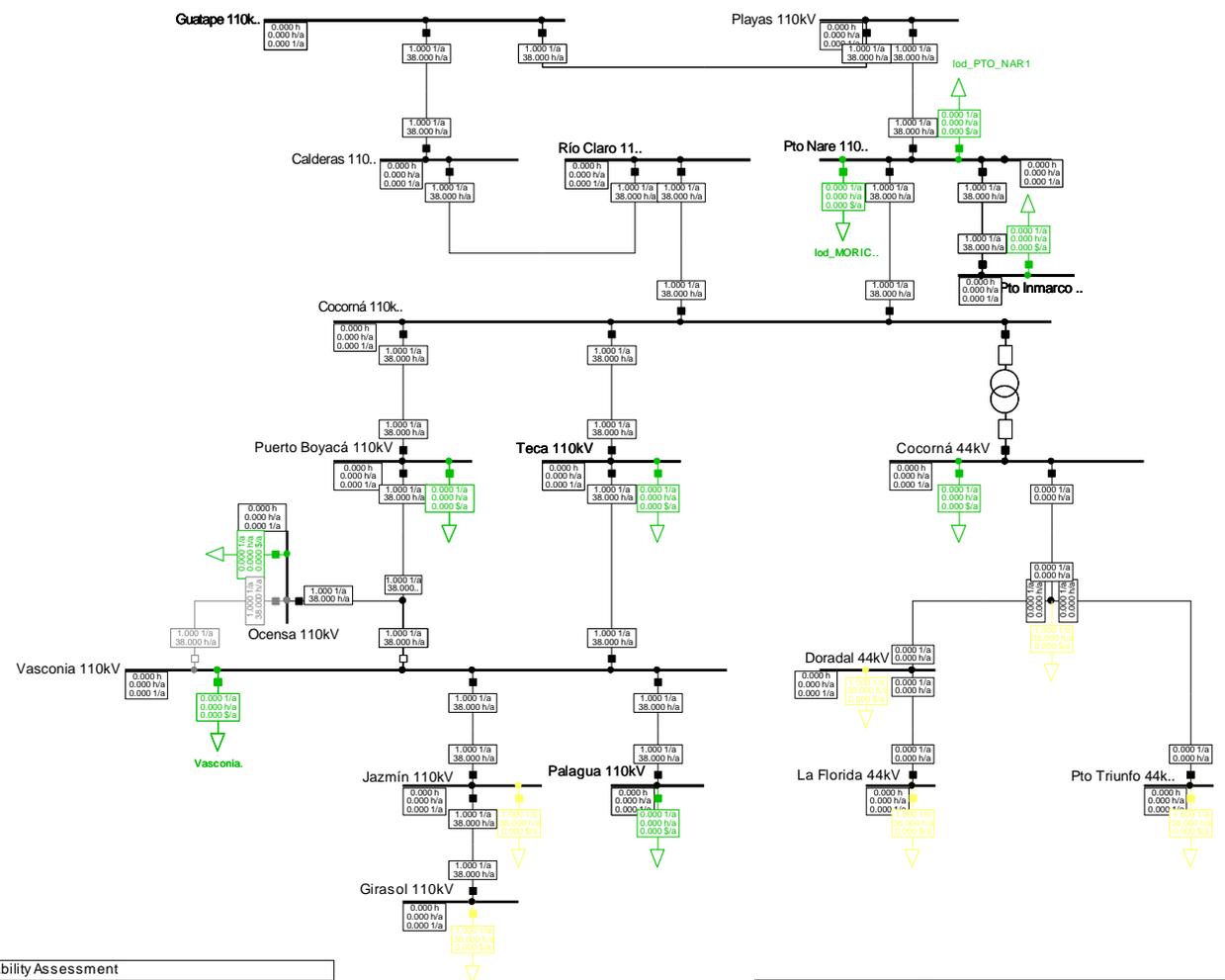
Figura	Descripción	
	Racionamiento con Metodología Propuesta de Confiabilidad	
	Caso sin Proyecto	
AC01R	N-1 Cocorná-Puerto Nare_110kV	
AC02R	N-1 Cocorná-Rio Claro_110kV_1	
AC04R	N-1 Guatape-Calderas_110kV_1	
AC05R	N-1 Playas-Puerto Nare_110kV_	
AC06R	N-1 Rio Claro-Caldera_110kV_1	
Figura	Racionamiento con Metodología Propuesta de Confiabilidad	
	Caso Con Proyecto	
	AC11R	N-1 Cocorná-Puerto Nare_110kV
AC14R	N-1 Cocorná-Pto_ Boyacá_110kV	
AC15R	N-1 Guatape-Calderas_110kV_1	
AC16R	N-1 Playas-Puerto Nare_110kV_	

SIMULACIONES CON MÓDULO DE CONFIABILIDAD, CASO SIN PROYECTO



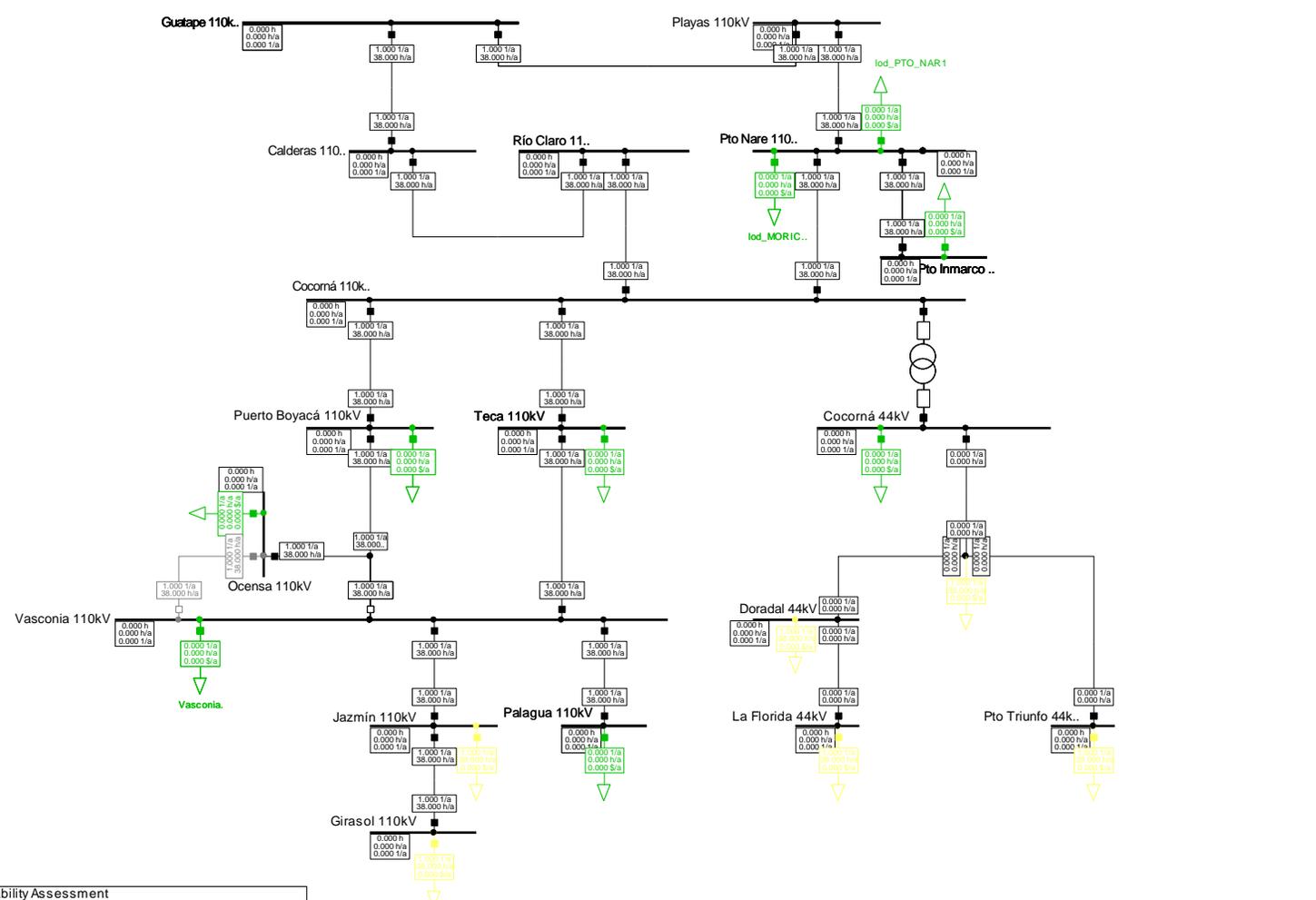
Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruptio

 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANALISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Confiabilidad Sin Refuerzo	Graphic: TESIS-0
		Date: 12/31/2015
		Annex: AC03



Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruptio

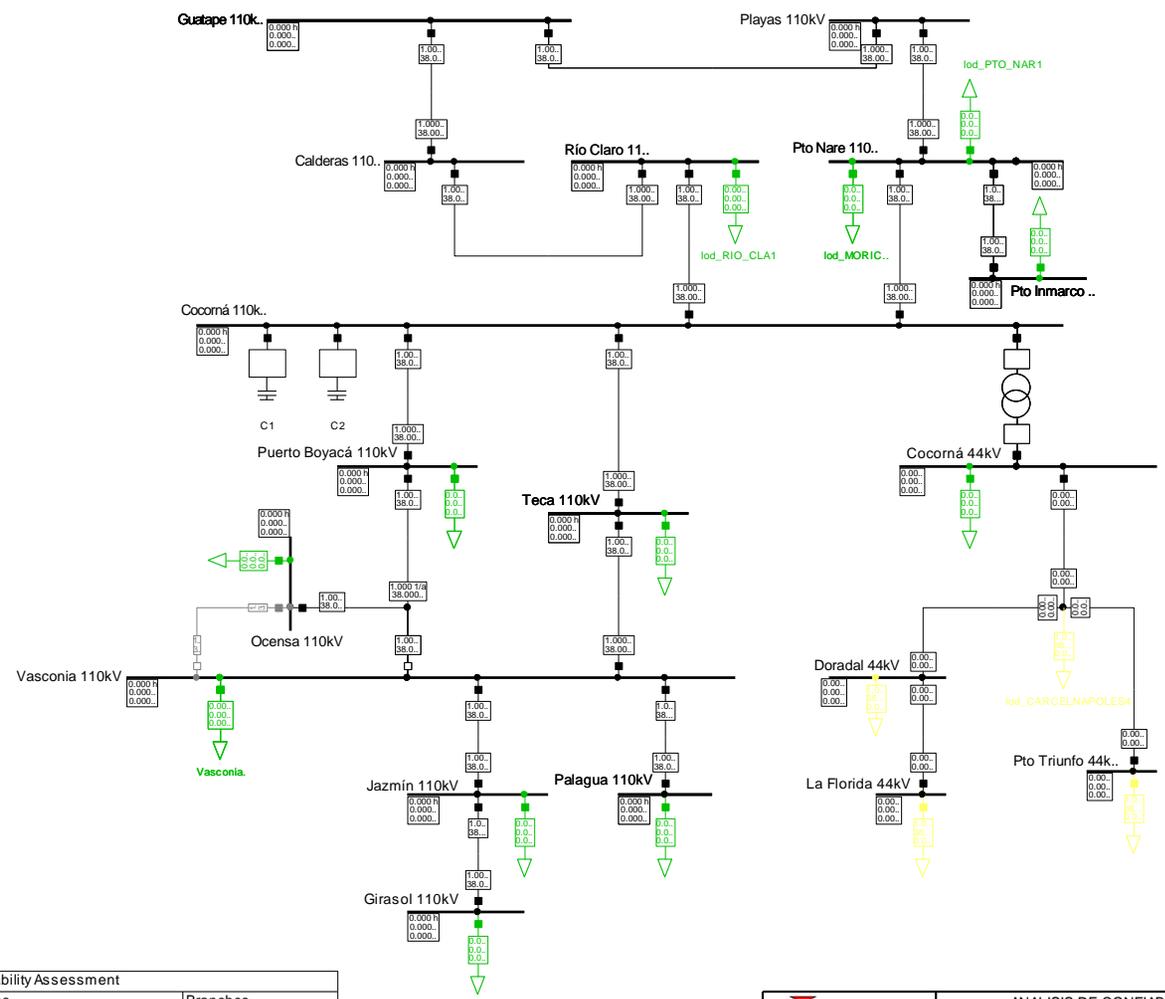
 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANALISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Confiabilidad Sin Refuerzo	Graphic: TESIS-0
		Date: 12/31/2015
		Annex: AC04



Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruptio

 <p>Universidad Pontificia Bolivariana</p> <p>PowerFactory 15.2.1</p>	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Confiabilidad Sin Refuerzo	Graphic: TESIS-0
		Date: 12/31/2015
		Annex: AC06

SIMULACIONES CON MÓDULO DE CONFIABILIDAD, CASO CON PROYECTO

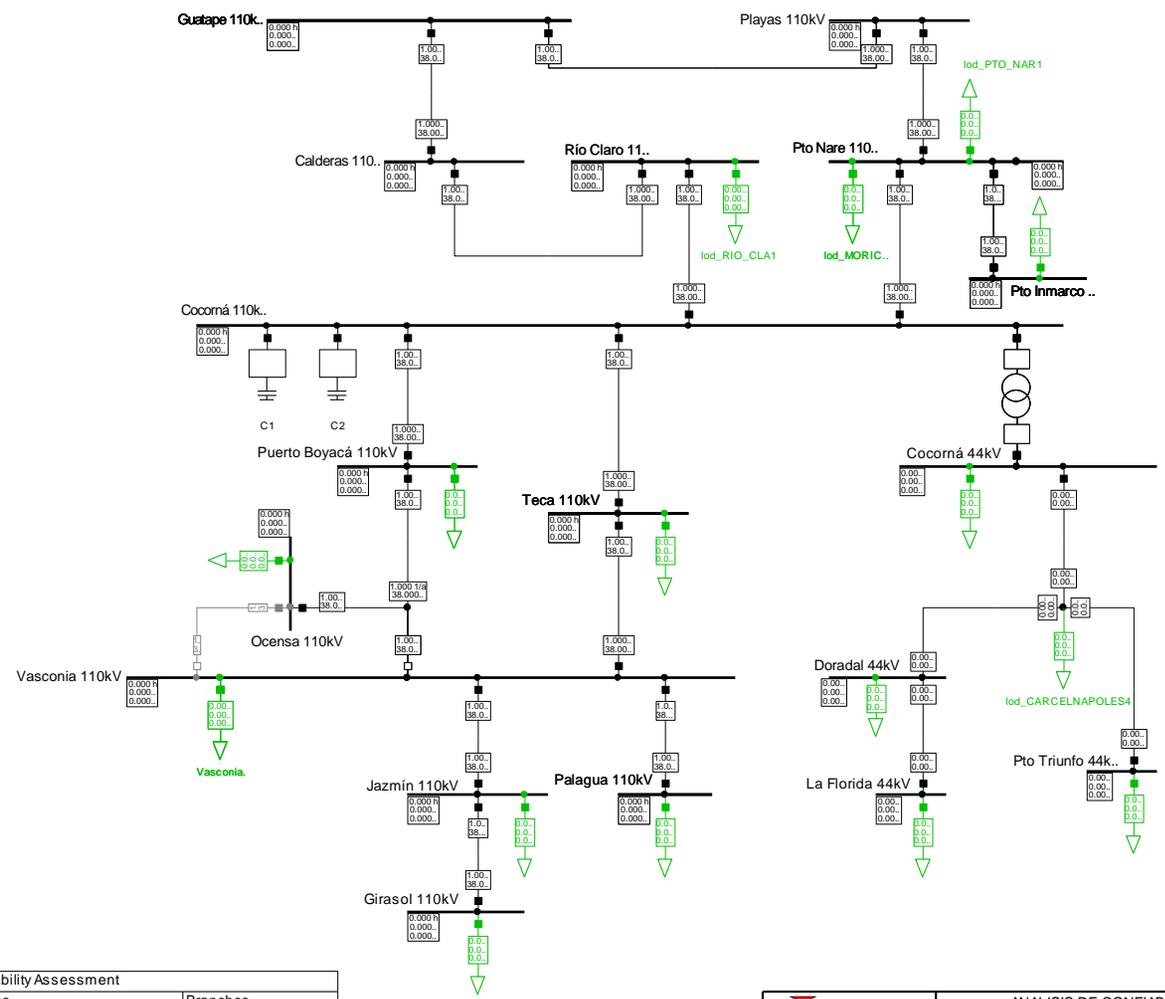


Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruption
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruption
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruption


Universidad Pontificia Bolivariana
 PowerFactory 15.2.1

ANALISIS DE CONFIABILIDAD
Confiability Con Refuerzo

Project: UPB TESIS
Graphic: TESIS-1
Date: 12/31/2015
Annex: AC11

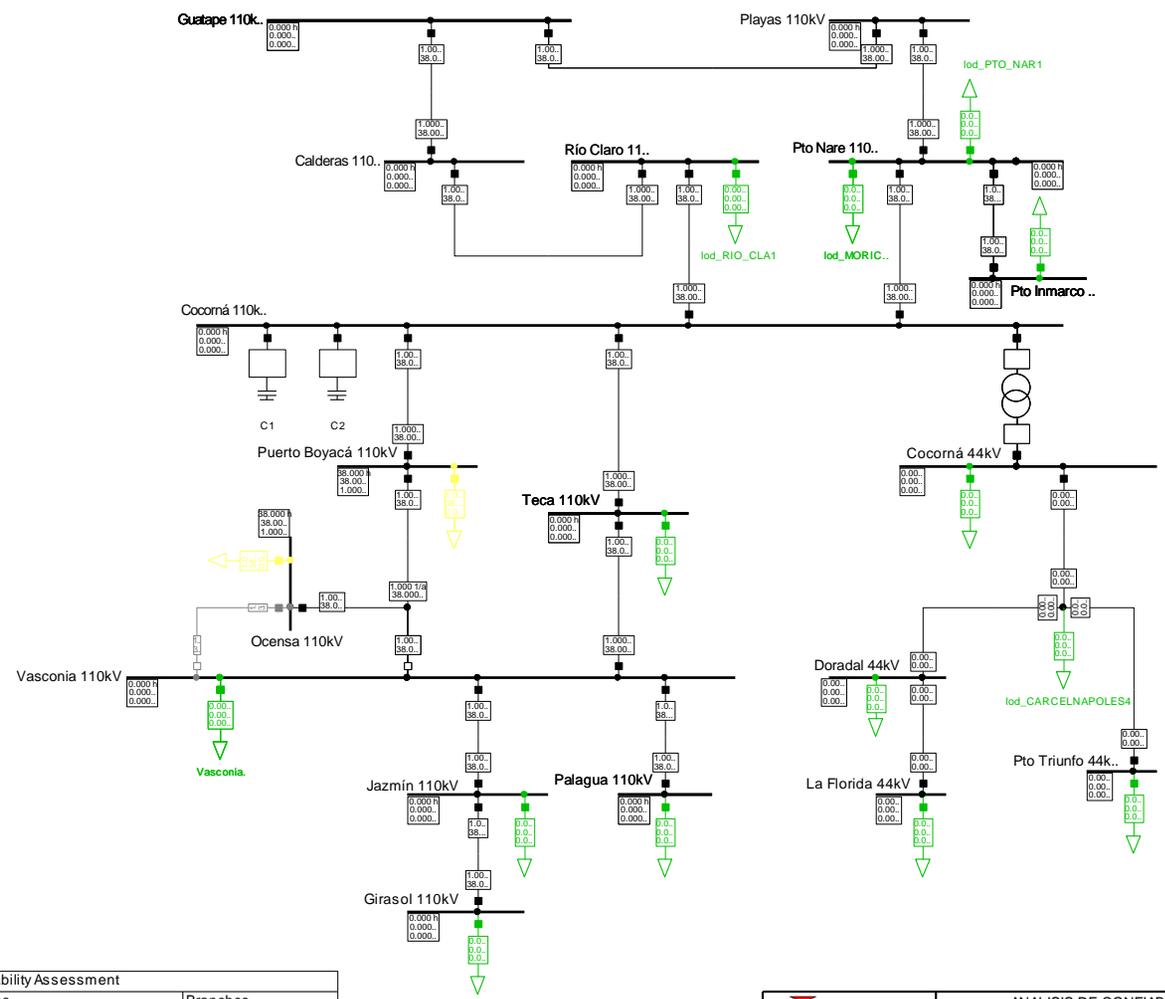


Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruption
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruption
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruption



ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
Confiability Con Refuerzo

Project: UPB TESIS
Graphic: TESIS-1
Date: 12/31/2015
Annex: AC12

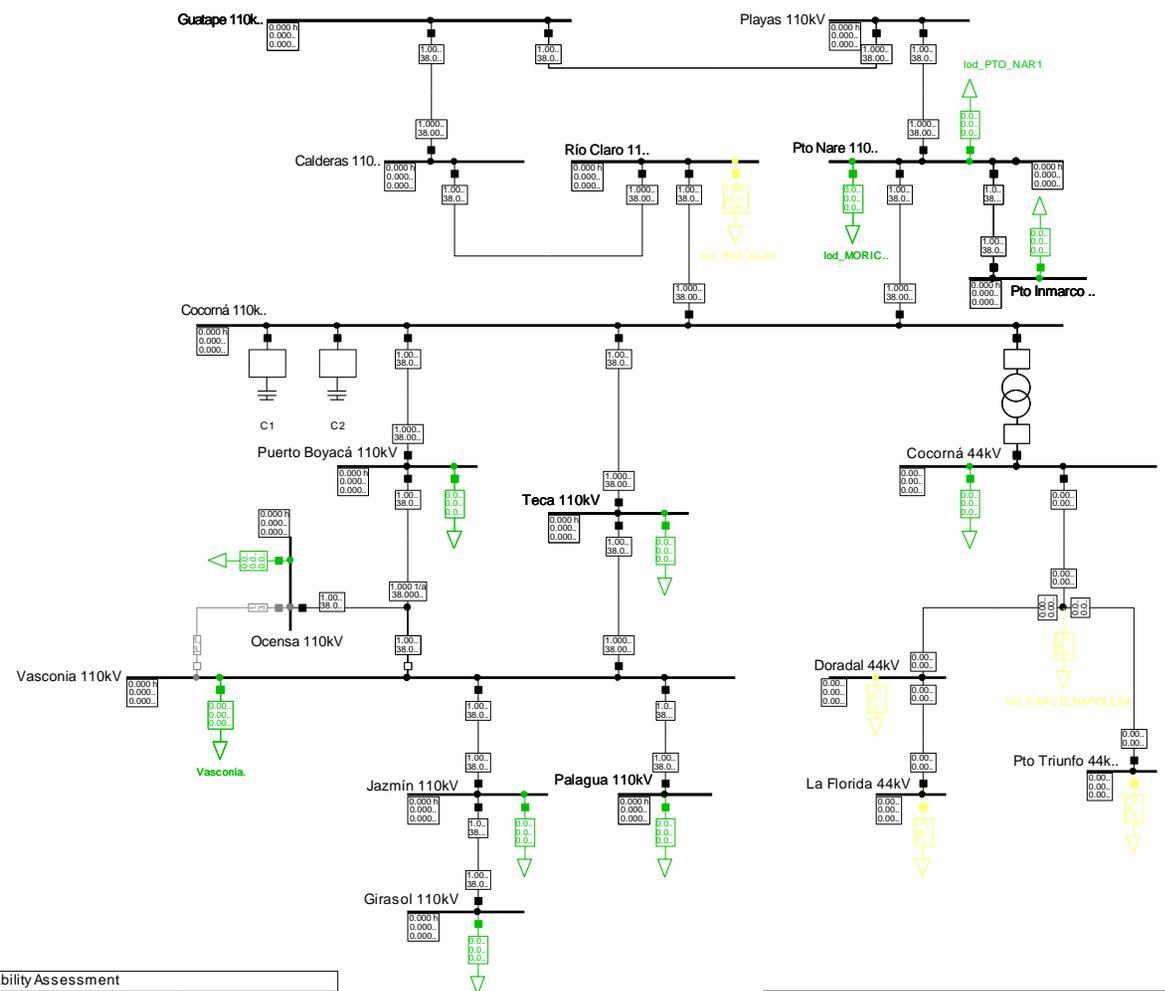


Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruptio


Universidad Pontificia Bolivariana
 PowerFactory 15.2.1

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
Confiability Con Refuerzo

Project: UPB TESIS
Graphic: TESIS-1
Date: 12/31/2015
Annex: AC13

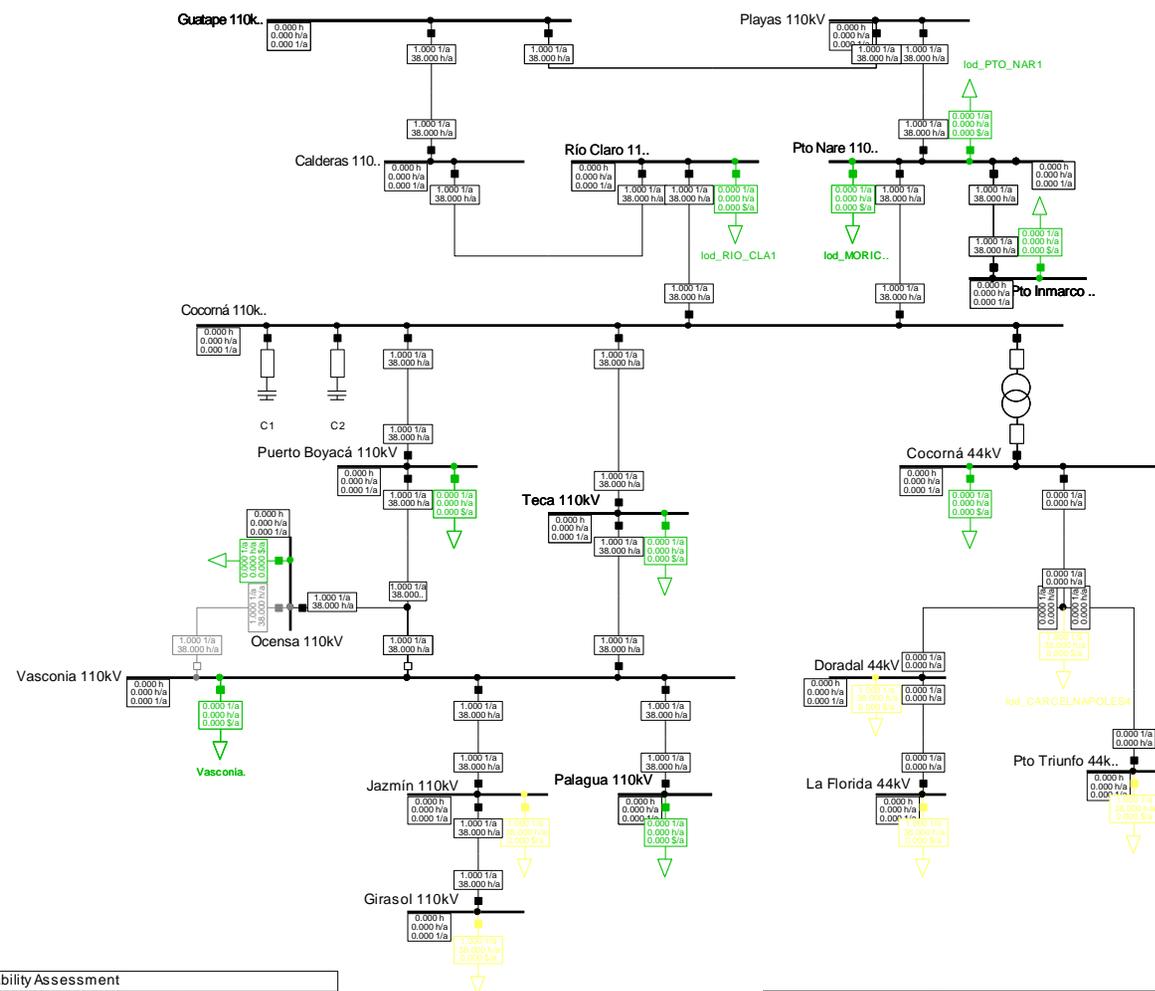


Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruptio



ANALISIS DE CONFIABILIDAD
Confiability Con Refuerzo

Project: UPB TESIS
Graphic: TESIS-1
Date: 12/31/2015
Annex: AC14

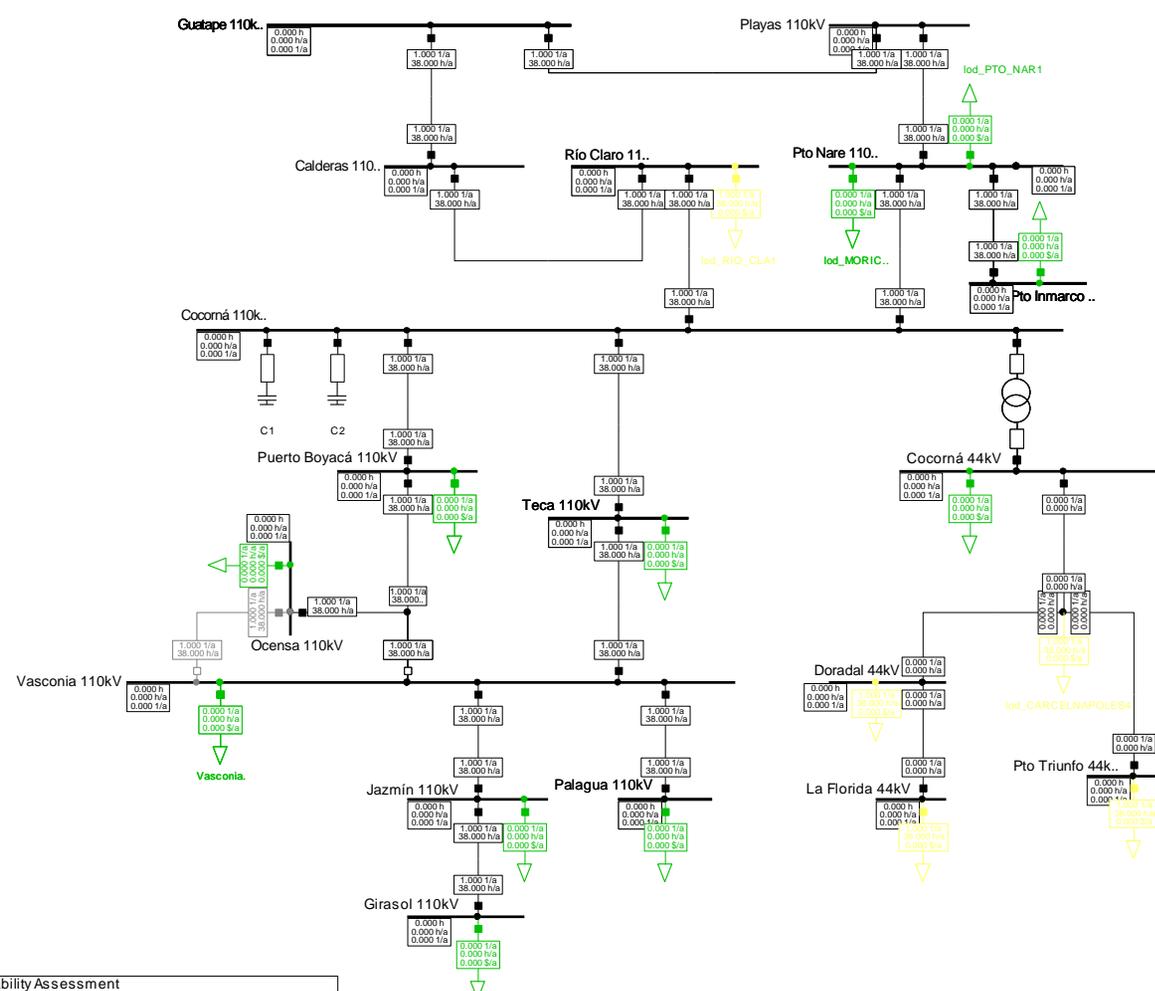


Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruptio



ANALISIS DE CONFIABILIDAD
Confiability Con Refuerzo

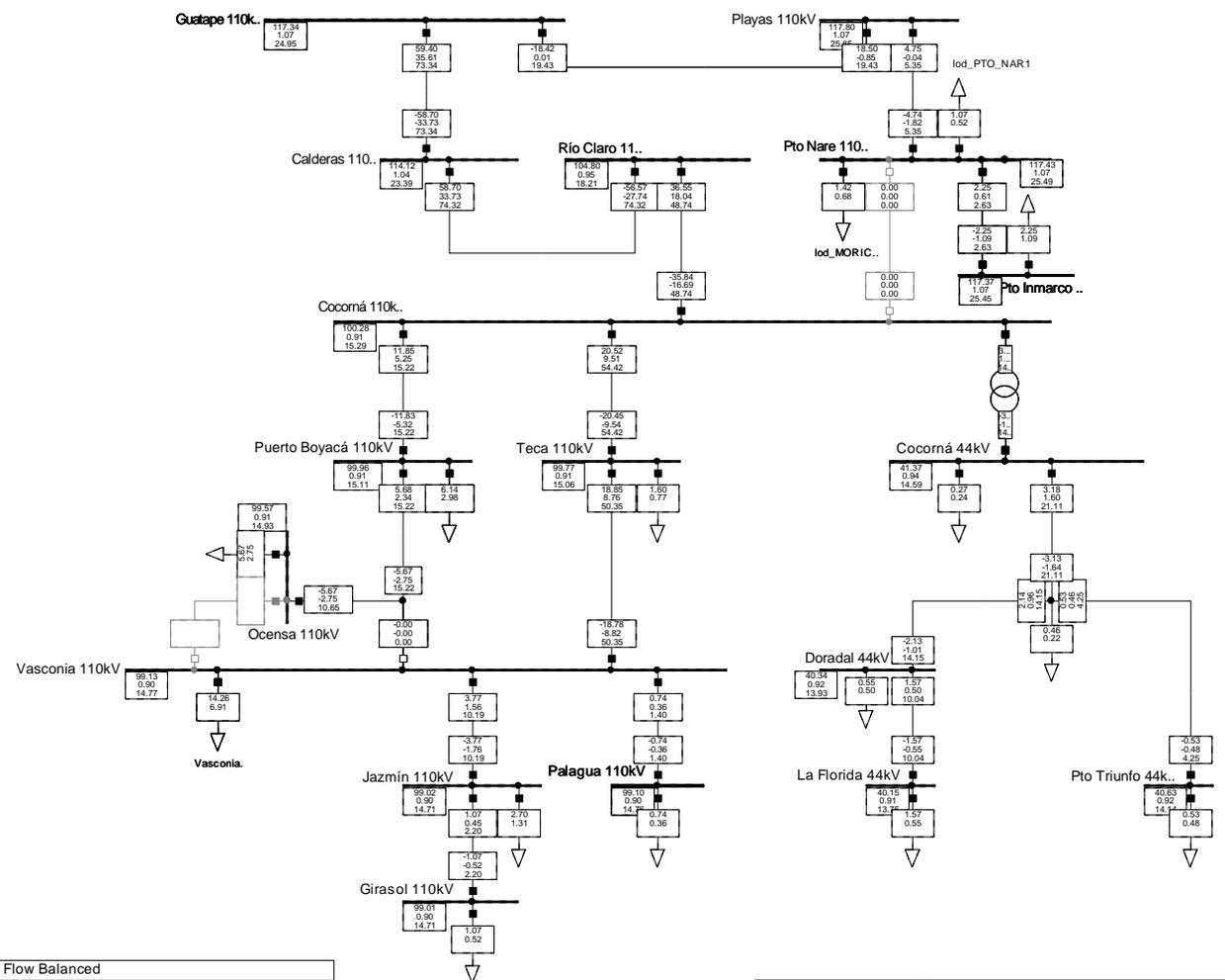
Project: UPB TESIS
Graphic: TESIS-1
Date: 12/31/2015
Annex: AC15



Reliability Assessment	
Nodes	Branches
Average Interruption Duration [h]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Time [h/a]	Load Point Interruptio
Yearly Interruption Frequency [1/a]	Load Point Interruptio

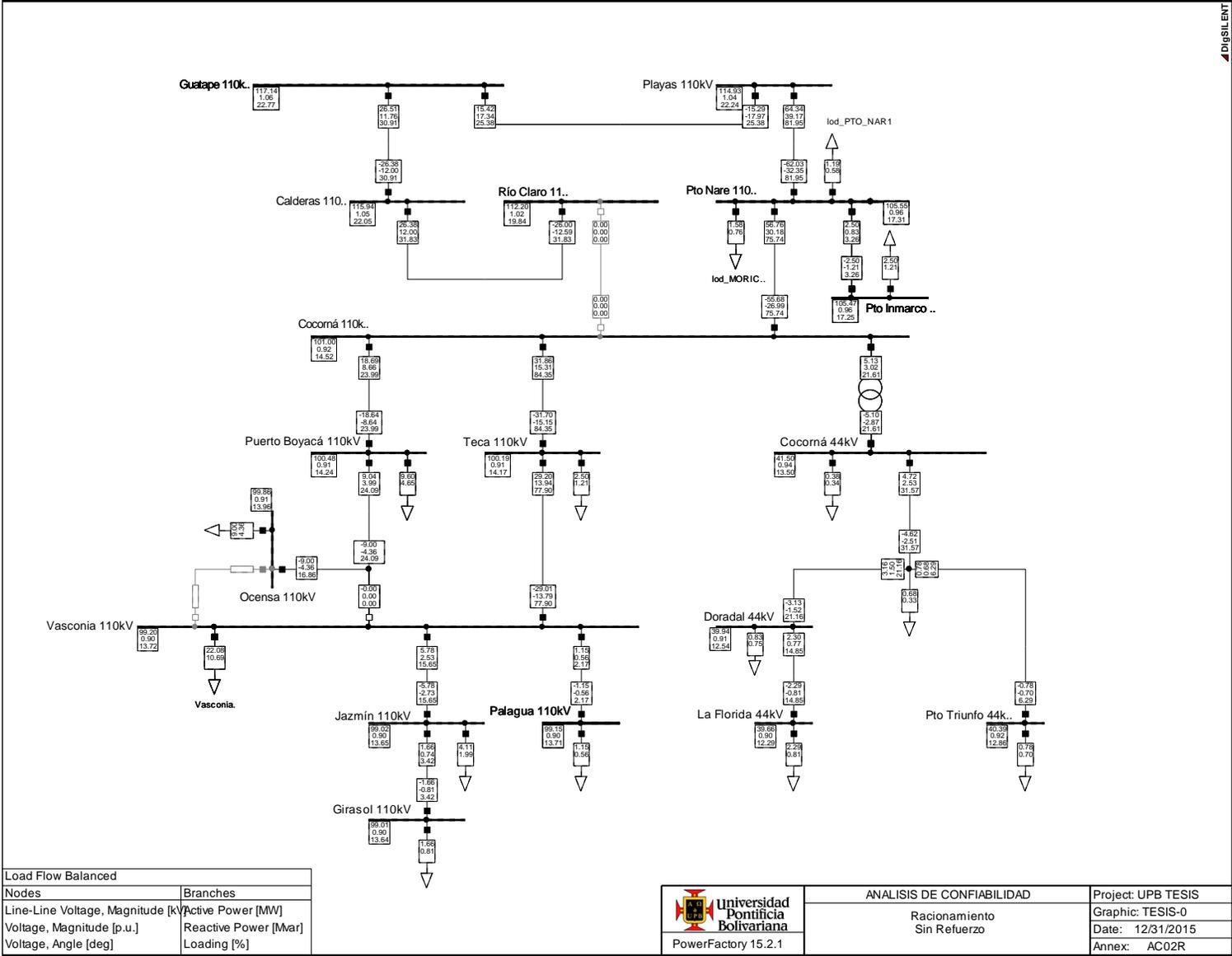
 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Confiabilidad Con Refuerzo	Graphic: TESIS-1
		Date: 12/31/2015
		Annex: AC16

SIMULACIONES METODOLOGÍA PROPUESTA DE CONFIABILIDAD, CASO SIN PROYECTO



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANALISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Racionamiento Sin Refuerzo	Graphic: TESIS-0
		Date: 12/31/2015
		Annex: AC01

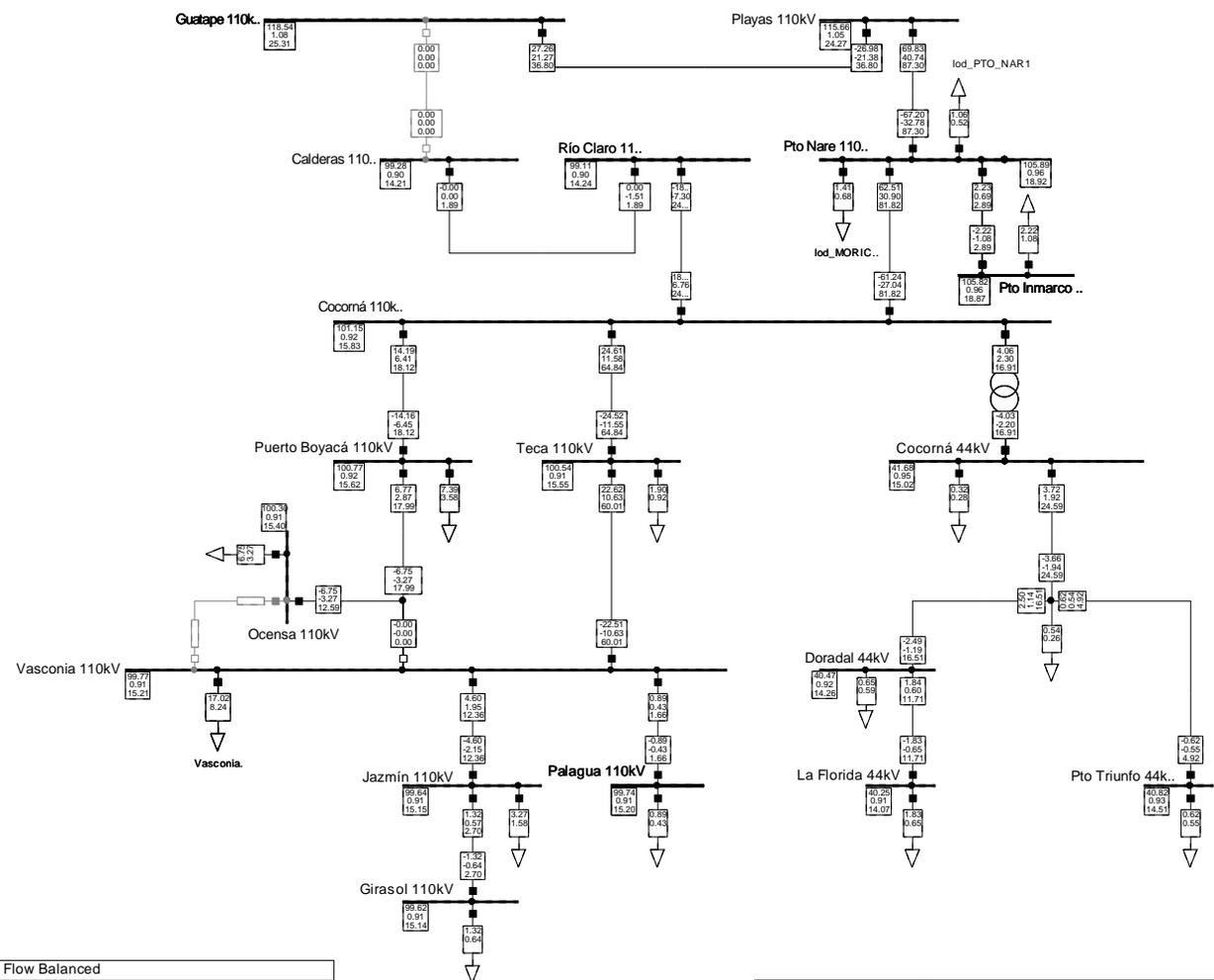


Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



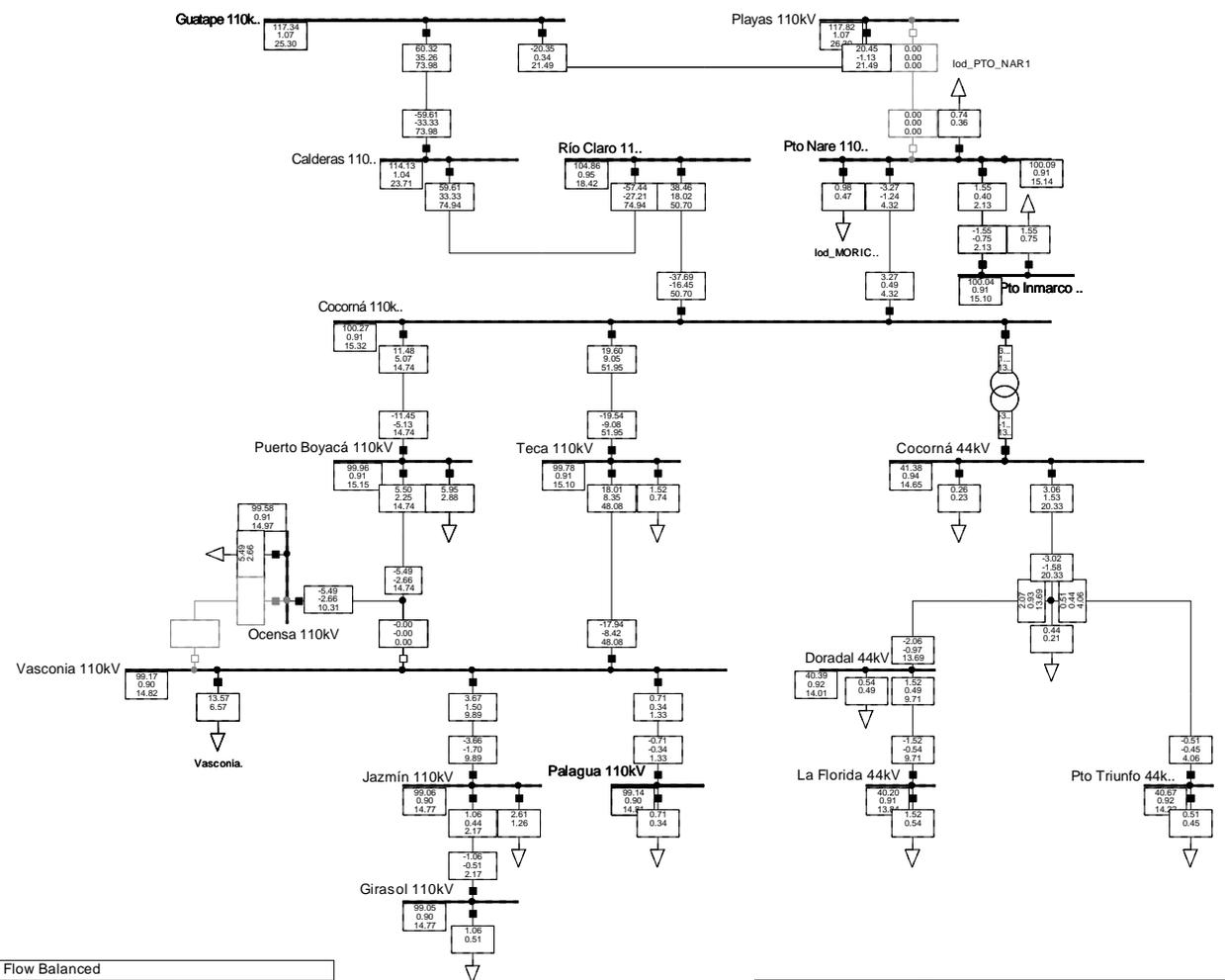
ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
Racionamiento Sin Refuerzo

Project: UPB TESIS
Graphic: TESIS-0
Date: 12/31/2015
Annex: AC02R



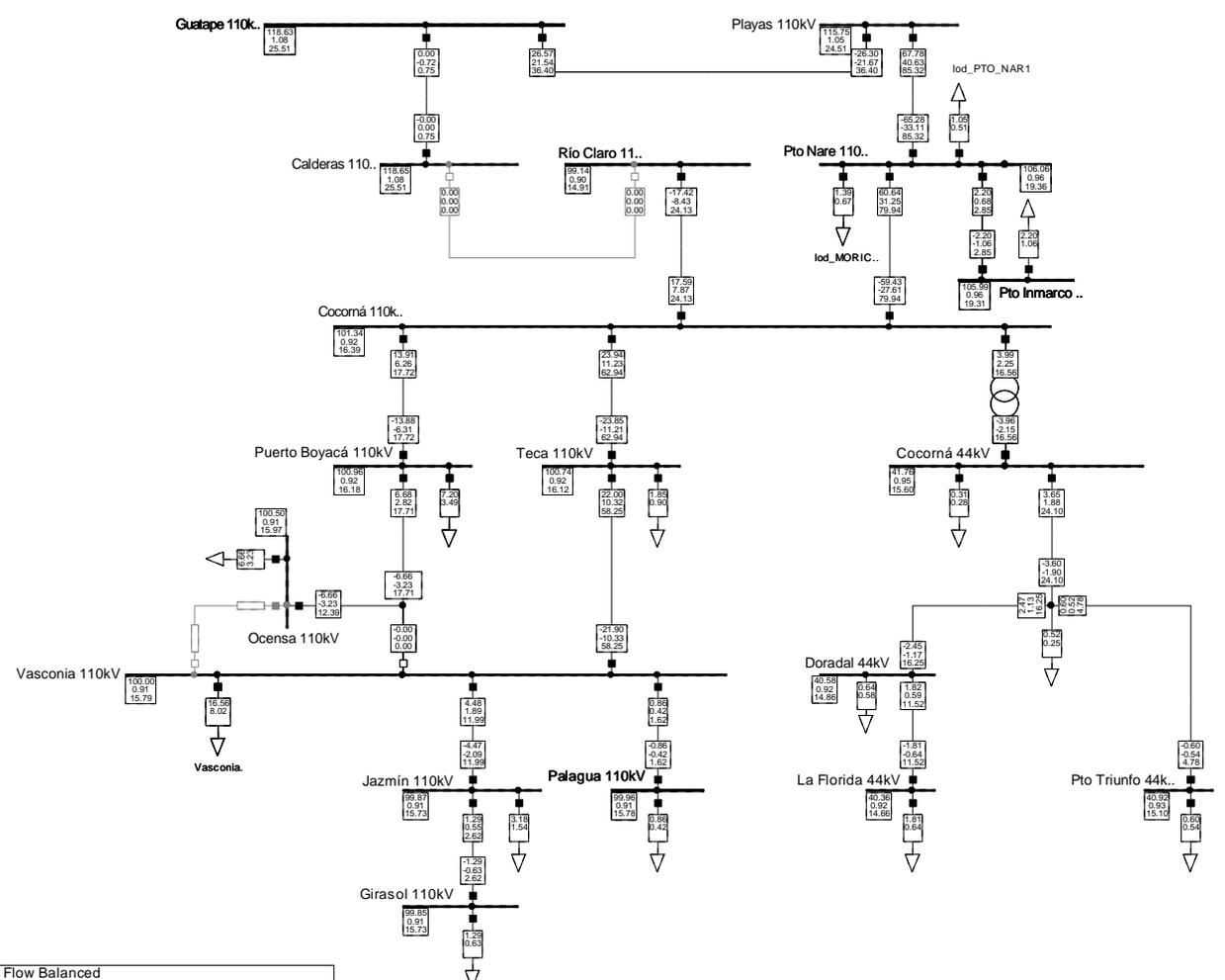
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANALISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Racionamiento Sin Refuerzo	Graphic: TESIS-0
		Date: 12/31/2015
		Annex: AC04R



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

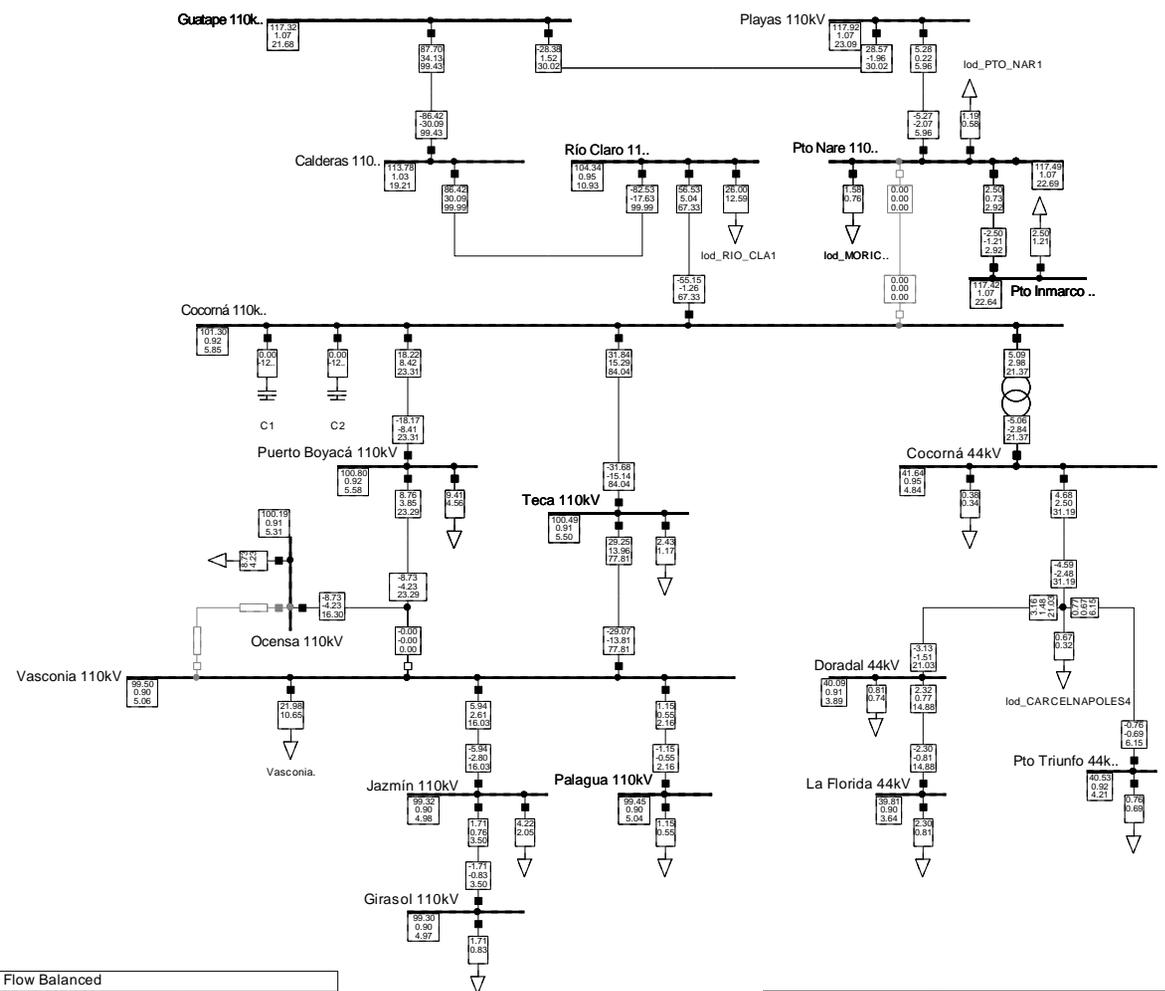
 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANALISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Racionamiento Sin Refuerzo	Graphic: TESIS-0
		Date: 12/31/2015
		Annex: AC05R



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Racionamiento Sin Refuerzo	Graphic: TESIS-0
		Date: 12/31/2015
		Annex: AC06R

SIMULACIONES METODOLOGÍA PROPUESTA DE CONFIABILIDAD, CASO CON PROYECTO



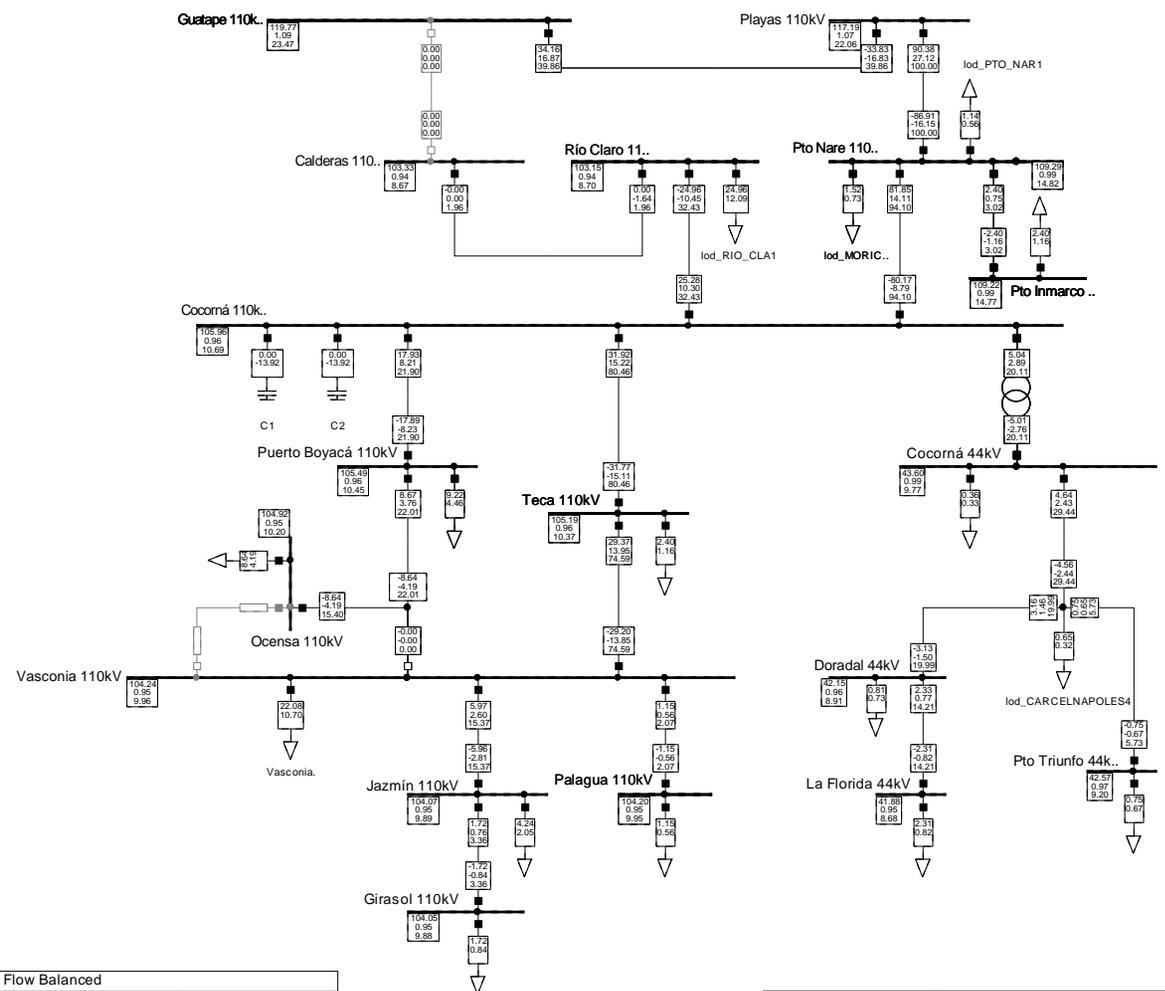
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



Universidad Pontificia Bolivariana
PowerFactory 15.2.1

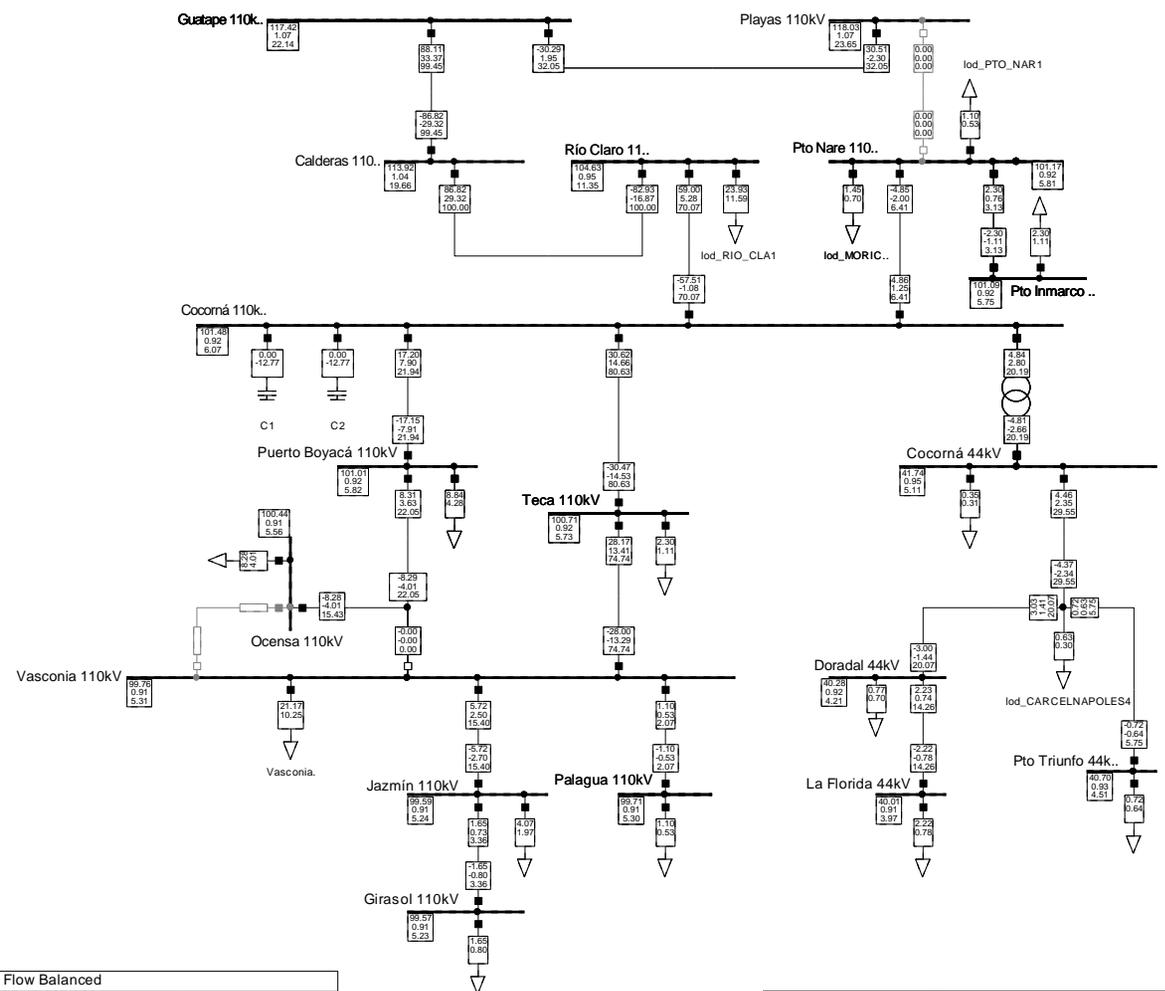
ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
Racionamiento Con Refuerzo

Project: UPB TESIS
Graphic: TESIS-1
Date: 12/31/2015
Annex: AC11R



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

 Universidad Pontificia Bolivariana	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Racionamiento Con Refuerzo	Graphic: TESIS-1
	PowerFactory 15.2.1	Date: 12/31/2015
		Annex: AC14R

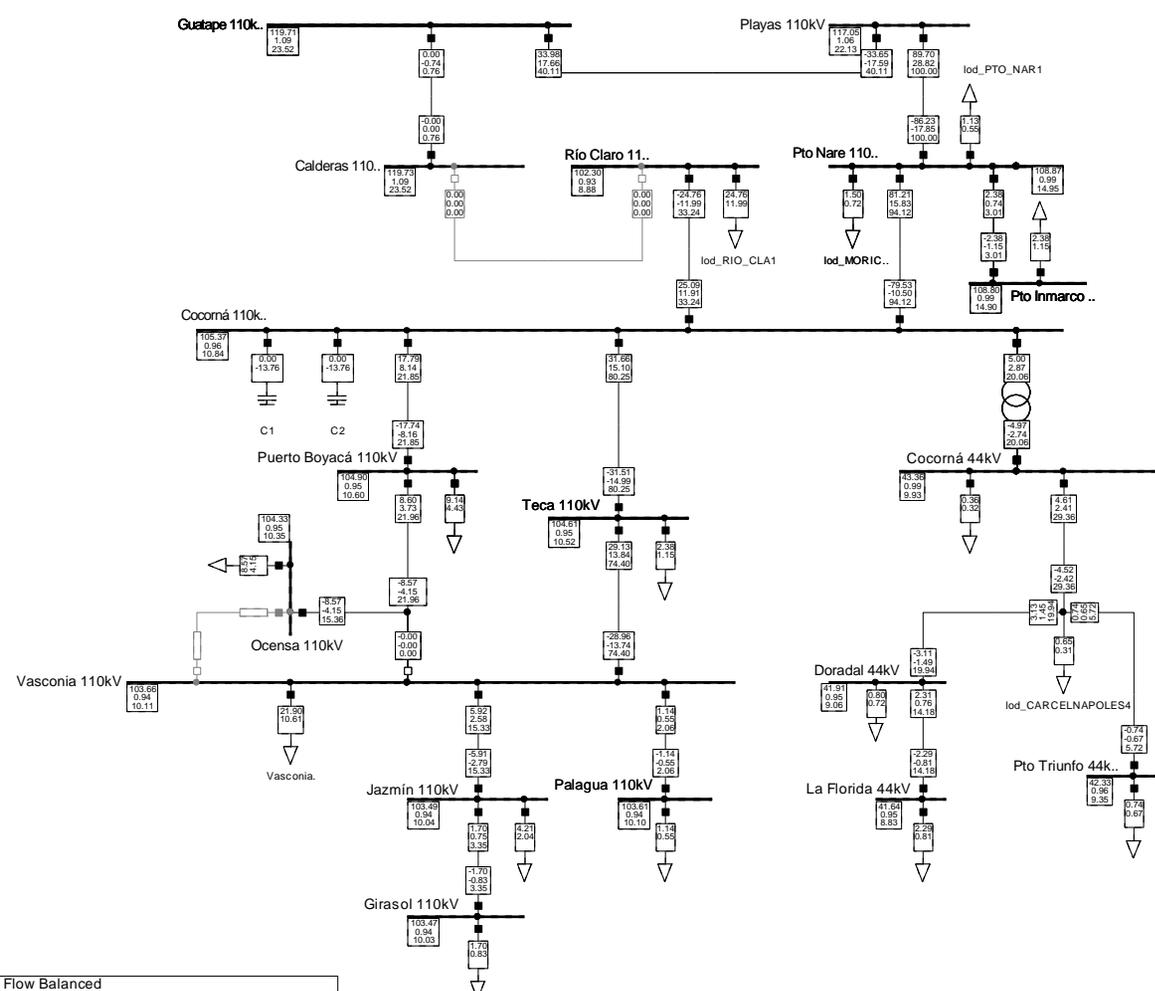


Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD
Racionamiento Con Refuerzo

Project: UPB TESIS
Graphic: TESIS-1
Date: 12/31/2015
Annex: AC15R



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

 Universidad Pontificia Bolivariana PowerFactory 15.2.1	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	Project: UPB TESIS
	Racionamiento Con Refuerzo	Graphic: TESIS-1
		Date: 12/31/2015
		Annex: AC16R