



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano

Cesar Augusto Fernández Ramírez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas
Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2014

Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano

Cesar Augusto Fernández Ramírez

Tesis de investigación presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica

Director:

M.Sc., Jaime Alberto Blandón Díaz

Codirector:

M.Sc., Pablo Javier Franco Restrepo

Línea de Investigación:

Planeamiento y Manejo de Recursos Hidráulicos

Grupo de Investigación:

Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas
Departamento de Energía Eléctrica y Automática
Medellín, Colombia
2014

Agradecimientos

El autor expresa sus agradecimientos a:

Las empresas Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. e Intercolombia S.A. E.S.P., cuyo apoyo y patrocinio hizo posible la realización de este trabajo de grado.

Julián Cadavid Velásquez, gerente general, Luis Everley Llano Zuleta, ex-director de la antigua Dirección Gestión de Operación, Sadul Segundo Urbáez González, director de la Dirección Operación, y Jorge Mauricio Areiza Ortiz, coordinador del Equipo Estudios de Planeamiento, todos ellos de Intercolombia S.A. E.S.P., por su respaldo y apoyo incondicional.

Pablo Javier Franco Restrepo, director de la Dirección Estrategia y Comercial, por su colaboración, consejos y amistad.

Ernesto Perez Gonzalez, doctor en ingeniería eléctrica, profesor asociado de la Universidad Nacional de Colombia, por sus aportes y orientación en la formulación de la propuesta de este trabajo de investigación.

Los profesores de la maestría en ingeniería eléctrica, por compartir sus amplios e invaluable conocimientos y contribuir a la formación personal que aportó una parte importante de los elementos necesarios para la elaboración de este trabajo.

Y un reconocimiento muy especial a mi director de tesis, Jaime Alberto Blandón Díaz, ingeniero electricista, profesor de cátedra en la Universidad Nacional de Colombia y en la Universidad Pontificia Bolivariana, y gerente general de la empresa de consultoría IEB. Su acompañamiento, asesoría, dedicación y continua motivación brindada en el desarrollo de este trabajo, en conjunto con sus vastos conocimientos y amplia experiencia, fueron pilares fundamentales en la culminación de este propósito.

Resumen

Este trabajo busca presentar una propuesta de criterios y metodología que permita unificar la evaluación de la confiabilidad del Sistema de Transmisión Nacional, para ser aplicada en el desarrollo de los estudios de planeamiento de la transmisión de energía eléctrica en Colombia, y en la evaluación de proyectos individuales de conexión al STN. Con este propósito se realizó el análisis de las metodologías y de los criterios empleados por la Unidad de Planeación Minero-Energética, como entidad responsable del planeamiento de la transmisión en Colombia, y por Interconexión Eléctrica S.A., como responsable de la operación del mercado colombiano, empresa que, con anterioridad a la creación de la Unidad de Planeación Minero-Energética, tuvo a su cargo tanto el planeamiento del sistema como la construcción de los más grandes proyectos de generación y transmisión. Esta labor se complementó con una indagación del estado del arte en revistas científicas y en países de la región, en la búsqueda de elementos que pudieran utilizarse en la propuesta de criterios y metodología que al final se entrega.

Palabras clave: simulación de sistemas de potencia, análisis de sistemas de potencia, fallas en sistemas de potencia, planeamiento de sistemas de potencia, confiabilidad de sistemas de potencia, continuidad del servicio, calidad del servicio, disponibilidad de sistemas de potencia, planeamiento de la transmisión eléctrica.

Abstract

This paper seeks to develop a proposal for criteria and methodology to unify the evaluation of the reliability of the National Transmission System that can be applied in the development of bulk transmission planning studies in Colombia, even projects individual evaluation. For this purpose a study of the methodology and criteria used by UPME, responsible for the planning in Colombia, and ISA, as responsible for the operation of the Colombian market and who, prior to UPME been designed, was responsible for both the planning system and the construction of generation and transmission projects. This work is complemented by an inquiry into the state of the art in scientific journals and countries been in the region, looking for issues that could be introduced in the proposed criteria and methodology are intended.

Keywords: power system simulation, power system analysis computing, power system faults, power system planning, power system reliability, services continuity, electric service quality power system availability, electric transmission planning.

Contenido

| | Pág. |
|--------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| 1. Introducción..... | 21 |
| 1.1 Planteamiento del problema | 22 |
| 1.2 Justificación..... | 25 |
| 1.3 Objetivo general | 25 |
| 1.4 Objetivos específicos..... | 25 |
| 1.5 Alcance..... | 26 |
| 1.6 Metodología | 26 |
| 2. Revisión del estado del arte | 28 |
| 2.1 Revisión bibliográfica | 29 |
| 2.2 Conceptos básicos de confiabilidad | 31 |
| 2.2.1 Definición | 31 |
| 2.2.2 Criterios de confiabilidad | 32 |
| 2.2.3 Distribuciones de probabilidad..... | 32 |
| 2.2.4 Confiabilidad de sistemas para el caso exponencial..... | 37 |
| 2.3 Enfoques de evaluación de confiabilidad..... | 41 |
| 2.3.1 Enfoques determinísticos..... | 41 |
| 2.3.2 Enfoques probabilísticos | 42 |
| 2.4 Métodos de valoración de confiabilidad | 45 |
| 2.4.1 Métodos analíticos..... | 45 |
| 2.4.2 Enumeración de estados | 45 |
| 2.4.3 Simulación de Monte Carlo (MCS)..... | 45 |
| 2.4.4 Técnicas de Búsqueda Inteligente | 48 |
| 2.5 Herramientas computacionales | 48 |
| 2.5.1 DIgSILENT | 49 |
| 2.5.2 NEPLAN | 50 |
| 2.5.3 Otras herramientas..... | 51 |
| 3. Metodología y criterios de confiabilidad actualmente utilizados..... | 54 |
| 3.1 Caso Colombiano | 54 |
| 3.1.1 Historia del sector eléctrico | 54 |

| | | |
|-----------|------------------------------------------------------------------------|------------|
| 3.1.2 | Aspectos regulatorios vigentes | 56 |
| 3.1.3 | Metodología empleada por la UPME | 58 |
| 3.1.4 | Metodología empleada por ISA..... | 64 |
| 3.2 | Referentes internacionales..... | 67 |
| 3.2.1 | Brasil..... | 67 |
| 3.2.2 | Chile..... | 73 |
| 3.2.3 | Perú..... | 75 |
| 3.2.4 | EE.UU..... | 80 |
| 4. | Criterios y metodología propuestos | 86 |
| 4.1 | Modelo de la demanda | 87 |
| 4.2 | Modelo del despacho..... | 88 |
| 4.3 | Modelo de costos de racionamiento | 88 |
| 4.4 | Capacidad de equipos y criterio de sobrecarga | 90 |
| 4.5 | Contingencias en cascada..... | 91 |
| 4.6 | Configuración de subestaciones | 91 |
| 4.7 | Estadísticas de falla | 92 |
| 4.8 | Criterios N-1 y N-K..... | 93 |
| 4.9 | Criterios generales..... | 94 |
| 4.9.1 | Horizonte de análisis de los estudios..... | 94 |
| 4.9.2 | Criterios de evaluación del sistema eléctrico para la expansión | 94 |
| 4.9.3 | Restricciones..... | 94 |
| 4.9.4 | Criterio de sobrecarga ante contingencia para la expansión..... | 95 |
| 4.9.5 | Criterios operativos a ser tenidos en cuenta en la expansión | 95 |
| 4.9.6 | Duración de bloques de demanda para la valoración de la ENS | 96 |
| 4.9.7 | Valoración económica de proyectos de expansión por restricciones | 96 |
| 4.9.8 | Índice de Lerner..... | 97 |
| 4.10 | Flujograma del modelo propuesto..... | 100 |
| 4.10.1 | Cálculo de beneficios eléctricos | 100 |
| 4.10.2 | Cálculo de beneficios energéticos | 103 |
| 5. | Caso práctico de aplicación en el sistema colombiano | 105 |
| 5.1 | Metodología actual..... | 108 |
| 5.2 | Metodología propuesta..... | 116 |
| 5.2.1 | Cálculo de los beneficios eléctricos..... | 116 |
| 5.2.2 | Cálculo de los beneficios energéticos..... | 119 |
| 5.3 | Comparación de los resultados..... | 124 |
| 6. | Conclusiones y recomendaciones | 127 |
| 6.1 | Conclusiones | 127 |

| | | |
|-----------|--------------------------|------------|
| 6.2 | Retos futuros | 129 |
| 6.3 | Recomendaciones..... | 129 |
| 7. | Bibliografía..... | 131 |

Lista de figuras

| | Pág. |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Figura 2-1: Relación entre PDF, CDF y confiabilidad..... | 34 |
| Figura 2-2: Tipos de tasas de falla en función del tiempo..... | 35 |
| Figura 2-3: Sistema serie de dos elementos reparables | 37 |
| Figura 2-4: Diagrama de espacio de estados para un sistema homogéneo de dos componentes | 38 |
| Figura 2-5: Sistema paralelo de dos elementos reparables..... | 39 |
| Figura 3-1: Indicadores HDN y MFI..... | 77 |
| Figura 4-1: Flujograma de la metodología propuesta..... | 101 |
| Figura 5-1: Diagrama unifilar del STR de EBSA..... | 105 |
| Figura 5-2: Diagrama unifilar del STR de EBSA con el proyecto Sochagota | 108 |
| Figura 5-3: CDF para la generación de EBSA, año 2016, bloque 1 | 110 |
| Figura 5-4: CMD para demanda máxima del 2016 (USD/MWh)..... | 111 |
| Figura 5-5: Reconciliación real en el STR EBSA durante 2013 por hora del día..... | 115 |
| Figura 5-6: Variación de la RBC con el percentil del precio de bolsa utilizado | 115 |
| Figura 5-7: Probabilidades de los despachos hidráulicos..... | 119 |
| Figura 5-8: Curva de costo contra capacidad para la generación en el STR EBSA..... | 120 |
| Figura 5-9: RBC del proyecto calculada en cada serie..... | 122 |
| Figura 5-10: Sensibilidad de la RBC con la tasa y el CRO..... | 123 |

Figura 5-11: Sensibilidad de la RBC con el percentil de beneficios energéticos..... 124

Lista de tablas

| | Pág. |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Tabla 1: Funciones asociadas a las distribuciones Exponencial y Weibull..... | 37 |
| Tabla 2: Probabilidad acumulada de estados y número acumulado de estados en función del número de contingencias simultáneas k para un sistema de 890 circuitos. | 43 |
| Tabla 3: Costos de falla para el SIC (Mar-2014)..... | 74 |
| Tabla 4 - Porcentajes vigentes aplicables a la DNA para cálculo del CRO | 90 |
| Tabla 5 - Horas al día por franja de demanda..... | 96 |
| Tabla 6: Capacidad instalada de generación en el STR EBSA..... | 106 |
| Tabla 7: Proyección de demanda por barra (MW) en el STR EBSA | 106 |
| Tabla 8: Demanda y pérdidas por bloques en el STR EBSA (MW) | 109 |
| Tabla 9: Demanda por bloques del STR EBSA en el modelo energético del 2016 (MW) | 109 |
| Tabla 10: Cálculo del costo ponderado de generación en EBSA | 112 |
| Tabla 11: Cálculo del costo de generación de seguridad para el año 2016 | 112 |
| Tabla 12: Cálculo del VPN para el horizonte de simulación..... | 113 |
| Tabla 13: Costos de inversión asociados al proyecto Sochagota (USD Dic/2013)..... | 113 |
| Tabla 14: Reconciliación real en el STR EBSA durante 2013 | 114 |
| Tabla 15: PNS (MW) y ENS (MWh) encontrados para cada escenario operativo del 2016 | 116 |
| Tabla 16: ENS calculada para cada escenario operativo del 2016 (MWh) | 117 |

| | | |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 17: | ENS calculada para cada año (MWh)..... | 118 |
| Tabla 18: | Costos de racionamiento definidos para Dic/2013 | 118 |
| Tabla 19: | Proyección anual del costo de racionamiento con cada alternativa (USD). | 118 |
| Tabla 20: | Cálculo del índice de Lerner..... | 120 |

Lista de abreviaturas y símbolos

Abreviaturas

| Abreviatura | Término |
|-------------|-------------------------------------------------------------------------|
| AC | Corriente Alterna (<i>Alternate Current</i>) |
| AOM | Administración, Operación y Mantenimiento |
| CAPT | Comité Asesor de Planeamiento de Transmisión |
| CCN1 | Condiciones de Contingencia Sencilla o N-1 |
| CCPST | Criterios de Confiabilidad para Planeamiento del Sistema de Transmisión |
| CDF | Función de Distribución Acumulada (discreta) |
| | Función de Densidad de Acumulada (continua) |
| CND | Centro Nacional de Despacho |
| CON | Condiciones de Operación Normales |
| CPC | Cargo por Confiabilidad |
| CPST | Confiabilidad para Planeamiento del Sistema de Transmisión |
| CPU | Cargos por Uso |
| CREG | Comisión de Regulación de Energía y Gas |
| CRO | Costo Escalonado de Racionamiento |
| CSEP | Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia |
| CSP | Confiabilidad de Sistemas de Potencia |
| CU | Costo Unitario del Servicio de Energía Eléctrica |
| DC | Corriente directa (<i>Direct Current</i>) |
| DNA | Demanda No Atendida |
| DPF | DIgSILENT Power Factory® |
| EGS | Energía Anual por Generación de Seguridad |
| ENS | Energía No Suministrada |
| FACTS | Sistemas de Transmisión Flexibles AC |
| GFM | Generación Fuera de Mérito |
| GS | Generación de Seguridad |
| HVDC | Corriente Directa a Alta Tensión (High Voltage Direct Current) |
| LOLE | Probabilidad de Pérdida de Carga (Lost of Load Energy) |
| LOLC | Probabilidad de Pérdida de Carga Combinada (Lost of Load Combined) |
| MCS | Simulación de Monte Carlo (Monte Carlo Simulation) |
| MEC | Mercado Eléctrico Colombiano |
| MME | Ministerio de Minas y Energía |
| MTBF | Tiempo medio entre fallas (Mean Time Between Failures) |
| MTTF | Tiempo medio para falla (Mean Time To Failure) |
| MTTR | Tiempo medio para Reparación (Time To Repair) |

Abreviatura Término

| | |
|-------|------------------------------------------------------------------|
| OEF | Obligaciones de Energía Firme |
| OR | Operador de Red |
| PDF | Función de Distribución de Probabilidad (discreta) |
| | Función de Densidad de Probabilidad (continua) |
| PE | Precio de Escasez |
| PERGT | Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión |
| PET | Planeamiento de Expansión de Transmisión |
| PGS | Potencia Despachada Fuera de Mérito como Generación de Seguridad |
| PNS | Potencia No Suministrada |
| PST | Planeamiento del Sistema de Transmisión |
| RBC | Relación Costo-Beneficio |
| SDL | Sistema de Distribución Local |
| SDDP | <i>Stochastic Dual Dynamic Programming</i> |
| SEC | Sector Eléctrico Colombiano |
| SEP | Sistemas Eléctricos de Potencia |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |
| SSPD | Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios |
| STN | Sistema de Transmisión Nacional |
| STR | Sistema de Transmisión Regional |
| UPME | Unidad de Planeamiento Minero-Energético |
| VPN | Valor Presente Neto |
| VERE | Valor Esperado de Racionamiento de Energía |
| VEREC | Valor Esperado de Racionamiento de Energía Combinado |
| VERP | Valor Esperado de Racionamiento de Potencia |
| VERPC | Valor Esperado de Racionamiento de Potencia a Corto Plazo |
| XM | Operador del Sistema Interconectado Colombiano |

1. Introducción

La confiabilidad de los sistemas eléctricos es un concepto inherente a la planificación de los sistemas eléctricos de potencia en todas sus etapas: generación, transmisión y distribución; y día a día toma mayor importancia dado que los clientes de energía eléctrica requieren, para sus cargas, sistemas de suministro eléctrico con una continuidad casi perfecta.

Aún con la importancia que representa la confiabilidad para la planificación de los sistemas eléctricos[1], su evaluación algunas veces obedece a criterios discrecionales de quien la realiza, o incluso, a diferencias en la información base utilizada para el efecto; no obstante, la regulación del sector eléctrico, consciente de la importancia de la confiabilidad y de la necesidad de disponer de metodologías y criterios unificados, ha definido lineamientos básicos al respecto. Es así como el Código de Planeamiento actualmente aplicable para el sistema eléctrico interconectado colombiano, definido en la Resolución CREG 025 de 1995[2] como parte integrante del Código de Redes, establece que, para la evaluación de la confiabilidad del Sistema de Transmisión Nacional (STN)¹ es posible usar métodos determinísticos o métodos probabilísticos, a criterio del ejecutor del estudio. Y aclara que, en todo caso, el criterio de confiabilidad debe mostrar que es la alternativa de mínimo costo incluyendo los costos de inversión, de operación, de mantenimiento de la red, de pérdidas, y de energía no suministrada por indisponibilidad del sistema de transmisión.

¹ En la Resolución CREG 011 de 2009, se definen los Activos de Uso del STN como aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, son remunerados mediante Cargos por Uso y pueden estar constituidos por una o varias Unidades Constructivas.

Dicho Código define, para el análisis de confiabilidad por métodos probabilísticos, el criterio del Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP), estableciendo que en cada uno de los nodos donde existe demanda, debe ser inferior al 1% medido en el nivel de 220 kV, tomando como referencia un valor de máxima indisponibilidad del 1% acumulado anual por cada 100 km de línea y por cada circuito.

Para el análisis de confiabilidad por métodos determinísticos, dicho Código establece que se debe utilizar el criterio N-1, según el cual el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez.

1.1 Planteamiento del problema

No obstante la existencia de criterios y lineamientos establecidos por la regulación para la evaluación de la confiabilidad en el STN, acorde con lo indicado previamente, su aplicación algunas veces obedece a criterios discrecionales que dependen de las percepciones de riesgo que puedan tener las entidades o empresas que tienen bajo su responsabilidad dicha evaluación, o incluso de las diferentes expectativas de crecimiento del sistema y de la demanda de energía eléctrica que, en algunos casos, surgen por asimetrías de información o por falta de modelos o criterios unificados para su estimación.

En forma general, los aspectos fundamentales de todo análisis de confiabilidad aplicado a estudios de planeamiento se SEP se consolidan en las etapas que a continuación se describen:

- *Consolidación de información y parámetros eléctricos del sistema.* Corresponde al levantamiento de la información de topología, impedancia y capacidad de líneas y transformadores, información de demanda y generación, y todos los equipos que conforman el sistema eléctrico a estudiar y del que se debe elaborar un modelo eléctrico que permita representarlo.
- *Consolidación y análisis de estadísticas de fallas.* En esta etapa se consolidan las estadísticas de indisponibilidad de equipos de al menos los últimos 5 años, en las que se pueda conocer para cada elemento de la red, tanto la fecha y hora de ocurrencia y solución de cada falla, como la causa de la misma.
- *Elaboración de modelos de falla.* A partir del análisis estadístico se calcula para cada equipo la frecuencia promedio de falla al año $[1/a]$ y la duración promedio de las reparaciones $[h]$, y con ello se determina su expectativa de indisponibilidad anual $[h/a]$ y se elaboran los modelos de falla de cada equipo, para representar su probabilidad de falla anual (tasas de falla).

- *Análisis de impacto de cada falla.* En cada uno de los escenarios operativos del sistema se evalúa en estado estacionario el impacto de la contingencia de cada equipo, buscando conocer si ocasiona o no violaciones de tensión de barras, sobrecargas en líneas o transformadores, violaciones de reactivos en generadores o desconexión de cargas.
- *Cálculo de racionamientos por indisponibilidad de equipos.* Bajo criterios determinísticos, como el criterio N-1 mencionado previamente, no debería tenerse alguna condición de racionamiento en el sistema por la indisponibilidad de una línea de transmisión. Sin embargo, de presentarse alguna contingencia que ocasione alguna violación en el sistema, se analiza si con la acción de los controles disponibles en la zona (tales como cambiadores de tomas, compensaciones o tensión de excitación de generadores) es posible evitar tales violaciones. De no ser así, se calcula la demanda de potencia [MW] que es necesario racionar para evitarlos y permitir que el sistema continúe operando dentro de los rangos permitidos.
- *Cálculo de la energía no suministrada.* Teniendo en cuenta que los racionamientos calculados corresponden a cada escenario operativo en particular, y con base en la duración estimada para cada escenario operativo durante el año [h/a], se calcula la energía anual no suministrada [ENS en GWh] por la contingencia N-1 de cada elemento de la red.
- *Cálculo del valor esperado de racionamiento de energía.* Multiplicando la ENS calculada por la contingencia N-1 de cada elemento de la red por la probabilidad de ocurrencia de dicha contingencia, se obtiene el valor esperado de racionamiento de energía anual [VERE en GWh].
- *Cálculo del costo por confiabilidad.* Posteriormente, se hace una valoración económica de los racionamientos de demanda por criterios de confiabilidad, costando el VERE calculado para cada año y para cada alternativa considerada en el estudio, a partir de los costos escalonados de racionamiento que mensualmente publica la UPME.
- *Evaluación económica.* Finalmente, se calcula el valor presente neto (VPN) de los costos anuales por confiabilidad para cada alternativa, para acumular este costo con el VPN de los equipos y obras de inversión requeridas para la puesta en servicio de cada alternativa, incluyendo también sus costos de administración, operación y mantenimiento, así como los costos reconocidos por la regulación para activos no eléctricos. También es necesario acumular los costos diferenciales en los demás aspectos que tengan incidencia los proyectos, tales como pérdidas eléctricas de energía, generaciones de seguridad y restricciones eléctricas. Se selecciona como mejor alternativa, la que presente menor costo acumulado.

Aunque existe consenso entre los diferentes actores del sector eléctrico colombiano en las etapas que acaban de describirse para acometer los análisis de confiabilidad, no hay consenso, ni existen lineamientos regulatorios, para la forma en la que pueden desarrollarse estas etapas, de modo que un mismo problema de confiabilidad tratado por actores diferentes no necesariamente converge a una misma solución. Prueba de ello es el hecho de que el tema ha venido siendo ampliamente tratado en el Subcomité de Estudios Eléctricos (SEE), adscrito al Consejo Nacional de Operación (CNO), como consta en el documento [3]. Algunos de los aspectos sin criterios homologados entre los diferentes actores del sector eléctrico son los siguientes:

- *Capacidad de equipos.* No es claro si lo conveniente es considerar la capacidad nominal de los equipos o la capacidad de sobrecarga declarada para situaciones de emergencia.
- *Información de la demanda.* Aunque la UPME elabora y publica una proyección de la demanda de energía y potencia para un horizonte de más de 10 años, en la que incluye no sólo criterios econométricos y estadísticos sino también en la información entregada por cada Operador de Red sobre su sistema, es común que cada empresa realice para sus estudios sus propias estimaciones con base en sus propias expectativas, muchas veces diferentes de las entidades de planificación y operación.
- *Contingencias en cascada.* La experiencia muestra que existen situaciones de contingencia múltiple tanto o más probable que una contingencia sencilla, y que en virtud de su impacto ameritan tenerse en consideración. Tal es el caso de líneas que comparten estructuras, en las que una falla N-2 es casi tan probable como una falla N-1, o de contingencias sencillas con alta probabilidad de desencadenar contingencias sucesivas en otros equipos por la simple filosofía de protección de los equipos.
- *Elementos a evaluar con N-1.* No es claro si este criterio de evaluación deba aplicarse sólo a líneas de transmisión, o si también es procedente ampliarlo a otros equipos tales como transformadores, subestaciones, compensaciones, o generadores.
- *Costos de racionamiento.* La UPME publica mensualmente cuatro escalones de racionamiento, y está definido por norma que el escalón a aplicar depende exclusivamente de la cantidad de racionamiento ocasionado. Aunque se conoce cuál es el porcentaje de demanda que corresponde a cada escalón, no es claro si para calcular dicho porcentaje de demanda, la base debe ser todo el sistema o sólo el área. Más allá de esto, no parece apropiado que la diferenciación del costo de racionamiento se haga sólo por la cantidad de demanda, sino que también debería involucrar aspectos como el tipo de demanda, las implicaciones de su desconexión, la ubicación en el sistema, etc.

- *Configuración de subestaciones.* Surge aquí la pregunta sobre si es procedente o no considerar la flexibilidad y capacidad de maniobra de las subestaciones ante situaciones de emergencia o incluso necesidades de mantenimiento en virtud de su configuración.

1.2 Justificación

La regulación establece que para la evaluación de la confiabilidad del STN es posible usar métodos determinísticos o métodos probabilísticos, pero deja a discreción del evaluador no sólo la selección del método, sino también la forma de aplicarlo, algo que en ocasiones hace difícil llegar a un consenso sobre la solución recomendable ante una situación en particular.

Al no disponerse de criterios unificados y adecuados para el sistema eléctrico colombiano para la evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión, se ha llegado incluso en algunos casos, a que se prefiera convivir por tiempos prolongados con esquemas operativos remediales tales como los EDAC (Esquemas de Deslastre Automático de Carga) o ESPIS (Esquemas Suplementarios de Protección Integral del Sistema), que son claramente soluciones operativas transitorias que sólo deberían utilizarse el tiempo que tome la implementación de soluciones estructurales y definitivas. Todo esto debido a que al aplicar metodologías clásicas para evaluación de confiabilidad no se logra encontrar los elementos que permitan justificar económicamente las obras de expansión que proporcionan una solución estructural y robusta al problema evaluado.

1.3 Objetivo general

Elaborar una propuesta de criterios y metodología que permita unificar la evaluación de la confiabilidad del Sistema de Transmisión Nacional y que pueda ser aplicada en el desarrollo de los estudios de planeamiento de la transmisión de energía eléctrica en Colombia, los cuales soportan la definición de los planes de expansión de transmisión.

1.4 Objetivos específicos

- Caracterizar las metodologías y criterios empleados en la actualidad por diferentes actores del mercado eléctrico colombiano (planeador y transportador) en la elaboración del análisis de confiabilidad como parte de los estudios de planeamiento de la transmisión, para con ello identificar las diferencias metodológicas y de criterios.
- Establecer las ventajas y desventajas de los procedimientos y criterios actualmente aplicados, así como los que se halle en la investigación del estado del arte, a partir de análisis basados en el modelo eléctrico del Sistema de Transmisión Nacional.

- Proponer los criterios que deben ser considerados en los estudios de confiabilidad de sistemas de transmisión en Colombia.
- Plantear una metodología para el desarrollo de los análisis de confiabilidad que hacen parte de los estudios de planeamiento de la transmisión en Colombia.
- Validar a través de simulaciones en un modelo eléctrico del Sistema de Transmisión Nacional, las ventajas de la aplicación de los criterios y metodología propuestos, para el análisis de un área en particular.

1.5 Alcance

Los criterios y la metodología propuestos se ajustan al modelo del mercado y a la regulación eléctrica colombiana, de modo que sean válidos y de igual utilidad para los diferentes actores del mercado eléctrico colombiano tales como transportadores, distribuidores, operadores de red y la UPME, siendo esta última la encargada de la definición del PERGT del sistema eléctrico colombiano[4]. Sin embargo, su aplicabilidad podrá ampliarse a mercados de energía con composiciones, esquemas de remuneración y requisitos de calidad similares el mercado colombiano.

1.6 Metodología

Para el desarrollo del trabajo de investigación propuesto, se inicia con la indagación sobre las metodologías y criterios empleados por los agentes transportadores y la UPME, en Colombia, para la elaboración de los análisis de confiabilidad aplicados a proyectos de expansión en la red de transmisión.

Con la información recolectada, se realiza un proceso de caracterización y comparación de metodologías y criterios empleados, para identificar sus diferencias.

Paralelamente, se hace una investigación del estado del arte en el tema de confiabilidad aplicado a estudios de planeamiento de sistemas de transmisión, así como en los diferentes aspectos que hacen parte de los criterios sobre los cuales no existe consenso entre los diferentes actores del sector eléctrico colombiano.

Posteriormente, se elabora un modelo eléctrico completo del Sistema de Transmisión Nacional (STN), haciendo uso para ello de la herramienta computacional para análisis de sistemas eléctricos DPF[5].

Con apoyo de este modelo, se reproducen los resultados que pueden alcanzarse con las metodologías y criterios indagados, así como con las variaciones aplicables que se proponen y que se basan en la literatura y en la investigación del estado del arte en el tema.

A partir del análisis de los resultados que se obtienen, se valida la pertinencia de la metodología y de los criterios que se proponen y que son el objeto del presente trabajo.

2. Revisión del estado del arte

El suministro de electricidad a un precio unitario competitivo, en la cantidad y con la calidad necesaria, con un suministro seguro y confiable a través de equipos, estructuras y dispositivos de sistemas confiables, es de capital importancia para el desarrollo económico de las industrias, las regiones y los países. La planificación de los sistemas de suministro de energía debe tener en cuenta las diferentes condiciones del entorno, las cuales están basadas en consideraciones regionales y estructurales que en muchos casos tienen un impacto considerable en el diseño técnico. Teniendo en cuenta que, en comparación con otras industrias, el grado de inversión de capital en las compañías de electricidad es de los más altos, no sólo desde el punto de vista monetario, sino también en términos del largo plazo del retorno de la inversión en los activos, se hace evidente que cada decisión de inversión requiere una planificación e investigación especialmente cuidadosa.

La confiabilidad del suministro está determinada no sólo por la calidad de los equipos, sino también por una planificación cuidadosa y un conocimiento detallado de los sistemas de energía, junto con un uso consistente de los estándares y normas pertinentes, tales como los estándares IEC, los estándares y normas nacionales, así como reglamentos internos. Por otra parte, el modo de funcionamiento del sistema debe estar ajustado a las condiciones especificadas por las normas, tanto en el proceso de planificación, como en los de fabricación y puesta en marcha de los equipos. Dado que las fallas en los equipos debidas a problemas técnicos o humanos no pueden ser totalmente evitadas, los equipos e instalaciones no pueden ser diseñados para soportar cualquier tipo de falla, pero lo que sí puede y debe hacerse, es limitar los efectos de las fallas. Por lo tanto, se debe evitar la violación de la continuidad del servicio o los daños a otros equipos, con el fin de garantizar el funcionamiento adecuado del sistema y el suministro confiable y seguro a los consumidores[6].

El objetivo principal de todo PET es definir dónde, cuándo, y cuáles refuerzos deben ser construidos en la red eléctrica del STN, para garantizar un adecuado nivel de calidad del suministro de energía a los clientes. En un mercado energético competitivo, el PET es una tarea compleja de optimización que busca garantizar que el sistema de energía se ajuste a la demanda prevista y a los criterios de seguridad, a lo largo del horizonte de planeamiento, minimizando al mismo tiempo los costos de inversión, operación y

racionamiento. Esta práctica es la respuesta racional a las necesidades de los clientes, simultáneamente con las exigencias regulatorias[7].

La naturaleza multietapa del problema de PET demanda la consideración de múltiples períodos de tiempo y la determinación de posibles secuencias de refuerzos de transmisión. Para eludir el carácter multietapa, los estudios simplificados (análisis estáticos) determinan, para una sola etapa, dónde se requieren nuevos refuerzos de transmisión.

Los enfoques de optimización de PET basados en metaheurísticas han demostrado su potencial de encontrar soluciones de alta calidad. Estos algoritmos son relativamente simples, con la capacidad de tratar con variables enteras y no enteras y evitar óptimos locales, con tiempos de respuesta relativamente rápidos.

2.1 Revisión bibliográfica

Para la realización de este trabajo fue necesaria una exhaustiva búsqueda bibliográfica al interior de las principales revistas científicas internacionales e indexadas, con aplicación en el campo de la ingeniería, tales como IEEE², CIGRE³, EPRI⁴ y ELSEVIER⁵. Esta búsqueda permitió realizar una selección inicial de 321 publicaciones en el campo de aplicación de la CSEP, de los cuales, el 79% corresponden a publicaciones en IEEE, el 11% a publicaciones en CIGRE, y un 9% a publicaciones de la EPRI.

² Institute of Electrical and Electronics Engineers, fundada en 1884, con sede en USA, es la mayor asociación internacional profesional y técnica del mundo, formada por profesionales de las nuevas tecnologías, como ingenieros en electricidad, electrónica, sistemas y telecomunicación (www.ieee.org).

³ Consejo de Grandes Redes Eléctricas, fundado en 1921, con sede en Francia, es una asociación internacional sin ánimo de lucro para el fomento de la colaboración con expertos de todo el mundo mediante el intercambio de conocimientos y unión de esfuerzos para mejorar los sistemas de energía eléctrica (www.cigre.org).

⁴ Electric Power Research Institute, fundado en 1965, en respuesta al apagón del Gran Noreste de USA, tiene a cargo la investigación y desarrollo en aspectos de generación, distribución y uso de energía eléctrica en USA, y congrega científicos, ingenieros y expertos del mundo académico y la industria para el desarrollo de la electricidad.

⁵ Fundado en 1880, con sede en Holanda, es un proveedor mundial de soluciones de información en las áreas de ciencia, salud y tecnología, que incluye soluciones digitales Web como ScienceDirect, Scopus, Inteligencia Investigación Elsevier, y ClinicalKey. (www.elsevier.com).

El artículo más antiguo encontrado data de 1905[8], publicado en AIEE (después IEEE) bajo el título “*Duplication of Electrical Apparatus to Secure Reliability of Service*”, que revela la manera como intuitivamente se abordaron los aspectos de confiabilidad en sus orígenes y por mucho tiempo. Es de anotar que, en principio, la confiabilidad del servicio no fue uno de los aspectos relevantes en los SEP, y esto ayuda a explicar en alguna medida el por qué los sistemas eléctricos operaban de manera aislada aún al interior de cada país, incluso hasta la década de los 60, cuando se empezaron a identificar las bondades de operar los SEP en forma interconectada en lugar de aislada.

Las publicaciones que pueden hallarse hasta antes de la década de los 60 que aborden algún aspecto de la CSEP son muy escasas. Se logró identificar menos de una decena de artículos que presentaban cálculos básicos de probabilidad en redes de distribución. Esto va de la mano con el hecho de que el desarrollo de la teoría de confiabilidad se dio en un principio y fundamentalmente por las necesidades que surgieron en su momento en el campo militar y la aviación, con ocasión de la segunda guerra mundial. Fue durante este desarrollo que se entendió el estrecho relacionamiento de la confiabilidad con la teoría de la probabilidad.

Es a mediados de los años 60 que se empieza a aplicar la teoría de confiabilidad a la operación de los SEP, aspecto en el cual podría destacarse a Roy Billinton como pionero e impulsor, si se considera que la mayor parte de artículos seminales y definiciones afines en este campo, se deben a su extensa investigación, la cual, cabe decirlo, se extiende hasta la época actual. Sus aportes están plasmados en cerca de 850 artículos y 8 libros. Su primer artículo fue publicado en 1968[9] y su primer libro, titulado “*Power-System Reliability Calculations*”, en 1973. De las 291 publicaciones identificadas, 85 han tenido la participación de Billinton, y entre ellas cabe un reporte bibliográfico de artículos en el campo de la CSEP, que ha venido elaborando cada lustro de manera recurrente[10]–[16].

En las últimas dos décadas ha sido notable el creciente interés en la publicación de artículos en el tema de confiabilidad aplicada a SEP, y estos trabajos se han orientado a plantear soluciones a tres aspectos que se han integrado a la confiabilidad de SEP: 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 que hicieron que la energía pasara de ser un servicio público a un bien comercial, con lo cual se empezó a dar una mayor relevancia a la connotación económica; y el desarrollo e integración de nuevas tecnologías en generación (eólica, solar), transmisión (HVDC, FACT), y distribución (generación distribuida y redes inteligentes).

Finalmente, este proceso de identificación del estado del arte de la confiabilidad fue complementado con la revisión de 49 libros y la búsqueda de criterios y metodologías de evaluación de CSEP definidas en la regulación y normatividad tanto colombiana como de algunos otros países tales como Brasil, Chile, Perú y Estados Unidos.

El resultado de esta revisión se presenta en el desarrollo de este y el siguiente capítulo, y sólo serán referenciados los artículos, libros o normas que hayan servido de insumo en la elaboración del presente trabajo.

2.2 Conceptos básicos de confiabilidad

2.2.1 Definición

La confiabilidad es un concepto general que abarca todas las medidas de la habilidad de un SEP de entregar electricidad a todos los puntos de carga dentro de parámetros aceptables y en la cantidad deseada[17]. Es por esto que la NERC (North American Electric Reliability Corporation) define la *confiabilidad* como “el grado de desempeño de los elementos de un sistema eléctrico compuesto, en el suministro a los usuarios dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada”[18].

La confiabilidad aplicada a SEP abarca dos conceptos fundamentales: adecuación y seguridad.

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 adecuación implica que haya suficientes recursos de generación y corredores de transmisión disponibles para atender las necesidades de demanda proyectada, más una reserva por contingencias.

La *seguridad*, o *confiabilidad dinámica*, o *confiabilidad operacional*, es la habilidad del sistema de soportar perturbaciones súbitas. La seguridad implica que el sistema permanecerá intacto, incluso después de que ocurra un cortocircuito o la pérdida de algún componente del sistema.

Otro aspecto de la seguridad es la *integridad*, entendida como la habilidad de mantener la operación interconectada, o evitar la separación incontrolada de interconexiones, en la presencia de disturbios severos específicos.

La interrupción del servicio puede resultar de fallas o de la pérdida de líneas u otros equipos. La existencia de un sinnúmero de riesgos hace que las fallas e interrupciones sean inevitables. Desde el punto de vista teórico, eliminarlas completamente, demanda una inversión infinita, por lo que debe lograrse un balance entre economía y confiabilidad, de modo que debe aceptarse algún grado de ocurrencia de eventos. El criterio de confiabilidad responde al nivel de aceptabilidad.

2.2.2 Criterios de confiabilidad

Son condiciones que deben ser satisfechas por los sistemas de generación y transmisión con el fin de alcanzar la confiabilidad requerida. Se clasifican 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 significativas.

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.

2.2.3 Distribuciones de probabilidad

Si se tomaran cierta cantidad de lámparas nuevas e idénticas y se encendieran simultáneamente, manteniéndolas en las mismas condiciones para observar cuándo dejan de funcionar, es de esperar, de manera intuitiva, que el tiempo de falla de cada una de ellas será diferente. Ese aspecto evidencia un comportamiento aleatorio en los tiempos de falla, de modo que el tiempo de vida de cada lámpara es una variable aleatoria, cuyo comportamiento, por tanto, puede ser modelado por una distribución de probabilidad. Las PDF son ecuaciones matemáticas que describen la probabilidad de que ocurra un evento en particular con respecto al tiempo. Para el análisis de confiabilidad, el interés se centra en la distribución de probabilidad de falla.

A partir del análisis estadístico de los datos históricos de falla de un equipo, es posible inferir sus patrones de falla (TTF, *Time To Failure*) y reparación (TTR, *Time To Repair*), las cuales, al ser variables aleatorias, tienen asociadas una PDF que representa el modelo matemático de comportamiento. La estimación de la PDF puede realizarse de dos maneras, derivando empíricamente las funciones de riesgo y confiabilidad directamente de los datos de falla (metodología no paramétrica), o estimando los parámetros de una PDF aproximada (paramétrica).

Para el caso de distribuciones discretas, su PDF, denotada como $f(t_i)$ se define como:

$$f(t_i) = P(T = t_i) \quad (2.1)$$

Considerando que las variables aleatorias continuas tienen un número infinito de posibles valores, la probabilidad puntual de cada uno de sus valores es cero. Por esta razón no tiene sentido hablar de probabilidades para valores puntuales de una variable aleatoria continua, sino que en este caso la probabilidad se haya para un intervalo a y b :

$$P(a \leq T \leq b) = \int_a^b f(t)dt \quad (2.2)$$

Una vez determinada la PDF, es posible calcular la CDF, denotada $F(t)$, que representa la *probabilidad de falla* antes de un tiempo t . En el caso discreto, se calcula a través de una sumatoria:

$$F(t) = P(T \leq t) = \sum_{t_i \leq t} P(T = t_i) = \sum_{t_i \leq t} f(t_i) \quad (2.3)$$

Y en el caso continuo, a través de una integral definida:

$$F(t) = \int_{-\infty}^t f(T)dT \quad (2.4)$$

Lo cual también puede expresarse como:

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (2.5)$$

Por su parte, la *confiabilidad*, denotada $R(t)$, es la probabilidad de que el elemento desempeñe adecuadamente su oficio, bajo condiciones ambientales definidas, por un período de tiempo t , es decir:

$$R(t) = P(T \geq t) = \int_t^{\infty} f(T)dT \quad (2.6)$$

De modo que:

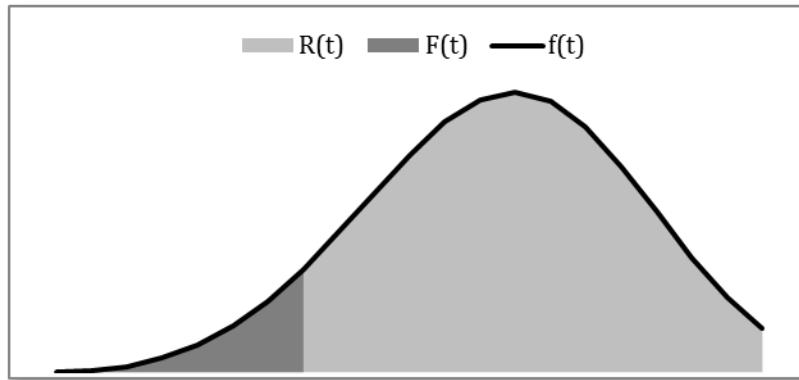
$$R(t) = 1 - P(T \leq t) = 1 - F(t) \quad (2.7)$$

Derivando a ambos lados:

$$f(t) = -\frac{dR(t)}{dt} \quad (2.8)$$

La Figura 2-1 presenta de manera gráfica la relación de la PDF con la función de falla, indicada en la ecuación (2.4), y la función de confiabilidad, indicada en la ecuación (2.6).

Figura 2-1: Relación entre PDF, CDF y confiabilidad



La *tasa de falla instantánea*, se determina por la *función de riesgo* $h(t)$, que corresponde a la probabilidad condicional de falla por unidad de tiempo:

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

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

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (2.9)$$

La función de riesgo $h(t)$ no corresponde a una probabilidad, ya que incluso puede adoptar valores mayores a la unidad, y usualmente presenta varios tipos de comportamiento a lo largo del ciclo de operación de un equipo, como se puede ver en la Figura 2-2. Una vez instalado el equipo inicia un corto período de asentamiento en el que pueden aparecer fallas por aspectos de diseño, fabricación o montaje; el número de fallas tiende a disminuir hasta lograr la adaptación del equipo. En este momento inicia el ciclo más extenso que corresponde a la vida útil del equipo, caracterizado por una frecuencia de fallas constante y de carácter aleatorio. La tercera fase llega con el envejecimiento del equipo, y representa el momento en el cual el equipo comienza a sufrir un desgaste acelerado, presentando una tasa de fallas incremental que hace necesaria su renovación o reposición.

Figura 2-2: Tipos de tasas de falla en función del tiempo



La *función acumulativa de riesgo*, denotada $H(t)$, corresponde al área bajo curva de la tasa de falla instantánea:

$$H(t) = \int_0^t h(t)dt \quad (2.10)$$

Combinando las ecuaciones (2.8), (2.9) y (2.10):

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

Se obtiene que:

$$dH(t) = \frac{-dR(t)}{R(t)} \quad (2.11)$$

Integrando a ambos lados se obtiene la relación entre la función de confiabilidad y la función acumulativa de riesgo:

$$H(t) = -\ln R(t)$$

$$R(t) = e^{-H(t)} \quad (2.12)$$

Del desarrollo anterior puede notarse que cualquier modelo de confiabilidad es totalmente especificado una vez que se conozca su PDF o su función de riesgo, y lo común es que se haga desde esta última, ya que generalmente su forma paramétrica puede ser deducida de su comportamiento físico.

El valor esperado de la PDF (que en estadística representa la tendencia central) se define como el MTTF (*Mean Time To Failure*), que corresponde al tiempo medio en operación, y está estadísticamente definido como:

$$E(t) = MTTF = m = \int_{-\infty}^{\infty} tf(t)dt = \int_{-\infty}^{\infty} R(t)dt \quad (2.13)$$

Este tiempo sólo tiene aplicación en el período de vida útil. Otro parámetro usado en este sentido para sistemas reparables es el MTBF (*Mean Time Between Failure*), que representa el tiempo entre ocurrencias de fallas y excede al MTTF en un pequeño margen atribuible al tiempo asociado con el componente en reparación ($MTTR = r$, *Mean Time To Repair*).

$$MTBF = T = MTTF + MTTR = m + r \quad (2.14)$$

El indicador de *disponibilidad* de un equipo o sistema, denotado como A , indica qué tanto tiempo de un lapso de tiempo de interés el equipo o sistema está operando[19]:

$$A = \frac{T_{UP}}{T_{UP} + T_{DOWN}} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = mf \quad (2.15)$$

Donde f es la frecuencia del ciclo T .

La disponibilidad es igual a la confiabilidad de un sistema no reparable. En sistemas reparables, después de una falla el sistema puede volverse a poner en servicio con la reparación, reduciendo así el efecto de la falla. Con ello, la confiabilidad no cambia, pero la disponibilidad sí. El tiempo en servicio depende de la confiabilidad del sistema, mientras que el tiempo fuera de servicio depende de la mantenibilidad del sistema, por lo cual, la disponibilidad es una función tanto de la confiabilidad como de la mantenibilidad[20].

De manera análoga puede definirse la *indisponibilidad* U (también conocida como *FOR* – *Forced Out Rate*) como:

$$U = FOR = 1 - A = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = rf \quad (2.16)$$

En la Tabla 1 se presenta un resumen de cálculo de cada una de las funciones que acaban de describirse para dos funciones de distribución en particular: la Exponencial y la Weibull.

Tabla 1: Funciones asociadas a las distribuciones Exponencial y Weibull

| Funciones | Exponencial | Weibull |
|---------------------|--------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $f(t) = PDF$ | $\lambda e^{-\lambda t}$ | $\frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$ |
| $F(t) = CDF = Q(t)$ | $1 - e^{-\lambda t}$ | $1 - e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$ |
| $R(t)$ | $e^{-\lambda t}$ | $e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta}$ |
| $h(t)$ | λ | $\frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{t}{\alpha}\right)^{\beta-1}$ |
| $H(t)$ | λt | $\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta$ |
| $E(t) = MTTF = m$ | $1/\lambda$ | $\alpha \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right)$ |

Es de resaltar que la característica más esencial de la distribución exponencial, típicamente la más empleada y que mejor se ajusta para representar el comportamiento aleatorio de las fallas en sistemas y equipos eléctricos en operación durante años, es que la tasa de falla es constante a lo largo del tiempo, lo que significa que la posibilidad de una falla durante el primer año y al cabo de 20 años, es la misma.

2.2.4 Confiabilidad de sistemas para el caso exponencial

Si la distribución subyacente a cada elemento de un sistema es exponencial y las tasas de falla y reparación para cada elemento son conocidas, entonces la confiabilidad del sistema se puede calcular con base en la correspondiente expresión indicada en la Tabla 1. A continuación se presenta el desarrollo analítico para los sistemas más elementales.

- *Configuración serie o en cadena.* La Figura 2-3 muestra un sistema compuesto por dos elementos reparables conectados en serie, con sus respectivas tasas de falla y tiempos medios de reparación.

Figura 2-3: Sistema serie de dos elementos reparables



Para que el sistema funcione es necesario que ambos elementos funcionen simultáneamente, de modo que la confiabilidad de este sistema está dada por:

$$R_S(t) = R_1(t) * R_2(t) = e^{-\lambda_1 t} * e^{-\lambda_2 t} = e^{-(\lambda_1 + \lambda_2)t} \quad (2.17)$$

Para un sistema compuesto de n elementos en serie con tasas de falla y reparación distribuidas exponencialmente, la confiabilidad se calcula con la siguiente expresión general:

$$R_S(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) \quad (2.18)$$

La estimación de la tasa de falla y el tiempo de reparación del sistema equivalente se puede determinar a través de un análisis de cadena de Markov continua y homogénea exponencial[21], el cual se basa en el espacio de estados del sistema y las tasas de transición entre estados. La Figura 2-4 muestra el diagrama de espacio de estados para un sistema de dos componentes con tasas de transición constantes a la largo del tiempo (continuo y homogéneo) con distribución exponencial.

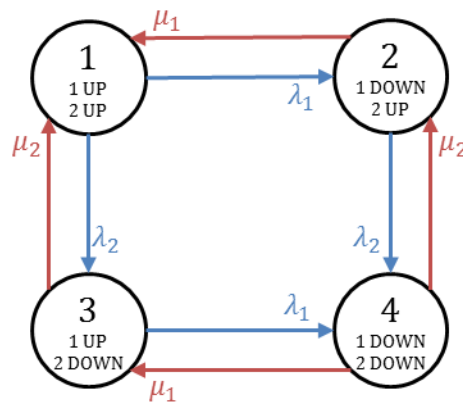
En este diagrama, el sistema opera sólo en el Estado 1, de modo que la tasa de falla del sistema corresponde a la tasa de salida de ese estado:

$$\lambda_S = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (2.19)$$

La probabilidad de encontrar el sistema en el Estado 1, que para este caso corresponde a la disponibilidad del sistema, está dada por:

$$P_1 = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\mu_S}{\lambda_S + \mu_S} = A \quad (2.20)$$

Figura 2-4: Diagrama de espacio de estados para un sistema homogéneo de dos componentes



Siendo que tanto las fallas como las reparaciones están distribuidas exponencialmente, los tiempos medios de falla (m) y reparación (r) son los inversos multiplicativos de las tasas de falla (λ) y reparación (μ), respectivamente:

$$m = 1/\lambda \qquad r = 1/\mu$$

Con esto en mente, se puede desarrollar la ecuación (2.20) para llegar a una expresión del tiempo medio de reparación:

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 r_1 \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \approx \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \quad (2.21)$$

La aproximación es adecuada si se considera que los componentes de sistemas se caracterizan por $MTTF$ mucho mayores que $MTTR$:

$$\left(m = \frac{1}{\lambda}\right) \gg \left(r = \frac{1}{\mu}\right) \qquad \lambda \ll \mu$$

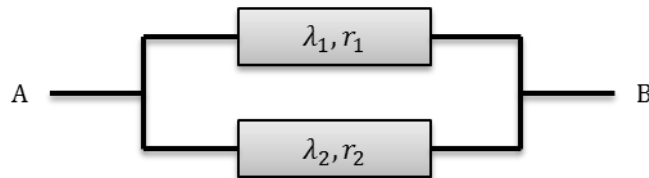
En un sistema serie compuesto de n elementos en serie:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.22)$$

$$r_s \approx \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (2.23)$$

- *Configuración paralelo o redundante.* La Figura 2-5 muestra un sistema compuesto por dos elementos reparables conectados en paralelo, con sus respectivas tasas de falla y tiempos medios de reparación

Figura 2-5: Sistema paralelo de dos elementos reparables



Para que el sistema falle es necesario que ambos elementos fallen simultáneamente, de modo que:

$$Q_P(t) = Q_1(t) * Q_2(t) = (1 - e^{-\lambda_1 t}) * (1 - e^{-\lambda_2 t}) \quad (2.24)$$

Retomando el diagrama de la Figura 2-4, el sistema falla sólo en el Estado 4, de modo que la tasa de reparación del sistema corresponde a la tasa de salida de ese estado:

$$\mu_P = \mu_1 + \mu_2 = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} = \frac{r_1 + r_2}{r_1 r_2} = \frac{1}{r_P} \quad (2.25)$$

La probabilidad de encontrar el sistema en el Estado 4, que para este caso corresponde a la indisponibilidad del sistema, está dada por:

$$P_4 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\lambda_P}{\lambda_P + \mu_P} = U \quad (2.26)$$

Desarrollando esta ecuación se llega a una expresión para la tasa de fallas de sistemas en paralelo:

$$\lambda_P = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (2.27)$$

De manera general, para un sistema compuesto de n elementos en paralelo:

$$Q_P(t) = \prod_{i=1}^n Q_i(t) \quad (2.28)$$

$$\lambda_P \approx \prod_{i=1}^n \lambda_i * \sum_{i=1}^n r_i \quad (2.29)$$

$$r_P = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{r_i}} \quad (2.30)$$

Las configuraciones serie y paralelo forman la base para analizar configuraciones más complicadas formadas por combinaciones de ellas. El método general, conocido como *reducción de redes*, consiste en reducir secuencialmente la red hasta obtener un solo elemento equivalente que representa al sistema.

Sin embargo, este método es limitado, ya que existen topologías más complejas que no pueden reducirse mediante combinaciones serie y paralelo. En estos casos es necesario aplicar otras metodologías, tales como *árboles de eventos*, *árboles de falla*, *conjuntos de corte mínimos*, *conjuntos de lazos*, *matriz de conexión*, *probabilidad condicional*, *frecuencia y duración*, *cadenas de Markov* y *simulación de Monte Carlo*. Todos estos

métodos, en esencia, proporcionan técnicas alternas para transformar el análisis de sistemas complejos al análisis de sendos sistemas serie-paralelo, excepto por los dos últimos.

Por el método de Procesos Continuos de Markov el sistema se resuelve a través del tratamiento de la matriz de transición de estados, que es una matriz cuadrada con una dimensión igual al número de estados del sistema (no necesariamente igual al número de componentes del sistema) cuyos elementos fuera de la diagonal corresponden a las tasas de transición entre estados. Este método permite considerar componentes con cualquier número de estados operativos, componentes independientes con modos de falla dependientes, y tasas de falla y reparación constantes o variables en el tiempo.

El método de Monte Carlo es una técnica alternativa de evaluación de todos los métodos anteriores, que permite valorar la confiabilidad de sistemas reparables y no reparables, con cualquier número de componentes, cualquier topología y cualquier tipo de distribución de la función de vida y restitución de los componentes. Adicionalmente, se puede combinar con otros procesos iterativos como flujos de carga y técnicas evolutivas.

2.3 Enfoques de evaluación de confiabilidad

2.3.1 Enfoques determinísticos

Tradicionalmente, con el fin de garantizar criterios de adecuación, los problemas de PET se han resuelto mediante el uso de enfoques deterministas, como son los análisis determinísticos de contingencias, que se basan en el análisis de un reducido conjunto de situaciones restrictivas (condiciones de carga, despacho de generación y fallas en equipos), para poner a prueba el desempeño del sistema. En este enfoque, el más común es el criterio $N-1$, según el cual debe existir la suficiente reserva de transmisión y generación inmediatamente disponible para que todos los equipos del sistema continúen operando dentro de sus límites operativos, aun cuando no se disponga de uno de sus componentes más críticos[22]. 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. Comúnmente, los componentes más críticos de un sistema son los generadores de mayor capacidad o las líneas o transformadores con altas transferencias. Dado lo impráctico y dispendioso que resultaría evaluar todo el conjunto de fallas posibles, la determinación de las contingencias a analizar se realiza a juicio de los analistas con base en su conocimiento del sistema (criterio heurístico).

Este criterio tiene dos inconvenientes: no considera las fallas múltiples del sistema ni las probabilidades de ocurrencia de las contingencias evaluadas. De esta forma, se corre el riesgo de evaluar contingencias con efectos indeseables, pero con muy baja probabilidad

de ocurrencia, pudiendo llevar a la definición de refuerzos (y sobrecostos) innecesarios para el sistema. Y por el contrario, se puede omitir contingencias con efectos no muy severos, pero con una relativa alta probabilidad de ocurrencia, que puede implicar un verdadero riesgo oculto para el sistema.

De otra parte, si bien los enfoques probabilísticos[23] 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, tales como LOLE, ENS, y LOLC, en especial porque estos índices son dependientes del modelo de la carga que se use, razón por la cual las compañías eléctricas se han inclinado por los enfoques determinísticos en lugar de probabilísticos[24].

2.3.2 Enfoques probabilísticos

Los métodos probabilísticos de evaluación de confiabilidad de sistemas de energía surgieron décadas atrás. En los años setenta se introdujeron los primeros modelos matemáticos completos, destinados en principio para evaluar la confiabilidad de generación y, más adelante, la confiabilidad de la red de transmisión. Los modelos para análisis de confiabilidad de generación a la fecha son relativamente maduros, cosa que no sucede con los métodos de confiabilidad de sistemas de transmisión, debido a las dificultades derivadas de la dimensión del problema de estos últimos.

Uno de los principales obstáculos en la evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión es el tamaño del espacio de estados. A manera de ejemplo, para el caso del sistema colombiano, considerando sólo las 890 líneas con tensión igual o superior a 110 kV y dos estados (en servicio o fuera de servicio) para cada componente, el número de estados a evaluar para una sola condición operativa (una única demanda con un único despacho) sería de $2^{890} = 8 * 10^{267}$. Evaluar todos estos estados para identificar los que contribuyen a los índices de confiabilidad del sistema, requeriría demasiado esfuerzo computacional, y resulta poco práctico para cualquier sistema de regular tamaño. En virtud de esto, las investigaciones en el tema se han orientado a la reducción de espacio de estados, y la selección y evaluación de contingencias[25]–[28], de las cuales han surgido las siguientes alternativas:

- **Truncamiento del espacio de estados:** Propone reducir el espacio de estados simplemente considerando los estados con una probabilidad de ocurrencia superior a un nivel predefinido. Para el efecto, la probabilidad acumulada de tener un máximo de k elementos de un total de N elementos fuera de servicio simultáneamente, denotada $P(N \leq k)$, se puede estimar a partir de su indisponibilidad U (también conocida como tasa de salida forzada, FOR - *Forced Outage Rate*), siempre y cuando todos los elementos tengan la misma FOR, a través de la recurrencia utilizada por la función de distribución binomial:

$$P(N \leq k) = P(N \leq k - 1) + \frac{N!}{k!(N - k)} (1 - U)^{(N-k)} (U)^k \quad (2.31)$$

Así mismo, el número acumulado de estados con un máximo de k elementos fuera de servicio simultáneamente, denotada $\#(N \leq k)$, puede calcularse a través del combinatorio acumulado:

$$\#(N \leq k) = \#(N \leq k - 1) + \frac{N!}{k!(N - k)} \quad (2.32)$$

La Tabla 2 muestra la probabilidad acumulada de estados y el número acumulado de estados en función del número de contingencias simultáneas k para un sistema de 890 circuitos, considerando todos ellos con $FOR = 0.002283$ (20 h/a).

Tabla 2: Probabilidad acumulada de estados y número acumulado de estados en función del número de contingencias simultáneas k para un sistema de 890 circuitos.

| k | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| P(A) | 0.130774 | 0.397109 | 0.668016 | 0.851513 | 0.944626 | 0.982383 | 0.99513 |
| P(U) | 0.869226 | 0.602891 | 0.331984 | 0.148487 | 0.055374 | 0.017617 | 0.00487 |
| Estados | 1 | 891 | 396496 | 1.17E+08 | 2.61E+10 | 4.63E+12 | 6.83E+14 |

Se puede comprobar que la probabilidad del espacio de estados que incluya 7 o más contingencias simultáneas es de $P(N \geq 7) = 0.487\%$ y en este caso, el espacio de estados sería truncado a $\#(N \geq 7) = 6.83 * 10^{14}$ que, aunque es mucho menor, sigue siendo imposible de evaluar.

- **Selección y ordenamiento de contingencias: método de índice de desempeño:** Los métodos de selección y ordenamiento de contingencias toman en consideración el impacto de los estados de contingencia en la confiabilidad del sistema. La reducción del espacio de estados se logra con la eliminación de los estados de menor impacto en el sistema[25].

Uno de ellos es el método de índice de desempeño (PI, *Performance Index*) que consiste en calcular sensibilidades de un índice de desempeño del sistema, que puede estar basado en la potencia activa, reactiva o pérdidas en las líneas, o incluso en las tensiones de barras[29]–[33]. Por ejemplo, para reflejar el nivel de carga del sistema en general, el índice de desempeño se calcula a partir del flujo de carga con toda la red en servicio (N) así:

$$PI = \sum_{i=1}^L \alpha_i w_i (P_i/P_{i,max})^2 \quad (2.33)$$

Donde L es el conjunto de circuitos del sistema, P_i es el flujo de potencia activa del circuito i , $P_{i,max}$ es la capacidad de potencia activa, α_i es el número de circuitos paralelos, y w_i es el factor de peso del circuito, con el cual se puede reflejar el grado de influencia de una falla en él.

En [26] se desarrolla un análisis de sensibilidad del PI con el cambio de admitancia de una línea, que permite anticipar el impacto de una contingencia en la seguridad del sistema, considerando que cuando falla la línea m , el cambio en el PI se puede calcular con base en la admitancia de la línea fallada $\Delta B_m = B_m$:

$$\Delta P_m = \frac{\partial PI}{\partial B_m} \Delta B_m \quad (2.34)$$

El valor de ΔP_m se puede calcular a partir de la aproximación del flujo de carga DC del Teorema de Tellegen ($P = B\theta$) y el método de la matriz de incidencia ($\Phi = A\theta$).

Un valor grande de ΔP_m implica una alta probabilidad de que la contingencia en la línea m ocasione sobrecargas en el sistema. Durante el análisis de contingencias, el cálculo de flujo de carga y comprobación de sobrecargas se realiza primero en las líneas con mayor ΔP_m , hasta que ya no se registren sobrecargas. Las líneas con valores ΔP_m menores no se someten a análisis.

Este método permite manejar incluso contingencias múltiples. Su inconveniente es que es vulnerable a errores de ordenamiento, causado por la aproximación lineal con la cual se calcula ΔP_m y las discontinuidades del modelo del sistema causadas por los límites de reactiva de los generadores y los cambiatomas de los transformadores.

- **Selección y ordenamiento de contingencias: método de escaneo:** Estos métodos realizan un ordenamiento de contingencias basados en una solución más aproximada del flujo de carga [28], [34], [35], como lo es la solución del Flujo de Carga Desacoplado Rápido (DFPF, *Fast Decoupled Load Flow*).

El método considera las no linealidades en cierta medida y, por lo tanto, tiene la capacidad de proporcionar resultados más precisos que el método de PI. La ineficiencia de este método es que requiere la solución aproximada de los estados post contingencia, de modo que el método es más exacto, pero ineficiente.

- **Selección y ordenamiento de contingencias: método híbrido:** Este método aprovecha las mejores cualidades de los dos enfoques anteriores. La eficiencia se logra empleando inicialmente el método de PI para identificar rápidamente las contingencias que puedan tener un efecto adverso sobre la confiabilidad del sistema

y, posteriormente, el método de escaneo para el subconjunto de contingencias identificado en la primera etapa[32].

2.4 Métodos de valoración de confiabilidad

2.4.1 Métodos analíticos

En ellos se representa cada elemento del sistema a través de un modelo matemático y se evalúan los índices de confiabilidad a partir de dicho modelo usando para ello soluciones matemáticas. Entre este tipo de métodos se clasifican los procesos de Markov y la técnica de frecuencia y duración. Cuando el análisis considera la red de transmisión, es indispensable el modelamiento de las leyes del sistema (Kirchhoff y Tellegen) así como las políticas de operación, dentro del modelo y la solución matemática.

2.4.2 Enumeración de estados

La técnica de enumeración de estados, que es analítica y probabilística, consiste en determinar y evaluar la totalidad del espacio de estados posibles del sistema bajo estudio. El inconveniente que surge de éste enfoque es la dimensionalidad que adquiere el problema dado que la cantidad de estados factibles crece exponencialmente tanto con el número de componentes presentes como con el número de estados que cada componente puede tomar. El procedimiento general abarca tres pasos: definición y evaluación de estados, identificación de contingencias que originan fallas, y cálculo y acumulación de índices de confiabilidad.

2.4.3 Simulación de Monte Carlo (MCS)

Es una técnica probabilística en la que se estiman los índices mediante la simulación del proceso real y el comportamiento aleatorio del sistema. Este método, por lo tanto, ofrece otra alternativa de evaluación de contingencias, tratando el problema como una serie de experimentos en lugar de estudiar los modelos analíticos de sistemas[36]–[46].

En MCS se realiza un muestreo aleatorio de estados del sistema, identificando la contribución de cada estado a los índices de confiabilidad hasta que los coeficientes de variación de estos índices caigan por debajo de las tolerancias previamente especificadas. La simulación de las condiciones del sistema seleccionadas aleatoriamente se realiza con el uso de flujos de carga, algoritmos de despacho, y políticas de operación de pre-definidas. Los resultados de la simulación son funciones de distribución de las variables de interés (flujos por equipos, niveles de tensión, racionamientos de carga, etc.), con los cuales se puede calcular cualquier índice de confiabilidad.

El mayor inconveniente con los métodos de MCS es la enorme cantidad de experimentos que debe realizarse con el fin de lograr un nivel aceptable de exactitud de los índices de rendimiento. Debido al tiempo de ejecución y esfuerzo computacional que demandan los métodos de MCS su uso, aún en la actualidad, no es tan popular como el de los métodos analíticos. En la última década se han hecho desarrollos que buscan reducir la carga computacional, entre las que contamos las técnicas de reducción de varianza[43], las variables aleatorias de control[44], muestreo de importancia[47], [48], el muestreo estratificado[20], [44], [49]–[51] y variables aleatorias antitéticas[47], [48], [52], con las cuales se puede lograr una precisión previamente especificada con menos esfuerzo de simulación.

La MCS se puede aplicar de manera secuencial o no secuencial, según la cronología con la que realicen la simulación. Los métodos secuenciales simulan el comportamiento del sistema con secuencia temporal, de modo que los modelos matemáticos del sistema se construyen de forma de crear una historia artificial para éste, a partir de la cual se infieren los parámetros estadísticos de interés. En cambio, los métodos no secuenciales efectúan un muestreo aleatorio sobre el espacio de estados del sistema en el período de interés del análisis, sin considerar la cronología de los eventos. Luego de que un número apropiado de muestras ha sido generado, se utilizan técnicas estadísticas para estimar los parámetros requeridos.

- *MCS secuencial o de muestreo de duración de estados.* Consideran explícitamente la estampa de tiempo en la simulación del comportamiento del sistema. La idea básica es construir un conjunto de secuencias de estados de los elementos de manera aleatoria para el período de interés, y a partir de la evaluación de cada secuencia estima los índices de confiabilidad.

Son útiles en estudios donde sea necesario modelar eventos dependientes y/o donde la cronología histórica de los eventos es relevante como son, por ejemplo, los tiempos de arranque, tiempos de parada y tiempos de espera de las unidades generadoras, cuya aplicación requiere conocer el estado previo. Su principal desventaja es su alto requerimiento de recursos computacionales, lo que limita su aplicación en sistemas reales.

Estos métodos se han desarrollado principalmente de tres maneras, las cuales difieren en la forma en que registran el tiempo de ocurrencia de los eventos durante la simulación.

- *MCS secuencial síncrono o de tiempo discreto.* Se fundamenta en considerar un intervalo de tiempo básico Δt , elegido sobre la base de las características de operación del sistema, de modo que este método evalúa el estado del sistema en los instantes $n * \Delta t$, con n iniciando en cero y terminando en el número máximo de intervalos a ser evaluados, sin considerar lo que sucede durante los instantes

intermedios. Este método es apropiado para sistemas en donde los cambios en su configuración ocurren en intervalos de tiempo regulares, como puede ser el caso de un sistema en el que sea necesario considerar la variación horaria de la carga.

- *MCS secuencial asíncrono o de próximo evento.* Consiste en incrementar el tiempo de simulación en intervalos irregulares, ya que la simulación procede evaluando los siguientes eventos más próximos que ocurrirán, avanzando el tiempo de simulación hasta el instante en que ese evento ocurre. La generación de los instantes de ocurrencia de los eventos se efectúa a partir de la función de probabilidades del tiempo de permanencia en un estado determinado (indisponible o disponible) para cada elemento.
- *MCS secuencial de tiempo mezclado.* Involucra elementos correspondientes tanto al método síncrono como al asíncrono, y es comúnmente utilizado en la evaluación de confiabilidad de sistemas compuestos generación/transmisión. Considera la variación discreta horaria de la demanda pero genera los cambios de estado de los elementos en forma asíncrona, de forma que los eventos se producen con intervalos de tiempo irregulares.
- *MCS no secuencial o de muestreo de estados.* Considera todo el espacio de estados factible durante el período de interés y evalúa el comportamiento del sistema en cada uno de los estados muestreados proporcional y aleatoriamente. Esta evaluación se debe realizar para un número representativo de estados, con el fin de calcular la estimación de los índices de confiabilidad con un predeterminado nivel de confianza. El muestreo proporcional se refiere a que cada estado de cada elemento del sistema debe tener asignada una probabilidad de ocurrencia representando la probabilidad real de que el sistema asuma cada estado en particular.

De esta forma, el método de muestreo de estados no considera los aspectos temporales en la modelación del sistema. Por esto, se adapta mejor a casos en los que la dependencia entre sus componentes o el conocimiento de los estados previos puede ser obviada con un grado de error marginal.

Como ventaja, este método requiere menor esfuerzo computacional. Su desventaja es que no permite el cálculo de índices relacionados con la frecuencia y duración de las interrupciones. Esto porque el cálculo de la frecuencia de un estado con pérdida de carga requiere el reconocimiento de todos los estados sin pérdida de carga a los que se puede llegar mediante una transición, lo cual no se puede realizar directamente a partir del muestreo no secuencial, y para lograrlo implica la implementación de esquemas de enumeración de estados que requieren un esfuerzo computacional importante para sistemas eléctricos de potencia de dimensiones reales, perdiendo parte de su ventaja.

Sin embargo, esto puede resolverse calculando el índice ENLC (*Expected Number of Load Curtailments*) en lugar de LOLF (*Lost of Load Frequency*)[25]. Este índice corresponde a la suma de ocurrencias de los estados con pérdida de carga y, por lo tanto, corresponde a una cota superior del índice de frecuencia real. El inconveniente principal de este índice es que, en muchos casos, la cota que impone está muy alejada del índice de frecuencia real.

2.4.4 Técnicas de Búsqueda Inteligente

Son técnicas desarrolladas en años recientes similares a MCS, en el sentido que no resuelven los modelos del sistema mediante métodos matemáticos, sino que lo hacen a través de simulación.

Sin embargo, la gran diferencia está en que las muestras seleccionadas para la realización de experimentos no son aleatorias, sino que son el resultado de búsquedas sistemáticas, basadas en heurísticas de optimización, en todo el espacio de estados del sistema bajo estudio. No obstante, también es posible la combinación de estas técnicas con MCS.

Dos enfoques conocidos para este tipo de técnicas son el uso de algoritmos genéticos (GA, *Genetic Algorithms*)[53], [54] y el uso de una adaptación de la técnica de enjambre de partículas (PSO, *Particle Swarm Optimization*). Ambos enfoques presentan una mejor característica de convergencia en comparación con la simulación de Monte Carlo.

2.5 Herramientas computacionales

Tanto para la evaluación de confiabilidad como para los demás estudios estáticos y dinámicos del sistema interconectado nacional, las herramientas más corrientemente utilizadas por las entidades del sector eléctrico colombiano son DIgSILENT *Power Factory* (DPF) y NEPLAN. La primera es quizás la más utilizada por los operadores de red y las empresas de consultoría y transmisión en Colombia. La segunda es la herramienta usada por la UPME, que es la entidad encargada de la planeación de la generación y la transmisión en Colombia. Ambas herramientas incluyen módulos para una buena cantidad de análisis de sistemas compuestos de transmisión y distribución de gran tamaño. A continuación se presenta la descripción de los módulos de confiabilidad de estas herramientas realizada por EPRI en [38] en 2006. Cabe resaltar que la descripción que se va a presentar no corresponde del todo con el estado actual de estas herramientas, toda vez que desde entonces ambas herramientas han sido objeto de modificaciones y mejoras. Sin embargo, esta información sigue siendo una buena base de referencia.

2.5.1 DIgSILENT

Es un programa desarrollado por la alemana DIgSILENT GmbH (www.digsilent.com), una empresa de consultoría y desarrollos empresariales que presta servicios altamente especializados en el campo de SEP para industrias de generación, transmisión, así como plantas de distribución e industriales.

- El análisis de confiabilidad complementa el "análisis de contingencias no estocástico" (n-1 y n-2) para permitir el ranking de contingencias en términos de frecuencia o duración.
- El modelo de fallas incluye la frecuencia anual de fallas y el tiempo de reparación.
- Las cargas son representadas por pronósticos de carga y curvas de crecimiento. A cada carga se le puede asignar un costo de interrupción.
- Los modelos de falla y de carga pueden ser representados, o por el método de Markov con un simple tiempo medio de reparación, o por un método Weibull-Markov en el que los tiempos de reparación varían.

Para el análisis de sistemas compuestos, se usan flujos de carga AC para analizar las sobrecargas pos-falla. Es posible simular adicionalmente transferencias de carga y/o desprendimiento.

Una característica llamada Análisis de Efecto de Falla (FEA, *Fault Effect Analysis*) simula tanto las respuestas automáticas como las manuales ante una falla. Esta característica se puede ajustar de forma interactiva para que coincida con las reacciones reales del sistema y del operador. Este FEA incluye:

- Aclaramiento automático de fallas
- Aislamiento automático o manual de fallas
- Restauración automática o manual mediante reconfiguración de la red
- Alivio de sobrecarga mediante una óptima transferencia o desconexión de carga

Los resultados se presentan en los siguientes formatos:

- Formato de texto
- Gráficos definidos por el usuario
- En diagramas unifilares

El programa permite análisis de adecuación tanto de generación como de la red. Para los sistemas de distribución, el análisis de la confiabilidad se basa en la conectividad, mientras que para la transmisión, se basa en el análisis de flujo de carga AC.

2.5.2 NEPLAN

Es una herramienta desarrollada por la compañía suiza BCP (www.neplan.com), usada en varios países alrededor del mundo, que ofrece una interfaz gráfica y una variedad de herramientas de simulación, entre las cuales se incluyen dos relacionadas con análisis de confiabilidad:

- Análisis de confiabilidad probabilístico
- Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM, *Reliability Centered Maintenance*)

Esta herramienta está en capacidad de modelar tanto sistemas de transmisión como de distribución, pero en sus especificaciones no es claro si la herramienta considera reconfiguraciones del sistema en análisis de confiabilidad.

- Permite evaluar contingencias sencillas y dobles.
- En los análisis de contingencias sencillas, permite modelar fallas estocásticas, fallas de modo común y disparo instantáneo de protecciones.
- En los análisis de contingencias dobles se permite modelar el traslape de fallas estocásticas independientes, fallas durante el mantenimiento de componentes de respaldo, fallas en protecciones, y fallas a tierra múltiples.
- Permite la definición de tasas de falla y tiempos de reparación diferenciados para indisponibilidades cortas y largas, mantenimientos cortos y largos, maniobras manuales y fallas a tierra.
- Permite especificar límites de carga de corta, media y larga duración, así como el tiempo asociado con cada límite.
- Permite definir acciones ante no convergencia del flujo de carga.
- Permite definir cuatro curvas de carga de ocho puntos cada una y el porcentaje de tiempo de duración de cada una.
- Pueden especificarse dos límites de hundimientos de tensión y tiempos asociados.

- Los costos de falla son especificados como una curva de cuatro puntos en términos de ocurrencias/kW contra duración de falla en horas. Cada carga puede tener una función de costo.

Para cada barra, presenta los siguientes cálculos de confiabilidad:

- F: frecuencia de interrupciones de suministro por año
- T: duración de interrupciones promedio en horas por año
- Pr: probabilidad de interrupciones de suministro en minutos por año
- W: energía no servida en MWh por año
- P: potencia no servida en MW por año
- C: Costo de las interrupciones por año.

Cada uno de estos resultados se puede visualizar en el diagrama unifilar. También es posible visualizar la frecuencia y duración de las interrupciones en gráficos de barras.

2.5.3 Otras herramientas

En la citada referencia [38], además de las dos herramientas ya descritas, se entrega información acerca de otras cuatro herramientas.

- CYMDIST Módulo RAM (www.cyme.com)

Desarrollado por la canadiense CYME International T&D diseñada para evaluación de confiabilidad de las redes de distribución. Tiene dos modos de análisis: (1) el análisis predictivo, que utiliza datos de entrada de tasas de falla para estimar los índices y (2) el análisis histórico, que utiliza registros de eventos de falla para derivar los índices de confiabilidad.

- Milsoft Windmil (www.milsoft.com)

Desarrollado por la texana Milsoft Utility Solutions, es una herramienta de predicción de confiabilidad basada en los métodos y algoritmos definidos por EPRI en su publicación “Distribution System Reliability Handbook” (ERI EL-81-16-LD), y dirigida a la industria eléctrica rural que, por tanto, no es apta para análisis de sistemas compuestos.

- Advantica SynerGEE Electric (www.advantica.biz)

Es una completa herramienta para la ingeniería de empresas de distribución desarrollada por Advantica. Es un extenso paquete de análisis que puede ser utilizado para el análisis estrictamente de confiabilidad o puede ser incorporado en el proceso de ingeniería de la empresa.

- Módulo DRA Siemens PTI PSS / Adept (www.pti-us.com)

El módulo de análisis de confiabilidad de distribución de PSS/Adept determina los índices de confiabilidad estándar y perfiles de interrupción del sistema de distribución basado en la topología del sistema, la ubicación de los equipos de protección y datos de confiabilidad de cada elemento de rama de la red.

En una publicación previamente realizada en 2004[55], EPRI realiza una corta descripción de otras cuatro herramientas de uso común en empresas de energía de EE.UU.

- CREMA

Aplicativo desarrollado por EPRI. Calcula índices del sistema e individuales de barra para la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la potencia esperada no servida (EPNS). También proporciona índices individuales de circuitos, que podría ser utilizado para determinar el impacto relativo de un circuito específico en el desempeño de la confiabilidad del sistema. Ha sido utilizado en varios estudios, en uno de los cuales se evaluó el desempeño de confiabilidad de Niagara Mohawk que posee 10.000 millas de transmisión y circuitos de sub-transmisión usando 2550 barras y la representación 3000 flujo de carga.

- TRELSS

Aplicativo desarrollado por EPRI. Efectúa análisis de contingencias dependientes e independientes de sistemas compuestos de gran tamaño, opcionalmente aplica medidas correctivas para aliviar violaciones del sistema. Adicionalmente calcula una variedad índices de confiabilidad anuales y para períodos específicos; 4500 barras / 9900 líneas y 1.200 transformadores, o 2.500 autobuses, 5.500 líneas y 1.000 generadores; simula AC o DC/AC flujos de carga, hasta 10 casos base de niveles de carga con cuatro unidades de generación y dos contingencias de circuito; esto le da la capacidad para generar hasta 20.000 contingencias; y emplea Programación Lineal basada en acciones remediales para modificar los controles del sistema para aliviar violaciones del sistema debidas a las contingencias. Tres tipos de cargas pueden ser modelados para desconexión de carga y Grupo de Control de Protección de Utilidad (PCG), análisis con una variedad de índices de confiabilidad calculados.

– MECORE

Programa informático para evaluación de confiabilidad de sistemas de energía utilizado en la planeación probabilística, desarrollado inicialmente en la Universidad de Saskatchewan y posteriormente mejorado en BC Hydro. Puede ser usado para evaluar la confiabilidad del sistema de transmisión, generación, o transmisión y generación compuesto. Proporciona 12 índices de confiabilidad y varias consideraciones del sistema, tales como la curva de carga mensual, estacional o anual; incertidumbre y correlación de barras de carga; efectos climáticos regionales; interrupciones de causa común de líneas de transmisión; diferentes filosofías de desprendimiento de carga; acciones de conmutación dependientes de la interrupción; límites de estabilidad de tensión en la evaluación de confiabilidad; etc. El programa MECORE puede realizar los siguientes estudios:

- Evaluación de confiabilidad del sistema.
- Evaluación del costo de interrupción (valor de confiabilidad).
- Planificación probabilística de menor costo (comparación de alternativas).
- IPP (*Independent Power Producer*).
- Ranking de importancia de componentes del sistema.
- Planeación de mantenimiento centrado en confiabilidad incluyendo: I. Identificar el elemento más importante de mantenimiento (s), II. Determinar los datos de mantenimiento, y III. Programación de mano de obra para mantenimientos.

– COMREL (*Composite System Reliability*)

Programa originado en la Universidad de Saskatchewan disponible para el mercado. Utilizado comercialmente por algunas empresas de servicios en América del Norte. Está diseñado para análisis de confiabilidad de sistemas de tamaño medio de hasta 200 barras. Ya que TRELSS y COMREL son los programas más utilizados en el sector eléctrico de EE.UU. y Canadá para evaluación de confiabilidad, se hizo una comparación entre ellos, encontrando que TRELSS es superior a COMREL en el tratamiento de sistemas de energía compuestos.

3. Metodología y criterios de confiabilidad actualmente utilizados

3.1 Caso Colombiano

3.1.1 Historia del sector eléctrico

El documento [56] presenta, con un buen grado de profundidad, un interesante recuento, de la evolución estructural y operativa de los sectores de Energía y Gas en Colombia, del cual se hace una síntesis a continuación.

A finales del Siglo XIX surgieron en Colombia las primeras empresas de generación, distribución y comercialización de electricidad a nivel municipal, como iniciativa de inversionistas privados. En este contexto, la planificación eléctrica obedeció a la negociación entre los concejos municipales y alcaldías de las ciudades principales frente a los empresarios privados, y se hacía bajo criterios empresariales de recuperación de la inversión.

La creación de ELECTROAGUAS, por medio de la ley 80 de 1946, y la formulación del Plan Nacional de Electrificación, reflejó el comienzo de la intervención activa del sector público nacional en el sector eléctrico. Este plan, que proyectó la expansión de la capacidad instalada desde 1954 hasta 1970, representó el primer plan seriamente formulado, y elaborado con una visión nacional, el cual condujo a la creación de la mayoría de las empresas de carácter regional y departamental existentes en el país.

Hacia 1963, por influencia del Banco Mundial, las empresas con mayores mercados (EEB, EPM y CVC) crearon el Comité de Interconexión, con la misión de coordinar la realización de los estudios necesarios para una interconexión entre las regiones. La entrada de ELECTROAGUAS y el DNP al comité en 1964 contribuyó a darle un carácter de interés nacional al tema de la interconexión.

En 1967 se constituye la empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) con la misión de construir, mantener y administrar la red de transmisión a alto voltaje; planear, coordinar y supervisar la operación del sistema interconectado colombiano; planear la expansión del

sistema de generación y transmisión y construir proyectos de generación de interés nacional.

En 1968 el gobierno nacional reestructuró a ELECTROAGUAS convirtiéndola en el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y asignándole funciones de planeación y ejecución de proyectos de transmisión, similares a las de ISA, en sus áreas de influencia y, también por ley, se creó la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), que asumió estas funciones y responsabilidades en lo que tenía que ver con las electrificadoras en los siete departamentos de la Costa Atlántica. Esto llevó al surgimiento de conflictos de competencias entre las entidades, e implicó que el planeamiento llevado a cabo por ISA no fuera centralizado, como sucedía en otros países, sino negociado con las empresas regionales.

Sólo hasta la creación de la Comisión Nacional de Recursos Energéticos en 1971, del Ministerio de Minas y Energía en 1974, y el desarrollo del Estudio Nacional de Energía hacia 1979, se comenzó a tener un enfoque realmente integrado del sector energético, dejando en manos del Ministerio las decisiones de expansión y ejecución, estrategia que colapsó con el racionamiento de electricidad de 1981, entre otras razones, por la incapacidad financiera de las empresas.

Entonces, el gobierno asignó una gran prioridad al desarrollo del sector eléctrico, lo cual se reflejó en la creación de la Financiera Eléctrica Nacional (FEN) y la Comisión Nacional de Energía (CNE). El modelo en el que ISA realizaba el planeamiento técnico y la CNE aprobaba el Plan de Expansión también colapsó, a causa del racionamiento de 1992.

Al igual que en la mayoría de países de América Latina, el Sector Eléctrico colombiano estuvo en crisis desde los años ochenta, debido a las múltiples ineficiencias por injerencias políticas, en la planeación, estructuración y coordinación de las entidades del sector, que condujeron al desarrollo de grandes proyectos de generación, con sobrecostos y atrasos considerables y a la politización de las empresas estatales, convirtiendo el sector en una gran carga para el Estado. Paralelamente, a nivel global comenzó a ponerse en duda la eficacia de los monopolios estatales para prestación de los servicios públicos, iniciándose grandes reformas en algunos países tales como el Reino Unido, Noruega y Chile.

La tendencia mundial se inclinaba en ese entonces hacia estructuras caracterizadas por la competencia, el fomento a la inversión privada, la privatización de las compañías estatales, la eliminación de la integración vertical, y la limitación del rol del Estado a un papel de ente regulador y vigilante.

A comienzos de la década de los 90, la ineficiencia de las empresas estatales de electricidad hizo necesario modernizar el sector eléctrico colombiano, para lo cual, se siguió un esquema similar a los países pioneros en este desarrollo, como el Reino Unido. La reestructuración se inició con la Constitución de 1991, en la que se introducen las connotaciones de competencia y libre acceso a los servicios públicos.

Mediante el Decreto 2119 de 1992 se reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, se convirtió la Comisión Nacional de Energía en Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y se creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

En 1994, se expidieron las leyes 142 (Ley de Servicios Públicos) y 143 (Ley Eléctrica). A partir del nuevo marco normativo se creó el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MEM). La Ley 143 de 1994 especializó a ISA en la operación y mantenimiento de sus redes de transmisión, y la encargó de la coordinación y planeación de la operación del STN y del MEM, escindiéndola de las actividades de generación para despojarla de intereses propios en el mercado. En 1995, la CREG establece el Código de Redes, el cual integra el Código de Planeamiento de la Expansión de la Transmisión Nacional, el Código de Conexión, el Código de Medida y el Código de Operación, del cual también hacen parte el Estatuto de Racionamiento y el Reglamento de Distribución, que fueran emitidos posteriormente.

Actualmente, la UPME es la encargada de elaborar el PERGT, para ser adoptado por el MME. A la UPME le corresponde, además, el registro de los proyectos de generación y transmisión y emitir concepto sobre la viabilidad técnico - financiera de los proyectos de conexión al STN. El control, vigilancia y fiscalización de las empresas se asigna a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), quien tiene facultades para sancionar e intervenir las empresas que incumplan de manera reiterada las normas establecidas, los indicadores de gestión y resultados y, en general, cuando se ponga en peligro la continuidad de la prestación de los servicios. En el caso de las empresas de origen público, la Contraloría General de la República también tiene competencia para llevar a cabo vigilancia sobre el uso de los recursos públicos y control de la gestión. La vigilancia de la competencia y de las posiciones dominantes, corresponde a la Superintendencia de Industria y Comercio.

3.1.2 Aspectos regulatorios vigentes

El marco global bajo el cual se ha desarrollado la legislación y regulación en torno al sector eléctrico en Colombia está dado por la Constitución Política de Colombia, la cual establece como deber del Estado, el logro de la eficiencia en la presentación de los servicios públicos.

El marco legal que ha surgido para el establecimiento del nuevo ordenamiento dictado por la Constitución, consiste de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

El modelo regulatorio para el sector eléctrico desarrollado en Colombia a partir de las reformas de los años noventa ha tenido como objetivo central el establecimiento de un

marco normativo que garantice la eficiencia económica, la calidad y la cobertura en la prestación del servicio. Los puntos centrales del modelo regulatorio Colombiano son los siguientes:

- En los negocios de Generación y Comercialización se promueve la libre competencia.
- Los negocios de Transmisión y Distribución se consideran monopolios naturales y se regulan como tales.
- La integración vertical no es permitida en el sector y se establecen límites para la integración horizontal.

El mecanismo por medio del cual se garantiza en Colombia la competencia entre generadores y la eficiencia en el corto plazo consiste en el mecanismo de la Bolsa de Energía, establecida en 1995.

Para asegurar la prestación del servicio de energía con un alto nivel de eficiencia, calidad, confiabilidad y seguridad, la CREG determinó criterios de calidad exigidos a los diferentes transportadores, definiendo indicadores mínimos de calidad de dichos servicios y estableciendo criterios de responsabilidad y pagos por incumplimiento en los niveles de compensación por la calidad de los mismos, mediante la definición del Código de Redes.

En el esquema regulatorio colombiano se establece que la expansión del STN debe llevarse a cabo de acuerdo con el PERGT desarrollado por la UPME, con base en criterios que minimicen los costos de inversión, los costos operativos y las pérdidas del STN. Una vez elaborado, el PERGT es sometido a consulta del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT), el cual está conformado por representantes de las empresas de transmisión, generación y comercialización de electricidad. Esta participación de los operadores privados aporta un punto de vista alternativo, que amplía la información disponible para tomar decisiones y facilita la generación de planes de largo plazo más acordes con los requerimientos generales de energía de la población colombiana y con la tecnología disponible para desarrollar el modo más eficiente de satisfacer la demanda nacional.

Paralelamente, con el fin de introducir elementos de eficiencia en la expansión de la transmisión, en 1999, la CREG introdujo la competencia entre agentes para la realización de los proyectos de transmisión del PERGT. Bajo este nuevo esquema, la ejecución de los proyectos de transmisión se hace mediante procesos competitivos entre los transportadores existentes o transportadores potenciales, a través de convocatorias públicas internacionales llevadas a cabo por el Ministerio de Minas y Energía (MME) o por la entidad que éste delegue. De esta forma, ISA ya no es el responsable exclusivo de la construcción, propiedad y operación de nuevos activos no regionales del STN y enfrenta competencia en la búsqueda por obtener el derecho a nuevos activos STN.

3.1.3 Metodología empleada por la UPME

Los criterios y metodologías empleados por la UPME para la evaluación de la confiabilidad de proyectos de transmisión están descritos en un documento elaborado por la UPME en el año 2012[57] y en el PERGT vigente[4]. Dicha metodología está concebida bajo las premisas de máximo beneficio con mínima inversión y una continua adaptación a la evolución del mercado y las reglas de la operación del SIN. En esencia, los proyectos de transmisión y transformación están destinados a solucionar problemas como el agotamiento en la capacidad de la infraestructura existente, redes con baja confiabilidad y seguridad, sobrecostos por restricciones y la atención de nuevos usuarios. La metodología permite identificar restricciones futuras, y valorar los beneficios de los proyectos de expansión que se plantean para mitigarlas o reducirlas.

El proceso de definición del PERGT se realiza en tres grandes etapas. La primera tiene por objeto estimar el crecimiento de la demanda, la segunda etapa consiste en definir la expansión de generación, y como tercera etapa se define la expansión en transmisión.

En la proyección de la demanda se emplea una combinación de modelos, en los que básicamente se considera la evolución reciente de la demanda y la información de nuevos grandes consumidores, en conjunto con las expectativas de variables económicas como el PIB, valores agregados sectoriales nacionales, valor agregado total de la economía, consumo final de la economía, índices de precios, población, entre otras.

Para la definición de la expansión en generación se considera la proyección de la demanda, la disponibilidad de recursos energéticos y su proyección de precios, los proyectos en construcción, los proyectos del CPC (Cargo por Confiabilidad)⁶, y otros aspectos, como son las interconexiones internacionales y las posibilidades de incorporación de recursos no convencionales de energía. Con esta información, se calcula para cada escenario definido los indicadores de confiabilidad energética VERE y VEREC, y se verifica que no sean mayores al 1.5 y 3%, respectivamente, sin que el número de casos con déficit exceda de 5,

⁶ Establecido en la Resolución CREG 071/2006 y corresponde a una remuneración que se paga por la disponibilidad de un generador y que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme (OEF) que le fue asignada en una Subasta. Esta energía está asociada con la capacidad de respaldo que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad de suministro bajo condiciones críticas, en las cuales el precio de bolsa supera al Precio de Escasez.

conforme a lo dispuesto en el Código de Operación[2]. Estos cálculos se realizan a través de simulaciones energéticas de mínimo costo de la operación del sistema, utilizando el modelo SDDP⁷, para un espectro amplio de aportes hídricos de 50 o 100 series estocásticas. La expansión de generación estará determinada cuando se alcance el cumplimiento de estos límites y tiene un carácter indicativo, por lo que sirve de base para todo tipo de estudios de planeamiento de la red de transmisión y para dar señales de corto, mediano y largo plazo a los diferentes agentes económicos, en cuanto a las posibilidades de inversión en generación de energía eléctrica.

Por su parte, las obras que se identifican en el plan expansión de transmisión son ejecutadas por inversionistas, los cuales son seleccionados a través de mecanismos de libre competencia. Es por esto que para la definición de los proyectos de transmisión, además de los análisis eléctricos, se realizan evaluaciones económicas que consideran los diferentes impactos sobre los usuarios del servicio de energía eléctrica, buscando de esta manera soluciones que minimicen los costos de inversión y maximicen los beneficios.

El desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión, se inicia con un diagnóstico determinístico de la red existente, que en esencia busca identificar y cuantificar deficiencias en el sistema. Posteriormente, se establece la red objetivo como visión de largo plazo, orientando así la expansión de corto y mediano plazo, y las soluciones a las deficiencias y necesidades identificadas. Los análisis de deficiencias y soluciones se realizan a través de estudios eléctricos como balances entre generación y demanda, flujos de carga AC, cortocircuito, estabilidad dinámica y estabilidad de voltaje, a través de los cuales se determinan las transferencias entre áreas, los límites de importación o exportación, la energía dejada de suministrar por agotamiento de la red, y las generaciones de seguridad, principalmente.

Para aquellas alternativas que implican activos que se remunerarían vía cargos por uso, se realizan los respectivos análisis económicos desde el punto de vista del usuario, que es quien finalmente paga la tarifa. En este sentido, se valoran los sobrecostos operativos (restricciones) y la energía dejada de suministrar producto del agotamiento y baja confiabilidad de la red. Finalmente, se determinan las obras del STN que deben ejecutarse

⁷ Stochastic Dual Dynamic Programming, es un modelo de despacho hidrotérmico, con representación de la red de transmisión y flujo DC, utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazos, desarrollado por la empresa de consultoría brasileña PSR.

a través del mecanismo de Convocatorias Públicas y se establecen las señales y recomendaciones para los STR.

Los supuestos considerados en el ejercicio de planificación son los siguientes:

- Se determina el escenario de proyección de la demanda. La UPME utiliza el escenario de crecimiento alto, con el fin de establecer un margen frente al crecimiento real, y ser coherentes con la definición de la CREG, respecto a los supuestos considerados para la definición de los proyectos del CPC.
- Se determina el horizonte de análisis: corto, mediano y largo plazo.
- Se considera la capacidad instalada de generación y la expansión definida.
- Se consideran diferentes escenarios de despacho.
- Respecto a las interconexiones internacionales, inicialmente se consideran las máximas capacidades de intercambio.
- Se considera la expansión definida y prevista en los subsistemas regionales.
- Se consideran los grandes usuarios (cargas industriales).
- Se consideran los límites de sobrecarga permitida en estado de contingencias.
- Se tiene en cuenta la expansión definida según el PERGT más reciente.

En el ejercicio de planificación del sistema, generalmente se cuantifican cuatro tipos de beneficios para la definición de las obras de expansión: confiabilidad eléctrica, beneficios por agotamiento de la red, confiabilidad energética y eliminación y/o reducción de restricciones.

- Beneficios por confiabilidad eléctrica y agotamiento de la red (B_C)

Estos beneficios son los correspondientes a proyectos destinados a solucionar problemas en redes en las que no se dispone de recursos internos de generación, y si los hay, no son los suficientes para remediar la deficiencia de la red.

Inicialmente se definen las condiciones base del sistema de demanda y topología. Posteriormente, bajo CON (Condiciones de Operación Normal) y CCN1 (Condiciones de Contingencia Sencilla o N-1), se determina el desempeño del sistema en relación a sus principales variables eléctricas de tensión, cargabilidad y frecuencia. Si se identifican violaciones, se calcula el valor esperado de la ENS (Energía No Suministrada) y se valora con un costo igual a la diferencia entre el

CRO (costo de racionamiento) y el CU (costo unitario del servicio de energía eléctrica). El escalón de CRO a utilizar se define calculando el deslastre de carga necesario para remediar las violaciones, y su porcentaje de participación en relación a la demanda operativa donde se identifica la problemática. La ecuación (3.1) muestra el cálculo de beneficios por confiabilidad eléctrica asociados a un proyecto, en donde ΔENS corresponde a la diferencia en ENS con y sin proyecto:

$$B_C = \Delta ENS * (CRO - CU) \quad (3.1)$$

Con respecto a este planteamiento, el cuestionamiento radica en descontar la tarifa de la energía al costo de racionamiento, toda vez que el propósito de este cálculo no es determinar el costo operativo del sistema (caso en el cual el planteamiento sería adecuado), sino estimar un costo del impacto y lucro cesante de los usuarios sin suministro de energía.

– Beneficios por confiabilidad energética (B_E)

Estos beneficios se aplican a proyectos que cumplen al menos una de las tres condiciones siguientes: *i*) permiten la conexión de una central de generación resultante de las subastas del CPC; *ii*) permiten la reducción de los costos operativos, en virtud del incremento de los límites de intercambio entre áreas y; *iii*) permiten la reducción de pérdidas en el Sistema.

Para el cálculo de estos beneficios, para cada año i , se multiplica cada una de las OEF_i (Obligaciones de Energía Firme) por la diferencia entre el CRO y el PE (Precio de Escasez). El producto anterior se multiplica por la probabilidad de ocurrencia de un escenario hidrológico extremo P_{EHE} . Lo anterior en consideración a que el mecanismo del CPC asume que la falta de esta energía ocasionaría desatención de demanda y que el compromiso de energía firme se activa cuando el precio de bolsa es superior al PE.

Estos beneficios se complementan con los beneficios por reducción del costo operativo B_{CO} , para lo cual se valora la disminución o eliminación de *restricciones* con la incorporación del proyecto de transmisión y, con ayuda de la herramienta SDDP, se adicionan los beneficios por reducción del *costo marginal*, ya que involucra la conexión de un generador. Así mismo, se tienen en cuenta los beneficios por reducción de pérdidas en el STN.

En relación a los costos del proyecto, estos tienen dos componentes. La primera, corresponde al costo del CPC, denotado C_{CPC} y, la segunda, al costo de los equipos de transmisión C_{red} . La ecuación (3.2) resume el cálculo de la RBC_E (Relación Costo-Beneficio por confiabilidad energética) de este tipo de proyectos, para los n años de la evaluación:

$$RBC_E = \frac{\sum_{i=1}^n [OEF_i * (CRO_1 - PE) * P_{EHE}] + B_{CO}}{\sum_{i=1}^n OEF_i * C_{CPC} + C_{red}} \quad (3.2)$$

Es de anotar que en la descripción de la metodología no es clara la manera en que se debe calcular la probabilidad de ocurrencia del escenario hidrológico extremo P_{EHE} . Por otra parte, la ecuación (3.2) parece sugerir que los beneficios por obligaciones de energía firme de cada año se acumulen en forma aritmética, cuando lo común es acumularlos a través de un valor presente neto, considerando que se trata de valores calculados para diferentes instantes de tiempo.

– Beneficios por reducción o eliminación de restricciones (B_R)

Diariamente, el CND realiza un despacho en orden de mérito considerando un sistema uninodal. Posteriormente, se valida este despacho considerando la red a través de análisis eléctricos, para conocer si la red disponible está en capacidad de garantizar el despacho económico y, de no ser posible, se establecen las medidas operativas correctivas, que pueden ser: limitar el despacho de una planta, si ante CCN1 se presentan sobrecargas; o redespachar unidades GFM (Generación de Seguridad Fuera de Mérito) para el soporte de potencia reactiva y control de tensiones. En el primer caso, se genera una *reconciliación negativa*, ya que el generador que está en mérito no puede evacuar toda su potencia. En el segundo caso, se ocasiona una *reconciliación positiva*, ya que debieron ser llamadas a generar por seguridad algunas plantas fuera de mérito.

Las plantas que reconcilian positivamente generalmente no están en la base del despacho, por lo que la potencia que generan por seguridad, es liquidada a precio de reconciliación positiva PRP (valor superior al precio de bolsa). En contraste, las plantas que no pueden generar por limitaciones de la red y que están en mérito, devuelven la potencia que no pueden generar, a precio de reconciliación negativa que, según la reglamentación actual, es el mismo precio de bolsa PB .

Para poder prever este comportamiento en el largo plazo e identificar futuras restricciones, debe considerarse la demanda futura, el parque generador y la red existente al momento de la evaluación, así como la probabilidad de ocurrencia del escenario restrictivo.

A través de simulaciones de flujo de carga, estabilidad de tensión y estabilidad dinámica, se identifican las restricciones del sistema y se calcula la generación de seguridad MW_{REC} que se deba programar. Posteriormente, a través de un análisis energético, se determina la probabilidad de ocurrencia del despacho ideal restrictivo P_{DR} que obliga la programación de dicha generación de seguridad. El valor económico de la restricción corresponde a la potencia reconciliada MW_{REC} ,

multiplicada por la probabilidad P_{DR} y por el sobrecosto operativo, el cual corresponde a la diferencia entre el PRP y el PB . La ecuación (3.3) muestra el cálculo del beneficio asociado con la reducción de una restricción, en la que ΔMW_{REC} es la diferencia entre las potencias a reconciliar con y sin proyecto, y ΔP_{DR} es la probabilidad de utilidad del proyecto, entendida como la diferencia entre las probabilidades de tener un despacho económico inferior al requerido para que haya reconciliación, con y sin proyecto:

$$B_R = \sum_{i=1}^n \Delta MW_{REC} * (PRP - PB) * \Delta P_{DR} \quad (3.3)$$

A partir de series hidrológicas históricas el SDDP genera varias series de despachos hidrotérmicos, los cuales se pueden ajustar a una CDF, a partir de la cual se puede estimar el valor de la probabilidad P_{DR} . El valor ΔMW_{REC} también puede corresponder al incremento en la capacidad de importación de un área.

Una imprecisión que se observa en la expresión (3.3) es que propone una suma algebraica de cálculos, pero ninguna de las variables dentro de la sumatoria es función de i . Por cierto, en la descripción metodológica no se indica lo que representan i ni n . Otra imprecisión es que sugiere costear valores de potencia (ΔMW_{REC}) con precios de energía ($PRP - PB$). Sin embargo, lo que puede deducirse es que i representa el escenario operativo para el cual se calcula la potencia a reconciliar, y que esta debe convertirse en energía con base en la duración anual del escenario operativo. En ese orden de ideas, n representa el número de escenarios operativos modelados para cada año.

En casos en los cuales el recurso interno de generación no es suficiente para remediar en su totalidad las insuficiencias de la red, será necesario evaluar a costo de restricción la parte que puede remediarse con generación interna, y la otra parte, a costo de racionamiento. En otras palabras, siendo MW_{SEG} la capacidad de generación interna disponible y MW_{REQ} la generación requerida para remediar las insuficiencias de la red, la potencia que debe racionarse es entonces:

$$MW_{RAC} = MW_{REQ} - MW_{SEG}$$

De esta forma, la ecuación (3.4) permite calcular el costo de las restricciones para una alternativa en particular.

$$C_R = MW_{SEG} * (PRP - PB) * P_{DR} + MW_{RAC} * CRO \quad (3.4)$$

En este caso, el beneficio de un proyecto será la diferencia de este costo calculado con y sin proyecto.

Un ejemplo de aplicación de la metodología que acaba de describirse con un poco más de detalle se puede encontrar en [4] y [57].

3.1.4 Metodología empleada por ISA

ISA es una empresa fundada en el año 1967 por la necesidad de interconectar los sistemas eléctricos regionales que para entonces operaban en Colombia de forma aislada. ISA fue creada con participación mayoritaria del Estado, en conjunto con las electricadoras más grandes del país en ese entonces, con la misión de coordinar la operación del sistema interconectado, planear su expansión, y desarrollar los proyectos de generación y transmisión que fueran necesarios, tareas que desempeñó hasta la expedición de la Ley de Servicios Públicos en 1994, momento en el cual la función de planeamiento de la red fue asignada a la UPME, labor que desempeñó durante sus primeros años con permanente acompañamiento de ISA.

En el desarrollo de las labores con las que fue creada, ISA acumuló una importante experiencia y conocimiento en aspectos de operación y planeación de sistemas eléctricos, que ha sido reconocida tanto a nivel nacional como internacional, y que incluso le ha servido de base para la expansión a nivel internacional que ha alcanzado en la actualidad, no solo a nivel de activos sino también en servicios de consultoría en estudios de planeamiento de sistemas de transmisión.

Otro aspecto que cabe mencionar es el hecho de que en la regulación se define que tanto la UPME como el transportador dueño del punto de conexión, deben emitir concepto sobre la viabilidad técnico-económica de los proyectos de conexión al STN. Es por todo lo anterior que en este trabajo de investigación se quiso incluir como un referente importante la metodología y criterios utilizados por ISA en la evaluación de la confiabilidad, amén de los aportes técnicos que indudablemente hace esta empresa a la ingeniería del país.

Los supuestos generales que ISA emplea en sus estudios de planeamiento son los siguientes:

- Se considera la red y capacidad de generación existente totalmente disponible con los parámetros técnicos declarados por los agentes propietarios.
- Se modela la expansión en generación y transmisión según el PERGT vigente.
- Se considera el crecimiento de demanda definido en el escenario medio proyectado por a UPME, con la desagregación de demanda por barra realizada por XM.
- Para análisis de estado estacionario, el modelo de las cargas es de potencia activa y reactiva constante, reflejando condiciones de máxima, media y mínima demanda del sistema.

- Se modelan dos escenarios de despacho, buscando representar las situaciones más extremas para el área bajo estudio reflejando los períodos estacionarios hidrológicos con alguna probabilidad de ocurrir. Estos despachos no son basados en simulaciones energéticas, sino en el tipo y ubicación de los generadores.

Los criterios sobre los cuales basa sus análisis son los siguientes:

- En lo posible, se busca operar todos los transformadores en su posición nominal.
- El control de las tensiones se realiza con la excitación de las máquinas, manteniendo la generación de reactivos dentro de sus límites, con el apoyo de las compensaciones fijas paralelas maniobrables. Las compensaciones dinámicas se ajustan cerca de sus valores nominales.
- Tanto en CON como bajo CCN1, las tensiones en barras del STN y STR deben permanecer entre 90% y 110%, excepto las de 500 kV que pueden subir hasta 105%; y la carga en todas las líneas y transformadores deben permanecer por debajo de su capacidad nominal.

La metodología que emplea ISA para determinación de los beneficios asociados con un proyecto por confiabilidad, es la siguiente:

- Todos los análisis realizan para tres años: el año de entrada del proyecto, el último año de planeamiento en el PERGT, y un año intermedio. En cada año se modelan seis escenarios operativos, correspondientes a los tres bloques de demanda y dos despachos hidrotérmicos para cada uno.
- Inicialmente, se evalúa el desempeño del sistema en CON, en cada uno de los escenarios operativos modelados, mediante flujos de carga AC. De encontrarse violaciones a los criterios de tensión o carga, éstas se solucionan en primera instancia a través de maniobras operativas en las compensaciones, la excitación de las máquinas o los cambiatomas de transformadores. En segunda instancia, con el desprendimiento de carga, asumiendo que esta puede ser aplicada de manera continua (y no necesariamente de manera discreta, aun cuando en el sistema real la desconexión de carga se realiza por etapas), determinando la cantidad de PNS.
- Posteriormente, se evalúa el desempeño del sistema en CCN1 (método determinístico), en cada uno de los escenarios operativos modelados, mediante flujos de carga AC. De encontrarse violaciones en tensiones de barra o carga de equipos, éstas se solucionan siguiendo la misma secuencia de acciones remediales descrita para CON. Las contingencias evaluadas corresponden a equipos en el área de influencia del proyecto (cercanos).

- La PNS calculada por escenario operativo y por contingencia, se convierte a ENS multiplicándola por la duración anual de cada escenario operativo D_i y la probabilidad de ocurrencia de la respectiva contingencia P_c :

$$ENS_k = \sum_{i=1}^{NE} \sum_{c=0}^{NC} PNS_{i,c,k} * D_i * P_c \quad (3.5)$$

Donde NE corresponde al número de escenarios operativos evaluados en el año k , NC al número de contingencias que originan racionamiento de demanda, $c = 0$ corresponde al caso sin contingencia, y $PNS_{i,c,k}$ el racionamiento en potencia en el escenario i , bajo la contingencia c , en el año k .

La duración D_i se calcula con base en la duración de bloques de demanda definidos en la Resolución CREG 2000/103[58], y la consideración de una duración equiprobable de los períodos estacionarios de generación.

La probabilidad P_c se determina a partir del historial de falla de cada equipo, de cuando menos 10 años, incluyendo todo tipo de fallas (forzadas, no forzadas, mantenimientos programados, mantenimientos no programados, etc.), y excluyendo solamente las indisponibilidades por atentados. 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[59] para el equipo correspondiente.

Para el cálculo de ENS requerida en CON, la probabilidad P_c es igual a uno.

- El valor económico de los racionamientos por confiabilidad en el año k se determina multiplicando la ENS_k por el escalón del costo de racionamiento CRO que aplique, el cual se determina con base en el porcentaje de demanda racionada, tomando como referencia la demanda operativa del área de análisis:

$$C_{ENS_k} = ENS_k * CRO \quad (3.6)$$

- A partir del valor económico de los racionamientos por confiabilidad calculados para cada año, se realiza una proyección de costos, generalmente para un período de 30 años, y se calcula su VPN, utilizando para ello una tasa de rendimiento igual a la definida en la regulación para la remuneración de la red de transmisión.
- Finalmente, se calcula el costo de los equipos de transmisión C_{red} valorados con la metodología de cargos por uso con la que se remuneran los activos de transmisión.

- Todo este ejercicio se realiza para cada una de las alternativas que compiten como solución de un mismo problema puntual en la red, y también para el caso sin ningún proyecto (caso base).
- Con todo lo anterior se tienen los elementos necesarios para la identificación de la mejor alternativa, a través de índices de evaluación de proyectos como el costo acumulado, RBC, TIR, TIRM. El criterio de mínimo costo acumulado permite identificar las soluciones más robustas, en tanto que los criterios de mayor RBC o TIR permiten identificar las soluciones más eficientes.

En el estudio de proyectos destinados a reducir una generación de seguridad en un área, o a aumentar un límite de intercambio entre áreas, pasa a ser de mucha relevancia el despacho de generación. Es por esto que, en lugar de utilizar despachos determinísticos, la UPME en este caso realiza un análisis energético de la operación económica en la herramienta SDDP, para con este resultado determinar la probabilidad de ocurrencia de un despacho determinado, como ya se presentó en el título anterior. Por su parte, ISA también realiza un análisis energético con la misma herramienta, con la diferencia que utiliza los costos operativos diferenciales de las 50 series entregadas por el SDDP, y calcula para cada una de ellas la RBC del proyecto, y con ello elabora una función de densidad acumulada (CDF) a partir de la cual se puede conocer el valor de probabilidad para el que $RBC > 1$. Un valor alto de probabilidad de RBC indica que, aún con todas las incertidumbres inmersas en la optimización hidrotérmica de la generación, existe una alta probabilidad de que el proyecto sea beneficioso para el sistema.

3.2 Referentes internacionales

A continuación se realiza un esbozo de la información que puede accederse en las páginas web de las diferentes entidades que hacen parte del sector eléctrico de otros países, respecto a metodologías y criterios de planeamiento utilizados en otros países, con especial atención a la forma como es evaluada la confiabilidad.

3.2.1 Brasil

▪ Generalidades del sector eléctrico

En 2011 el sistema de generación de Brasil tenía una potencia instalada de 117.134 MW y una generación anual de 504.665 GWh. De la potencia instalada, 78.371 MW (66,9%) corresponde a grandes centrales hidroeléctricas, 20.649 MW (17,6%) a termoeléctricas que queman combustibles fósiles, 8.875 MW (7,6%) a termoeléctricas que queman biomasa (principalmente bagazo de caña), 1.720 MW (1,5%) a termoeléctricas que queman otros tipos de combustibles, 4.087 MW (3,5%) a hidráulicas pequeñas (1 a 30 MW) y

minihidráulicas (menores a 1 MW), 2.007 MW (1.7%) a dos centrales nucleares y 1.425 MW (1,2%) a eólicas.

El Sistema Interligado Nacional (SIN) está constituido por cuatro grandes subsistemas: Sur, Sudeste/Centro-Oeste (el mayor del país por su demanda y que atiende a la región de mayor población y producción industrial), Norte y Nordeste. El conjunto de las centrales hidráulicas permite al sistema eléctrico disponer de una gran capacidad para almacenar energía en el período húmedo, y conservarla para el período seco. Las interconexiones entre los subsistemas posibilitan la optimización conjunta de la generación en las diferentes cuencas hidráulicas, aprovechando su diversidad hidrológica. La actual configuración del SIN hace posible transportar gran parte de la energía generable en cualquiera de los subsistemas hacia la demanda.

Los planes determinativos de generación y transmisión son realizados por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), creada por la ley 10847 de marzo de 2004, y reglamentada por el decreto 5184 de agosto de 2004. La EPE está vinculada al Ministerio de Minas y Energía (MME) y realiza estudios, investigaciones y planes para implementar la política energética del MME.

El costo de falla se incluye como una máquina adicional en la estimación de los valores del agua de los embalses y de los costos marginales de generación resultantes, que determinan el precio spot. Actualmente, el costo de falla está definido en 1.206,38 R\$/MWh para reducción de carga entre 0% y 5%.

Los principales estudios de planeamiento realizados por la EPE están contenidos en el PET (Programa de Expansión de la Transmisión), que es un estudio de los sistemas de generación y transmisión con un horizonte de 5 años (medio plazo), y el PDE (Plan Decenal de Energía), que tiene un horizonte de 10 años (largo plazo).

Las instalaciones de transmisión se clasifican en Red Básica (red troncal), que comprende las instalaciones con tensión mayor o igual a 230 kV; Red Frontera, que corresponde a las instalaciones de transformación con primario mayor o igual a 230 kV y que alimentan la red de distribución en tensión inferior a 230 kV; y las demás instalaciones de transmisión (DIT), en cualquier nivel de tensión, de uso exclusivo o compartido de generadores o de uso exclusivo de un consumidor libre.

Las nuevas obras para la expansión de la Red Básica son licitadas por medio de una subasta de transmisión, mientras que los refuerzos en las concesiones existentes son autorizados por la ANEEL.

▪ Criterios de planeamiento

La información de criterios empleados en Brasil en el ámbito de la confiabilidad que a continuación se describen fueron tomados del documento [60] elaborado por la EPE (Empresa de Pesquisa Energética, www.epe.gov.br), que es una Entidad Pública adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de ofrecer servicios en el área de estudios e investigaciones para apoyar la planeación del sector energético, tales como electricidad, petróleo y gas natural y sus derivados, carbón, energías renovables y eficiencia energética, entre otros.

Dicho documento presenta los criterios utilizados en los estudios de planeación de transmisión que apoyaron el Plan Decenal de Expansión de Energía Eléctrica (PDEE 2006-2015). Aunque este documento no hace una descripción específica de criterios de confiabilidad, sí se hallan inmersos los aspectos fundamentales al respecto.

A manera de generalidades del proceso de estudios de transmisión, se puede mencionar lo siguiente:

- Se desarrollan estudios de expansión de transmisión a medida que son caracterizadas las proyecciones de demanda, las alternativas de generación y los requisitos de intercambios entre subsistemas.
- Se analizan inicialmente necesidades de refuerzos o ampliaciones de red de forma separada para cada subsistema. Posteriormente, se realiza un análisis conjunto de los subsistemas del SIN (Sistema Interligado Nacional) a modo de complemento del diagnóstico de desempeño de la red eléctrica, lo que permite caracterizar la necesidad de refuerzos y costos adicionales.
- La definición de la expansión de la transmisión en el horizonte de diez años, se basa principalmente en estudios de régimen permanente, en condiciones normales y contingencias (n-1), para las condiciones de carga pesada, media y ligera.
- Se tiene definida una serie de estudios complementarios o derivados del Plan Decenal, que realimentan el proceso de planeación, sirviendo de insumo para el ciclo siguiente y, de ser necesario, para los estudios en curso. Estos estudios incluyen, entre otros, análisis de desempeño dinámico; límites de intercambio; niveles de cortocircuito; evolución de TUST (Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão); evolución de la confiabilidad del sistema interconectado y subsistemas regionales; estudios específicos de integración de proyectos de generación o de demandas.
- Se tiene definido otro grupo de estudios adicionales orientados al diseño detallado y especificación técnica de las instalaciones a ser incluidas por el MME en el programa de licitación de la transmisión.

▪ **Criterios básicos de confiabilidad**

Los criterios básicos de confiabilidad utilizados en el planeamiento del sistema eléctrico brasileño pueden abstraerse de las premisas y manera en que se evalúa el desempeño estático del sistema en condiciones de operación normales y de contingencia, como insumo para la definición de refuerzos de transmisión. Estos son:

- Las cargas son modeladas con potencia activa y reactiva constantes, de modo que no se considera la dependencia real de ambas potencias con la tensión de suministro.
- Se considera un factor de potencia objetivo de 0.98 en las fronteras de conexión a la red básica de las demandas.
- Como criterio para el dimensionamiento general de la red, se considera fuera de servicio por mantenimiento a la unidad de mayor tamaño en la zona de estudio.
- Para el dimensionamiento específico de nuevas conexiones, las plantas involucradas deben ser consideradas con máximo despacho;
- En el despacho de plantas deben respetarse los límites de tensión y la compatibilidad del número de máquinas con los límites de potencia activa y reactiva en cada barra de generación;
- Para el establecimiento de los despachos de generación se considera la simultaneidad de los intercambios de potencia de referencia entre las regiones. Tales intercambios son establecidos con base en análisis probabilísticos de flujos energéticos obtenidos en el ámbito de los estudios de expansión de generación, a partir de la simulación de la operación del sistema hidrotérmico brasileño.
- En los estudios más detallados, complementarios al Plan Decenal, también debe ser considerada la simultaneidad de intercambios críticos y las condiciones hidrológicas críticas en las cuencas de los subsistemas regionales.
- Las tensiones en régimen permanente en todas las barras del sistema pueden variar entre 105% y 95%, excepto en las barras de 500 kV para las cuales se amplía el límite superior hasta 110%.
- Se establece una excepción para barras que no atiendan consumidores directamente, pudiendo operar con tensiones sujetas a las limitaciones del equipo.
- Las variaciones de tensión causadas por la conmutación de elementos de compensación reactiva paralelos no debe superar el 5%.

- Los límites de carga de las líneas de transmisión en condición normal o de emergencia no deben ser excedidos;
- Los límites de carga de cada línea de transmisión se calculan de acuerdo a las condiciones ambientales típicas de la región donde se encuentra y en función de la temperatura de diseño (para operación normal) y la distancia mínima de seguridad, como resultado de la catenaria máxima de los conductores (para operación de emergencia);
- En cuanto a los transformadores, se consideran los límites de carga de larga duración, que no acarreen una reducción de la expectativa de vida útil de sus unidades componentes. Estos límites están diseñados para no exceder la temperatura máxima permitida para el aceite y el bobinado.

▪ **Procedimientos generales**

Como procedimientos generales para los estudios de planeamiento se definen aspectos como los siguientes:

- Se deben evaluar las condiciones de carga pesada, media y ligera. En análisis centrados en el estudio de alternativas de transmisión y el análisis detallado del desempeño de la red interconectada, se consideran, de ser necesario, otros niveles de carga, así como condiciones de despacho alternativas de generación, basadas en la diversidad de la hidrología de las cuencas hidrológicas de los subsistemas del Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Norte y Nordeste. Estos análisis también se consideran las condiciones de despacho alternativas de las centrales térmicas que trabajan en la punta y la base.
- En todas las condiciones de carga mencionadas el sistema debe operar, en condiciones normales, respetando los siguientes criterios:
 - Todos los elementos con flujos dentro del rango nominal de los equipos;
 - Todas las tensiones en barras de carga dentro de los límites especificados;
 - Las compensaciones síncronas y estáticas con generación de potencia reactiva cercana al centro de su rango;
 - Las variaciones de tensión causadas por elementos de conmutación reactiva paralela dentro del rango anteriormente indicado;
- En cualquier condición de operación, el sistema interconectado deberá resistir, sin violación de los límites de tensión y carga, la contingencia no planeada y no simultánea de cualquiera de los siguientes elementos:

- Transformador o banco de transformadores;
 - Línea de transmisión;
 - Generador;
 - Reactor;
 - Banco de condensadores;
 - Compensador síncrono o estático;
 - Uno de los polos de los enlaces CC.
- En el caso de líneas de transmisión de doble circuito se evaluará la pérdida de sólo uno de los circuitos. Excepcionalmente, la pérdida del doble circuito puede ser considerada en casos donde, según los datos estadísticos, se evidencia una frecuente ocurrencia de tal contingencia.
- No se permiten cortes de carga o redespacho de generación para cumplir con los criterios de funcionamiento en la condición de estado estable después de una contingencia sencilla en alguno de los elementos descritos.
- En los estudios de flujo de potencia, se permite la operación de los equipos con cambiador automático de posiciones bajo carga, bajo situaciones de contingencia.
- En la transición de carga pesada a carga ligera se pueden tomar las siguientes medidas, sin caracterización de prioridad:
- Conmutación (desconexión) de condensadores;
 - Reducción de tensión en compensadores sincrónicos o estáticos;
 - Conmutación (conexión) reactores;
 - Reducción de la tensión de excitación en las plantas;
 - Conmutación de tomas en transformadores
- A fin de evitar la ejecución de obras en la red de transmisión para resolver problemas temporales del sistema durante el período de estudio, se permite, en el análisis de contingencias, la consideración de la desconexión automática, con el uso de sistemas habituales de protección, de cualquier otro elemento que sea sometido a condiciones que excedan los máximos permisibles. En la adopción de esta medida, se debe observar que:

- Las exigencias impuestas a los demás componentes del sistema de transmisión no excedan los valores establecidos por los criterios de planeamiento;
- No haya pérdida de continuidad o reducción del nivel de calidad de servicio a los consumidores.

3.2.2 Chile

▪ Generalidades del sector eléctrico

El sector eléctrico está formado básicamente por dos sistemas interconectados. El Sistema Interconectado Central (SIC), con el 74% de la capacidad instalada (13.354 MW) y que abastece el 92% de la población del país. Y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con el 25% de la capacidad (4.600 MW), caracterizado porque el 89% de su demanda se debe a grandes consumidores mineros e industriales.

Chile es un país con limitada capacidad de recursos energéticos que depende principalmente de la hidrología y de la importación de hidrocarburos para atender la mayor parte de sus necesidades. En el año 2012 la generación total bruta fue de 65.997 GWh, de los cuales el 30,7% procede de generación hidráulica, el 68,7% de térmica y el 0,6% de eólica. La potencia instalada total fue de 17.844 MW[61].

El marco regulatorio competitivo para el mercado de generación está en funcionamiento en Chile desde hace treinta años. No hay participación empresarial del Estado en el sector.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) realiza planes indicativos de generación, empleados principalmente en el cálculo de los precios de nudo, que requiere proyecciones de los costos marginales del sistema para los siguientes cuatro años. No existe una planificación vinculante para los generadores ni otras formas de intervención estatal directa para asegurar el abastecimiento.

El precio spot de energía puede alcanzar el costo de falla en caso de racionamiento y también se utilizan los costos de falla para proyectar los costos marginales bajo distintos escenarios hidrológicos en el cálculo de los precios de nudo. La Tabla 3 presenta los *costos de falla* definidos para abr-2014 para el SIC[62] y para el SING[63]. Con base en estos valores se determina un valor único representativo denominado *costo de racionamiento*, que para el SIC es de 404,26 US\$/MWh, y para el SING de 404,74 US\$/MWh.

Tabla 3: Costos de falla para el SIC (Mar-2014)

| Profundidad de la falla | SIC US\$/MWh | SING US\$/MWh |
|-------------------------|-----------------|------------------|
| 0 – 5% | 404,26 | 404,74 |
| 5 – 10% | 507,49 | 451,27 |
| 10 – 20% | 661,02 | 671,62 |
| >20% | 743,27 | 862,79 |

Respecto a la transmisión, no existe un monopolio legal a favor de una única empresa, aun cuando la casi totalidad del sistema de transmisión de 220 y 500 kV pertenece a TRANSELEC S.A. La legislación establece el principio de libre acceso a la transmisión con tarifas de peajes reguladas calculadas por la autoridad regulatoria.

▪ **Metodología de expansión**

Cada cuatro años, un Comité conformado por representantes del Ministerio de Energía, la CNE, las empresas generadoras y de transmisión troncal, las distribuidoras y los clientes no sujetos a fijación de precios, contratan la realización de un estudio a un consultor independiente con el objeto de valorizar cada tramo del sistema de transmisión troncal y definir sus ampliaciones y expansiones para cada escenario previsto de expansión de la generación. Adicionalmente, cada año, basada en un informe elaborado por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), la CNE presenta un plan de expansión para los doce meses siguientes.

La metodología utilizada por CDEC y CNE para la planificación del sistema de transmisión troncal se divide básicamente en dos etapas: procedimiento de adaptación y procedimiento de sensibilización.

El *procedimiento de adaptación*, a su vez, se lleva a cabo partir de un proceso de adecuación del plan de obras de generación y, posteriormente, un proceso de adecuación del sistema de transmisión troncal (STT).

Para obtener el plan de generación óptimo, se formula un plan de obras inicial de generación sobre la base de las centrales generadoras disponibles en la fecha y ubicación geográfica que satisfagan la demanda distribuida a lo largo del sistema. Se realiza una simulación de la operación con el software OSE2000 para revisar su nivel de adaptación a la demanda. Si el plan de obras simulado no se encuentra adaptado, se adecuan las fechas de ingreso de las unidades. Este proceso se repite iterativamente hasta obtener el plan adaptado de generación.

Una vez definido el plan de obras de generación adaptado a la demanda, se inicia el proceso de adecuación y definición del STT. Con ayuda del software OSE2000 se determinan las necesidades de expansión troncal iniciales y se verifica el comportamiento

dinámico de las obras que lo requieren, mediante el software DIGSILENT. Para cada plan de obras de generación adaptado, se diseña y se adapta un sistema de transmisión mediante obras nuevas o de ampliación, considerando las eventuales restricciones de transmisión de los diferentes tramos del sistema, verificando los niveles de transmisión, niveles económicos de congestión y la distribución de probabilidad de las variables más relevantes asociadas a los flujos por las líneas tales como potencia, pérdidas, entre otras. Este proceso se realiza de forma iterativa hasta encontrar el plan adaptado a cada plan de obras de generación. A continuación, para cada plan de obras de transmisión resultante (preliminar) se verifica el cumplimiento de exigencias tanto de suficiencia, seguridad y calidad de servicio preestablecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio[64], mediante análisis estáticos y dinámicos. En el caso de no cumplirlas, se realiza un nuevo ajuste en las obras de transmisión.

A partir de la operación esperada del sistema para un horizonte de 15+3 años, se realiza una *sensibilización* centrando el análisis en el adelanto o atraso de obras relevantes en las cuales se deba tomar la decisión de inversión en forma inmediata. Para la sensibilización se considera el horizonte de análisis, para ello se toman los mismos valores estratégicos determinados para el año considerado como límite superior o de frontera para el período analizar, estos valores estratégicos son previamente determinados para todo el período completo de análisis. Con los datos y el período acotado, se analiza el plan de obras de generación y transmisión para los casos base y para los distintos casos que se requiera sensibilizar. Para discriminar entre una situación u otra, se analizan las series de costos de operación, inversión y falla, determinado la conveniencia de postergar o mantener la fecha de entrada en servicio de la o las obras sensibilizadas.

3.2.3 Perú

▪ Descripción del sector eléctrico

El sector eléctrico peruano está constituido por empresas de generación, transmisión, distribución y usuarios libres. Tales empresas conforman el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el cual tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

La demanda de energía del año 2013 en el SEIN fue de 39.669 GWh con un crecimiento del 6,3% con respecto al año anterior. La máxima demanda de potencia fue de 5.575 MW con un crecimiento del 5,4% con respecto al año anterior.

La potencia efectiva de las unidades generadoras a diciembre del 2013 sumaba 7.776 MW, de la que un 41% correspondían a unidades hidroeléctricas y el 59% a térmicas. El SEIN contaba además con más de 11.600 km de líneas de transmisión en 500 y 220 kV.

▪ Marco regulatorio para el planeamiento

El Decreto Supremo 027-2007-EM define el Reglamento de Transmisión (RT) aplicable al sistema peruano, en el cual se reglamenta el proceso actual de definición del Plan de Transmisión (PT). Este proceso se sintetiza de la siguiente manera:

- Inicialmente, el COES remite al Ministerio de Energía y Minas (MEM) y al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), un Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas (IDCO) del SEIN.
- Para los problemas identificados en el IDCO, o cualquier otro problema sin identificar, los agentes e interesados presentan al COES sus propuestas de solución.
- Posteriormente, el COES presenta al MEM y al OSINERGMIN la propuesta de actualización del PT, sobre el cual el OSINERGMIN debe enviar concepto al MEM, y finalmente el MEM es el encargado de definir y publicar el PT.

La Resolución Ministerial 129-2009-MEM-DM establece una base de criterios y metodología para la elaboración y actualizaciones del PT, de conformidad con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832) y el RT.

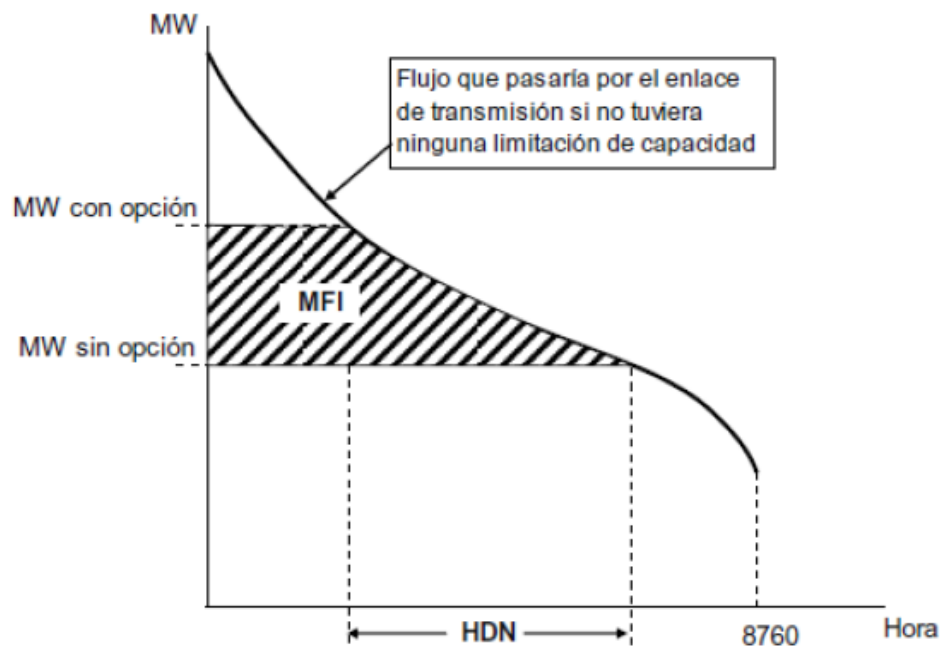
Con respecto a los criterios define:

- El horizonte de estudio del ID y PT será de diez (10) años.
- *Criterios Técnicos de Desempeño:*
 - Tensión Normal: 0,95 - 1,05 p.u.
 - Tensión de Emergencia: 0,90-1,10 p.u. para tensión \geq 220 kV y 0,90-1,05 p.u. para tensión \leq 138 kV.
 - No se permiten sobrecargas ni en operación normal ni de contingencia.
 - Generación Activa y Reactiva de Generadores: Dentro de límites operativos
- *Criterios Técnico-Económicos:* son indicadores referenciales definidos para la evaluación y ranking de las Opciones o Planes:

- *Criterio N-1.* Se considera que una Opción o Plan satisface este criterio si la relación $W/US\$$ supera el rango de $3 W/US\$$, siendo “W” la cantidad de potencia, expresada en vatios, que adquiere redundancia de conexión al SEIN gracias a la Opción o Plan evaluado, y “US\$” el costo total de inversión de la Opción o Plan evaluado.
- *Criterios Económico – Operativos: HDN y MFI.*

HDN (Horas de Despacho No Económico) se define como el número de horas de despacho no económico que permite disminuir la Opción o Plan evaluado, calculado con asistencia del Modelo para la Simulación de la Operación Económica. Se considera que una Opción o Plan satisface el criterio HDN si la relación $HDN / \text{Millón US\$}$ supera el rango de $100 \text{ h} / \text{Millón US\$}$.

Figura 3-1: Indicadores HDN y MFI



MFI (MWh de Flujos Interrumpidos) se define como la energía de despacho no económico que permite disminuir la Opción o Plan evaluado. Se considera que una Opción o Plan satisface este criterio si la relación $\text{kWh} / \text{US\$}$ supera el rango de $15 \text{ kWh} / \text{US\$}$.

La Figura 3-1 ilustra estos dos conceptos.

- *Criterios Económicos de Beneficio y Costo: VPCT y VPPD.*

El Valor Presente del Costo Total (VPCT) incluye el costo de inversión, operación y mantenimiento de la Opción, más el costo de despacho, de pérdidas eléctricas y de energía no servida (ENS). El costo unitario de la energía no

servida será el que se utiliza en las regulaciones tarifarias o en su defecto aquel que apruebe OSINERGMIN a propuesta del COES. Se considera que una Opción domina a otra respecto a este criterio si su VPCT es menor. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE (Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley 25844).

El Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía (VPPD) resulta de las valorizaciones de los pagos de la demanda por concepto de energía a costo marginal, en cada Zona, como resultado de la operación con la presencia de la Opción o Plan. Se considera que una Opción o Plan domina a otro respecto a este criterio, comparado en la misma zona, si su VPPD es menor. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE.

Con respecto a metodología define:

- La elaboración del PT se inicia en el año horizonte del estudio y se retorna al presente para determinar el año en el que se requiere la entrada de las nuevas instalaciones consideradas para el año horizonte.
- La metodología a emplear deberá seguir un enfoque metodológico de solución de compromiso (“tradeoff”) ante incertidumbres.
- Establecimiento de Escenarios. Se inicia con la definición de las incertidumbres a evaluar y sus valores Medio, Alto y Bajo para todo el horizonte de estudio y para cada Zona. Las incertidumbres a considerar deben ser al menos las siguientes: demanda, oferta de generación, hidrología y costo de combustibles.
- Cálculo de Atributos. Para cada Escenario y para cada año, a partir del año de entrada de la Opción en cuestión, se calculan los valores de los Atributos HDN, MFI, VPPD, VPCT, con ayuda del modelo de Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo.
- Análisis de Decisión: El Análisis de Decisión se realizará utilizando la Metodología Trade-off. Para tal fin se empleará un modelo destinado a la toma de decisiones de Planificación de la transmisión en un marco de incertidumbre, que buscará establecer soluciones robustas. Se considera que un Plan es Robusto si para todos los Escenarios se encuentra en el codo de la superficie n-dimensional de Atributos.

▪ Informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN

En su IDCO más reciente[65], el COES indica que el diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN se realiza desde el punto de vista energético y eléctrico, en los periodos de CP (corto plazo, 2013-2015) y LP (largo plazo, 2016-2022).

La evaluación del SEIN para el CP es realizada utilizando metodologías determinísticas, soportado en la poca incertidumbre en la evolución de la demanda y oferta de generación para este período. Los análisis eléctricos están conformados por simulaciones en DIgSILENT de la operación en estado estacionario en condiciones normales y en contingencia, en demanda máxima, media y mínima, en los períodos hidrológicos de avenida y estiaje. Asimismo se incluye simulaciones de verificación de la estabilidad angular, de tensión y frecuencia del SEIN, así como el cálculo de los niveles de cortocircuito.

En el LP la evolución del SEIN está sujeta a incertidumbres en la demanda, la oferta de generación y la hidrología, por lo que el diagnóstico del SEIN se realiza mediante una metodología de evaluación bajo incertidumbre, en la que, en lugar de predecir con precisión el futuro (análisis determinístico), se busca acotar los rangos de las incertidumbres relevantes y tomar las decisiones de expansión de la transmisión de manera que sirvan para todos los rangos indicados, o la mayor parte de ellos (análisis basado en incertidumbres). El análisis del LP se realiza a través de simulaciones en el modelo energético (PERSEO) que abarquen la combinación de los futuros de las incertidumbres, complementadas con análisis eléctricos (DIgSILENT) de los casos de demanda media y optimista, para analizar el sistema eléctrico a nivel global, observando el incremento en el desempeño de la transmisión del SEIN por la materialización de los grandes proyectos hidroeléctricos. Asimismo, se realizan sensibilidades de expansión de generación que consideren conservadoramente retrasos en la realización de proyectos.

▪ Propuesta de actualización del PT

La planificación de la transmisión en el SEIN se lleva a cabo mediante un enfoque basado en incertidumbres, similar a la evaluación del SEIN para el LP realizada en el IDCO[66]. El efecto combinado de las incertidumbres de demanda y oferta constituye el problema central del PT. Para el largo plazo se plantean futuros de oferta que cubran los futuros de demanda, considerando proyectos según su grado de maduración, tamaño, ubicación y relevancia para la expansión de la transmisión. Los futuros de hidrología son planteados con base en los datos históricos, en tanto que los futuros de precios de combustibles son planteados considerando proyecciones de organismos especializados.

Definidos los rangos de las incertidumbres mediante futuros extremos (nudos), se realiza un diagnóstico del sistema de transmisión (existente y vinculante), analizando su operación económica en los nudos, detectando problemas y congestiones, y definiendo proyectos de

transmisión candidatos que los solucionen (opciones), los cuales posteriormente se agrupan (planes) para facilitar su evaluación.

Una vez definidos los planes, estos son evaluados mediante “atributos” que miden los beneficios de cada plan candidato, y corresponden a los *criterios técnico-económicos* definidos en la RM 129-2009-MEM-DM, utilizando un costo de energía no servida de 6000 U\$\$/MWh (indicado por OSINERGMIN en el Oficio 0189-2010-GART). En consideración que algunos atributos pueden ser contrapuestos, se utiliza un criterio multiatributo de compromiso u óptimo de Pareto (Trade-Off), que consiste básicamente en seleccionar el mejor plan desde el punto de vista de todos los atributos, y no de un atributo en particular.

Finalmente, se realiza una etapa de verificación del desempeño del sistema con el PT definido, utilizando un modelo eléctrico de simulación de la operación del sistema, y comprobando el cumplimiento de los criterios técnicos de desempeño indicados en la RM 129-2009-MEM-DM, en lo referente a tensiones de barra, niveles de carga de las líneas y estabilidad transitoria.

El proceso de planificación inicia con el análisis del año horizonte (2024) en el que se define el plan de largo plazo, es decir, el PT. Posteriormente, en un año intermedio (2020) se determina qué parte del PT se debe llevar a cabo como Plan Vinculante (PV), es decir, los proyectos del plan cuya ejecución debe iniciar durante la vigencia del plan (dos años). Finalmente, el PT es verificado al quinto año adicional (2029).

3.2.4 EE.UU.

▪ Marco regulatorio para el planeamiento

Los criterios generales de confiabilidad definidos por WSCC (Western System Coordinating Council), BPA (Bonneville Power Administration), o NERC (North America Energy Reliability Council), establecen las normas para los siguientes aspectos clave fundamentales que deben ser adoptados por cualquier empresa de energía como criterios para la planificación de la capacidad del sistema de transmisión; desempeño en contingencia del sistema de transmisión; y esquemas de control para la aplicación de acciones remediales[55].

El objetivo principal de los criterios es asegurar la continuidad del servicio a la demanda, en tanto que la preservación de la operación interconectada durante las perturbaciones es un objetivo secundario. Conscientes de lo costoso que resulta pretender una confiabilidad del 100%, cada sistema, sujeto a limitaciones prácticas, protege a sus usuarios contra la pérdida del servicio. Debe tenerse en cuenta que algunas empresas tienen sus propios criterios de confiabilidad, basados en consideraciones propias, tales como la geografía, el

tipo de carga atendida, la configuración del sistema, el clima, o el control político y normativo. Sin embargo, cualesquiera que sean los criterios de confiabilidad adoptados por cada empresa en el sistema interconectado, el esquema de la planificación aprobada por cada sistema individual debe estar sujeto a las cuatro condiciones unificadas siguientes:

1. El desempeño bajo perturbación se especifica en una DPT (Disturbance Performance Table). Esta tabla especifica los efectos permitidos en el resto del sistema interconectado bajo una perturbación originada dentro del sistema;
2. Las perturbaciones definidas en la DPT, no pueden ocasionar un apagón, colapso de tensión, o cascada de eventos, a menos que la perturbación en gestación y sus impactos sean confinados a una red local o a en un sistema radial;
3. Los criterios de confiabilidad internamente aplicados que difieran de los criterios de confiabilidad para planeamiento del sistema de transmisión (CCPST) predefinidos, no se pueden extender a otros sistemas si los pre-definidos son más exigentes; y
4. Si un sistema individual aplica a cualquiera de sus componentes, criterios de confiabilidad menos exigentes que los CCPST predefinidos, es posible entonces que otros sistemas tengan el mismo impacto que en ese sistema individual.

A continuación se presenta una sinopsis de algunos de los CCPST encontrados.

▪ **Criterios de confiabilidad de BPA**

El objetivo de los criterios BPA es brindar un servicio confiable y rentable, y en consonancia con el actual Plan de Negocios BPA. Con el fin de lograr este objetivo se han diseñado guías de desempeño de criterios de confiabilidad de BPA para proporcionar un equilibrio entre los impactos económicos esperados por las contingencias y el costo de la confiabilidad de diseño del sistema. Las características principales de estos criterios se pueden resumir así:

- Los CCPST establecen las pautas de actuación para la planeación y operación del sistema BPA. Estas pautas se dan en términos de los efectos físicos que se permiten en las demandas y en el sistema de transmisión, como resultado de diversas condiciones del sistema o de contingencias;
- Los requisitos también especifican los niveles de carga que deben ser atendidos durante las contingencias;
- Los criterios son determinísticos, es decir, se especifica el mismo desempeño generalizado para los mismos tipos generales de contingencias y se aplica de manera uniforme en el sistema;

- Los criterios establecen pautas de desempeño mínimo con la intención de proporcionar una guía firme y consistente, sin ser normas absolutas para la operación y el planeamiento;
- La aplicación de los criterios debe ser moderada por el juicio de la experiencia de los planeadores y las circunstancias únicas que aplican en cada situación específica;
- Se consideran los criterios de confiabilidad para el diseño del sistema adoptados por WSCC, que establecen los límites de los efectos que las perturbaciones en un sistema pueden tener sobre otros sistemas, en conjunto con los criterios BPA;
- Los estudios operacionales y de planeación deben efectuarse de manera coherente y sistemática, a pesar de la gran cantidad de variables e incertidumbres. Los planeadores del sistema de transmisión se esfuerzan por mantener esta consistencia siguiendo estos criterios, que sirven de base para sus estudios y recomendaciones;
- Para ser confiable, el sistema debe tener la capacidad adecuada para asegurar la continuidad del suministro eléctrico durante las condiciones de carga máxima del sistema;
- Para ser estable, el sistema debe mostrar la capacidad de resistir perturbaciones repentinas, tales como cortocircuitos eléctricos o pérdida inesperada de componentes del sistema; y
- Los estudios de simulación del sistema son ajustados para garantizar que el sistema es capaz de atender la demanda pico de invierno con todas las instalaciones de transmisión en servicio.

En general, el sistema es planeado para tener la suficiente capacidad para mantener un servicio continuo durante las condiciones de carga pico de invierno y durante ciertas contingencias o alteraciones comunes, sin una exigencia indebida a los otros sistemas de transmisión interconectados. Sin embargo, para contingencias menos comunes o de baja probabilidad, o contingencias que ocurren en áreas geográficamente remotas, puede no ser económico proporcionar suficiente capacidad para mantener la totalidad del servicio. En estas situaciones, se permite la interrupción del servicio o alguna reducción en la calidad de servicio. Se planean medidas para la seguridad del sistema. Se incluye un análisis económico basado en el valor de cada adición del sistema propuesto como parte del proceso de toma de decisiones. Este análisis compara el costo de las adquisiciones propuestas en el sistema con el valor directamente identificable de los beneficios, siempre que sea posible.

▪ Criterios de confiabilidad WSCC

El WSCC se creó para proveer un foro para la coordinación de la operación y planeación de los sistemas miembros para promover la confiabilidad de los recursos de generación. En el marco de la WSCC, dos o más sistemas podrían formar un grupo para facilitar la planeación y operación. Dichos grupos pueden acordar la aplicación de criterios dentro del grupo, por disturbios internos, que difieren de los criterios WSCC. Esto no exime a ningún sistema miembro, de su responsabilidad de aplicar criterios WSCC para perturbaciones en su sistema y los efectos resultantes sobre otros sistemas fuera del grupo. Las principales características de estos criterios se pueden resumir de la siguiente manera:

- Los criterios de confiabilidad pueden ser definidos y medidos en términos del rendimiento de un sistema en condiciones de estrés;
- La predicción del desempeño requiere simulaciones de prueba, siendo que no se pueden hacer pruebas reales en sistemas aún no existentes y las pruebas en sistemas existentes conllevan riesgos innecesarios e inaceptables;
- Los criterios se basan en el entendimiento de que no debe haber pérdida de carga en un sistema bajo las perturbaciones de elementos individuales más comunes que se originan en otros sistemas.
- Cierta número de perturbaciones son probables, pero con baja probabilidad de que no sea factible proteger los sistemas contra la formación de islas y/o pérdida de carga;
- El criterio reconoce la necesaria formación de islas y desconexión de carga para ciertos trastornos, pero tales efectos deben ser controlados con el fin de limitar el impacto adverso de la perturbación y a partir de allí permitir el restablecimiento rápida de la carga y el restablecimiento de las interconexiones;
- La pérdida no controlada de carga es inaceptable, incluso bajo las perturbaciones probables más adversas;
- La reconexión automática de líneas es empleada por muchos sistemas para mejorar la confiabilidad de la red. Cuando se utiliza la reconexión, el desempeño de la red debe ser probado para reconexiones no exitosas. Este criterio requiere que los sistemas conserven el mismo nivel de desempeño ante recierres no exitosos que el requerido al inicio del disturbio sin recierre; y
- Las adiciones y cambios al sistema que afectan la confiabilidad de los SEP compuestos serán evaluadas de acuerdo con estos criterios y los resultados presentados al Consejo.

Le corresponde a cada organización que se suscriba a los criterios para desarrollar y mantener la red, suministrar los datos de control necesarios para representar con precisión su propio sistema incluyendo cualesquier sistema embebido. Los datos incluirán el detalle suficiente para su uso en el establecimiento de capacidades de transferencia inter-área, el establecimiento de límites de operación y márgenes de planeación para proporcionar la confiabilidad y eficiencia operativa, el diseño de las futuras incorporaciones de las instalaciones del sistema y facilitar la planeación coordinada. Cada miembro WSCC comparte los datos de su sistema con WSCC y miembros WSCC individuales para permitir una representación exacta del sistema eléctrico WSCC interconectado. Deben seguirse las directrices o procedimientos WSCC aplicables para representación aproximada del sistema.

▪ **Criterios de confiabilidad NERC**

El apagón en noviembre de 1965 en la parte noreste de los Estados Unidos y Ontario tuvo un profundo impacto en la industria eléctrica, en particular en América del Norte. Muchos cuestionamientos se suscitaron en relación con el diseño de conceptos y criterios de planificación. Esto dio lugar a la formación de la NERC. Su propósito es aumentar la confiabilidad y adecuación de los sistemas eléctricos de América del Norte. NERC está compuesto por nueve consejos de confiabilidad regionales y abarca prácticamente todos los sistemas de energía en los EE.UU. y Canadá. Las características principales de estos criterios se pueden resumir de la siguiente manera:

- Para un servicio confiable, el sistema eléctrico debe permanecer intacto y ser capaz de soportar una amplia variedad de perturbaciones;
- Es esencial que el sistema sea diseñado y operado de manera que ante las contingencias más probables puede sostenerse sin pérdida de carga (excepto la conectada al elemento fallado), de manera que las contingencias más adversas posibles no conlleven a una cascada de interrupciones no controlada;
- Los criterios de confiabilidad para el diseño del sistema han sido establecidos por cada consejo regional. Considerando que existen diferencias en la geografía, patrones de carga, y fuentes de energía, los criterios para las diferentes regiones difieren en cierta medida;
- NERC desarrolla un conjunto de principios para la programación de los acuerdos de transacciones de intercambio de electricidad, en principio, en el Intercambio Programado que se aplica por igual a las empresas eléctricas, comercializadores de energía, y otras entidades de compra-venta;
- En 1995, la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) emitió su NOPR (Notice of Proposed Rulemaking), en acceso abierto para recabar observaciones

sobre las propuestas para fomentar un mercado mayorista de energía eléctrica más competitivo; y

- NERC también se dirigió a los aspectos de la planeación y de la confiabilidad operativa del NOPR y presentó un plan de acción de seis puntos para proporcionar la base para la acción de la industria eléctrica tales como establecer normas para Capacidad de Transferencia Disponible; reflejar la trayectoria del flujo real en la programación de intercambio para garantizar la continua confiabilidad; garantizar el control de áreas de los operadores que tienen una clara autoridad en situaciones de emergencia; garantizar el cumplimiento de las normas NERC de manera comparable y equilibrada, establecer estándares para servicios de operación interconectada, y asegurar que la información vital para la seguridad operacional se comparta libremente entre las áreas de control, sin estar disponible para ganar una injusta ventaja en el mercado.

4. Criterios y metodología propuestos

En general, no se encontraron metodologías detalladas, completas y sustancialmente mejores en los países que fueron analizados. La subjetividad del análisis para cada analista del sistema, es un parámetro de mucho peso dentro de las evaluaciones, aunque la definición de criterios para la evaluación resulta bastante compatible entre países.

El indicador que más pesa en la determinación de necesidades de expansión de las redes de alta y extra alta tensión se refiere a la confiabilidad, que en una acepción amplia incluye, la seguridad, mantenibilidad, flexibilidad y competitividad del mercado de energía.

En Colombia, donde no se tiene un sistema de Generación y Transmisión integrado, como ocurre en muchos países en los que se adoptó el sistema de precios nodales, donde cada generador debe incluir dentro de su oferta de precios en el mercado, la penalización o premio por estar conectado de un nodo específico del sistema; los refuerzos de la red deben ser determinados por un ente centralizado e independiente, que es la UPME, quien establece las necesidades de expansión de la red, cuando se trate de crecimientos vegetativos del sistema. De otro lado, cuando son terceros los interesados en conectarse a la red, deben demostrar mediante estudios de conexión presentados a la UPME, que su conexión a la red presenta beneficios para el sistema, bien sea porque se trate de demandas que entrarán a participar en el pago de la red, o que se trate de generadores que van a mejorar la competitividad del mercado de generación (Bolsa). En cualquier caso, el mayor impacto que estas nuevas conexiones puedan tener sobre el sistema, es el relacionado con el despacho de unidades de generación por seguridad, ya que los proyectos nuevos que se conecten y que estén asociados con nuevas demandas, posiblemente requieran más unidades de generación despachadas en el área por seguridad, lo cual podría llevar a sobrecostos en el red si los agentes generadores del área deciden aprovechar esta circunstancia para ofertar altos precios a fin de obligar a su despacho por seguridad fuera de mérito, lo que significa reconciliaciones positivas que deben ser pagadas por todos los usuarios del país, como lo establece la regulación colombiana. De otro lado, si el nuevo proyecto de conexión es de generación, puede llevar probablemente a una mayor competitividad en el área, disminuyendo las necesidades de generación de seguridad fuera de mérito, debido a que se mejora la competitividad, o puede congestionar la red para sacar la energía al sistema (reconciliaciones negativas). Por esta razón, el estudio de confiabilidad implica considerar los efectos que el proyecto tenga sobre el mercado, cuyo

impacto es generalmente el más representativo en proyectos grandes (por encima de las pérdidas, por ejemplo). Por esta razón, la propuesta metodológica de este trabajo hace énfasis en la evaluación de los efectos del proyecto nuevo sobre el mercado.

Se proponen además modificaciones tendientes a aclarar el uso de los criterios N-1, N-2 y N-k que hoy son dejados a consideración del analista.

4.1 Modelo de la demanda

Actualmente los estudios de conexión en Colombia tienen una dificultad institucional debido a que los datos de las demandas son suministrados por los Operadores de Red a los analistas, y usualmente estos datos no coinciden con los que ellos reportan a la UPME, por lo que se encuentran diferencias cuando estos estudios son revisados por la UPME, quien devuelve los estudios para revisión cuando observa esta discrepancia. La UPME adelanta sus proyecciones sobre bases generales y macroeconómicas y los Operadores de Red generalmente tienen mejor información de sus propias demandas porque reciben los requerimientos de nuevas demandas de primera mano y tienen mayor conocimiento sobre los POT municipales y otros datos.

Obviamente esta discrepancia se resuelve si la UPME obliga a que todos los estudios sean presentados con la información oficial que se encuentre reportada en su página y establece que los Operadores de Red no pueden rechazar un estudio si su demanda real difiere de la demanda reportada en la UPME. De esta forma obliga a que los Operadores de Red tengan actualizadas sus proyecciones de demanda en la UPME.

En relación con la demanda existe otro tema a analizar en las modelaciones del comportamiento de la red, relacionado con el hecho de que la carga presenta una dependencia de la tensión. En un país ampliamente residencial como es Colombia, ese comportamiento es más marcado, por lo que en general, un adecuado modelamiento de cargas sería recomendable, ya que si la carga se representa como potencia constante se simularía una exigencia sobre la red superior a la esperada en la realidad. El país está haciendo avances con los estudios que está adelantando XM para establecer el comportamiento de las diferentes cargas con la tensión. Si este tipo de modelos se usara para los estudios de confiabilidad es importante recalcar que las distintas alternativas analizadas deberían ser ajustadas en su flujo de carga para considerar que la carga sea la misma, es decir ajustando las tensiones con y sin proyecto, a fin de establecer que los resultados sean comparables. En este sentido, la recomendación para estudios de confiabilidad es comparar las alternativas utilizando modelos de potencia constante, con lo cual no solo se hace una aproximación conservativa sino que se facilita la comparación de alternativas.

4.2 Modelo del despacho

Aun cuando el SDDP, a partir de la hidrología histórica y demás información de entrada, realiza una serie de pronósticos de la hidrología futura y, para cada uno de ellos, efectúa un proceso de optimización dinámica dual estocástica que entrega como resultado el despacho económico por planta y en cada serie; la realidad es que esta información no es utilizada en la elaboración de análisis eléctricos. Una razón para ello es que el modelamiento de la demanda en el modelo energético (60 bloques) no es el mismo del eléctrico (3 bloques). Otra razón, es que el modelo energético considera una mayor reducción de la red de transmisión y la resuelve con flujos de carga DC, en tanto que en el eléctrico se detalla más la red y se resuelve con flujos de carga AC. Todos estos aspectos dificultan que el despacho entregado por el SDDP ajuste en el balance entre la generación y la demanda del modelo eléctrico, siendo necesaria de cualquier modo la intervención del analista para complementar el despacho a su criterio.

Por todo lo anterior, lo usual es que para los análisis eléctricos que sirven de insumo a los estudios de planeamiento, los despachos de generación se realizan en su totalidad a criterio del analista, buscando reflejar las condiciones extremas y más exigentes para el proyecto bajo estudio. Aunque se considera que este planteamiento es totalmente adecuado y práctico, el inconveniente es que en los resultados que se obtienen no se considera la probabilidad del despacho evaluado. De esta forma, se corre el riesgo de identificar situaciones de alto riesgo pero muy baja probabilidad, que puede conllevar sobrecostos innecesarios para el sistema; o situaciones de bajo riesgo pero muy alta probabilidad, que puede conllevar a la convivencia del sistema con fallas ocultas que en cualquier momento pueden impactar negativamente el sistema.

Sería entonces muy conveniente que en los análisis eléctricos se incluya una estimación de la probabilidad de ocurrencia de los despachos extremos que se utilicen, y que este aspecto sea incluido dentro de los resultados de dichos análisis.

4.3 Modelo de costos de racionamiento

En relación con los costos de racionamiento se recomienda revisar el estudio que la UPME hizo para establecerlos, porque, aunque estos costos están actualmente mejor acomodados a las estadísticas internacionales, fueron concebidos más como costos de racionamientos programados que como costos de racionamiento por interrupciones cortas que son los que se utilizan con mayor énfasis en los estudios de confiabilidad de alternativas de expansión.

De otro lado, en la metodología de evaluación de la confiabilidad, en lugar de un costo de racionamiento general, dependiendo de la magnitud del racionamiento, como se hace hoy (escalones de racionamiento), debería permitirse que el analista, para cada escala de racionamiento, pueda hacer una evaluación del porcentaje de carga residencial e industrial

que tiene el área bajo estudio, a fin de ponderar los costos de racionamiento industrial y residencial en función de su composición, cuyas magnitudes son sustancialmente diferentes. Así, es claro que racionar la industria, no implica los mismos costos que racionar residencias y que las diversas áreas del país pueden tener una proporción industrial/residencial muy diferente.

No se trata entonces de una discriminación de la demanda, como sugiere el estudio de costos de racionamiento de la UPME para justificar por qué decidieron ponderar los costos de la escala de racionamiento, sino de la consideración real de la composición de la demanda que se está atendiendo en el área del proyecto. Así pues, se tendría un costo de racionamiento industrial para todo el país y un costo de racionamiento residencial de todo el país, con lo cual se mantendría el criterio de equidad y neutralidad en el sentido de que no se preferiría la demanda residencial de una ciudad frente a la de otra, por ejemplo, pero se reconocería por área la composición de la demanda. En caso de tratarse de un proyecto de alcance nacional, el resultado de esa ponderación coincidiría con la escala de costos de racionamiento actualmente definida por la UPME, mientras que en los casos en los que se trate de proyectos específicos para áreas con una composición más industrial que el promedio nacional, el analista podría conseguir costos de racionamiento más acordes con los reales de esa área.

Para respetar el principio de la equidad, la UPME podría establecer que el mínimo costo de racionamiento a considerar en cualquier estudio, sería el del promedio nacional indicado por la UPME, pero que dependiendo de la naturaleza de la demanda de la zona de influencia del proyecto, se podría utilizar otra composición para reflejar más industria que la del promedio nacional.

Para determinar el escalón del CRO a emplear en la valoración económica de los proyectos en el STR por confiabilidad, se recomienda tomar como referencia el mercado de comercialización⁸ (MC) en el cual se produce la Demanda No Atendida (DNA). En aquellos casos donde se vean afectados más de un MC, se determinaría el escalón del CRO para cada uno de ellos en función del porcentaje de DNA que se ve comprometida producto de la contingencia. En la valoración económica se debe emplear el CRO según el escalón calculado para cada año de evaluación del proyecto de expansión.

⁸ Definido según resolución CREG 097 de 2008 o aquella que la modifique, complemente o sustituya

Tabla 4 - Porcentajes vigentes aplicables a la DNA para cálculo del CRO

| CRO aplicable | Porcentaje de DNA respecto al MC |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| CR1 | 0 a 1,5 |
| CR2 | 1,5 a 5,0 |
| CR3 | 5,0 a 90,0 |
| CR4 | Mayor a 90,0 |
| Nota: Estos valores se ajustarán de acuerdo a la información actualizada y vigente de la UPME | |

4.4 Capacidad de equipos y criterio de sobrecarga

La recomendación a este respecto es que los estudios de confiabilidad para estudios de expansión o de conexión al STN, se hagan utilizando como límite operativo, los valores de capacidad nominal de los equipos del sistema, tanto en condiciones normales como en contingencias. Esto permite conservativamente planear el sistema en el mediano y largo plazo, dejando el manejo de sobrecargas para el planeamiento operativo y de corto plazo, donde se reconocería que en realidad los equipos pueden, por tiempos cortos, ser sometidos a sobrecargas que, de no asumirse, llevarían a costosos racionamientos. Para fines de largo plazo y conexión, cualquier superación de la capacidad nominal debe ser asumida como costo de la alternativa, aunque en la realidad esta pueda ser manejada (no se debe olvidar que se trata de un estudio basado en situaciones supuestas, mientras la operación es una realidad).

Un inconveniente de planear admitiendo sobrecargas, es que éstas sólo son permitidas por tiempos cortos, suficientes para que los operadores ejecuten medidas remediales inmediatas, pero pequeños para la escala de tiempo de interés en todo estudio de planeamiento, los cuales se centran en el mediano y largo plazo. Adicionalmente, el que un equipo opere sobre su capacidad, aún por corto tiempo y bajo alguna situación de contingencia, es señal de un agotamiento en la red de transmisión que demandan refuerzos para su solución. Al permitir las se puede correr el riesgo de tomar las decisiones de inversión en forma tardía, más aun si se consideran los tiempos que pueden tomar un proyecto entre su definición y su puesta en servicio.

Es recomendable también que, para fines operativos, se obligue a las empresas a reportar adecuadamente las capacidades de sobrecarga en sus diferentes equipos, ya que actualmente es muy común encontrar que se reportan valores iguales a los nominales, para la operación en sobrecarga y emergencia, lo cual es evidentemente inconveniente por no disponerse de un margen para la operación.

4.5 Contingencias en cascada

Los estudios de confiabilidad generalmente se basan en la representación de componentes individuales con sus respectivas tasas de fallas y reparaciones, que se entrelazan entre sí por efecto de la topología de la red. Los resultados encontrados no consideran normalmente la probabilidad condicional de falla, que probabilísticamente se vincula con la Regla de Bayes (probabilidad condicional), dado que su consideración en sistemas complejos es difícil con los métodos convencionales de evaluación, aquí explicados. No obstante, la probabilidad de eventos en cascada (eventos que de ocurrir pueden llevar a otros con probabilidades altas, que a su vez puedan llevar a otros, con probabilidades mucho mayores a las que resultarían de considerar que los eventos de los componentes del sistema son independientes), puede ser diferente en la realidad, de la probabilidad conjunta de eventos independientes (producto de las probabilidades individuales). La consideración de eventos en cascada debe ser tomada como importante en el estudio de confiabilidad de un sistema y debe ser introducida en los modelos de confiabilidad a partir de la enumeración de estados a ser representados. Su identificación requiere la selección heurística o metaheurística por parte de expertos y algoritmos que permitan recoger la experiencia que se tiene nacional y extranjera en la ocurrencia de fenómenos en cadena. Este trabajo no propone un algoritmo para identificar eventos en cascada, pero sugiere que este tipo de eventos no sea desestimado en los estudios de planeamiento.

Un evento particularmente discutible es la falla simultánea de dos circuitos como consecuencia de compartir las estructuras de transmisión (doble circuito a 220 kV es un caso típico en Colombia), donde algunos fenómenos tales como descargas atmosféricas o atentados terroristas, han llevado a que su probabilidad de ocurrencia sea relevante. Sin embargo, planear el sistema a largo plazo considerando estos eventos, llevaría a un sobredimensionamiento del mismo con costos probablemente altos. Teniendo en cuenta que el sistema no se debe planear para atentados terroristas (sería una mala señal del gobierno exigir este aspecto), y que las descargas atmosféricas se pueden resolver con medidas de relativamente corto tiempo de implementación (mejorar Sistemas de Puesta a Tierra o instalar descargadores de líneas), se recomienda que los estudios de expansión y conexión no consideren estas fallas simultáneas por parte de la UPME y de los transportadores.

4.6 Configuración de subestaciones

La configuración de las subestaciones afecta aspectos asociados con la confiabilidad como la flexibilidad operativa y la mantenibilidad.

Aunque estos aspectos son importantes, la CREG en el Código de Conexión y la UPME ya han establecido sus preferencias a este respecto en el STN (se supedita a configuraciones de interruptor y medio, doble interruptor, y barra doble con barras de transferencia, que

son las configuraciones más confiables), por lo que la recomendación es que no se tenga la configuración de las subestaciones como un criterio de evaluación de la confiabilidad en el STN para estudios de expansión o de conexión. Solo cuando la configuración de la subestación obligue a un seccionamiento del sistema que conduzca a racionar o conlleve Energía No Servida, deberá ser considerado dentro de la evaluación de la alternativa que se esté analizando (cuando por elevados niveles de corto se deban separar las barras, cuando se deban abrir para evitar flujos circulantes, etc.).

Indudablemente para la operación del sistema estos aspectos de la confiabilidad son de capital importancia y deberán ser tenidos siempre en cuenta por parte de XM como operador del sistema.

4.7 Estadísticas de falla

En Colombia no existe una definición metodológica ni de manejo sistemático que permita utilizar adecuadamente las estadísticas de eventos de los diferentes equipos del STN, para elaborar índices de tasas de fallas, tiempos de reparaciones y funciones de densidad de probabilidad de eventos asociadas con estas estadísticas, que sirvan de insumo a los programas de simulación. En un sistema de potencia, los eventos más importantes a considerar en cada equipo son:

Mantenimientos: estos pueden ser Programados o No Programados, dependiendo del evento que condujo a determinarlos. Para efectos de evaluación de la confiabilidad se recomienda calcular estos índices (frecuencia y duración) en un solo tipo de eventos.

Fallas leves: estas fallas implican la salida del servicio intempestiva del componente, aunque su reparación es generalmente lograda en unas pocas horas. Este tipo de eventos depende del componente fallado, pero se trata de eventos como la falla de un pararrayos en una línea de transmisión, caída de árboles, vientos fuertes, disparos errados, fugas, fallas de auxiliares de los equipos, etc.

Fallas graves: implican la salida a largo plazo del componente con tiempos de reparación o de reposición largos (varios días o incluso meses). Estos eventos son menos probables pero su efecto es de largo plazo tales como caída de torres, falla del aislamiento interno, etc.

Este tipo de clasificaciones de eventos debería ser la mínima en la que podrían agruparse los eventos dentro de un estudio de confiabilidad. Actualmente, al no disponerse de datos confiables y ajustados a la realidad colombiana, los índices que normalmente se usan no están discriminados entre mantenimientos y fallas, y corresponden a salidas forzadas que se asumen a partir de las exigencias de calidad, que, en relación con la continuidad del servicio, le impone la CREG a los transportadores.

Una opción que podría manejarse es que la UPME solicite a los propietarios el envío, de manera periódica anual, de los índices de falla de los equipos de transmisión, hasta nivel del STR, calculados con unos criterios prestablecidos que aseguren un cálculo consistente y homologado de parte de todos los transportadores, distribuidores y operadores de red. A partir de esta información, la UPME tendría la posibilidad de estimar los índices de falla por tipo de equipos. Toda esta información tendría que ser de libre acceso a los agentes del sector eléctrico y sería la empleada en la elaboración de estudios de planeamiento por parte de la UPME y de cualquier agente.

4.8 Criterios N-1 y N-K

El criterio N-1 es uno de los permitidos por la UPME para los estudios de conexión. Este criterio establece que con la salida de una cualquiera de las líneas del STN el sistema debe permanecer sin sobrecargas o racionamientos.

Aunque en el planeamiento operativo XM considera en los estudios de confiabilidad la falla de transformadores del STN, los estudios de conexión no están reglamentariamente obligados a considerar estos eventos.

Siendo consecuentes con la metodología propuesta aquí, se recomienda que la inclusión de fallas en transformadores de conexión sea reglamentada en la elaboración de los estudios de expansión y conexión. Esta misma recomendación aplica para equipos de compensación reactiva (serie o paralelo, con o sin controles) y para los generadores.

Al respecto de los criterios N-1 y N-k la recomendación metodológica que se propone es la siguiente:

Para cualquier estudio de planeación de largo plazo o de conexión de proyectos, el estudio de la confiabilidad debe considerar que si el proyecto entra antes de los tres años de entrega del estudio al transportador y a la UPME, se debe aplicar el criterio N-1 en líneas, transformadores, generadores y compensaciones reactivas, hasta la fecha que supere los tres años mencionados. Lo anterior considerando que es el tiempo que puede tomar la realización de los proyectos que define la UPME para resolver los problemas de la red, considerando los tiempos de convocatoria y construcción.

El criterio N-k puede ser utilizado (si la justificación del proyecto no es suficientemente sustentada en el N-1 o si los efectos del proyecto pueden representar costos en eventos de orden N-k), para todo el período de análisis, a juicio del evaluador o a solicitud del Transportador o de la UPME.

4.9 Criterios generales

4.9.1 Horizonte de análisis de los estudios

Los estudios de expansión del STN o de los STR, y los estudios de conexión de nuevas cargas o 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 vigente.

4.9.2 Criterios de evaluación del sistema eléctrico para la expansión

Estado Estacionario: La tensión en estado estacionario para las barras 110 kV y 220 kV no debe ser menor a 0.9 p.u. ni mayor a 1.1 p.u. y para las barras 500 kV no debe ser menor a 0.9 p.u. ni mayor a 1.05.p.u.

Estabilidad Transitoria: Ante contingencias sencillas, la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8 p.u. durante más de 700 ms. Adicionalmente, el sistema debe soportar que la falla no lleve a un evento en cascada que origine un colapso; debe conservar la estabilidad ante una falla trifásica en el barraje de la subestación del área con mayor nivel de cortocircuito, aclarada en el tiempo de la protección diferencial de barras, y ante falla en la línea con mayor aporte al nivel de cortocircuito sin recierre exitoso, trifásica si se trata del nivel de 220 kV o monofásica si se trata de 500 kV, aclarada con tiempo de protección principal; no se permiten valores de frecuencia inferiores a 57.5 Hz durante los transitorios; y se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas.

Estabilidad Dinámica: Ante contingencias sencillas se debe garantizar una oscilación acoplada y amortiguada en las máquinas y en los flujos de potencia, y la estabilidad ante pequeñas perturbaciones debe tener una componente clara de amortiguación.

4.9.3 Restricciones

Para la evaluación de las restricciones del STN se podrá usar el método descrito a continuación, buscando la mayor relación beneficio/costo.

Para la valoración de costos y beneficios en el análisis de restricciones por este método, se deben considerar los estados posibles de la red hasta el nivel de contingencias indicado, valorando los posibles despachos de generación en el sistema. A cada estado evaluado se

le asociará una probabilidad de ocurrencia, considerando todo tipo de eventos. Adicionalmente, para cada estado de la red se calcularán los costos y beneficios considerando el mismo criterio que utilizaría el CND en el análisis eléctrico del despacho para ese estado de la red, es decir, suponiendo una contingencia adicional cuya probabilidad de ocurrencia es 1.”

4.9.4 Criterio de sobrecarga ante contingencia para la expansión

Para la planeación de la expansión en el mediano y largo plazo se tendrá en cuenta que:

- En condiciones normales (sin contingencia), y en condiciones de contingencia N-1 (líneas y transformadores) originadas como consecuencia de una falla en el elemento, no se admiten sobrecargas en ningún equipo de la red.

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 uso del método probabilístico para evaluar confiabilidad, se podrá evaluar hasta un criterio N-k (líneas y transformadores) considerando la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los eventos.
- 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. Lo anterior deberá ser sustentado por el respectivo agente y deberá estar detallado en el respectivo estudio de planeamiento o conexión presentado a la UPME.

Las medidas operativas como los ESPS (Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema de Potencia) y movimientos de cambiatomas, no se deben considerar en los análisis y soluciones de la expansión del Sistema Interconectado.

4.9.5 Criterios operativos a ser tenidos en cuenta en la expansión

Con el fin de tener en cuenta aspectos operativos en la planeación de la expansión se debe considerar:

- En los casos en los cuales los análisis de expansión identifiquen necesidades de instalación de nueva compensación reactiva en el STN, se debe establecer si tales necesidades obedecen a un bajo factor de potencia de los agentes conectados al STN (inferior al regulatoriamente establecido como 0.9), en cuyo caso las

compensaciones serían a cargo del STR o SDL respectivo, en tanto que cuando dichas necesidades obedezcan a comportamientos de la red en el STN o al incremento requerido en la capacidad de transporte, se considerarían como proyectos del STN.

- El factor de potencia para cada mercado de comercialización debe ser mínimo de 0.9, calculado con base en el balance de potencia activa y reactiva de los puntos de conexión del mercado de comercialización con el STN, con otros distribuidores o con generadores, considerándose para estos últimos sólo el flujo de potencia activa.
- La capacidad de las líneas del STN asociadas con la expansión, debe calcularse, para condiciones normales (sin contingencia), para que éstas operen con una carga cuya impedancia esté por debajo de su *Surge Impedance Load (SIL)*, en todos los años del horizonte de análisis. En el análisis de alternativas de líneas superiores a 230 kV se debe garantizar una adecuada energización de las líneas desde ambos extremos en condiciones de demanda mínima, cumpliendo los criterios del Código de Operación.
- Los equipos de compensación tipo FACTS con función de reserva de reactiva para el sistema, en condiciones normales (sin contingencia), se deben dimensionar de tal forma que trabajen en su punto de flotación.

4.9.6 Duración de bloques de demanda para la valoración de la ENS

Las horas de demanda máxima, media y mínima a considerar en la valoración de los proyectos por confiabilidad, se tomaría según lo indicado en el Artículo 3 de la resolución CREG 011-2009, o aquella que la modifique o sustituya.

Tabla 5 - Horas al día por franja de demanda

| Duración | Demanda Máxima | Demanda Media | Demanda Mínima |
|-----------|-------------------|------------------|-------------------|
| Horas/día | 6 | 13 | 5 |

4.9.7 Valoración económica de proyectos de expansión por restricciones

La valoración económica de los proyectos por restricciones, se debería hacer con programas de simulación del mercado eléctrico, que considere las características oligopólicas y los equilibrios de Nash que resulten de la interacción de los agentes dominantes del sistema.

Como en la práctica existen pocos modelos del mercado accesibles a los analistas, se podría utilizar el SDDP con algunas correcciones que se proponen en este estudio, para replicar las características del mercado a partir del despacho optimizado de costos.

En ese sentido se puede establecer el costo de las reconciliaciones positivas a partir de los costos operativos térmicos, como se muestra en este trabajo, considerando el índice de Lerner como parámetro vinculante entre costos operativos y precios de mercado.

4.9.8 Índice de Lerner

En mercados oligopólicos como el mercado eléctrico en general, se tiene un comportamiento estratégico de cantidades tipo Cournot, que finalmente se acerca a un modelo de Stackelberg, donde hay unos participantes estratégicos y otros seguidores. En este tipo de mercados, la diferencia entre el costo marginal del mercado (costo ideal que resulta de un despacho centralizado basado en los costos auditados de producción y en la valoración del agua mediante técnicas de optimización que simulan las hidrologías futuras por varios meses), y el precio de oferta de un mercado de precios (ofertados teóricamente con base en los costos marginales), responde en la realidad, dependiendo del grado de imperfección del mercado, a un nivel de especulación de precios, el cual está relacionado con el grado de concentración del mercado y con la elasticidad del precio de oferta (particularmente en mercados que, como el eléctrico, tienen una casi nula elasticidad del precio de la demanda, es decir, donde el usuario tiene una muy baja reducción de consumo como respuesta a una gran subida del precio).

En un mercado hidrotérmico como el colombiano, las decisiones estratégicas en el largo plazo están dadas por las decisiones de generación de las empresas que poseen recursos hidráulicos, las cuales pueden especular ampliamente con el valor del agua, mientras que los generadores térmicos, son esencialmente seguidores y especulan como respuesta al comportamiento del precio del mercado (teóricamente en un mercado perfecto deberían ofertar racionalmente, su verdadero costo variable de producción).

La concentración del mercado se relaciona directamente con el tamaño de los agentes que quedan encargados de mantener una necesidad de generación de seguridad en un área del sistema. También esta relación depende de la cantidad de agua embalsada, ya que a medida que escasea el agua, una mayor capacidad térmica podría quedar en posición dominante.

Una medida de la capacidad de especulación con la que quedan los agentes que cubren generación de seguridad en un área del sistema de potencia, es la razón entre el precio de mercado y el costo incremental del servicio. A la relación entre esa diferencia y el precio se le define como el índice de Lerner (L):

$$L = \frac{PM - CM}{PM} \Rightarrow PM = \left(\frac{1}{1 - L} \right) CM \quad (4.1)$$

La expresión (4.1) permite calcular dicho índice. En ella, PM representa el precio de mercado y CM el costo marginal. L es un parámetro que varía entre 0 y 1. Cuando es cero,

indica que los precios de mercado se igualan a los costos incrementales del sistema y que, por lo tanto, el mercado responde de manera ideal como si se tratase de un despacho centralizado basado en costos reales. Cuando es uno, significa que el mercado presenta unos precios muy elevados comparados con los costos incrementales de producción, por lo que el mercado está muy lejos de ser un mercado ideal y perfecto y se ha convertido en un mercado completamente especulativo y con posiciones de dominio.

Mientras más imperfecto sea el mercado, más alto será el índice de Lerner, de tal manera que cuando tienda a uno, significa que está muy lejos del costo real de producción del bien.

El índice de Lerner se puede establecer comparando los despachos reales de un sistema con los que habrían resultado de una optimización proveniente de un despacho por costos incrementales (como el que intenta hacer el SDDP). El problema de esta comparación estriba en que la valoración del agua es muy subjetiva en los mercados (depende de las expectativas de precios futuros de los agentes hidráulicos), lo cual se refleja en los precios ofertados (perfectamente medible), pero la valoración del agua en un despacho óptimo centralizado depende de las hipótesis que tenga el optimizador en cuanto a las expectativas de sequía y de su aversión al riesgo de racionamiento. Por esta razón, el índice de Lerner es muy difícil de establecer en la práctica.

Una forma alternativa que se plantea para obtener el índice de Lerner es establecer la proporcionalidad entre el HHI (*Herfindahl-Hirschman Index*, o índice de concentración del mercado) y la elasticidad del precio de oferta (ε), que es la forma en la que reaccionan los productores al precio:

$$L = \frac{HHI}{\varepsilon}, 0 < L \leq 1 \quad (4.2)$$

Como el índice de Lerner está entre 0 y 1, la relación buscada se limita a ese rango, de tal manera que si el cálculo da mayor, se aplica el límite.

El índice de concentración del mercado se calcula con la expresión (4.3), en la cual, s_i corresponde a la participación porcentual del mercado (generación hidráulica), para el agente generador i .

$$HHI = \frac{\sum s_i^2}{10.000}, 0 < HHI \leq 1 \quad (4.3)$$

Cuando $HHI < 0.1$, se dice que el mercado es poco concentrado y se asemeja a un mercado perfecto; cuando $0.1 < HHI < 0.2$ se dice que es moderadamente concentrado;

cuando $0.2 < HHI < 0.3$ se dice que es concentrado, y cuando $HHI > 0.3$ se dice que es altamente concentrado.

La elasticidad del precio de oferta se calcula con la expresión (4.4), en la que P corresponde al costo operativo de cada planta, y Q a la capacidad de cada planta, y dQ/dP a la razón de cambio de la capacidad con el costo operativo:

$$\varepsilon = \frac{P}{Q} \frac{dQ}{dP} \quad (4.4)$$

Cuando $\varepsilon < 1$, se dice que los generadores tienen mucha tendencia a especular en el mercado cuando están en posición dominante, ya que el precio varía mucho con la cantidad solicitada. Cuando $1 > \varepsilon > 2$, se dice que los agentes son medianamente especuladores. Y cuando $\varepsilon > 2$ se dice que los agentes especulan poco en el mercado.

Combinando las ecuaciones (4.1) y (4.2), y considerando que $HHI < \varepsilon$, se obtiene una expresión alternativa que relaciona el precio de mercado y el costo marginal:

$$PM = \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon - HHI} \right) CM \quad (4.5)$$

A partir de los resultados de la simulación del SDDP se calcula ε , dado que el SDDP entrega los costos operativos del despacho hidrotérmico óptimo del sistema, para las alternativas que se estén analizando. El costo operativo térmico representa las generaciones de seguridad en el esquema de despacho optimizado y para establecer ε se construye una curva creciente de costo operativo por planta (de menor a mayor) versus la capacidad acumulada de las plantas del área. La pendiente de esta curva ($\Delta Q/\Delta P$) da la razón de cambio de la capacidad con el costo operativo. El índice para cada escalón se calcula como el producto de esta pendiente por la razón entre el costo operativo (P) y la capacidad (Q) de inicio del escalón. Para hallar un ε equivalente del área, se promedian los valores obtenidos para cada planta.

Finalmente, los beneficios de un proyecto ya no se calcularían como la diferencia entre los costos operativos con y sin proyecto, sino como la resta entre los precios esperados del sistema sin el proyecto y con el proyecto, es decir,

$$B_j = \left(\frac{C_j^o}{L_j^o} - \frac{C_j^p}{L_j^p} \right) \quad (4.6)$$

En esta expresión:

| | |
|---------|--------------------------------------------------------------------------|
| B_j | Beneficios del proyecto en el año j . |
| C_j^o | Costo incremental operativo del sistema, sin proyecto, para el año j . |
| L_j^o | Índice de Lerner del área bajo análisis, sin proyecto, para el año j . |
| C_j^p | Costo incremental operativo del sistema, con proyecto, para el año j . |
| L_j^p | Índice de Lerner del área bajo análisis, con proyecto, para el año j . |

4.10 Flujograma del modelo propuesto

El diagrama de flujo de la metodología que se propone en este trabajo es el que se muestra en la Figura 4-1. A grandes rasgos, se propone calcular dos tipos de beneficios. Unos, denominados beneficios eléctricos, con los que se evalúa el impacto de un proyecto en la confiabilidad del sistema, con el sistema representado a través de un modelo eléctrico AC. Y otros, denominados beneficios energéticos, con los que se determina el impacto de un proyecto en el costo operativo del sistema, con el sistema representado a través de un modelo energético y flujos de carga DC.

4.10.1 Cálculo de beneficios eléctricos

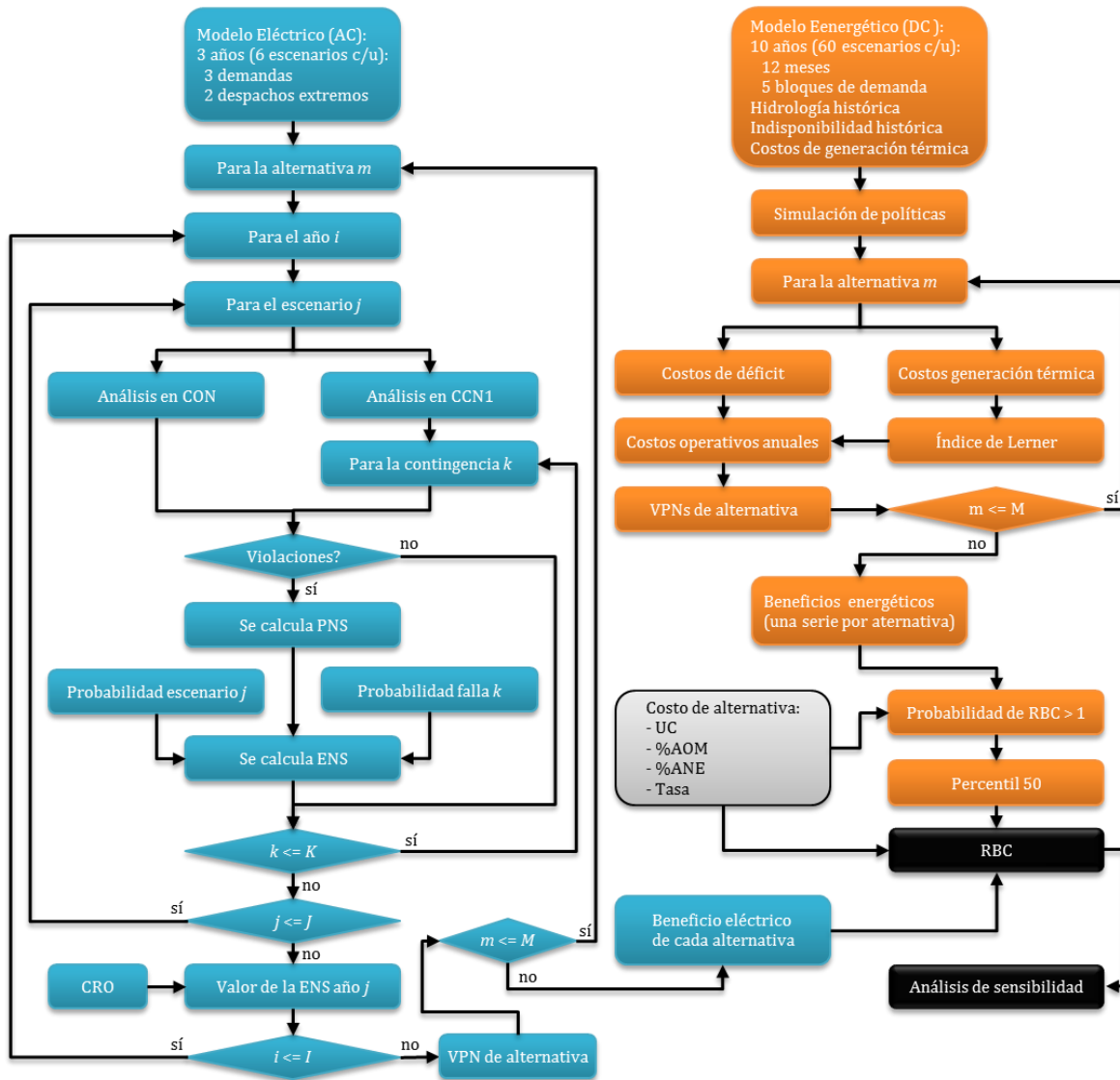
Estos cálculos se realizan basados en un modelo eléctrico AC en el que se representan, como mínimo, 18 escenarios operativos futuros del sistema, que corresponden a tres años y, en cada uno de ellos, tres bloques de demanda y dos despachos hidrotérmicos en cada bloque de demanda.

El primer año de análisis debe ser el año de ingreso del proyecto; el último año de análisis, el último año del horizonte de planeamiento definido en el PERGT vigente. Estos análisis se complementan con la selección de un año intermedio. Las demandas corresponden a la representación del sistema en condiciones de demanda máxima, media y mínima anuales. Los despachos deben reflejar dos condiciones hidrológicas extremas, uno de alta disponibilidad de recursos hidráulicos, y otro de alta disponibilidad de recursos térmicos.

Cada escenario operativo es inicialmente analizado en CON. De encontrarse violaciones de carga o tensión, se estima la Potencia No Suministrada (PNS) como el valor de demanda que debe racionarse para eliminar dichas violaciones. Estos racionamientos pueden ser calculados, entre otras formas, a través de simulaciones de estabilidad de tensión. El DPF posee una función denominada *feeder* que también permite realizar este cálculo en forma precisa y de una manera sencilla. Estos valores de potencia se convierten a valores de energía (ENS) con base en la probabilidad del escenario operativo, para lo cual se considera la duración de bloques de demanda definidos en la Resolución CREG

2000/103[58]; y la probabilidad de los despachos hidrotérmicos. Una alternativa para determinar la probabilidad de los despachos modelados sería considerarlos equiprobables. Sin embargo, si se dispone de un modelo energético, la probabilidad de los despachos podría calcularse con el mismo procedimiento empleado por la UPME.

Figura 4-1: Flujograma de la metodología propuesta



Los valores de ENS calculados para los seis escenarios operativos de un mismo año se suman en forma algebraica para determinar así la ENS anual, para cada uno de los años evaluados.

Del mismo modo, cada escenario operativo es analizado en CCN1. Para la selección de las contingencias a evaluar, una alternativa interesante sería aplicar el método de índice de desempeño descrito en el título 2.3.2 de este documento. Sin embargo, la realidad es que,

aunque el modelo eléctrico colombiano normalmente representa todos los equipos que componen el STN y los STR, los análisis siempre se concentran en un sector reducido del sistema. Esto, sumado al hecho de que los escenarios operativos también son finitos y reducidos, hace posible la evaluación de todas las contingencias de manera exhaustiva, es decir, la aplicación de la metodología de enumeración de estados para evaluación de confiabilidad. Esto mismo explica el que en Colombia, para la elaboración de estudios de expansión o de estudios de conexión, no se utilicen metodologías estocásticas basadas en Monte Carlo, ni tampoco tenga aplicación el ranqueo de contingencias para la selección de contingencias a evaluar.

Las violaciones de carga o tensión que se ocasionen en cada contingencia son eliminadas a través de racionamiento de demanda. La PNS que se calcule se convierte en ENS con base en la probabilidad de la contingencia que la ocasiona y la probabilidad del escenario operativo en que se calcule.

Los valores de ENS calculados en CON y CCN1 para cada año, se acumulan algebraicamente y se valoran con los costos escalonados de racionamiento que mensualmente define la UPME. El escalón a aplicar depende del porcentaje de demanda racionada con respecto a la demanda operativa del área bajo análisis. Este procedimiento se repite para cada una de las alternativas a considerar, incluido el caso base que representa el sistema sin ninguna alternativa. La siguiente es la expresión matemática del procedimiento que acaba de describirse:

$$V_{ENS_i}^m = CRO * ENS_i^m = CRO * \sum_{j=1}^J \sum_{k=0}^K PNS_{i,j,k}^m * 8760 * P_j * P_k \quad (4.7)$$

$V_{ENS_i}^m$ Valor anual de ENS para el año i con la alternativa m (\$).

ENS_i^m Energía No Suministrada para el año i con la alternativa m (MWh).

CRO Costo de racionamiento aplicable para la ENS_i^m (\$/MWh).

$PNS_{i,j,k}^m$ Potencia No Suministrada para el año i , en el escenario operativo j , bajo la contingencia k , con la alternativa m (MW).

P_j Probabilidad del escenario operativo j (%).

P_k Probabilidad de la contingencia k (%).

J Número de escenarios operativos en el año i .

K Número de contingencias. El caso $k = 0$ corresponde a CON.

A partir de los costos anuales encontrados, se calcula el valor presente de los sobrecostos por confiabilidad para cada alternativa, y la comparación de estos sobrecostos con el calculado para el caso base, permite determinar los beneficios eléctricos por confiabilidad de cada alternativa.

4.10.2 Cálculo de beneficios energéticos

Estos cálculos se realizan basados en un modelo energético DC en el que se representan 600 escenarios futuros de demanda y topología, distribuidos en 10 años, 12 meses por año, y cinco bloques de demanda por mes.

La estimación de los beneficios energéticos se realiza a partir de simulaciones en el SDDP realizadas con cada alternativa, de las cuales se obtienen los costos anuales de déficit y los costos de operación térmica.

Los costos de déficit, son los costos por racionamientos de demanda, para los casos en los que la herramienta encuentra desabastecimiento de demanda en algunas barras, bien porque no encuentra recursos de generación disponibles, o bien por agotamiento de la red de transmisión. Los costos de operación térmica, corresponden al costo de generación de las plantas térmicas despachadas, el cual es función de la energía generada para un período de tiempo determinado. La suma de estos dos costos conforma los Costos Operativos del Sistema (COS).

Ahora bien, los costos de operación térmica calculados a partir del SDDP son los correspondientes a un despacho centralizado y optimizado con base en los costos reales de producción de energía que no considera las características y reglas del mercado de energía colombiano. Por tal razón, se propone estimar los costos operativos de mercado a partir de los costos operativos ideales a través del índice de Lerner, calculado como se presentó en el título 4.9.8. Generalmente, este índice presenta baja sensibilidad a la variación del costo de combustible, pero sí se puede ver afectado por el ingreso de nueva generación al mercado, ya que ello puede modificar la elasticidad de precios de oferta ε y el índice de concentración del mercado *HHI*.

Se obtienen entonces los COS para cada año del análisis, cada serie o pronóstico de generación, y cada alternativa a evaluar, incluido el caso base. Es importante mencionar que los resultados de las simulaciones con cada alternativa son totalmente comparables siempre y cuando ambas se realicen bajo la misma política de simulación, ya que esto garantiza el uso de los mismos pronósticos hidrológicos, y las diferencias entre las simulaciones serán sólo las del proceso de optimización del uso de recursos como tal.

Posteriormente, se calcula el VPN de 30 años de los costos operativos de mercado, para cada serie y cada alternativa, utilizando, para los años posteriores al último año del análisis energético, el promedio de los últimos cinco años. De esta forma se obtienen 50 cálculos

de VPN con cada alternativa (uno por cada serie). La diferencia, serie por serie, del VPN con respecto al caso base, es el beneficio de cada alternativa en cada serie. Se tiene así una diversidad de resultados relacionada directamente con las incertidumbres que considera la simulación energética, tales como la hidrología, disponibilidad de plantas y ofertas de generación, entre otras, con lo cual, en lugar de obtener un valor único de beneficio para cada alternativa, se obtiene un valor de probabilidad de la conveniencia de cada alternativa para el sistema.

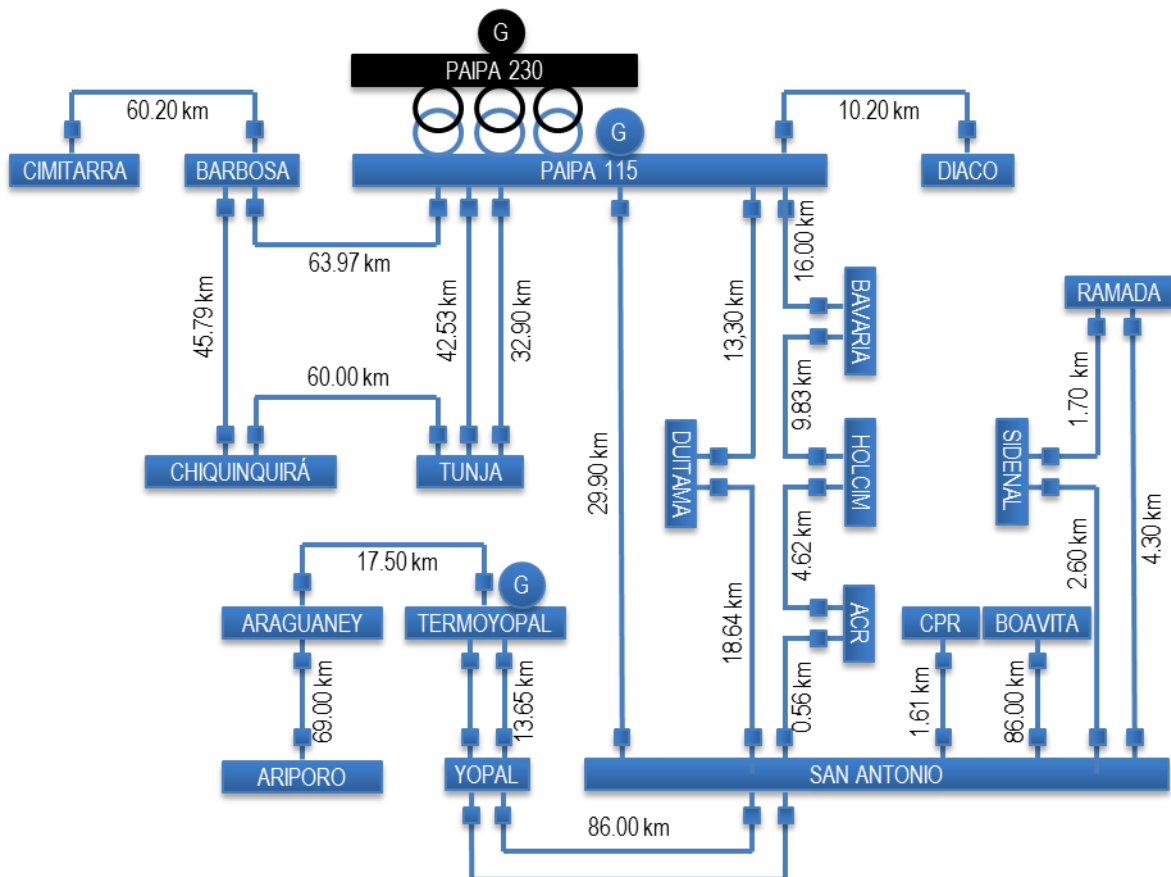
La conveniencia de una alternativa naturalmente está determinada por una acumulación de beneficios mayor a los costos de inversión que demanda la implementación de una alternativa. Los costos de inversión se pueden estimar a partir de los costos unitarios de referencia y la metodología definida en la Resolución CREG 097/2008, para la remuneración de activos del STR, y en la Resolución CREG 011/2009, para la remuneración de activos del STN.

5. Caso práctico de aplicación en el sistema colombiano

Con el fin de mostrar la aplicación de la metodología actualmente empleada por la UPME y la que se propone en este trabajo, se estudió un proyecto de transformación 230/115 kV en la subestación Sochagota, con el cual se busca reducir o eliminar la generación de seguridad en el sistema eléctrico del departamento de Boyacá. Este sistema es operado por la Empresa de Energía de Boyacá (EBSA).

La Figura 5-1 muestra un diagrama unifilar del STR de EBSA que en la actualidad cuenta con un solo punto de conexión al STN en Paipa 230 kV, el cual tiene una capacidad total de 360 MVA, compuesta por dos transformadores 230/115 kV de 90 MVA y un transformador de 180 MVA.

Figura 5-1: Diagrama unifilar del STR de EBSA



El STR de EBSA cuenta capacidad instalada de generación interna de 281 MW, distribuida en tres unidades térmicas en Paipa (171 MW) y cinco unidades térmicas en cercanías a Yopal (110 MW). La Tabla 6 presenta la capacidad de cada unidad, la indisponibilidad histórica (IH), y la tasa de indisponibilidad (FOR) real calculada para el año 2013 con base en la capacidad horaria ofertada. Cabe anotar que las plantas con capacidad de 20 MW son menores y no son despachadas centralmente.

Tabla 6: Capacidad instalada de generación en el STR EBSA

| Generador | Capacidad MW | FOR % | IH % |
|-----------|--------------|-------|-------|
| MCIMARR1 | 20 | 0.6 | 38.00 |
| MMORRO1 | 20 | 21.6 | 38.00 |
| MMORRO2 | 20 | 6.8 | 38.00 |
| MYOPAL1 | 20 | 0.4 | 38.00 |
| PAIPA1 | 31 | 27.1 | 23.15 |
| PAIPA2 | 70 | 27.8 | 19.85 |
| PAIPA3 | 70 | 13.6 | 11.47 |
| TYOPAL2 | 30 | 13.3 | 10.00 |
| EBSA | 281 | 0.0 | |
| PAIPA | 171 | 0.3 | |
| YOPAL | 110 | 1.3 | |

La Tabla 7 presenta la proyección de demanda por barra en el área, en todo el horizonte de planeamiento actual.

Tabla 7: Proyección de demanda por barra (MW) en el STR EBSA

| Demanda | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| APR | 35.6 | 35.6 | 35.5 | 30.7 | 30.7 | 30.7 | 30.7 | 30.7 | 30.7 | 30.7 | 30.7 |
| Araguaney | 0.0 | 28.2 | 31.8 | 32.8 | 33.7 | 35.5 | 36.7 | 37.3 | 37.9 | 38.6 | 39.7 |
| Barbosa | 14.1 | 14.5 | 15.2 | 15.2 | 15.6 | 15.8 | 16.3 | 16.4 | 16.6 | 16.9 | 17.4 |
| Bavaria | 2.8 | 2.9 | 3.0 | 3.1 | 3.2 | 3.4 | 3.5 | 3.5 | 3.6 | 3.6 | 3.8 |
| Boavita | 3.5 | 3.6 | 3.8 | 3.9 | 4.0 | 4.2 | 4.4 | 4.4 | 4.5 | 4.6 | 4.7 |
| Chiquinquirá | 8.6 | 8.8 | 9.2 | 9.3 | 9.5 | 9.6 | 9.9 | 10.0 | 10.1 | 10.2 | 10.6 |
| Cimitarra | 8.4 | 8.6 | 9.0 | 9.0 | 9.3 | 9.4 | 9.7 | 9.7 | 9.8 | 10.0 | 10.3 |
| CPR | 10.9 | 11.5 | 12.0 | 12.3 | 12.7 | 13.3 | 13.8 | 14.0 | 14.3 | 14.5 | 14.9 |
| DIACO | 25.3 | 25.3 | 25.2 | 21.9 | 21.9 | 21.9 | 21.9 | 21.9 | 21.9 | 21.9 | 21.9 |
| Duitama | 20.6 | 21.1 | 22.1 | 22.2 | 22.8 | 23.0 | 23.8 | 23.9 | 24.1 | 24.6 | 25.4 |
| HOLCIM | 17.7 | 17.7 | 17.7 | 15.3 | 15.3 | 15.3 | 15.3 | 15.3 | 15.3 | 15.3 | 15.3 |
| Paipa | 6.2 | 6.4 | 6.6 | 6.7 | 6.8 | 6.9 | 7.1 | 7.2 | 7.3 | 7.4 | 7.6 |
| Paz de Ariporo | 6.1 | 6.2 | 6.5 | 6.6 | 6.7 | 6.8 | 7.0 | 7.1 | 7.1 | 7.3 | 7.5 |
| Ramada | 23.5 | 24.1 | 25.2 | 25.3 | 26.0 | 26.3 | 27.1 | 27.3 | 27.5 | 28.0 | 29.0 |
| SIDENAL | 25.5 | 26.9 | 28.0 | 28.8 | 29.6 | 31.0 | 32.1 | 32.5 | 33.1 | 33.7 | 34.7 |
| San Antonio | 11.9 | 12.2 | 12.7 | 12.8 | 13.1 | 13.3 | 13.7 | 13.8 | 13.9 | 14.2 | 14.6 |
| Tunja | 37.4 | 38.5 | 40.2 | 40.3 | 41.4 | 41.9 | 43.2 | 43.5 | 43.9 | 44.7 | 46.2 |
| Yopal | 42.8 | 44.0 | 46.0 | 46.1 | 47.4 | 47.9 | 49.4 | 49.7 | 50.2 | 51.1 | 52.8 |
| TOTAL | 301 | 336 | 350 | 342 | 350 | 356 | 366 | 368 | 372 | 377 | 387 |

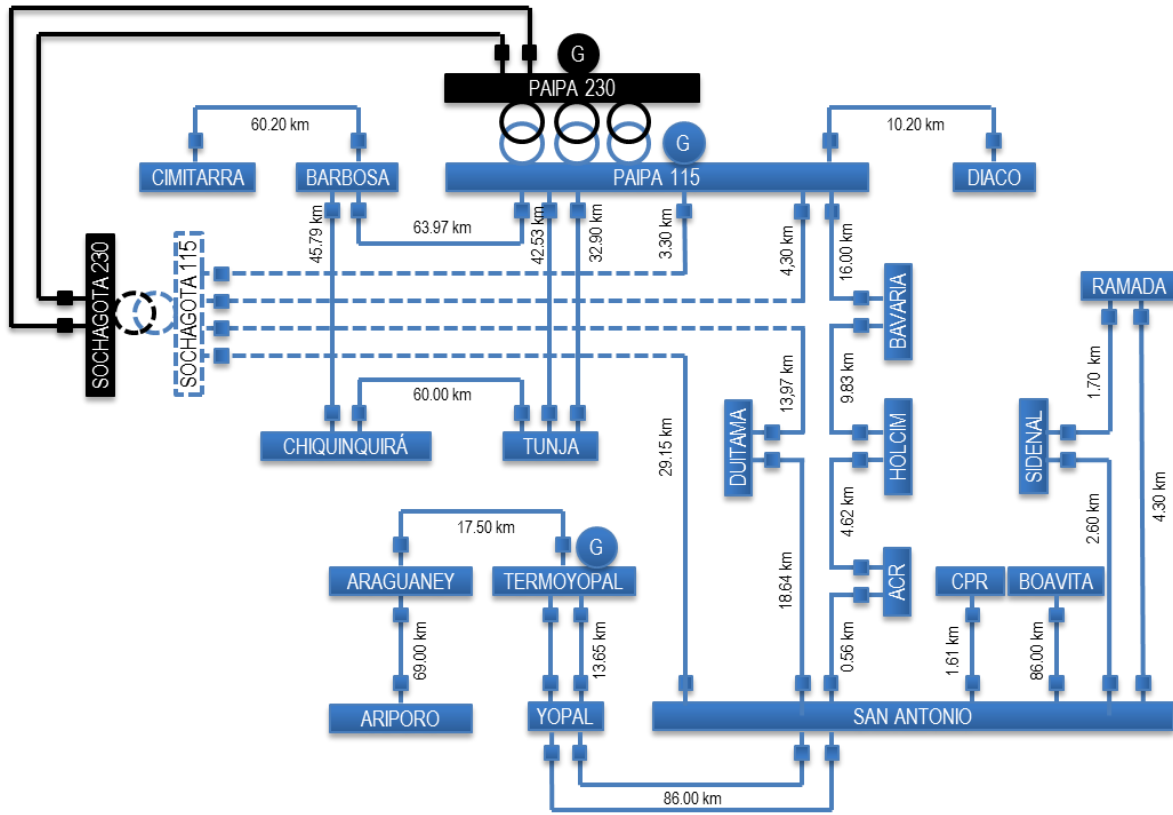
La demanda de este sistema para el año 2014 es de 301 MW, para lo cual, la capacidad de transformación de 360 MVA en Paipa, en condiciones de operación normal (CON), resulta suficiente para importar toda su demanda. Sin embargo, ante la contingencia sencilla en el transformador de 180 MVA en Paipa, la capacidad de importación se reduce a la mitad, y de esta forma no se dispone de suficiente capacidad para importar toda la demanda del área. Con el área importando los 301 MW de su demanda (más las pérdidas de transmisión), al fallar el transformador de 180 MVA en Paipa, los otros dos transformadores alcanzarían instantáneamente una carga superior al 190%, lo que originaría el disparo inmediato por operación de protecciones de estos transformadores, dejando el área totalmente aislada y sin suministro de energía.

Por esta razón, actualmente XM define, como medida de seguridad y confiabilidad para el área, un límite de 200 MW en la transformación de Paipa, lo cual obliga el despacho de recursos de generación interna para cubrir la demanda en exceso de este límite. De esta forma, al fallar el transformador de 180 MVA en Paipa, los otros dos transformadores alcanzarían instantáneamente una carga inferior al 125%, con lo cual se dispone del tiempo necesario para deslastrar la demanda que sea necesaria para reducir la carga de estos transformadores por debajo del 100%, sin poner en riesgo el suministro de la mayor parte de demanda del área.

Sin embargo, la situación descrita presenta dos inconvenientes. El primero es la dependencia del área de la disponibilidad de generación interna suficiente en los momentos que se requiera, lo que implica un riesgo de desatención de parte de la demanda. Y el segundo, que se configura una restricción de generación, toda vez que este recurso deberá ser despachado aun cuando su oferta sea superior al costo marginal, es decir, fuera de mérito, lo que constituye un sobre costo en la operación del sistema que deben cubrir todos los usuarios del sistema.

Como solución a esta situación se ha propuesto la instalación de un transformador de 180 MVA en la subestación Sochagota y reconfigurar las líneas a 115 kV Paipa-Duitama y Paipa-San Antonio, con una conexión a esta subestación. De esta forma, el STR EBSA dispondrá de 540 MVA de transformación que permitirá elevar el límite de importación del área, en teoría, alrededor de 400 MW, con lo cual se eliminaría la generación de seguridad en el área en todo el horizonte de planeamiento. Es importante mencionar aquí que el límite real de importación dependerá del balance de carga en la transformación de Paipa y Sochagota, lo que, a su vez, dependerá de aspectos como la impedancia del nuevo transformador y de la forma en que se integre la nueva subestación Sochagota 115 kV al STR EBSA. Se determinó a través de análisis eléctricos de detalle que la conexión de Sochagota 115 kV seccionando líneas Paipa-Duitama y Paipa-San Antonio permite una adecuada distribución de flujos en las transformaciones de Paipa y Sochagota. La Figura 5-2 muestra el diagrama unifilar del STR EBSA con el nuevo punto de conexión al STN en Sochagota y la forma en que este se integraría al STR EBSA.

Figura 5-2: Diagrama unifilar del STR de EBSA con el proyecto Sochagota



En los títulos siguientes se desarrolla el análisis de beneficios del proyecto Sochagota a través de la metodología actualmente utilizada por la UPME y, posteriormente, a través de la metodología propuesta en este trabajo. Todos los análisis necesarios para ello se realizan con el modelo completo de SIN, detallado hasta nivel de 115 kV. Los parámetros eléctricos de todos los equipos existentes son los publicados en el PARATEC en la página de XM. El PERGT considerado es el vigente en la actualidad [4]. Los análisis eléctricos se realizan con ayuda de la herramienta DPF, en tanto que, los análisis energéticos, con ayuda de la herramienta SDDP.

5.1 Metodología actual

Considerando que el proyecto Sochagota permite eliminar la necesidad de generación de seguridad en el STR EBSA en el horizonte de planeamiento, el cálculo de los beneficios del proyecto se realiza con base en la ecuación (3.3).

La Tabla 8 presenta la demanda en cada bloque del STR EBSA y las pérdidas en la red de transmisión para cada bloque, calculadas a partir de flujos de carga en el modelo eléctrico. Se puede apreciar que para el año 2016, año esperado de ingreso del proyecto Sochagota, en los tres bloques de demanda se excede el límite de importación del área de 200 MW, de

manera que en todos ellos es necesario el despacho de recursos internos de generación en Paipa o Yopal.

Tabla 8: Demanda y pérdidas por bloques en el STR EBSA (MW)

| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Demanda máxima | 349.78 | 342.28 | 349.69 | 356.30 | 365.67 | 368.25 | 371.87 | 377.09 | 387.20 |
| Pérdidas | 8.39 | 8.50 | 8.95 | 7.68 | 6.69 | 6.13 | 6.34 | 6.77 | 7.23 |
| Total | 358.18 | 350.77 | 358.64 | 363.98 | 372.36 | 374.37 | 378.21 | 383.87 | 394.43 |
| Demanda media | 301.01 | 294.47 | 300.77 | 306.37 | 314.36 | 316.48 | 319.49 | 323.89 | 332.47 |
| Pérdidas | 6.54 | 4.60 | 5.26 | 5.39 | 5.71 | 5.08 | 5.02 | 5.15 | 5.53 |
| Total | 307.55 | 299.08 | 306.02 | 311.76 | 320.07 | 321.56 | 324.51 | 329.04 | 338.00 |
| Demanda mínima | 229.84 | 224.21 | 228.37 | 231.98 | 237.44 | 238.28 | 239.79 | 242.32 | 247.97 |
| Pérdidas | 3.30 | 3.40 | 3.33 | 3.58 | 3.74 | 3.86 | 3.83 | 4.10 | 4.29 |
| Total | 233.14 | 227.61 | 231.70 | 235.56 | 241.19 | 242.14 | 243.62 | 246.42 | 252.25 |

En demanda mínima se requiere entonces un despacho al interior del STR EBSA de 33 MW, en tanto que, en demanda media de 107 MW, y en demanda máxima de 158 MW.

Si en cada uno de estos casos, el recurso requerido (o una cantidad superior) es despachado por orden de mérito con base en su oferta, en realidad no habría generación de seguridad ($MW_{REC} = 0$), con lo cual no se tendría ningún sobrecosto por restricciones para cumplir con el límite de importación del STR EBSA. Si así fueran las cosas, no habría ningún beneficio para el sistema la construcción del proyecto Sochagota.

Se requiere entonces hacer una estimación del uso de los recursos energéticos con base en la disponibilidad y costo de generación de cada recurso y la demanda a suministrar, para lo cual se hace uso de la herramienta SDDP. Así como en el modelo eléctrico la demanda anual se representa a través de tres bloques de demanda, en el modelo energético se representa con cinco bloques mensuales, es decir, con 60 bloques anuales. El modelo energético utilizado en este ejercicio contempla el horizonte 2014-2024. La Tabla 9 muestra la demanda en el modelo energético en cada bloque para el año 2016.

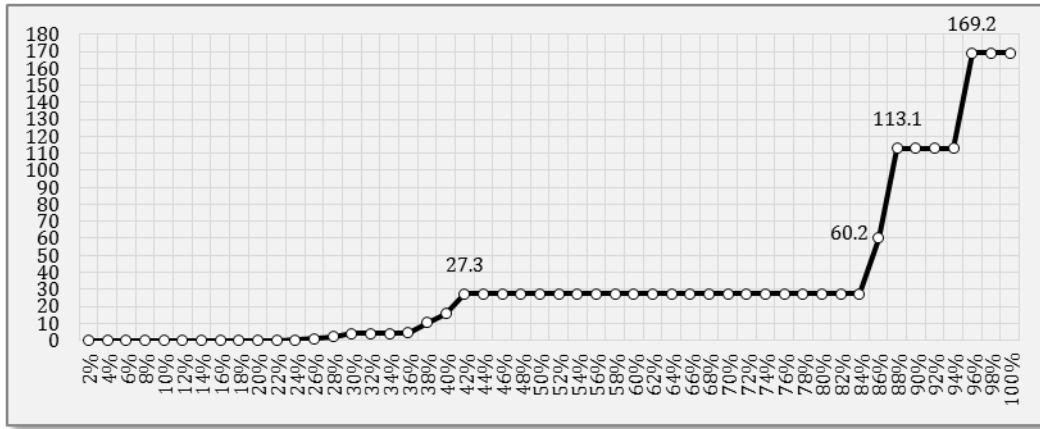
Tabla 9: Demanda por bloques del STR EBSA en el modelo energético del 2016 (MW)

| Bloque | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 1 | 331 | 340 | 332 | 332 | 334 | 334 | 333 | 335 | 335 | 335 | 332 | 325 |
| 2 | 282 | 297 | 287 | 289 | 286 | 289 | 283 | 288 | 290 | 287 | 287 | 276 |
| 3 | 265 | 281 | 271 | 273 | 270 | 273 | 267 | 271 | 274 | 270 | 270 | 259 |
| 4 | 234 | 249 | 239 | 241 | 238 | 241 | 235 | 239 | 242 | 238 | 238 | 227 |
| 5 | 236 | 252 | 242 | 244 | 241 | 244 | 237 | 242 | 245 | 240 | 241 | 230 |

A partir de la hidrología histórica disponible, el SDDP realiza un número determinado de pronósticos de la hidrología futura esperada. Para cada uno de estos pronósticos, efectúa un proceso de optimización del uso y reserva del agua en el período de simulación, y entrega como resultado la estimación de generación de energía requerida en cada planta

del sistema, y en cada bloque de demanda modelado. La cantidad de pronósticos de hidrología, es un parámetro de entrada del SDDP que se define por el usuario, y que para el presente ejercicio se definió en 50. En consecuencia, como resultado de la simulación se dispone de 50 series de despachos hidrotérmicos del SIN, para todo el horizonte de simulación, y sus correspondientes costos operativos térmicos, que dependen del uso de las plantas térmicas y su costo de generación. De esta forma, se dispone de 600 despachos por año y por bloque de demanda (12 meses, 50 series), que pueden agruparse para construir una CDF, a partir de la cual se puede determinar la probabilidad de un despacho en particular.

Figura 5-3: CDF para la generación de EBSA, año 2016, bloque 1



La Figura 5-3 muestra la CDF para la generación interna acumulada en el STR EBSA para demanda máxima del año 2016 (que corresponde al bloque 1 de diciembre), calculada a partir del despacho ideal entregado por el SDDP. Según esto, la probabilidad de que el despacho interno de los 158 MW, que la demanda máxima del área (y sus pérdidas) excede el límite de importación en Paipa de 200 MW, no esté en mérito es del 96%.

Considerando que, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 2000/103[58], la duración del bloque de demanda máxima es de 6 horas diarias (2190 horas anuales), la energía a reconciliar por generación de seguridad en el bloque de máxima del año 2016 es entonces:

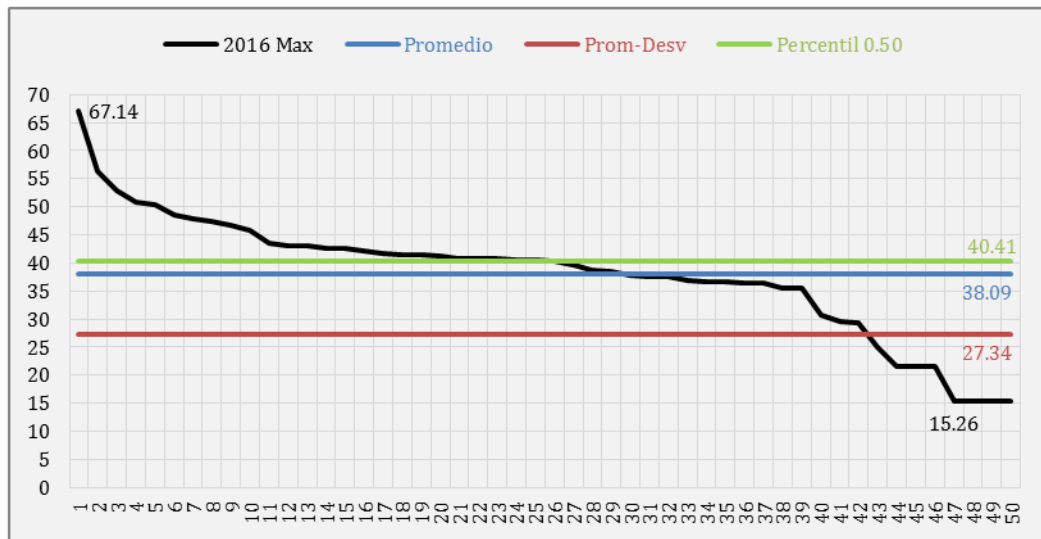
$$GS_{2016-MAX} = 158 [MW] * 2,190 [h] * 0.96 = 330,885 [MWh] \quad (5.1)$$

Para determinar el costo de esta generación de seguridad, se necesita calcular el precio de bolsa y el precio de reconciliación positiva que debe utilizarse.

Con respecto al precio de bolsa, una opción sería estimarlo a partir de su comportamiento histórico aplicando algún criterio estadístico. Sin embargo, esto tendría el inconveniente de no considerar las condiciones futuras del sistema, no pudiendo reflejar el impacto, por

ejemplo, del ingreso de nueva generación al sistema. Por esta razón, la UPME también se apoya en la simulación energética para estimar el precio de bolsa, aprovechando que esta entrega un Costo Marginal de Demanda (CMD), correspondiente a la variación del costo operativo con respecto a un incremento infinitesimal en la demanda del sistema. En el caso de estudios con representación de la red de transmisión, los costos marginales del sistema se obtienen ponderando los costos marginales nodales por la demanda en cada nodo o barra. Ahora bien, el SDDP no entrega un valor único sino un CMD por cada mes, bloque de demanda y serie, por lo que el precio de bolsa se puede determinar mediante la aplicación de algún criterio estadístico. El criterio normalmente empleado por la UPME es tomar el promedio menos una desviación estándar calculado para el bloque y mes que sea del caso (bloque 1 de diciembre, para demanda máxima; bloque 3 de diciembre, para demanda media; bloque 5 de enero, para demanda mínima). La Figura 5-4 muestra el CMD en USD/MWh calculado por el SDDP para el bloque 1 de diciembre del 2016 y para cada serie. Para el caso particular, el CMD varía entre 15.26 y 67.14, tiene un promedio de 38.09, una desviación estándar de 10.75, y un percentil del 50% de 40.41. Siguiendo el criterio aplicado por la UPME, el precio de bolsa a aplicar para demanda máxima del 2016 es entonces de 27.34 USD/MWh.

Figura 5-4: CMD para demanda máxima del 2016 (USD/MWh)



Respecto al precio de reconciliación positiva (PRP), este corresponde al precio de oferta de cada generador, el cual involucra un costo de generación, que considera aspectos como el tipo de combustible, la eficiencia térmica, el costo de AOM, costos de arranque y parada, y otros costos variables como impuestos y servicios complementarios de generación, entre otros; y del margen de utilidad que puede verse influenciado por situaciones coyunturales que pueden poner a algunas plantas en posiciones dominantes. Para evitar altas especulaciones en los precios de oferta, la CREG establece un techo para la Reconciliación Positiva, a través de las Resoluciones 034/2001 y 036/2010, para generadores hidráulicos

y, a través de las Resoluciones 034/2001, 084/2005 y 051/2009, para generadores térmicos. Una alternativa para estimar el precio de reconciliación podría ser entonces utilizar los precios que se calculan con la Resolución 034/2001. Otra alternativa, y que es la empleada por la UPME, consiste en utilizar los costos de generación que se definen en el SDDP para cada generador como parámetro de entrada. Cabe anotar que estos costos sólo consideran las componentes de costos variables y consumo de combustible.

Para el presente ejercicio en particular, cuatro plantas despachadas centralmente competirían por la generación de seguridad al interior de EBSA, por lo que el precio de reconciliación se calcula como el costo de generación ponderado en función de la capacidad de cada planta:

Tabla 10: Cálculo del costo ponderado de generación en EBSA

| Concepto | PAIPA 1 | PAIPA 2 | PAIPA 3 | YOPAL 2 | EBSA |
|------------------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Capacidad (MW) | 31.00 | 70.00 | 70.00 | 30.00 | 201.00 |
| Precio (USD/MWh) | 48.42 | 55.48 | 45.92 | 35.80 | 48.12 |

El costo de reconciliación de 48.12 USD/MWh es aplicable para todos los bloques de demanda y todos los años en el horizonte de análisis.

Se tienen así todos los elementos necesarios para el cálculo de beneficios del proyecto Sochagota para el bloque de demanda máxima del año 2016, a partir de la ecuación (3.3):

$$B_{2016-MAX} = 330,885 [MWh] * (48.12 - 27.34) \left[\frac{USD}{MWh} \right] = 6'876,914 [USD] \quad (5.2)$$

Del mismo modo se calculan los beneficios para los bloques de demanda media y mínima, con lo cual se determinan los beneficios del proyecto para el año 2016. La Tabla 11 resume estos cálculos y muestra que el costo por generación de seguridad encontrado para el año 2016 es de COP 16.46 Millones.

Tabla 11: Cálculo del costo de generación de seguridad para el año 2016

| | Máxima | Media | Mínima |
|------------------|------------|-----------|---------|
| GFM (MW) | 158 | 108 | 33 |
| Probabilidad | 0.96 | 0.89 | 0.86 |
| Duración (h/a) | 2,190 | 4,745 | 1,825 |
| GFM (MWh/a) | 330,885 | 455,824 | 51,924 |
| PB (USD) | 27.34 | 29.15 | 30.18 |
| PRP (USD) | 48.12 | 48.12 | 48.12 |
| Sobrecosto (USD) | 20.78 | 18.97 | 17.94 |
| CGS (USD) | 6,876,914 | 8,648,227 | 931,772 |
| CGS (USD/a) | 16,456,913 | | |

Siguiendo la metodología que acaba describirse, se calculan los beneficios para cada año en el horizonte de análisis y, a partir de estos, se determina el VPN de los beneficios del

proyecto por eliminación de restricciones, utilizando para ello la tasa de descuento del 11.5% reconocida en Colombia para la remuneración de activos del STN. La Tabla 12 presenta el resumen de estos cálculos.

Tabla 12: Cálculo del VPN para el horizonte de simulación

| Año | CGS (USD) |
|-----------------|-------------|
| 2016 | 16,456,913 |
| 2017 | 15,493,054 |
| 2018 | 15,091,052 |
| 2019 | 41,873,117 |
| 2020 | 41,321,505 |
| 2021 | 22,604,289 |
| 2022 | 19,155,380 |
| 2023 | 6,127,400 |
| VPN (2016-2023) | 125,377,794 |

Considerando que las evaluaciones económicas normalmente se realizan para horizontes más amplios, para extender el ejercicio a un horizonte de análisis de 30 años, se considera un flujo perpetuo y constante equivalente al promedio de los últimos cinco años. De esta forma se obtiene un VPN de 30 años para los beneficios del proyecto Sochagota de USD 222.08 Millones.

En lo concerniente a los costos de inversión, éstos se pueden estimar a partir de los costos unitarios de referencia y metodología definida en la regulación colombiana para la remuneración de activos del STR, mediante la Resolución CREG 097/2008. La Tabla 13 resume este cálculo.

Tabla 13: Costos de inversión asociados al proyecto Sochagota (USD Dic/2013)

| Obras | VRN | CA Total | VA Total |
|---------------------------------------------------------|------------|-----------|------------|
| Subestación BPT 115 kV MC2 Tipo 1 Convencional | 2,142,666 | 361,319 | 2,708,321 |
| Subestación BS 13.2 kV, Tipo 1 | 73,961 | 12,472 | 93,487 |
| Transformación 230/115/13.2 kV de 180 MVA | 7,670,675 | 1,266,002 | 9,489,511 |
| Reconfiguración Paipa - Sochagota - Duitama 115, 1c | 1,322,010 | 222,931 | 1,671,015 |
| Reconfiguración Paipa - Sochagota - San Antonio 115, 1c | 1,055,762 | 178,034 | 1,334,478 |
| Total costos de inversión | 12,265,075 | 2,040,758 | 15,296,812 |

La columna VRN muestra el Valor de Reposición a Nuevo de las Unidades Constructivas que conforman las obras descritas en la columna Obras. Este valor comprende el costo de los equipos, instalados y puestos en operación. En la regulación vienen dados en COP Dic/2007, por lo que deben ser actualizados a COP Dic/2013 con el Índice de Precios al Productor (IPP) y luego convertidos a USD Dic/2013 con la Tasa Representativa del Mercado (TRM).

La columna CA Total reúne los Costos Anuales, que comprenden los Cargos Anuales por remuneración del VRN, considerando un plazo de 30 años y una tasa de rendimiento del 13%; los costos de AOM actualmente reconocidos al Operador de Red EBSA equivalentes

al 2.98% anual del VRN; y los costos reconocidos por Activos No Eléctricos (ANE) correspondientes al 4.10% de los Cargos Anuales.

Finalmente, la columna VA Total muestra el Valor Actual de la proyección a 30 años de los Costos Anuales. El costo total de inversión del proyecto Sochagota, incluyendo todos los costos descritos, es entonces de USD 15.30 Millones, de modo que la relación costo-beneficio del proyecto es 14.5, muy superior a la unidad, lo cual es muestra de la conveniencia del proyecto para el área:

$$RBC = \frac{222'076,941}{15'296.812} = 14.5 \quad (5.3)$$

Un análisis de sensibilidad a este resultado con respecto al precio de bolsa, indica que si en lugar de considerar el promedio menos una desviación estándar del costo marginal, se considera el promedio, los beneficios se reducen a USD 105.13 Millones, y la RBC a 6.9. Y si se considera el promedio más una desviación, los beneficios se reducen a USD 10.41 Millones, y la RBC a 0.7, con lo cual el proyecto ya no sería viable.

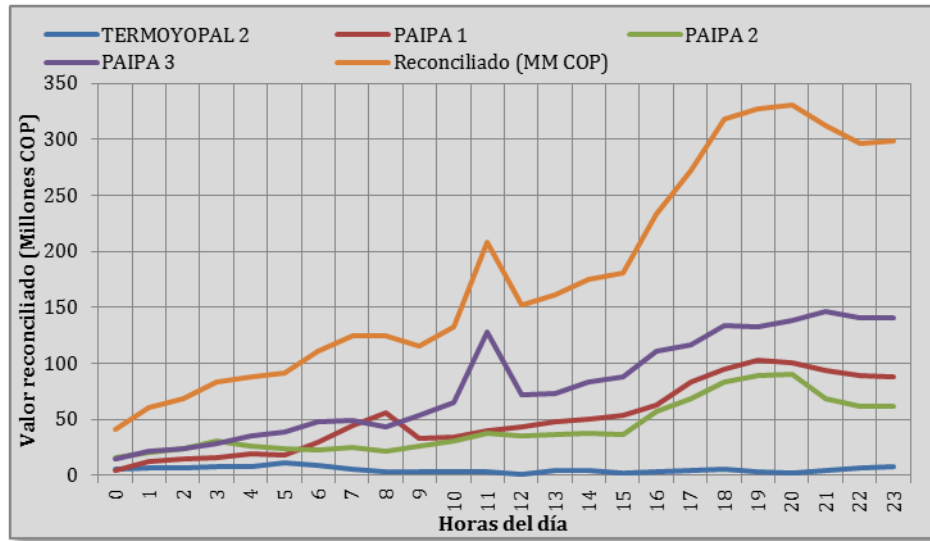
A manera de comparación, según lo publicado en la página de XM, la energía reconciliada en el STR EBSA durante el año 2013 fue de 32.42 GWh con un costo de COP 4,308 Millones, lo que representa una tarifa promedio de reconciliación positiva de 133 \$/kWh. También puede decirse que fue necesario reconciliar en el STR EBSA durante 4,601 de las 8,760 horas del año, es decir, un 53% del tiempo. Las horas con mayor probabilidad de reconciliación positiva son las comprendidas en el rango entre las 9 PM y las 7 AM. La Tabla 14 muestra el costo y energía de reconciliación por cada planta en el STR EBSA.

Tabla 14: Reconciliación real en el STR EBSA durante 2013

| Planta | Valor Reconciliado (Millones COP) | Energía Reconciliada (MWh) | Tiempo Reconciliado (Horas) | Precio Promedio (COP/kWh) | Potencia Promedio (MW) |
|--------------|-----------------------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|------------------------|
| TERMOYOPAL 2 | 122 | 2,665 | 2,691 | 46 | 1 |
| PAIPA 1 | 1,232 | 5,483 | 829 | 225 | 7 |
| PAIPA 2 | 1,028 | 8,790 | 1,768 | 117 | 5 |
| PAIPA 3 | 1,925 | 15,479 | 674 | 124 | 23 |
| EBSA | 4,308 | 32,417 | 4,601 | 133 | 7 |

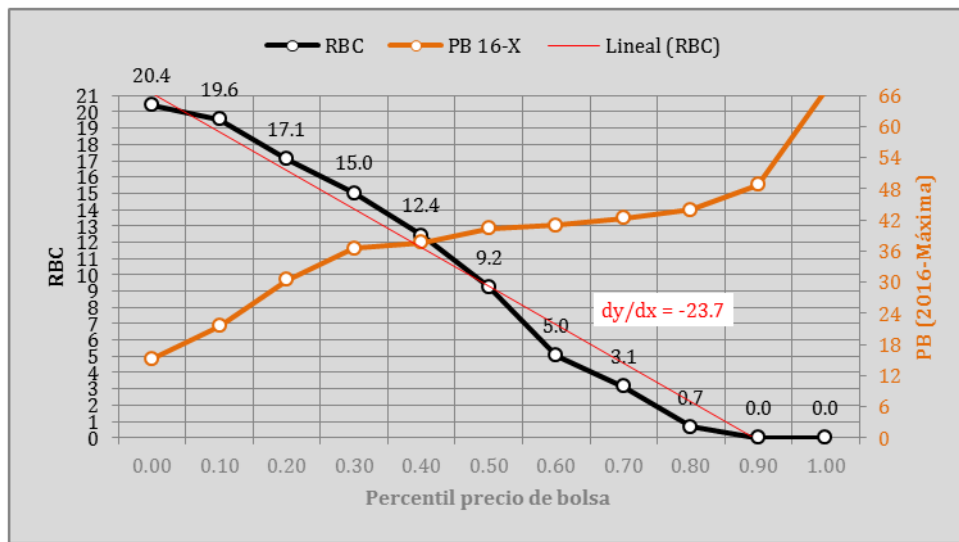
La Figura 5-5 muestra la reconciliación pagada durante el año 2013 a cada una de las plantas del STR EBSA, diferenciada por la hora del día. Se observa que la planta con mayores ingresos por reconciliación es Paipa 3, y la de menores ingresos Yopal 2. También se observa que las horas con mayores costos por reconciliación son las comprendidas entre las 5 PM y 11 PM.

Figura 5-5: Reconciliación real en el STR EBSA durante 2013 por hora del día



Utilizando la TRM del 31 de diciembre de 2013, el costo de reconciliaciones positivas durante 2013 en el STR EBSA fue de USD 2.24 Millones. En el ejercicio que acaba de realizarse, se encontró un costo de USD 16.46 Millones con un precio de bolsa equivalente al promedio menos una desviación estándar, de USD 7.85 Millones con un precio de bolsa equivalente al promedio, y de CERO con un precio de bolsa equivalente al promedio más una desviación estándar. Para obtener el mismo costo de USD 2.24 Millones, se tendría que utilizar un precio de bolsa equivalente al percentil 82%, y en ese caso el costo de restricciones en 30 años sería de USD 8.53 Millones y la RBC de 0.6. La Figura 5-6 muestra la forma en que varía la RBC en función del percentil que se utilice para definir el precio de bolsa a utilizar en la evaluación económica.

Figura 5-6: Variación de la RBC con el percentil del precio de bolsa utilizado



Cabe anotar que la sensibilidad que tiene la RBC a las hipótesis sobre la consideración del precio de bolsa que entrega el SDDP es demasiado grande. Por lo tanto, el criterio de emplear el promedio menos una desviación estándar para estimar el precio de bolsa con fines de evaluación económica de las restricciones debería tener un sustento más sólido.

5.2 Metodología propuesta

Para proyectos que buscan eliminar o reducir una generación de seguridad, se estiman tanto los beneficios eléctricos, como los energéticos.

5.2.1 Cálculo de los beneficios eléctricos

Para la estimación de los beneficios eléctricos, se representa el sistema en tres bloques de demanda por cada año de análisis, y se evalúa cada uno de ellos bajo dos condiciones extremas de despacho de generación. Para el caso particular, se consideró un despacho para situaciones de alta hidrología (despacho hidráulico) en el que no hay ninguna generación al interior de EBSA; y un despacho para situaciones de baja hidrología (despacho térmico) en el que se despachan 183 MW al interior de EBSA.

A través de flujos de carga AC se evalúa el desempeño del área bajo CON y CCN1, y las situaciones con violaciones de carga o de tensión se solucionan calculando la demanda de potencia que no puede suministrarse.

La Tabla 15 muestra la potencia y energía que debe racionarse para evitar que la carga en los transformadores de Paipa exceda su capacidad, calculada para cada escenario operativo del año 2016, para cada situación de contingencia, y para cada alternativa.

Tabla 15: PNS (MW) y ENS (MWh) encontrados para cada escenario operativo del 2016

| Contingencia | Horas Indisp. h/a | Hid-Max | | Hid-Med | | Hid-Min | | Ter-Max | | Ter-Med | | Ter-Min | |
|--------------|-------------------|---------|-----|---------|----|---------|----|---------|----|---------|----|---------|----|
| | | A0 | A1 | A0 | A1 | A0 | A1 | A0 | A1 | A0 | A1 | A0 | A1 |
| Ninguna | 8,760 | 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| T1 Paipa | 51.00 | 162 | 13 | 119 | 0 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| T2 Paipa | 51.00 | 86 | 0 | 46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| T3 Paipa | 51.00 | 86 | 0 | 46 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2C Pai-Soc | 0.05 | 350 | 27 | 301 | 0 | 230 | 0 | 350 | 0 | 301 | 0 | 230 | 0 |
| ENS 2016 | MWh | 109,392 | 657 | 10,787 | 0 | 3,059 | 0 | 16 | 0 | 14 | 0 | 10 | 0 |

Se observa que en demanda máxima con despacho hidráulico (Hid-Max), sin ninguna contingencia, es decir, de manera permanente, es necesario racionar 11 MW para evitar que la transformación en Paipa se sobrecargue, en el caso sin proyecto (A0).

También se observa que la contingencia en el transformador de 180 MVA en Paipa (que tiene una meta de indisponibilidad de 51 horas al año), en el caso sin proyecto, obliga racionamiento de demanda en los tres bloques con despacho hidráulico. También la

contingencia del doble circuito Paipa-Sochagota (cuya meta de 0.05 horas al año se calcula como el producto de las metas de indisponibilidad de cada línea, que es de 20 horas al año), en el caso sin proyecto y bajo cualquier escenario operativo, ocasiona el desabastecimiento de toda la demanda del sistema de EBSA, ya que las plantas al interior de EBSA no pueden operar de manera aislada del sistema.

En el caso con el proyecto Sochagota (A1), se encuentra que pueden aparecer sobrecargas leves únicamente en demanda máxima con despacho hidráulico (Hid-Max), ante contingencia sencilla en el transformador de 180 MVA en Paipa, o ante la doble contingencia de las líneas Paipa-Sochagota, caso en el cual el sistema de EBSA queda importando sólo desde el transformador de Sochagota, ya que por Paipa sólo evacuaría la generación despachada en la termoeléctrica Paipa 4.

Los valores de energía calculados en la última fila de la Tabla 15 asumen que cada escenario operativo dura todo el año. Considerando lo definido en la Resolución CREG 2000/103[58], la duración del bloque de demanda máxima es de 6 horas diarias (25%), el de media 13 horas diarias (54%), y el de mínima 5 horas diarias (21%). Si se adopta una equiprobabilidad para los dos despachos hidrotérmicos modelados, cada escenario tendría entonces una probabilidad del 50%. Si se calcula esta probabilidad con el SDDP, se encuentra que, para el año 2016, el despacho hidráulico tiene una probabilidad del 37% en demanda máxima, del 68% en demanda media, y del 40% en demanda mínima. La probabilidad del despacho térmico es entonces el complemento de las anteriores probabilidades. Con base en estas probabilidades y la PNS calculada para cada escenario operativo, se determina la ENS anual para cada alternativa. La Tabla 16 resume este cálculo, y se encuentra una ENS de 14.23 GWh sin proyecto y de 60 MWh con proyecto, para el año 2016.

Tabla 16: ENS calculada para cada escenario operativo del 2016 (MWh)

| Esc. | Probabilidad Demanda | Probabilidad Despacho | A0 MWh | A1 MWh |
|----------------|----------------------|-----------------------|---------|--------|
| Hid Max | 25.00% | 36.55% | 109,392 | 657 |
| Hid Med | 54.17% | 68.09% | 10,787 | 0 |
| Hid Min | 20.83% | 39.52% | 3,059 | 0 |
| Ter Max | 25.00% | 63.45% | 16 | 0 |
| Ter Med | 54.17% | 31.91% | 14 | 0 |
| Ter Min | 20.83% | 60.48% | 10 | 0 |
| ENS 2016 (MWh) | | | 14,232 | 60 |

Estos mismos cálculos se replican para cada uno de los años representados en el modelo eléctrico, y los resultados son los que se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17: ENS calculada para cada año (MWh)

| Año | A0 | A1 |
|------|--------|-----|
| 2016 | 14,232 | 60 |
| 2017 | 9,771 | 44 |
| 2018 | 15,515 | 74 |
| 2019 | 44,900 | 229 |
| 2020 | 60,957 | 317 |
| 2021 | 65,601 | 353 |
| 2022 | 79,501 | 480 |
| 2023 | 88,645 | 526 |
| 2024 | 93,386 | 547 |

La Tabla 18 muestra los costos escalonados de racionamiento publicados por la UPME en diciembre del año 2013. Estos costos son publicados en COP, y la equivalencia en USD se obtiene utilizando la TRM del 31 de diciembre de 2013 (COP 1,926.83). La columna porcentaje indica el escalón de racionamiento a aplicar según el porcentaje de demanda racionada, con base en la demanda del área bajo estudio.

Tabla 18: Costos de racionamiento definidos para Dic/2013

| Escalón | Porcentaje | COP/kWh | USD/MWh |
|---------|------------|----------|----------|
| CRO1 | 1.5% | 680.12 | 352.97 |
| CRO2 | 5.0% | 1,233.19 | 640.01 |
| CRO3 | 10.0% | 2,162.60 | 1,122.36 |
| CRO4 | 100.0% | 4,282.47 | 2,222.55 |

Los 14.23 GWh de racionamiento calculados para el año 2016 sin el proyecto Sochagota equivalen al 0.54% de la demanda del STR EBSA, de modo que deben ser valorados con el primer escalón de racionamiento, y su costo es entonces de USD 5.02 Millones. Del mismo modo se calculan los costos de los racionamientos presentados en la Tabla 17 para cada año, y estos resultados son los que se muestran en la Tabla 19 en USD Dic/2013.

Tabla 19: Proyección anual del costo de racionamiento con cada alternativa (USD)

| Año | A0 | A1 | Beneficios |
|-----------------|-------------|-----------|-------------|
| 2016 | 5,023,666 | 21,176 | 5,002,490 |
| 2017 | 3,448,751 | 15,678 | 3,433,073 |
| 2018 | 5,476,398 | 26,246 | 5,450,152 |
| 2019 | 28,736,220 | 80,814 | 28,655,406 |
| 2020 | 39,013,038 | 111,991 | 38,901,047 |
| 2021 | 41,985,134 | 124,454 | 41,860,681 |
| 2022 | 50,881,710 | 169,314 | 50,712,397 |
| 2023 | 56,733,551 | 185,627 | 56,547,924 |
| 2024 | 59,767,957 | 193,230 | 59,574,727 |
| VPN (2017-2024) | 160.834.177 | 514.961 | 160.319.216 |
| VPN (2025-2045) | 175.278.525 | 566.676 | 174.711.849 |
| VPN | 336.112.702 | 1.081.637 | 335.031.065 |

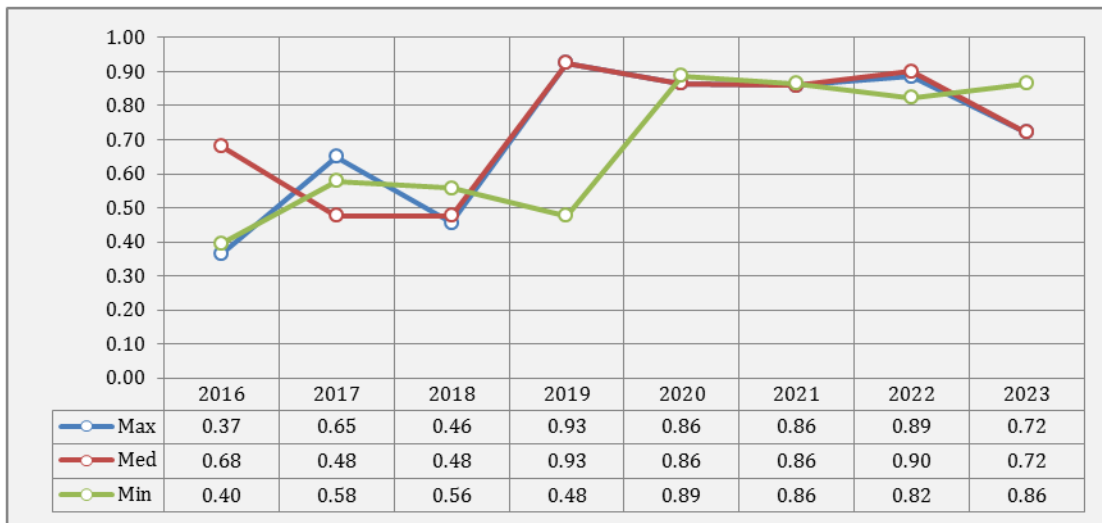
El VPN (2016-2014) corresponde al valor presente neto del costo de los primeros nueve años (analizados con el modelo eléctrico), calculado con la tasa de descuento reconocida

para la remuneración de activos del STN. Por su parte, el VPN (2025-2045) corresponde al valor presente neto de la proyección constante del costo del último año analizado con el modelo eléctrico, hasta completar 30 años de evaluación.

Se encuentra entonces que el beneficio acumulado en 30 años de la construcción del proyecto Sochagota es de USD 335.03 Millones, lo cual, considerando que la inversión total requerida es de USD 15.30 Millones, representa una RBC de 21.9.

Cabe anotar que si se considerara una equiprobabilidad en los despachos modelados, los beneficios serían de USD 268.06 Millones, y la RBC de 17.5. La Figura 5-7 muestra las probabilidades calculadas para el despacho hidráulico en cada escenario operativo.

Figura 5-7: Probabilidades de los despachos hidráulicos



5.2.2 Cálculo de los beneficios energéticos

La estimación de los beneficios energéticos se efectúa a partir de las simulaciones ya realizadas en la herramienta SDDP para aplicar la metodología de la UPME, solo que ahora el interés se centra en obtener los costos anuales de déficit y los costos de operación térmica que también proporciona esta herramienta.

Como ya se mencionó en el título 4.10.2, el costo de déficit, es el racionamiento de demanda que el modelo energético encuentra en el horizonte de simulación, y el costo de operación térmica, es el costo real de producción de la energía suministrada con generación térmica. En conjunto forman el Costo Operativo del Sistema (COS).

Siendo que los costos de operación térmica obtenidos con el SDDP son los de un despacho ideal basado en costos reales de producción de energía, estos no consideran las reglas y estrategias de los agentes generadores. Para ver reflejado esto último en el costo operativo,

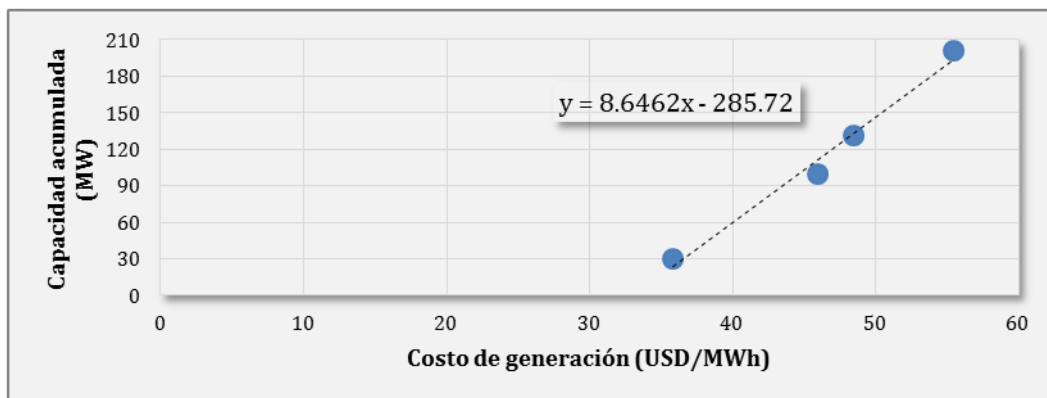
es necesario entonces estimar el índice de Lerner para el mercado de interés, utilizando para ello el procedimiento descrito en el título 4.9.8. La Tabla 20 resume este cálculo.

Tabla 20: Cálculo del índice de Lerner

| Planta | Q [MW] | P [USD/MWh] | Q acumulado [MW] | ε_g [-] | s_i [-] | s_i^2 [-] |
|---------|--------|-------------|------------------|---------------------|-----------|-------------|
| Yopal 2 | 30 | 35.80 | 30 | 10.32 | 0.15 | 0.02 |
| Paipa 3 | 70 | 45.92 | 100 | 3.97 | 0.35 | 0.12 |
| Paipa 1 | 31 | 48.42 | 131 | 3.20 | 0.15 | 0.02 |
| Paipa 2 | 70 | 55.48 | 201 | 2.39 | 0.35 | 0.12 |

| | |
|-----------------|------|
| $dQ/dP =$ | 8.65 |
| $\varepsilon =$ | 4.97 |
| HHI = | 0.29 |
| L = | 0.06 |
| FP = | 1.06 |

Figura 5-8: Curva de costo contra capacidad para la generación en el STR EBSA.



En la columna Q se presenta la capacidad de cada planta, y en la columna P su correspondiente costo unitario de producción de energía. Los costos de generación utilizados corresponden al valor de la moda de los precios modelados en el SDDP para todo el horizonte de análisis.

La razón de cambio dQ/dP se estima como la pendiente de la recta que une los puntos (Q, P) de cada planta en el área situados en un plano cartesiano, obteniendo:

$$dQ/dP = 8.65 \tag{5.4}$$

Con este dato, apoyados en la ecuación (4.4), se calcula la elasticidad del precio de oferta para cada generador, y los resultados son los mostrados en la columna ε_g . La elasticidad del precio de oferta del área ε se estima como el promedio de las elasticidades individuales, de modo que:

$$\varepsilon = 4.97 \quad (5.5)$$

De acuerdo con lo presentado en el título 4.9.8, cuando el valor de elasticidad equivalente del área es superior a 2, significa que hay poca especulación por parte de los agentes en el mercado.

Posteriormente, se calcula la participación porcentual del mercado para cada generador, con base en sus capacidades individuales y el total de generación instalada en el área, cuyos resultados se muestran en la columna s_i .

A partir de las participaciones de mercado individuales, se calcula el índice de concentración del mercado HHI , con ayuda de la ecuación (4.3), encontrando que:

$$HHI = 0.29 \quad (5.6)$$

Como se presentó en el título 4.9.8, un índice de concentración del mercado entre 0.2 y 0.3 significa que el mercado es moderadamente concentrado.

Reemplazando los resultados de las ecuaciones (5.5) y (5.6) en la ecuación (4.2), se obtiene entonces el índice de Lerner:

$$L = \frac{0.29}{4.97} = 0.06 \quad (5.7)$$

Se encuentra entonces un índice de Lerner muy cercano a cero, lo cual es señal de que, para el área analizada en particular, los precios de mercado son muy cercanos a los costos incrementales del sistema, de modo que el mercado responde de manera cercana a la que se tendría si se tratase de un despacho centralizado basado en costos reales.

Finalmente, se calcula el Factor de Precio (FP) que permite estimar el precio de mercado a partir del costo marginal, como se muestra en las ecuaciones (4.1) y (4.5):

$$FP = \left(\frac{1}{1 - L} \right) = \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon - HHI} \right) = 1.06 \quad (5.8)$$

Este resultado revalida la señal que ya había dado la elasticidad equivalente del área y el índice de Lerner, la cual es, que es de esperar una baja especulación de precios en el área bajo estudio, toda vez que se estima que los costos de oferta del mercado sólo estarán un 6% por encima de los costos reales de generación.

Siendo que en este ejercicio se está evaluando el beneficio de un refuerzo de transmisión para el sistema, el factor de precio calculado en (5.8) aplica para estimar los precios de

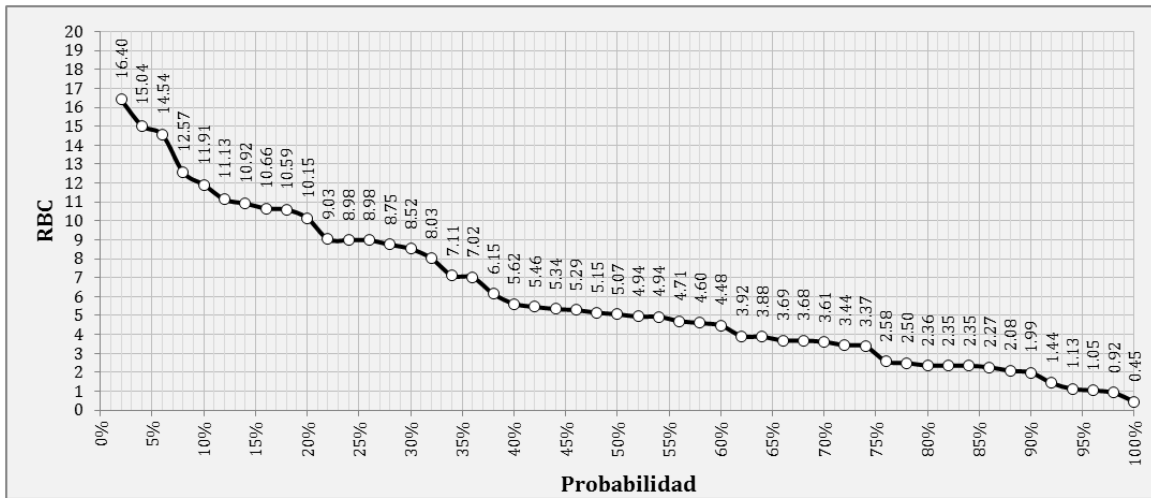
mercado a partir de los costos marginales tanto para el caso sin proyecto, como para el caso con proyecto.

Otro aspecto es que, siendo que los costos reales de generación varían en el tiempo, la elasticidad de precios también puede variar y, consecuentemente, el índice de Lerner. Esta proyección de precios es un parámetro de entrada en el SDDP. Sin embargo, el análisis de la proyección de precios de los generadores en el área de estudio en particular, muestra una variación inferior al 1% en todo el horizonte modelado, lo cual indica que el factor de precio calculado en (5.8) también aplica para todos los años en el horizonte de análisis.

Con los costos de generación térmica afectados con el factor de precios calculado y los costos de déficit entregados por el SDDP, se obtienen entonces los costos operativos de mercado para cada año del análisis, cada una de las 50 series o pronósticos de generación, tanto para la simulación sin proyecto, como para la simulación con el proyecto Sochagota.

El ejercicio continúa con el cálculo del VPN de 30 años de los COS, para cada serie y cada alternativa, utilizando, para los años posteriores al último año del análisis energético, el promedio de los últimos cinco años. De esta forma se obtienen 50 cálculos de VPN sin proyecto y otros 50 con proyecto. La diferencia entre cada uno de ellos corresponde al beneficio del proyecto en cada serie.

Figura 5-9: RBC del proyecto calculada en cada serie



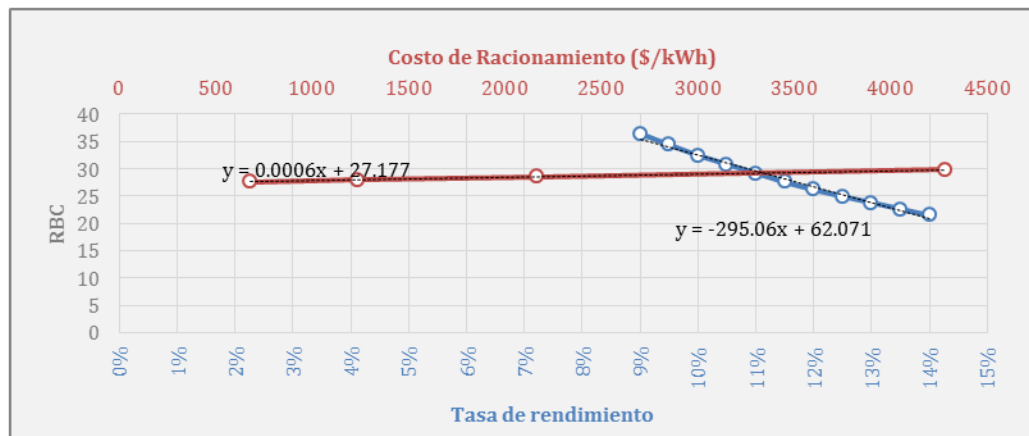
La Figura 5-9 presenta una curva de las RBC ordenadas y calculadas a partir de los beneficios encontrados en cada serie y el costo del proyecto Sochagota, calculado en la Tabla 13. Se encuentra que la RBC del proyecto puede estar entre 0.45 y 16.40, con un promedio de 6.02. Sin embargo, lo más interesante de este resultado es que, en 48 de los 50 pronósticos realizados por el SDDP, se obtiene un ahorro en los COS superior a la inversión demandada por el proyecto Sochagota, lo que representa una probabilidad del 97% de que dicho proyecto será conveniente para el sistema. Esto, a su vez, indica un muy

buen margen de conveniencia del proyecto, suficiente para sobreponerse a las incertidumbres inherentes en todo análisis de proyectos de expansión.

Es posible combinar los beneficios eléctricos y los energéticos en un valor total de beneficios, y para ello se debe seleccionar un valor de beneficio energético entre los 50 calculados, los cuales oscilan entre 6.85 y 250.89 USD Millones. Si se selecciona el beneficio promedio, que corresponde a USD 92.13 Millones, los beneficios totales del proyecto Sochagota serían entonces de USD 427.16 Millones, lo que representa 27.9 veces el costo de inversión.

La Figura 5-10 muestra la variación de la RBC en función de la tasa de rendimiento, y el costo de racionamiento.

Figura 5-10: Sensibilidad de la RBC con la tasa y el CRO

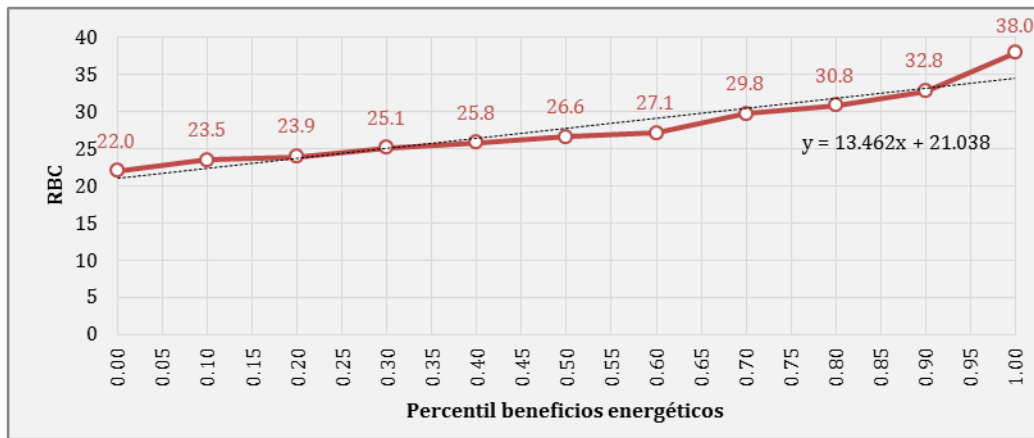


La RBC muestra una proporción directa y lineal con el costo de racionamiento, con una razón de cambio del 0.0006; y una proporción inversa y cuadrática con la tasa de rendimiento, con una razón de cambio de -295.

Por su parte, la Figura 5-11 muestra la forma en que varía la RBC con el percentil que se utilice para seleccionar el beneficio energético a considerar. La RBC muestra una proporción directa y no lineal con el correspondiente percentil del beneficio energético que se seleccione, con una pendiente de 13.46.

Los análisis de sensibilidad presentados dan una medida del riesgo de los resultados encontrados con la incertidumbre de algunas de las variables que impactan en el resultado. Siendo que en ninguna de las sensibilidades analizadas se llega a RBC menor a la unidad, se comprueba la conveniencia del proyecto para el sistema con muy buen grado de certeza.

Figura 5-11: Sensibilidad de la RBC con el percentil de beneficios energéticos



5.3 Comparación de los resultados

En resumen, se tiene que, siguiendo la metodología empleada por la UPME, se obtienen unos beneficios para el proyecto Sochagota de USD 222.08 Millones en un período de 30 años, y una RBC de 14.5. La RBC presenta una alta sensibilidad al precio de bolsa que se seleccione entre los encontrados por el SDDP, el cual la hace variar entre 0 y 20.4.

El costo real de reconciliaciones positivas durante 2013 en el STR EBSA fue de USD 2.24 Millones. Con la metodología empleada por la UPME se encontró un costo de reconciliación de USD 16.46 Millones para el primer año de análisis (2016). Para que este costo fuera igual al real, se tendría que utilizar un precio de bolsa equivalente al percentil 82%, y en ese caso el costo de restricciones en 30 años sería de USD 8.53 Millones y la RBC de 0.6

Con la metodología propuesta, para el mismo período de 30 años, se obtienen unos beneficios energéticos distribuidos entre 250.89 y 6.85 Millones USD, con un promedio de USD 92.13 Millones y una desviación estándar de USD 61.17 Millones. Según este resultado, la probabilidad de que el proyecto presente una RBC mayor a la unidad es del 97%. Para obtener la RBC de 14.5 calculada con la metodología empleada por la UPME, tendría que elegirse el percentil 96% de la serie de beneficios energéticos encontrados con la metodología propuesta.

Sin embargo, se propone también calcular unos beneficios eléctricos para lo cual no es necesario el uso del SDDP, y que para el ejercicio propuesto dio como resultado unos beneficios de USD 330.03 Millones. Es importante resaltar que de estos beneficios, USD 283.97 Millones corresponden a racionamientos que deben programarse en CON, y sólo USD 22.40 Millones a DNA por confiabilidad. Es decir, esta metodología permite

identificar y valorar económicamente los agotamientos de la red, que ameritan el planteamiento de soluciones inmediatas y de largo plazo.

Se observa entonces una coherencia entre los resultados hallados con ambas metodologías, lo cual es muestra de lo adecuado de ambos planteamientos. Sin embargo, también es evidente la conveniencia de conocer un valor de probabilidad de la eficiencia de un proyecto, más que identificar un valor puntual y específico, toda vez que el primero da una idea más amplia de la solución que representa un proyecto, considerando la amplitud de la incertidumbre en algunas de variables que impactan en los beneficios de todo proyecto de expansión.

6. Conclusiones y recomendaciones

6.1 Conclusiones

La confiabilidad de los SEP es un aspecto inmerso en su planeación, que ha tomado cada vez mayor relevancia, en vista de las mayores necesidades de los usuarios de contar con un suministro continuo de energía y del surgimiento de los mercados de energía, con lo cual el costo del servicio se convirtió en costo de mercancía vendida. El suministro de electricidad a precios competitivos, de modo seguro y confiable, es de capital importancia para el desarrollo económico de las industrias, las regiones y los países.

La existencia de un sinnúmero de riesgos hace que las fallas e interrupciones en los sistemas eléctricos sean inevitables, y eliminarlas completamente demanda una inversión infinita, de modo que sólo pueden limitarse sus efectos. Debe aceptarse algún grado de riesgo de ocurrencia de eventos indeseados, y buscar un adecuado balance entre economía y confiabilidad. El criterio de confiabilidad responde al nivel de aceptabilidad.

Para el análisis de la confiabilidad en SEP, en la literatura se encuentran dos enfoques. Los determinísticos, al cual pertenece el *criterio N-1*, que se basan en el análisis de un reducido conjunto de situaciones restrictivas (carga, generación y fallas). Y los probabilísticos, en los que se destacan la enumeración de estados y la SMC, que consideran el espacio de estados completo de un sistema. La debilidad del enfoque determinístico es que las situaciones restrictivas son elegidas a criterio del analista, y no consideran las probabilidades de las fallas y, la del enfoque probabilístico, la dimensionalidad del problema al pretender considerar todo el espacio de estados.

Tradicionalmente, a nivel global, las empresas de energía han realizado las evaluaciones de confiabilidad basados en el enfoque determinístico. No obstante, por la parte académica, el enfoque probabilístico ha sido de mayor interés, por considerar que los métodos determinísticos no contemplan el carácter estocástico del comportamiento de los SEP. Es por esto que las investigaciones académicas recientes se han orientado a la búsqueda de técnicas que permitan la reducción del espacio de estados del sistema, y la selección y evaluación de contingencias, que sirvan de elementos para los métodos probabilísticos.

Aun cuando la regulación colombiana admite el uso de métodos determinísticos o probabilísticos para evaluación de confiabilidad, deja a discreción del evaluador la selección del método y la forma de aplicarlo. En la práctica, el enfoque probabilístico ha sido utilizado en los análisis energéticos, y el determinístico, en los análisis eléctricos. Sin embargo, no existe en Colombia una metodología homologada para evaluación de confiabilidad, y prueba de ello es que la CREG ha contratado recientemente la elaboración de un estudio tendiente a establecer los criterios y metodologías que puedan ser estandarizados en Colombia, para lo cual se espera que este trabajo aporte elementos dentro del análisis de revisión metodológica. La indagación de este tema en otros países evidenció que tampoco existe una definición metodológica universal que pudiera acogerse.

Los análisis energéticos que se realizan en Colombia se basan en el uso del SDDP. Aunque innegablemente se trata de una herramienta bastante poderosa con más de 15 años de desarrollo permanente, algo que la ha hecho atractiva no sólo para países de Latinoamérica sino también de Europa y Asia, su principal limitante es que sólo simula mercados ideales, y no permite reflejar las reglas particulares del mercado de energía. Aunque según la teoría económica, los precios de un mercado perfecto convergen a los precios ideales, es natural algún grado de imperfección en los mercados reales, que se ven reflejados en un nivel de especulación de precios. Por esta razón, en este trabajo se propone la inclusión del Índice de Lerner, que relaciona el grado de concentración del mercado con la elasticidad del precio de oferta, y permite hacer una estimación de los precios y costos reales de mercado a partir de los precios y costos ideales entregados por el SDDP, brindando así una alternativa válida ante la no disponibilidad de una herramienta de simulación del mercado eléctrico.

Tanto los estudios eléctricos como los energéticos se basan en la definición de un gran número de variables caracterizadas por una alta incertidumbre en su estimación, tales como el crecimiento de la demanda, la hidrología, los costos de combustible, la disponibilidad de equipos, la ubicación en tiempo y espacio de proyectos, las variables económicas, etc. Es de esperar, por tanto, algún grado de imprecisión en los resultados a que conduzcan tales análisis. Por tal razón, se propone en este trabajo, la complementación de los resultados con análisis de sensibilidad de las variables con alta incertidumbre, que permitan conocer su impacto en tales resultados y tener una medida del riesgo de las decisiones a que conlleve.

Finalmente, gran parte de la propuesta de criterios y metodología realizada en este trabajo, es el resultado de una combinación de las dos metodologías actualmente empleadas en Colombia, en la que, fundamentalmente, se introduce una modificación al criterio determinístico N-1 con la inclusión de la probabilidad de las fallas. Entre las bondades de lo que se propone, es de destacar tres aspectos. Un primer aspecto es que la metodología permite la estimación del comportamiento real del mercado, sin la necesidad de una herramienta de simulación del mercado eléctrico. Otro aspecto es que propone dos métodos paralelos de evaluar los beneficios de un proyecto, cada uno con herramientas de

apoyo distintas, y que al final pueden combinarse. Siendo que en ocasiones cada método por sí solo puede justificar la conveniencia de un proyecto en particular, esto resulta conveniente por facilitar su aplicación por parte de cualquier empresa del sector eléctrico, ya que elimina la necesidad de tener que disponer de una herramienta de análisis energético para poder ejecutar evaluaciones de confiabilidad. Y un último aspecto a resaltar, es que la metodología proporciona un valor de probabilidad de la conveniencia de un proyecto en lugar de un valor exacto, lo que resulta conveniente si se considera que con los estudios de proyectos lo se busca es evaluar su conveniencia y no estimar un valor exacto de beneficios, más si se tiene en cuenta la cantidad de incertidumbres propias de todo estudio de planeamiento.

6.2 Retos futuros

Los análisis de confiabilidad para el futuro serán más complejos con el surgimiento e integración de nuevas tecnologías, las cuales deberán modelarse adecuadamente para representar su interacción con el sistema eléctrico.

Los sistemas fotovoltaicos en sincronismo con la red, los sistemas eólicos, las microturbinas y, en general, las energías alternativas, las líneas en DC, los FACTS; representan un reto muy importante frente al comportamiento del sistema, debido a su escasa participación en la conservación de la estabilidad de la red, a su compleja interacción en el tema de protecciones, a su comportamiento respecto al aporte o consumo de energía reactiva, y al volumen de información que se requiere para coordinar adecuadamente su participación en el sistema y en el mercado. En ese sentido, los estudios de confiabilidad van a requerir considerar eventos complejos que resultan de intrincadas interacciones entre formas de energía sofisticadas, sistemas operativos de alta complejidad, automatismos cada vez más avanzados y generaciones atomizadas entre sistemas de tensiones menores con respuestas diferentes ante los eventos. Por fortuna el desarrollo de los equipos de computación va de la mano con esos retos y se espera que sea la inteligencia humana la que determine los algoritmos y metodologías que deben sofisticarse para afrontar esos retos.

Adicionalmente, en los últimos años ha resultado necesario empezar a considerar, entre todos los factores de fallas en el sistema eléctrico, los errores humanos, que con frecuencia son los que llevan a grandes apagones y cuya influencia no se recoge actualmente en los modelos y estudios de confiabilidad.

6.3 Recomendaciones

Los aspectos que a continuación se recomiendan, complementan lo propuesto en cuanto a criterios y metodología para evaluación de confiabilidad en estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano:

- Es claro que representación de la carga como potencia constante conlleva una exigencia sobre la red superior a la esperada en la realidad. Sería importante adelantar una caracterización del comportamiento real de la demanda a nivel nacional que permita establecer el comportamiento de las diferentes cargas con la tensión y, posteriormente, estudiar la manera en que este aspecto pudiera considerarse dentro de la metodología de evaluación de confiabilidad.
- Actualmente está en curso una labor de determinación de las curvas de capacidad reales de los principales generadores en Colombia, emprendida por XM y la UPME. De la mano con esto, debería emprenderse una tarea similar para determinar los límites de operación en emergencia de los equipos de transmisión, toda vez que en la actualidad es común encontrar equipos reportados con capacidad nula de sobrecarga.
- Sería conveniente la definición por parte de la UPME de unos lineamientos para la adecuada recolección y tratamiento de la información estadística de fallas de equipos del STN por parte de sus propietarios. Esta información podría ser recolectada por la UPME y procesada con el fin de definir los modelos de falla de cada equipo (o grupos de equipos, como resulte más conveniente), los cuales deberán ser empleados por todos los agentes del mercado en la elaboración de estudios de confiabilidad de proyectos de expansión.
- Sería ideal poder disponer de una única herramienta de simulación de SEP que permitiera adelantar tanto evaluaciones energéticas como eléctricas, ya que esto evitaría el tener que utilizar más de un modelo del sistema y eliminaría las desventajas que ello conlleva. No obstante, aún cuando las simulaciones sean sobre un mismo sistema, la verdad es que se trata de dos problemas muy distintos, y cada uno de ellos con un alto nivel de complejidad. Esta es la más probable razón por la que no existe una herramienta comercial de este tipo.
- También sería muy conveniente disponer de una herramienta de simulación de SEP que permitiera adelantar todo tipo de estudios eléctricos, incluyendo los de confiabilidad por ambos enfoques, los determinísticos y los probabilísticos, incluyendo la SMC. Siendo que ninguna de las usadas en Colombia tiene este alcance, ni que se conoce en el mercado una que lo tenga, por lo pronto, ello implicaría el desarrollo de dicha aplicación usando software de programación y solucionadores de gran capacidad, dadas las dimensiones del problema que manejaría.
- Es necesario un adecuado plan de formación para los analistas para la adquisición de las competencias que se harán necesarias con la inevitable llegada de nuevas y modernas tecnologías que traerán consigo nuevos retos, exigencias y riesgos, cuya identificación y manejo deberá saberse anticipar.

7. Bibliografía

- [1] H. Maghdan, T. Gentile, A. Meklin, and X. Tan, “Integrated Economic and Reliability Planning,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, no. 2, pp. 1–8, 2012.
- [2] Resolución CREG 1995/025, *Código de redes*. 1995.
- [3] CAPT, “Criterios metodológicos para los análisis técnicos y beneficios del plan de expansión,” 2013.
- [4] UPME, “Plan de Expansion de Referencia Generacion - Transmisión 2013-2027,” 2013.
- [5] DIgSILENT, *DIgSILENT Power Factory User’s Manual*, v1, v2 ed. Gömaringen, Germany, 2011.
- [6] J. Schlabbach and K. Rofalski, *Power System Engineering*. 2008.
- [7] R. Billinton, L. Salvaderi, J. McCalley, H. Chao, T. Seitz, R. Allan, J. Odom, and C. Fallon, “Reliability Issues In Today’s Electric Power Utility Environment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 4, pp. 1708–1714, 1997.
- [8] H. W. Buck, “Duplication of Electrical Apparatus to Secure Reliability of Service,” *AIEE Transactions*, 1905.
- [9] R. Billinton and K. Bollinger, “Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-87, no. 2, 1968.
- [10] R. Billinton, “Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation,” 1971.
- [11] IEEE, “Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation (1971-1977),” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, no. 6, pp. 2235–2242, 1978.

- [12] R. Allan and R. Billinton, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation (1977-1982)," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 2, 1984.
- [13] R. Allan, R. Billinton, S. Shahidehpour, and C. Singh, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation (1982-1987)," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, 1988.
- [14] R. Allan, R. Billinton, A. Breipohl, and C. Grigg, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation (1987-1991)," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, pp. 41–49, 1994.
- [15] R. N. Allan, R. Billinton, A. Breipohl, and C. Grigg, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation (1992-1996)," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 51–57, 1999.
- [16] R. Billinton and L. Bertling, "Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation (1996-1999)," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 433–438, 2001.
- [17] CIGRE WG 38.03, "Power system reliability analysis application guide," 1987, vol. 38.
- [18] EPRI, "Strategic Insights on Security, Quality, Reliability, and Availability," in *1008566*, 2005.
- [19] EPRI, "Security, Quality, Reliability, and Availability: Metrics Definition: Progress Report," in *1008568*, 2004.
- [20] A. K. Verma, A. Srividya, and D. R. Karanki, *Reliability and Safety Engineering*. London: Springer London, 2010.
- [21] R. Billinton, *Power System Reliability Evaluation*. Londres, 1970, pp. 1–299.
- [22] EPRI, "Value Modeling for Reliability of Distribution and Transmission Systems," in *1012501*, 2006, vol. 3, no. 3.
- [23] J. Choi, T. Tran, A. El-keib, R. Thomas, H. Oh, and R. Billinton, "A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1606–1615, 2005.
- [24] M. H. Bollen, "Long Interruptions and Reliability Evaluation," in *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*, Wiley, Ed. 2000, pp. 35–113.

- [25] R. Billinton and R. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. 1996.
- [26] X.-F. Wang, Y. Song, and M. Irving, *Modern Power Systems Analysis*. 2008.
- [27] S. Meliopoulos, D. Taylor, and C. Singh, *Comprehensive Power System Reliability Assessment*. 2005.
- [28] A. Akhavan, M. Fotuhi-Firuzabad, R. Billinton, and D. Farokhzad, “Adequacy equivalent development of composite generation and transmission systems using network screening,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 5, no. 11, p. 1141, 2011.
- [29] R. Wasley and M. Daneshdoost, “Identification and Ranking of Critical Contingencies in Dependent Variable Space,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 00, no. 4, pp. 881–892, 1983.
- [30] A. Mohamed and G. Jasmon, “Realistic power system security algorithm,” *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 135, no. 2, p. 98, 1988.
- [31] B. Silverstein and D. Porter, “Contingency ranking for bulk system reliability criteria,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 956–964, 1992.
- [32] G. Stefopoulos, F. Yang, G. Cokkinides, and A. Meliopoulos, “Advanced contingency selection methodology,” *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium*, pp. 67–73, 2005.
- [33] E. Vaahedi, “Power System Posturing - Static Security,” in *Practical Power System Operation*, Wiley, 2014, pp. 48–61.
- [34] G. Ejebe, H. Van Meeteren, and B. Wollenberg, “Fast contingency screening and evaluation for voltage security analysis,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 1582–1590, 1988.
- [35] C. Subramani, S. Dash, M. Bhaskar, M. Jagadeeshkumar, K. Sureshkumar, and R. Parthipan, “Line outage contingency screening and ranking for voltage stability assessment,” *International Conference on Power Systems (ICPS)*, pp. 25–29, 2009.
- [36] F. Ferreira, C. Véliz, C. Lucia, T. Borges, S. Member, and A. M. Rei, “A Comparison of Load Models for Composite Reliability Evaluation by Nonsequential Monte Carlo Simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 649–656, 2010.
- [37] N. Pindoriya, P. Jirutitijaroen, D. Srinivasan, and C. Singh, “Composite Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation and Least Squares Support Vector

- Classifier,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2483–2490, 2011.
- [38] EPRI, “Guideline for Reliability Assessment and Reliability Planning – Evaluation of Tools for Reliability Planning,” in *1012450*, 2006, vol. 3, no. 3.
- [39] W. Wangdee and R. Billinton, “Bulk Electric System Well-Being Analysis Using Sequential Monte Carlo Simulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 188–193, 2006.
- [40] Y. Jiang, R. Li, R. Kang, and N. Huang, “The Method of Network Reliability and Availability Simulation Based on Monte Carlo,” *IEEE*, pp. 245–250, 2012.
- [41] A. M. Rei and M. T. Schilling, “Reliability Assessment of the Brazilian Power System Using Enumeration and Monte Carlo,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1480–1487, Aug. 2008.
- [42] D. Lieber, A. Nemirovskii, and R. Rubinstein, “A fast Monte Carlo method for evaluating reliability indexes,” *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 48, no. 3, 1999.
- [43] B. Zhaohong and W. Xifan, “Studies on variance reduction technique of Monte Carlo simulation in composite system reliability evaluation,” *Electric Power Systems Research*, vol. 63, pp. 59–64, 2002.
- [44] A. Melo, G. Oliveira, M. Morozowski, and M. Pereira, “A hybrid algorithm for Monte Carlo/enumeration based composite reliability evaluation,” *CEPEL*, no. 1, pp. 70–74, 1991.
- [45] H. Chen and R. Billinton, “Interruptible load analysis using sequential Monte Carlo simulation,” *IEE, Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 148, no. 6, pp. 535–539, 2001.
- [46] E. Zio, *The Monte Carlo Simulation Method for System Reliability and Risk Analysis*. 2013.
- [47] Y. Wang, Q. Wu, C. Guo, and S. Dong, “Adaptive sequential importance sampling technique for short-term composite power system adequacy evaluation,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, no. 4, pp. 730–741, Apr. 2014.
- [48] E. Engineering, “Reliability Evaluation of Composite Generation and Transmission Systems Based on Stratified and Gradual Importance Sampling Algorithm 1 1,” no. 2, pp. 2082–2087, 2011.

- [49] Q. Chen and L. Mili, "Composite Power System Vulnerability Evaluation to Cascading Failures Using Importance," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–10, 2013.
- [50] Yves Tillé, *Sampling Methods*. 2006.
- [51] P. Jirutitijaroen and C. Singh, "Comparison of Simulation Methods for Power System Reliability Indexes and Their Distributions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 486–493, 2008.
- [52] E. Dialynas and L. Daoutis, "Reliability modelling and cost assessment of power generation systems in the competitive electric energy market," *CIGRE C1-302*, 2008.
- [53] N. Samaan and C. Singh, "Assessment of the annual frequency and duration indices in composite system reliability using genetic algorithms," *IEEE PES*, pp. 692–697, 2003.
- [54] N. A. Aziz Samaan, "Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Genetic Algorithms," 2004.
- [55] EPRI, "Framework for Stochastic Reliability of Bulk Power System with Stability Constraints," in *1009506*, 2004.
- [56] A. M. Sandoval, "Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros," 2004.
- [57] UPME, "Aplicación de métodos probabilísticos en la evaluación de los proyectos del Sistema de Transmisión Nacional colombiano," 2012.
- [58] Resolución CREG 2000/103, *Metodología de cargos por uso del STN y duración de bloques de demanda*. 2000.
- [59] Resolución CREG 2009/011, *Remuneración de la actividad de transmisión en el STN*. 2009.
- [60] EPE, *Criterios de planejamento da transmissao 2006-0619*. Brasil, 2006.
- [61] GT CIER 08, "Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico - Generación, Transmisión y Distribución," 2012.
- [62] CNE, "Fijación de precios de nudo (SIC)," 2014.
- [63] CNE, "Fijación de precios de nudo (SING)," 2014.
- [64] CNE, "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio," 2009.

- [65] COES/DP-02-2011, “Informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN 2013-2022,” 2011.
- [66] COES/DP-01-2014, “Propuesta de Actualización Plan de Transmisión 2015 - 2024,” 2014.