



Propuesta Metodológica
Revisión de criterios de confiabilidad del
SIN

ENTREGABLE N°2
Contrato 2014-054

Agosto 2014

Tabla de contenido

Lista de Figuras.....	4
Lista de Tablas.....	5
Introducción.....	6
1. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	7
1.1. Base de datos del Digsilent.....	7
1.2. Información histórica de eventos.....	7
1.3. Información de restricciones.....	8
2. REVISIÓN HISTÓRICA DEL SIN.....	9
2.1. Análisis histórico.....	9
2.1.1 Periodo 1995 – 1999.....	9
2.1.2 Periodo 1999 – 2007.....	12
2.1.3 Periodo 2007 – 2009.....	15
2.1.4 Periodo 2009 – 2014.....	17
2.2. Clasificación de la seguridad.....	19
2.3. Principales restricciones en el SIN y recursos despachados por seguridad.....	21
2.4. Síntesis y comentarios adicionales.....	23
3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	25
3.1. Confiabilidad en operación de sistemas de potencia eléctrica.....	25
3.2. Confiabilidad en la operación.....	26
3.3. Evaluación de confiabilidad.....	27
3.3.1 Criterios determinísticos.....	28
3.3.2 Criterios probabilísticos.....	29
3.4. Índices de confiabilidad en la operación.....	35
3.4.1 Índices de estados de operación del sistema.....	36
3.4.2 Índices de violación de límites operativos.....	37
3.4.3 Índices basados en riesgo.....	37
3.4.4 Índices de degradación del sistema.....	38
3.4.5 Índices de jerarquía.....	38
3.4.6 Índices de duración.....	39
3.4.7 Índices de confiabilidad clásicos adaptados a la operación.....	39
3.4.8 Índices basados en déficit de potencia reactiva.....	39
3.4.9 Índices híbridos.....	41
3.4.10 Índice de severidad híbrido (NERC).....	43
3.5. Metodologías de evaluación de la confiabilidad en la operación.....	44
3.6. Introducción de criterios probabilísticos operativos en el despacho económico.....	47
3.6.1. Despacho económico con restricciones de seguridad (preventivo (P)-SCED).....	47
3.6.2 Despacho económico con restricciones de seguridad (correctivo(C)-SCED).....	49
3.6.3 Despacho económico basado en riesgo.....	52
4. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES.....	58
4.1. Mercados de análisis.....	58
4.2. Confiabilidad en la operación.....	60
4.2.1 Metodologías de operación del sistema de potencia.....	60
4.2.2 Criterios de confiabilidad.....	65

4.2.3 Contingencias y recursos para mantener la confiabilidad.....	66
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
Anexo A: Australia (AEMO)	74
Anexo B: Brasil (ONS).....	80
Anexo C: Centroamérica (EOR)	91
Anexo D: Chile (CDEC).....	96
Anexo E: Europa (ENTSO-E)	103
Anexo F: Estados Unidos (CAISO).....	112
Anexo G: Estados Unidos (ERCOT).....	120
Anexo H: Estados Unidos (ISO-NE)	125
Anexo I: Estados Unidos (MISO).....	134
Anexo J: Estados Unidos (NYISO).....	141
Anexo K: Estados Unidos (PJM).....	147
Anexo L: Nueva Zelanda (TRANSPower).....	152
Anexo M: Perú (COES).....	160

Lista de Figuras

Figura 2-1 Actividades realizadas por el CND hasta el año 1999	11
Figura 2-2 Despachos definidos en la resolución 062 de 2000	13
Figura 2-3 Probabilidad de aislamiento VS tiempo de recuperación. Acuerdo CNO 389	16
Figura 2-4 Algunas actividades realizadas por el CND actualmente	18
Figura 2-5 Porcentaje de generaciones fuera de mérito (Fuente: XM)	21
Figura 2-6 Generaciones fuera de mérito por áreas operativas (Fuente: XM)	22
Figura 3-1 Clasificación de los límites. Adaptado de [4]	37
Figura 3-2 Espacio de estados para una contingencia reparable de un componente	46
Figura 3-3 Espacios de solución de despacho económico preventivo y correctivo. Adaptado de [57]	49
Figura 3-4 Función de severidad de sobrecarga de una línea. Adaptada de [60]	54
Figura 3-5 Curva costo-riesgo para diferentes KC	56
Figura 4-1 Capacidad instalada de los mercados de estudio (2013)	59
Figura 4-2 Generación de energía eléctrica de los mercados de estudio (2013)	59
Figura 4-3 Orden genérico de requerimiento de recursos del sistema de potencia.....	64
Figura 4-4 Recursos del sistema (Synapse, 2013)	67
Figura 4-5 Implementación de programas de demanda flexible en Europa (SEDC, 2013)	68

Lista de Tablas

Tabla 2-1 Indicadores de Calidad del SIN.....	18
Tabla 4-1 Descripción de los mercados de estudio	58
Tabla 4-2 Descripción de las metodologías de operación	60
Tabla 4-3 Metodologías en la operación del sistema de potencia.....	63
Tabla 4-4 Criterios de confiabilidad en la operación	65
Tabla 4-5 Categorías de contingencias (NERC)	66
Tabla 4-6 Demanda flexible histórica (2012-2013).....	67

Introducción

En seguimiento de los compromisos establecidos en el contrato 2014-054 entre la CREG y el Consorcio Conoser-Rightside, se presenta este informe según los numerales 3 y 7 de los términos de referencia (TR), esto es, este informe debe analizar los criterios para la operación utilizados en la historia del SIN y cómo éstos han venido evolucionando hasta llegar al criterio actual; adicionalmente el informe debe ilustrar las prácticas y experiencias en diferentes países con aplicación de criterios determinísticos o probabilísticos para la operación de sistemas eléctricos de potencia y debe ser presentado también verbalmente a la CREG.

En efecto, el informe se organiza en 4 numerales. En el numeral 1 se describe la información recibida del operador XM; en el numeral 2 se presenta un análisis de la operación del SIN, mediante una observación de 4 períodos entre 1995 y hoy (2014), completándolo con comentarios sobre el manejo de la seguridad, las restricciones y los recursos del sistema; en el numeral 3, de revisión bibliográfica, se muestran los resultados parciales en el concepto de confiabilidad, de la evaluación de ésta, métodos para su análisis, índices y una introducción a los criterios probabilísticos operativos en el despacho económico; finalmente, el numeral 4 presenta el resultado de la observación del uso de criterios determinísticos y probabilísticos en 13 mercados de importancia para el proyecto, como se describe en ese numeral.

Hay también 13 anexos, que corresponden a la descripción de los mercados observados y el resumen de los documentos de referencia de los mismos.

Con el contenido anterior y la presentación hecha a la CREG el 12 de agosto en Medellín, se cumple lo establecido en los términos de referencia para el segundo entregable.

1. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

La recolección de información para el desarrollo del proyecto se centró en tres frentes:

- Información para análisis eléctrico del SIN.
- Información histórica de eventos de activos del SIN.
- Información de restricciones.

La fuente de esta información fue el operador XM, quienes han puesto a disposición del proyecto la información que se requiera para lograr los objetivos.

Hasta el momento se ha recibido la siguiente información que será utilizada en el desarrollo del proyecto.

1.1. Base de datos del Digsilent

Se recibió la información correspondiente a la base de datos eléctricos del SIN para Digsilent Power Factory 15. XM entregó el archivo *2_BD_PlaneacionCND_02-2014.pfd*. Este archivo contiene los elementos con los cuales se realiza el análisis eléctrico de mediano plazo. Además el archivo contiene las capas tanto de la base de datos operativa para el análisis eléctrico del despacho y redespacho, como de la base de datos usada para la planeación de mediano plazo. Esta base de datos servirá para conocer los parámetros utilizados para los elementos críticos del SIN, así como para validar, de ser necesario, algunos estudios de análisis eléctrico que requiere el proyecto.

1.2. Información histórica de eventos

Esta información se utilizará para calcular algunas probabilidades de falla de líneas de transmisión y transformadores.

Se tienen disponibles los siguientes archivos de Excel:

- i. BASEDATOS_HEROPE_01Abril2013aJulio152014.xls
Este archivo contiene la información de eventos del STN y STR del aplicativo Herope. Los eventos están adecuadamente clasificados y se tienen registros desde Abril del 2013.
- ii. BASEDATOS_RVEM_2007a2013.xls
Este archivo contiene los eventos del STN del aplicativo RVEM. Este archivo solo tiene información hasta el 2008. Es necesario actualizar esta información hasta el 2013.
- iii. Eventos de Generación a 2014-07-15.xls
Este archivo contiene el registro de eventos de generación desde el 2007.

1.3. Información de restricciones

Con esta información se pretende conocer el estado actual de las restricciones operativas del SIN. Además, conocer cuáles recursos de generación son despachados más frecuentemente para aliviar estas restricciones.

Los archivos entregados por el CND fueron los siguientes:

- i. Informe IPOELP (6_XMCND2014_056_Informe_Semestral_LP_01_2014_V1
En este archivo se encuentra un análisis del comportamiento de las restricciones del SIN en el largo plazo y se plantean nuevos proyectos que puedan mitigar estas restricciones.
- ii. Informe IPOEMP (5_XMCND2014_057_Segundo_Trimestre_V1.pdf)
Este archivo contiene un análisis completo de la información eléctrica y de restricciones del SIN. Contiene tanto el estado actual como el análisis a mediano plazo con la entrada de los nuevos proyectos.
- iii. Archivo RECELEC (RecEleSSaCorto.xlsm)
Este archivo contiene la información de los cortes eléctricos y seguridades necesarios para viabilizar los mantenimientos semanales solicitados por los agentes. Se tienen los archivos del 2014.
- iv. Informe del Despacho. Archivos MMMDD.pdf
En estos archivos se encuentra la información diaria de las restricciones que se programaron en el despacho. Se encuentra el detalle de los cortes copados y los recursos despachados por seguridad. El CND entregó los archivos de todo el año 2014.

2. REVISIÓN HISTÓRICA DEL SIN

A continuación se presenta un resumen de los aspectos más importantes sobre los criterios de confiabilidad en la operación, desde la creación del mercado eléctrico colombiano en 1995. Los procedimientos y criterios descritos en este documento, corresponden a la versión que El Consultor tiene sobre los procesos realizados por XM de acuerdo a la experiencia de uno de los expertos del proyecto. El objetivo de esta revisión es recoger las principales enseñanzas de las experiencias anteriores en la aplicación de criterios de confiabilidad en la operación del SIN y conocer en detalle cómo aparecen las generaciones de seguridad que generan las restricciones.

En un capítulo posterior se incluye el tema de la clasificación de seguridad, por considerarlo muy relevante en el objetivo del proyecto. Es necesario no perder de vista que la motivación principal de este estudio fue el alto costo de las restricciones. Por esta razón es necesario entender la forma en que las restricciones son calculadas por el CND.

2.1. Análisis histórico

En 1995 fue publicado el código de operación en donde se definen las principales actividades y reglas que debe seguir el CND para la adecuada operación del SIN.

2.1.1 Periodo 1995 – 1999

En 1995 fue publicado el código de operación, en donde se definen las principales actividades y reglas que debe seguir el CND para la adecuada operación del SIN. En este código están descritos los criterios para la confiabilidad en la operación, que en esencia siguen siendo los mismos hasta hoy. Estos criterios sin duda fueron bastante conservativos y exigentes, quizás debido a los rezagos que aún persistían del racionamiento de 1992.

Para comprender de manera integral los criterios para la confiabilidad en la operación del SIN, primero es necesario analizar los criterios para el análisis eléctrico en la planeación operativa. Los criterios de confiabilidad y seguridad están estrechamente relacionados con los de análisis eléctricos, que deben ser cumplidos en todos los estados posibles de operación del SIN. A continuación se listan de manera literal, los criterios para el análisis eléctrico en la planeación operativa del SIN, definidos en el numeral 2.2 del Código de Operación:

“Los criterios generales del planeamiento de la operación eléctrica son los siguientes:

- *En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.*
- *La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.*
- *La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.*
- *En el Largo y Mediano Plazo no se permiten sobrecargas permanentes. En el Corto y muy Corto Plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos. Para los transformadores, el método empleado para determinar la máxima sobrecarga se basa en el cálculo de*

la temperatura hora a hora del aceite y de los devanados del transformador como una función de su carga horaria. No se debe perder vida útil del equipo en su ciclo de carga, de acuerdo al Documento de Parámetros Técnicos del SIN.

- *La operación del sistema dentro de los límites de carga determinados anteriormente, exceptuando la sobrecarga de transformadores, se consideran como operación normal. Fuera de ellos el sistema se considera que está en estado de alerta o de emergencia.*
- *En el análisis de estado estacionario se consideran solo contingencias sencillas en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/115 kV o 220/110 kV.*
- *Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es aclarada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla, el sistema debe conservar la estabilidad.*
- *En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia. En el caso de resultar redes aisladas después de un evento, en cada red se escogerá una referencia, que generalmente es la planta de mayor capacidad.*
- *Las corrientes e impedancias vistas por los relés vecinos, deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.*
- *En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8(p.u.) durante más de 500 mseg.*
- *Al evaluar la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones, se debe chequear que los valores propios tengan componente de amortiguación. Si no hay amortiguación se deben ajustar apropiadamente los sistemas de control de las unidades de los equipos del SIN y como último recurso, limitar las transferencias por el sistema de transmisión.”*

Estos criterios corresponden al análisis eléctrico que debe realizar XM en todos los horizontes. Estos son criterios de seguridad pero que finalmente determinan el estado objetivo o ideal de operación del SIN. Cualquier criterio de confiabilidad aplicado debe cumplir con los criterios de seguridad mencionados en el Código de Operación.

Como criterio de confiabilidad se entiende entonces que el sistema debe soportar contingencias sencillas en líneas de transmisión y transformadores.

Adicionalmente en El Código de Operación se establecen las metas o indicadores de confiabilidad. Para el Largo y Mediano Plazo, se establecen los criterios de VERE y VEREC, que corresponden a un porcentaje máximo de demanda no atendida en estudios energéticos. No corresponden a criterios operativos.

Para el caso operativo se establece el VERPC, asociado a un porcentaje de racionamiento de potencia en la operación. Este valor es definido en máximo el 1 % del VERP, que es el valor esperado de racionamiento de potencia, obtenido como el porcentaje de potencia que puede ser reducida mediante reducciones de voltaje y frecuencia y sin desconexión de equipos.

Este valor del VERPC se cumple actualmente mediante metas o indicadores de calidad definidas por el operador y acordadas mediante Acuerdo CNO. Estos indicadores serán mencionados en un numeral posterior.

Además en el Código de Operación define la Reserva Operativa como instrumento adicional para mantener la confiabilidad en la operación del SIN. Esta reserva operativa fue programada en el despacho a partir del acuerdo CNO 389 de 2007.

En los primeros años de operación el CND reajustó sus procesos internos para cumplir con las normas del Código de Operación en lo referente al aseguramiento de la confiabilidad del

SIN. En la Figura 2-1 se muestra un flujograma de las actividades realizadas por el CND hasta el año 1999 aproximadamente.

En general, los procesos de análisis eléctrico y despacho económico obedecen, en gran medida, al estado del arte de las herramientas de software utilizadas para tal fin. La necesidad de definir una operación confiable, segura y económica, obliga a disponer de herramientas sofisticadas que permitan evaluar de forma óptima las decisiones de seguridad. Además realizar un análisis de contingencias para todas las líneas y transformadores del STN, es una tarea de alta complejidad y dispendiosa. Por estas razones las actividades que realizaba el CND para esta época se centraban principalmente en calcular los límites de intercambio de las áreas operativas. Estas áreas se representaban de forma detallada en el modelo de optimización utilizado para encontrar el despacho económico. Este modelo de áreas es aún utilizado por el CND aunque como se verá posteriormente, ha perdido relevancia.

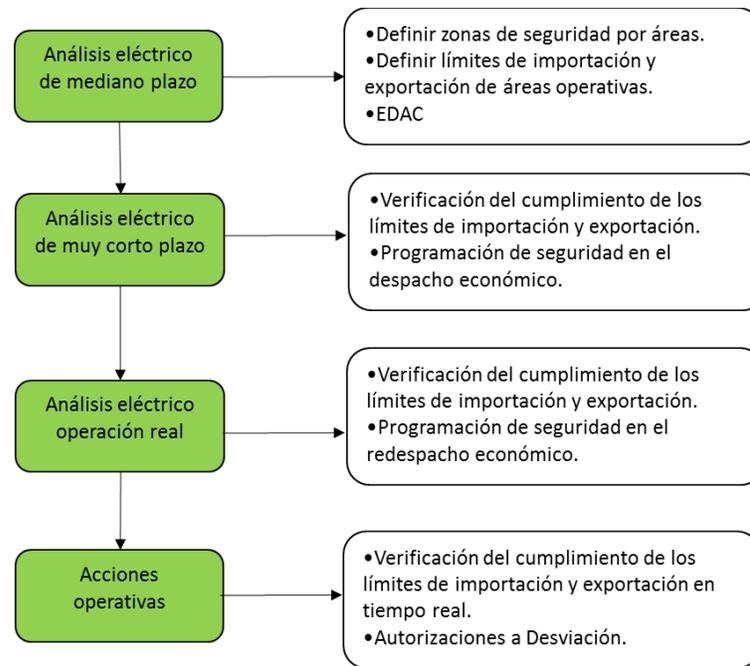


Figura 2-1 Actividades realizadas por el CND hasta el año 1999

En el proceso de planeación se definían los límites de importación y exportación corriendo flujos de carga para diferentes escenarios de generación, normalmente los más críticos de acuerdo a la contingencia evaluada. Además se realizaban análisis de estabilidad para las contingencias más importantes. Posteriormente estos límites se ingresaban al modelo de despacho para encontrar el despacho óptimo. Diariamente se verificaba el cumplimiento de estos límites con flujos de carga y la generación programada en el despacho. Si era necesario se ingresaba generación de seguridad adicional en el despacho para cumplir los límites ante las contingencias más importantes. Adicional a los límites de intercambio de áreas, en el planeamiento operativo se calculaban zonas de seguridad de unidades para cumplir con los niveles de tensión exigidos por la reglamentación. Estas zonas se ingresaban como una restricción adicional del despacho económico. Posteriormente se validaban las

tensiones mediante flujos de carga y de ser necesario se ingresaba seguridad adicional en el despacho.

Para la época por cuestiones de tiempo en los procesos y las herramientas utilizadas, no era posible analizar todas las contingencias. Además tampoco se reevaluaban los límites y zonas de seguridad que se obtenían en la planeación de mediano plazo.

Posteriormente en el proceso de redespacho se realizaban los mismos análisis realizados en el despacho teniendo en cuenta los cambios en generación y topología del SIN.

Quizás el proceso de más impacto para la seguridad del SIN se presenta en la operación del sistema interconectado. Los estudios previos realizados en el despacho y redespacho de realizan basados en flujos de potencia teóricos, que dependen completamente de los parámetros ingresados en los modelos de flujo de carga. Si los flujos en la realidad están desviados de los teóricos, el operador, en tiempo real, tiene la obligación de mantener los niveles de tensión en las barras y los límites de intercambio definidos. Normalmente el sistema se restablece a sus niveles de calidad y seguridad mediante el uso de autorizaciones. Este proceso es el mismo que se realiza actualmente, ya que es difícil garantizar que los flujos teóricos sean iguales o muy similares a los flujos reales.

En resumen, hasta el año 1999 aproximadamente, el operador utilizó el intercambio de áreas como metodología para realizar el despacho económico. Estos intercambios eran determinados en el proceso de planeación de mediano plazo y validados en los procesos de despacho y redespacho, mas no revaluados.

Adicionalmente a los criterios de confiabilidad definidos para una operación normal, se estableció una condición especial llamada CAOP (Condiciones Anormales de Orden Público), en la cual el CND puede tomar medidas adicionales con el fin de garantizar la seguridad en la operación del SIN. Esta condición es utilizada actualmente por el operador.

2.1.2 Periodo 1999 – 2007

A partir de 1999 se empieza a recrudecer la ola de atentados terroristas contra la infraestructura de transmisión del SIN. Esto hace necesario mejorar los estudios de seguridad y confiabilidad que se realizaban, ya que la topología no era estática. Esto hizo que los estudios que previamente realizaba el planeamiento operativo de mediano plazo, tuvieran que ser revaluados constantemente, considerando los atentados sobre las líneas de transmisión. A partir de este año, los procesos del CND fueron modificados. Básicamente a partir de este año fue necesario reevaluar permanentemente los límites de intercambio, principalmente en el proceso de despacho económico. Sin duda una labor muy compleja ya que solo se disponía de pocas horas para realizar los estudios y prácticamente la topología variaba diariamente. Esta particularidad hace único el sistema interconectado colombiano, haciendo difícil la aplicación de criterios de confiabilidad de otros países.

Algunas reglamentaciones importantes para esta época fueron por ejemplo, las Resoluciones CREG 080 de 1999 y 062 de 2000. En la 080 se detallan algunas funciones importantes para el CND en cuestión de la operación segura y confiable del SIN. Además se define claramente el CAOP y la forma de ser declarado, dándole esta responsabilidad directamente al CND. Es importante mencionar que la figura de CAOP, sigue siendo utilizada actualmente por el CND, como un mecanismo para mantener la confiabilidad de la operación del SIN.

Quizás una de las resoluciones de más impacto en la operación del SIN fue la Resolución CREG 062 de 2000. En esta se establecen por primera vez, criterios probabilísticos para la confiabilidad del SIN. Pero en general, la norma fue establecida para establecer las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las generaciones de seguridad en el SIN. Dada la complejidad de dicha clasificación, se establecieron diferentes despachos durante el proceso de la programación diaria, con el fin de compararlos y determinar las causales de la seguridad. En la Figura 2-2 se describe este procedimiento.

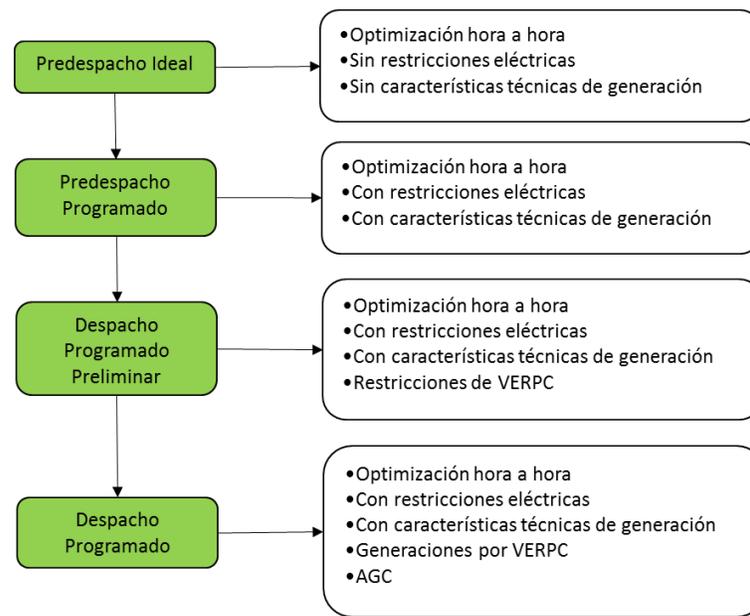


Figura 2-2 Despachos definidos en la resolución 062 de 2000

Para realizar el despacho preliminar era necesario aplicar un procedimiento probabilístico definido en el Anexo 2 de la resolución. A continuación se realizará un análisis de la metodología propuesta en esta resolución.

Inicialmente hay que decir que el objetivo de introducir un criterio probabilístico debe ser tratar de disminuir las restricciones generadas por la aplicación de un criterio determinístico comparable. Es decir, si existe un estudio que aplica un criterio determinístico que analiza y corrige las consecuencias sobre el SIN que produce la falla de cualquier elemento de la red de transmisión (probabilidad de falla igual a 1), es de esperarse que al compararse los resultados, con un estudio que considera las probabilidades de falla de dichos elementos, los resultados de este último deben ser menos restrictivos que el primero. O en otras palabras, la seguridad del último estudio debe ser menor que la del primero. Al parecer el criterio del VERPC pretendía encontrar seguridad adicional a la ya encontrada en un análisis determinístico.

Las probabilidades de falla de los activos o subsistemas del STN se calculaban según lo dispuesto en el Anexo 1 de la Resolución CREG 062 de 2000. El procedimiento se basaba en asumir que el tiempo entre fallas de cada subsistema se comportaba como una distribución de probabilidad Weibull. Este cálculo implicaba la recolección de gran cantidad de información de cada subsistema y un complejo cálculo matemático para la estimación de

los parámetros de la función de densidad Weibull. Varios aspectos jugaron en contra de esta metodología. El primero fue descartar los eventos de fuerza mayor dentro de los históricos para el cálculo del tiempo entre fallas. En Colombia es necesario considerar estos eventos de fuerza mayor para el cálculo de un índice de disponibilidad. No hacerlo, aleja estos índices de la realidad operativa del SIN. Segundo, se encontró que en una ventana de un año, la mayoría de los subsistemas presentaban muy pocos eventos, luego la muestra para determinar los parámetros de la distribución era muy pequeña. Aunque la Resolución determinó que si un elemento presentaba pocos eventos, se comportaba como una distribución exponencial, esto no solucionaba la raíz del problema. Una vez encontrada la función de densidad de los subsistemas, se calculaba su probabilidad de falla esperada. Otro inconveniente que presentó la metodología fue los valores extremadamente pequeños que presentó el VERPC de cada sub-área. La fórmula para este cálculo se definió como:

$$VERPC = \left[\sum_{i=1}^n r_i \cdot p_i \right]$$

El término p_i fue definido como la probabilidad de que solamente fallara el i -ésimo subsistema. Bajo la teoría de probabilidad, esto significaba que el cálculo de este término debía incluir la probabilidad de no falla de los demás elementos. Esto es:

$$p_i = (1 - Do_i) * \prod_{k=1, k \neq i}^n Do_k$$

Este cálculo presentaba números demasiado pequeños en el VERPC de cada sub-área debido a que generalmente las probabilidades de falla eran pequeñas por la metodología de cálculo y porque además, el racionamiento asociado a cada falla era casi cero. Esto porque como se mencionó anteriormente el Predespacho Programado consideraba las restricciones de la red eléctrica. Estas restricciones incluían generaciones de seguridad debidas a sobrecargas de las líneas por contingencias sencillas.

Esta metodología, cuya definición parecía sencilla, requirió de un gran despliegue técnico dentro del CND. Fue necesario utilizar las más avanzadas herramientas de optimización disponibles en la época para tratar de lograr obtener los resultados en las horas dispuestas para la realización del despacho económico. Operativamente el CND, desarrolló la herramienta DRESEC que se encargaba de encontrar el despacho preliminar. Esta sofisticada herramienta, realizaba un predespacho ideal, luego un predespacho programado y finalmente el despacho preliminar encontrando los valores de VERPC para cada sub-área operativa, simulando fallas para cada subsistema y ejecutando flujos DC. De este aplicativo se trataban de identificar seguridades adicionales por el criterio de confiabilidad que finalmente se ingresaban en el despacho programado.

Ahora, la norma nunca especificó la manera de calcular el racionamiento que ocasionaba cada falla. Esto es, el CND por restricciones tecnológicas y de tiempo, calculó este

racionamiento con flujos DC. Sin considerar por ejemplo los eventos en cascada que pudieran generar las fallas, o problemas de estabilidad dinámica, o colapsos de tensión.

El DRESEC se convirtió en una caja negra en la que por la complejidad de los cálculos, era imposible comprobar la veracidad de sus resultados. Además con la publicación de la resolución 026 de 2001, en donde se especifica que la optimización en el despacho debía ser para las 24 horas, el CND adaptó las herramientas para calcular el despacho programado pero no fue posible adaptar el DRESEC. Esto hizo que a partir de esta fecha los despachos preliminar y programado no fueran comparables. Sin embargo el CND siguió aplicando el procedimiento de la 062 de igual manera.

En conclusión, los criterios de confiabilidad probabilísticos propuestos por La Resolución 062 de 2000, significó un avance importante a nivel metodológico pero que para la época no era fácil ponerla en operación. El estado del arte en software de optimización, el CND y en general, todo el sector eléctrico no estaba preparado para una efectiva implementación de la norma.

Durante este periodo además el CND cambió la metodología con los que venía calculando la seguridad del SIN. Como se mencionó anteriormente la seguridad del sistema se controlaba principalmente a través de límites de intercambio entre áreas. A partir de la implementación de los flujos DC óptimos dentro del despacho y la definición de los Cortes Eléctricos, se logró una mayor precisión en el análisis. Estos cortes eléctricos representan la restricción de un grupo de elementos de la red ante un análisis n-k. Al ser incorporados estos cortes dentro del software de optimización del despacho, se obtienen despachos muy cercanos al punto seguro. Los valores de los cortes pasaron a ser revaluados diariamente en el proceso de despacho económico. Además se aceleró el proceso de análisis de contingencias con la implementación del software ESTYRA, que realiza análisis de sobrecarga y estabilidad en muy corto tiempo.

Otro aspecto importante durante esta etapa fue la aparición de las oscilaciones no controladas en el sistema de potencia. Estas oscilaciones representan un grave problema para la confiabilidad en la atención de la demanda. Técnicamente es muy complejo identificar las verdaderas causas de estas oscilaciones, sin embargo el CND tomó medidas preventivas y empezó a programar recursos en el despacho para mantener una inercia mínima en el sistema. Esta inercia fue definida en 100 segundos entre las plantas térmicas despachadas. Lo que quiere decir que diariamente esta generación era programada en el despacho como una restricción adicional. Esta condición se mantiene en la actualidad.

2.1.3 Periodo 2007 – 2009

En abril 26 del 2007, se presentó el mayor apagón desde el inicio del mercado en 1995. A partir de este evento se generaron nuevos criterios para mejorar la confiabilidad y seguridad del SIN. Después de analizadas las causas del evento se llegó a la conclusión de que dentro de los análisis eléctricos realizados por el CND, se debía contemplar la salida de una subestación completa. Esto significaba tener en cuenta criterios de hasta $N-10$. Desde luego esto es una tarea difícil de cumplir. Esto era prácticamente imposible hacer en tiempo real, así que se realizaron estudios especiales sobre las subestaciones estratégicas del SIN y clasificándolas según el nivel de severidad que causaba la salida de cada una de ellas.

Aunque el apagón de 2007 no fue atribuido a un incumplimiento de los criterios de confiabilidad definidos, sí generó un clima tenso en la toma de decisiones operativas. Esto de algún modo modificó los criterios para la confiabilidad del SIN ya que la percepción del riesgo en la atención de la demanda cambió.

En el año 2007 fueron publicados varios acuerdos CNO para incorporar reserva operativa dentro de la programación del despacho. Inicialmente se publicaron los acuerdos 368, 382 y 385 con requerimientos de reserva en la Costa. Posteriormente fue publicado el acuerdo CNO 389 que estableció un nuevo criterio probabilístico para la confiabilidad en la operación del SIN. Esta vez el operador identificó un gran riesgo en la atención de la demanda del área Caribe. Básicamente se encontró que un evento en uno de los dos enlaces existentes entre la Costa y el Interior (San Carlos – Cerro 1 y 2, antes de la entrada del UPME 2), significaba una pérdida en el intercambio, que era imposible recuperar ya que las plantas de generación de esta área son en su mayoría térmicas. Muchas de ellas cuentan con tiempos de aviso y calentamiento de varias horas lo que hacía imposible su arranque inmediato. Esta situación ponía en riesgo la atención de la demanda por lo cual el CND propuso un nuevo criterio de programación de Reserva Operativa, acogidos a la definición del Código de Operación. Aunque en teoría el acuerdo se aplicaba para cualquier área, era muy evidente que la aplicación práctica se daba sólo en el área Caribe.

El criterio probabilístico se explica en la Figura 2-3 tomada del mismo acuerdo:

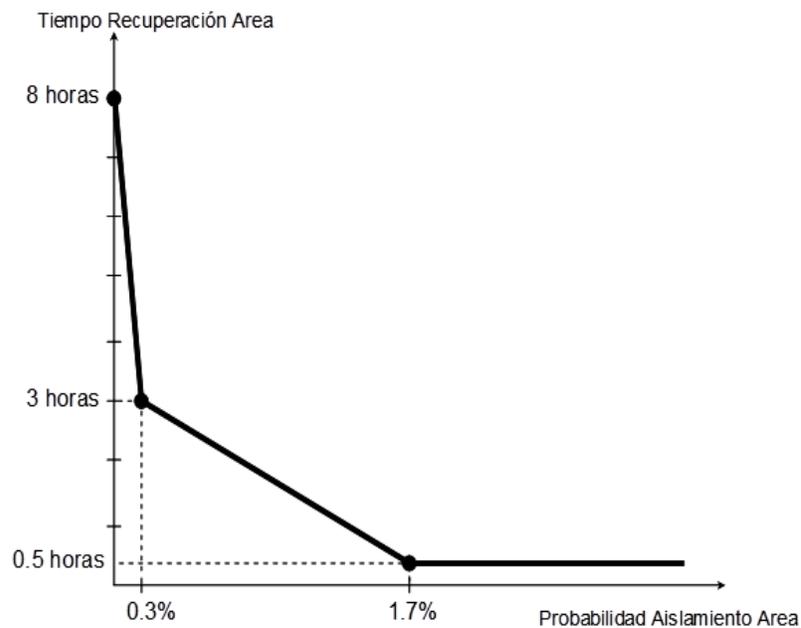


Figura 2-3 Probabilidad de aislamiento VS tiempo de recuperación. Acuerdo CNO 389

Con esta gráfica el CND programaba en el despacho reserva operativa (reserva caliente más reserva fría) que permitiera recuperar el balance generación-demanda en el área aislada, en al menos el tiempo de recuperación especificado en el eje (Y). Por ejemplo si la probabilidad de aislamiento del área Caribe era igual a 1.7%, significaba que en al menos 30 minutos debía recuperarse el balance generación-demanda.

Estos acuerdos incrementaron las generaciones de seguridad en la Costa, introdujeron complejidad en el despacho y finalmente, luego de un análisis realizado por el CND, en donde se concluyó la poca eficacia de esta generación adicional, el acuerdo fue derogado en el año 2012 mediante el acuerdo CNO 591.

2.1.4 Periodo 2009 – 2014

En el año 2009 fue publicada la resolución CREG 051, en donde, entre otras cosas, se adicionó el costo de arranque y parada en los despachos realizados por el CND. Dada la complejidad que esto introducía en los modelos y a que era imposible para el CND modificar el DRESEC para incorporar los costos de arranque en el despacho preliminar, se modificó el Anexo 2 de la Resolución 062 de 2000, eliminando la ejecución del despacho preliminar. Con esta determinación se eliminó de la reglamentación el último criterio probabilístico para la confiabilidad de la operación del SIN.

Posteriormente en el año 2013, después de un largo seguimiento del comportamiento de las restricciones del SIN, se consideró necesario incorporar nuevamente los criterios probabilísticos en la confiabilidad. Se publicó la resolución CREG 044 de 2013, en donde se determinó el siguiente criterio:

“ 5.3.2. Método probabilístico simplificado

Para el análisis de confiabilidad por medio de este método se deben utilizar los criterios N-1 y N-K, considerando su probabilidad de ocurrencia en la valoración de costos y beneficios. En la aplicación de estos criterios, el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga. “

Aunque este criterio se establece solo para el planeamiento de la expansión del STN, podría ser aplicado perfectamente en la operación. El CND actualmente realiza un análisis detallado de contingencias sencillas en la operación. Pero en condiciones especiales como el CAOP, se definen contingencias n-2 para algunas líneas de transmisión. Este análisis asume una probabilidad de 1 para la falla. Con este criterio son calculados nuevos cortes eléctricos que son ingresados como una restricción adicional al despacho programado. Realizar análisis de dobles contingencias con probabilidad de 1, es coherente cuando se trata de cubrir posibles atentados en líneas que van por la misma torre, pero no tanto en otros casos.

Se puede concluir que actualmente el CND aplica los criterios establecidos para la confiabilidad del SIN establecidos en el Código de Operación. Aunque históricamente se han presentado cambios en los procesos, en general el criterio sigue siendo el mismo.

El objetivo del CND es asegurar una atención de la demanda de forma confiable, segura, de calidad y con economía. Para medir dicha gestión se establecen mediante acuerdo CNO, los indicadores de calidad del SIN. Para el 2014 estos indicadores se definieron en el Acuerdo CNO 667, con los valores de la Tabla 2-1. Cualquier modificación a los criterios de confiabilidad en la operación del SIN, debe ser realizada de forma cautelosa, y no debe poner en riesgo los indicadores de calidad definidos en la Tabla 2-1.

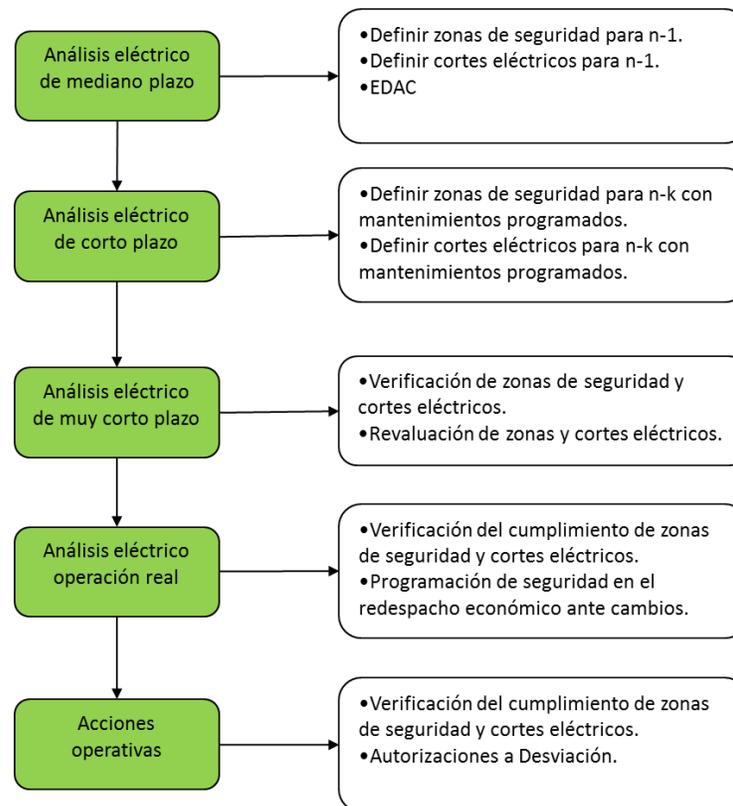
Tabla 2-1 Indicadores de Calidad del SIN

INDICADOR	LÍMITE	UNIDAD DE MEDIDA
Variación de frecuencia lenta	3	Eventos/año
Tensión fuera de rango	20	Eventos/año
Demanda No Atendida por causas programadas	0.0333	% anual
Demanda No Atendida por causas no programadas	0.1320	% anual
Variación de frecuencia transitoria (1)	90	Eventos/año

(1) Durante el año 2014 el límite definido para este indicador será de carácter indicativo, sin que la eventual superación del mismo implique un incumplimiento de los indicadores de calidad del SIN del año 2014.

Adicional a los criterios de confiabilidad mencionados, orientados hacia el análisis de falla de las líneas de transmisión y transformadores, también se tiene en cuenta la confiabilidad del sistema ante fallas en la generación. Actualmente la holgura del AGC para cada periodo se define como el máximo entre la capacidad de la unidad de generación más grande del sistema (actualmente Guavio con 230MW) y el 5% del pronóstico de la demanda. Esto quiere decir que el SIN, está protegido contra la salida de la unidad de generación más grande, sin importar si esta unidad se encuentre despachada. Adicionalmente no se tiene en cuenta por ejemplo, la probabilidad de salida de todo un grupo generador (Flores 4, Chivor, Guavio, etc). Durante el 2013 se presentaron un par de eventos de ese tipo, que generaron desviaciones en la frecuencia.

En la Figura 2-4 se muestra algunos de los procesos actuales que lleva a cabo el operador para el aseguramiento de la seguridad y confiabilidad en la operación del SIN.


Figura 2-4 Algunas actividades realizadas por el CND actualmente

Actualmente el CND analiza la seguridad del SIN a través de cortes eléctricos. Estos han pasado a reemplazar completamente las áreas operativas. Se puede decir que un área operativa es equivalente a un corte eléctrico para el análisis eléctrico. Por ejemplo el límite del área Caribe se controla a través de un corte eléctrico que contiene las mismas líneas que el área operativa. Las áreas se siguen manteniendo en su concepción, más para el manejo y presentación de la información.

Adicional a los cortes eléctricos, también se calculan las zonas de seguridad. En la mayoría de los casos en la planeación, estas son atribuidas a déficit de reactivos que ocasionan bajas tensiones en las barras del STN. Otras zonas de seguridad aparecen por atrapamiento de generación debida a sobrecargas o estudios de estabilidad.

Los cortes eléctricos son definidos para contingencias n-1 desde la planeación. La demanda para estos estudios corresponde a los pronósticos de la UPME. Para la generación de los flujos de carga, se toman varios escenarios que son normalmente los más críticos para cada corte. Estos valores son tenidos en cuenta igualmente para los análisis de mantenimiento, en donde se tiene un pronóstico de demanda más cercano, pero la generación sigue siendo a través de escenarios ya que aún no se conoce el despacho definitivo. Estos cortes son los que finalmente sirven para la programación del despacho económico. En este proceso se valida que el despacho respete los límites de los cortes y las zonas de seguridad.

Un elemento importante en el análisis de mantenimientos, es que estos se analizan a la luz de la confiabilidad de la operación. Es decir, cuando existen mantenimientos simultáneos que ponen en riesgo la confiabilidad y seguridad del SIN, el CND coordina con los agentes para mover la programación y evitar la simultaneidad. Como puede verse prima el criterio de seguridad y confiabilidad sobre el criterio económico. Es más, es difícil que por una condición de alta seguridad se mueva un mantenimiento.

Como se muestra en el Diagrama 3, en este proceso se revalidan los cortes eléctricos. El CND cuenta con herramientas automatizadas que permiten encontrar rápidamente el estado de la red para contingencias sencillas. Esto permite que en algunos casos se tome la decisión de cambiar valores de límites de cortes en el despacho y redespacho.

En los últimos años se ha evidenciado un problema adicional en el análisis eléctrico del despacho y es la aparición de pruebas de generación simultáneas en la oferta. Actualmente el gran porcentaje de estas pruebas son autorizadas a desviación lo que hace que el CND las excluya automáticamente de sus análisis de seguridad. Esto implica la programación adicional de generación de seguridad con sobrecostos para el sistema.

En la operación real se toman medidas operativas cuando se detecta que el flujo de un corte supera el flujo máximo calculado en el despacho o redespacho. En este caso hay que mencionar que dichas desviaciones se pueden presentar por desviación en la generación de los recursos por disparos o desviación de programa, o por desviación entre los flujos teóricos con los flujos reales. Este último problema debe ser analizado en profundidad si se desea que los criterios de confiabilidad propuestos, puedan dar resultados en la operación real, y se vean reflejados en una disminución de las restricciones del SIN.

2.2. Clasificación de la seguridad

Para entender el comportamiento de las restricciones del SIN, debe entenderse inicialmente la forma como es clasificada la generación de seguridad programada por el

CND. Este proceso fue definido por la Resolución CREG 062 de 2000. Allí se establecieron inicialmente unas causales que deben quedar asociadas a cada megavatio programado por seguridad. El proceso por naturaleza es muy complejo y en algunas ocasiones es una tarea imposible identificar y explicar la seguridad. Esto debido a que la seguridad no es asignada manualmente por el analista, sino que corresponde a un proceso de optimización. Una misma generación por ejemplo puede cubrir varias restricciones operativas simultáneamente, y sería muy complejo identificar cuantos megavatios están asociados a una u otra restricción.

Para realizar la clasificación el CND optó por un procedimiento sencillo siguiendo estrictamente el orden de aparición de las causales de seguridad de la reglamentación. Por ejemplo si una generación de seguridad cubre Tensiones y a la vez cubre estabilidad, esta saldrá clasificada solo por tensiones.

Como se mencionó anteriormente determinar la magnitud de la generación de seguridad es muy complejo. Por ejemplo, saber la cantidad de generación de seguridad que se generó por restringir la generación de un área, solo sería posible comparando un despacho con y sin la restricción. Esto no es factible de hacer en los tiempos que se tiene para el despacho. Normalmente lo que se hace es comparar el despacho definitivo con un despacho preideal e identificar cuál es la generación fuera de mérito. Aunque las diferencias entre los despachos no son solo debido a la generación de seguridad ya que aparecen otras diferencias debidas a las características técnicas de los recursos y el AGC.

El proceso seguido por el CND para la clasificación de la seguridad es el siguiente:

- Clasificar manualmente las seguridades en el despacho que puedan ser identificadas directamente. Por ejemplo, seguridades por estabilidad, por seguridades identificadas en el análisis eléctrico del despacho, por CAOP o por cumplimiento de zonas de seguridad por tensiones. El orden en que se asigna esta clasificación, corresponde al orden de aparición de la causa en la reglamentación, es decir, si una planta está programada por tensiones en el SIN y a su vez cubre la inercia del sistema, quedará clasificada por tensiones.
- Encontrar la bolsa de “reconciliaciones” positivas. Esto es el resultado de restar el despacho programado con el despacho preideal atendiendo la demanda nacional.
- Restar de esta bolsa las inflexibilidades generadas por el AGC, pruebas de generación y Mínimos obligatorios.
- La generación de la bolsa que no queda asignada, queda clasificada como generación de seguridad por causa no identificada.

Finalmente en el proceso de liquidación se identifican las verdaderas generaciones fuera de mérito. Estas generaciones son asignadas a las causales que aparecen en la clasificación de seguridad realizada por el CND. Esto quiere decir que una planta de generación que fue asignada por seguridad en el despacho, puede no salir por seguridad en la liquidación final. Depende de la magnitud de su reconciliación en la liquidación.

2.3. Principales restricciones en el SIN y recursos despachados por seguridad

Como se ha venido mencionando durante el estudio, el objetivo principal de este trabajo no es mejorar la confiabilidad del SIN, sino definir unos criterios claros, metódicos y reproducibles que logren un impacto positivo sobre las restricciones del SIN. En este capítulo se hará un análisis sobre las principales restricciones del SIN, basados en los informes presentados por el operador.

Aunque para este trabajo se tomarán estudios previos de restricciones, específicamente el documento CREG-078 de 2012, también se analizará el comportamiento actual de las restricciones con la información entregada por el Operador. En la Figura 2-5 se muestra el comportamiento reciente de las generaciones fuera de mérito.

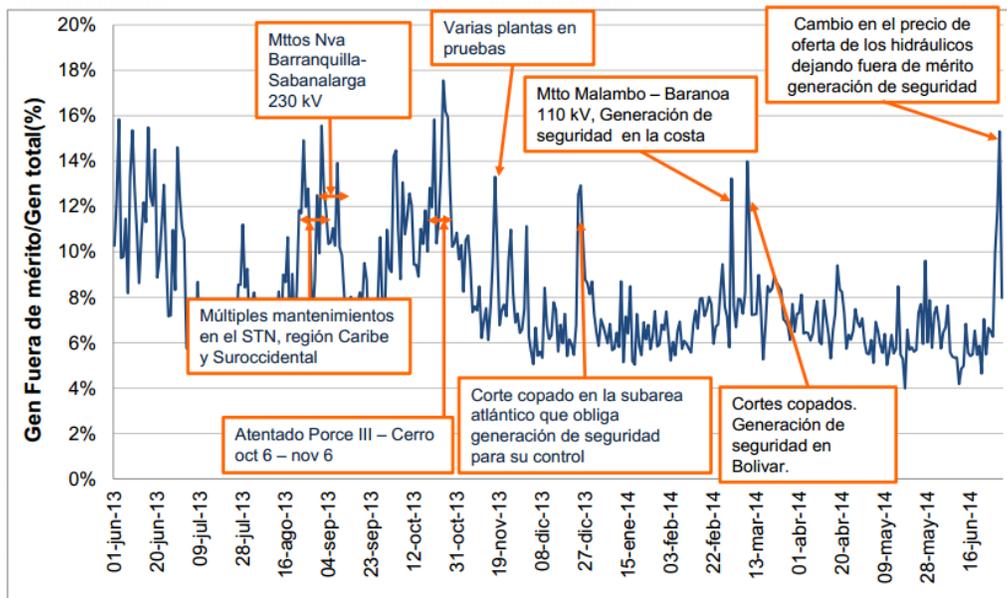


Figura 2-5 Porcentaje de generaciones fuera de mérito (Fuente: XM)

Actualmente el Operador identifica posibles causas que determinen algunas subidas en la generación de seguridad. Generalmente estos picos son debidos a mantenimientos e indisponibilidades importantes. Por ejemplo la salida de Cerro-Porce que produce una alta generación de seguridad en la Costa y el área Oriental. Durante el desarrollo de este trabajo se deberá analizar el impacto sobre las restricciones del SIN considerando indisponibilidades importantes una vez aplicados los nuevos criterios de confiabilidad propuestos.

En Colombia existe el concepto de área operativa pero, como se mencionó anteriormente, esta definición se ha mantenido como una forma de relacionar y agrupar las variables operativas del sistema de forma geográfica. Ya no es un modelo matemático objeto de análisis eléctrico. Este modelo de áreas fue reemplazado por un modelo de cortes eléctricos que permite más precisión en los análisis. Sin embargo, variables como las restricciones siguen siendo agrupadas por áreas operativas como lo muestra la Figura 2-6.

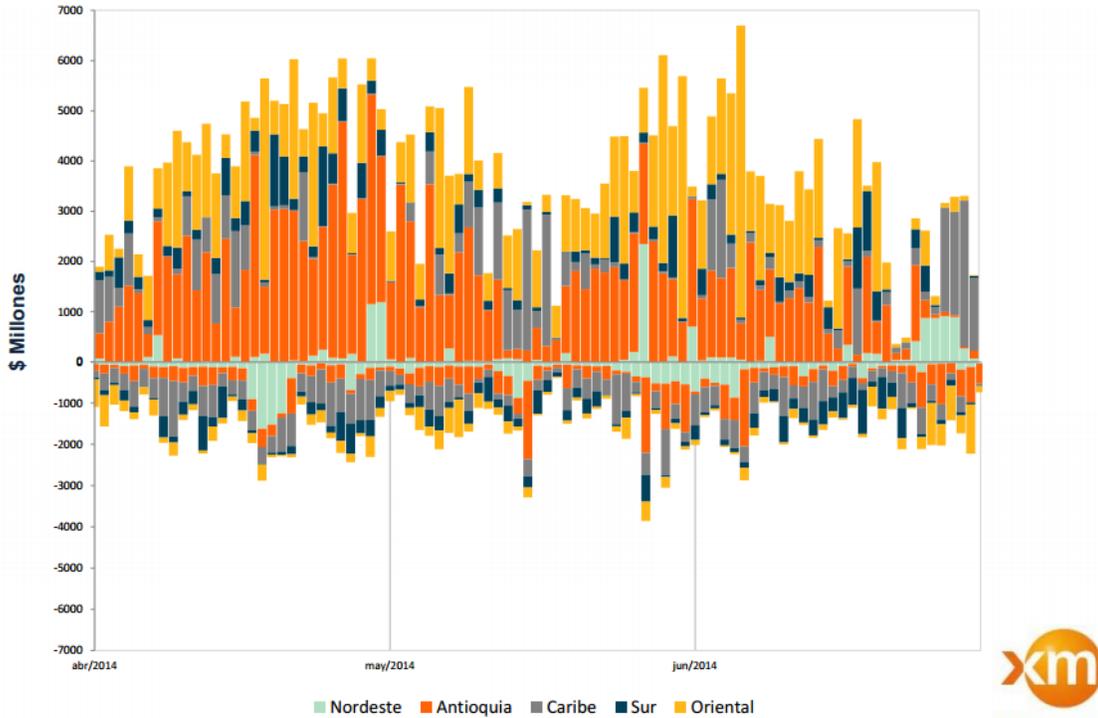


Figura 2-6 Generaciones fuera de mérito por áreas operativas (Fuente: XM)

Esta gráfica muestra una alta generación fuera de mérito en el área Antioquia. Curiosamente esta área es la que presenta menos restricciones en el sistema con la red completa del STN. Luego un gráfico como estos no es de buena ayuda para identificar las áreas en donde se presentan los verdaderos problemas. En Colombia se identifican varias áreas en donde se presenta el gran porcentaje de restricciones eléctricas, la mayoría concentradas en la costa Atlántica. Áreas como Atlántico, Bolívar y GCM presentan generaciones de seguridad constantes en el despacho. Otras como Nordeste, Oriental y el Sur, también presentan restricciones. En un análisis posterior a este documento se presentarán en detalle las principales restricciones del SIN y cómo pueden verse afectadas por la aplicación de los nuevos criterios de confiabilidad definidos en este trabajo.

Es importante identificar además, cuáles recursos son despachados frecuentemente por seguridad en el despacho y cómo un nuevo criterio de confiabilidad podría disminuir la frecuencia y magnitud en que estos recursos son despachados fuera de mérito. Históricamente se tienen recursos como TEBSA, TASAJERO, GUAJIRA y PROELECTRIA, que presentan continuos despachos por seguridad. Una vez se tenga la información solicitada al operador, se hará un análisis sobre la situación actual de despachabilidad de estos recursos. En conclusión podemos decir que el tema de las restricciones representa uno de los objetivos importantes del presente estudio y que los criterios propuestos para la confiabilidad en la operación del SIN, deben apuntar a la reducción y estabilización de este concepto en la liquidación.

2.4. Síntesis y comentarios adicionales

Se plantean algunos aspectos a manera de síntesis y comentarios adicionales que pueden afectar los posibles beneficios de la aplicación de un nuevo criterio de confiabilidad en la operación, que es el objeto del presente estudio.

- La confiabilidad del SIN es tenida en cuenta en los principales procesos del CND. Se identificó la aplicación de criterios de confiabilidad en la planeación de largo, mediano, corto y muy corto plazo. Además de los criterios operativos que son aplicados para controlar el SIN en tiempo real.
- La motivación para introducir nuevos criterios ha partido de necesidades operativas del CND, no de una visión integral de la confiabilidad. Luego cada vez que se incorpora un nuevo criterio, se impacta de manera negativa el comportamiento de las restricciones.
- No se identificó en ninguna de las metodologías y criterios establecidos la incorporación del componente económico.
- Algunos de los criterios fueron demasiado complejos de entender e implementar, esto provocó una pérdida de credibilidad y la no reproducibilidad de los estudios.
- Se han aplicado algunos criterios probabilísticos pero no han tenidos buenos resultados.
- El sistema colombiano presenta algunas particularidades que lo hacen único en el mundo. Específicamente es necesario tener en cuenta que la topología en Colombia cambia debido a los atentados terroristas y en algunas ocasiones a eventos catastróficos de la naturaleza.
- La operación segura del SIN se basa en la obtención de un buen despacho económico, ya que lo generadores deben cumplir con su programa de generación. En teoría, si el Despacho es realizado con buenos criterios de confiabilidad, esto se verá reflejado en la operación. Sin embargo algunos factores alejan la operación real del despacho teórico. Por ejemplo, los flujos teóricos pueden alejarse de los flujos reales echando al traste el trabajo realizado previamente en el despacho. No se han encontrado estudios anteriores o publicaciones del operador sobre este problema.
- Los parámetros de las líneas y transformadores que manejan los modelos teóricos, son declarados por los agentes. Se requiere que estos estén bien sintonizados con la realidad y que se consideren límites de emergencia para tiempos cortos sin afectar la vida útil de los equipos. En este último aspecto ya se han realizado algunos avances.
- El análisis de mantenimientos se realiza considerando que la simultaneidad de la salida de algunos elementos no afecte la confiabilidad y seguridad del SIN. En ocasiones se presentan casos de simultaneidades que generan altas generaciones de seguridad y que finalmente son programadas en el despacho. Para este caso sería deseable que desde la coordinación de mantenimientos se tengan criterios de confiabilidad que tengan en cuenta también el costo de las restricciones, como un parámetro de decisión para solicitar reprogramaciones de mantenimientos.
- Se debe analizar el impacto sobre las restricciones que se derivan de las autorizaciones operativas. No se han encontrado estudios previos sobre el tema.

- Se debe analizar el impacto sobre las restricciones de la programación de las pruebas autorizadas de generación. También se debería revisar el aspecto regulatorio sobre este tema para que el CND pueda contar con las unidades de un recurso que no se encuentren en pruebas. Actualmente, si una sola unidad del recurso está en pruebas, hace que todo el recurso sea autorizado a desviación y sea excluido automáticamente de cualquier análisis de confiabilidad y seguridad.

Una enseñanza importante que debe ser tenida en cuenta en la definición de nuevos criterios de confiabilidad, es que se debe tener en cuenta que sean aplicables bajo escenarios extremos del SIN, generados por los atentados terroristas. En la actualidad esta situación tiende a mejorar pero no se debe descartar un aumento de ataques terroristas hacia la infraestructura del STN.

3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

A continuación, se describe los resultados de la búsqueda bibliográfica respecto a criterios de confiabilidad en la operación, de la evaluación de ésta, métodos para su análisis, índices y criterios probabilísticos operativos en el despacho económico.

3.1. Confiabilidad en operación de sistemas de potencia eléctrica

Definiciones

La confiabilidad de un sistema de potencia en general se refiere a la probabilidad de operación satisfactoria en el largo plazo. Indica la capacidad de suministrar un servicio eléctrico adecuado de forma casi continua, con pocas interrupciones durante un periodo de tiempo prolongado.

La seguridad de un sistema de potencia se refiere al grado de riesgo en la habilidad para soportar disturbios inminentes (contingencias) sin la interrupción del servicio a los clientes. Se relaciona con la robustez del sistema ante disturbios inminentes y depende de la condición operativa y la naturaleza física del evento [1], [2].

La seguridad y la estabilidad en sistemas de potencia son atributos que varían en el tiempo, los cuales pueden ser evaluados por un estudio del desempeño del sistema de potencia bajo un conjunto particular de condiciones. La confiabilidad, por otro lado, está en función del desempeño del sistema de potencia en un tiempo promedio, solo se puede evaluar considerando el comportamiento del sistema sobre un periodo de tiempo [1], [2].

Definición de confiabilidad del NERC:

Según el NERC, se define la confiabilidad en sistemas de potencia como “el grado en el cual el desempeño de los elementos del sistema tiene como resultado electricidad entregada a los clientes dentro de estándares aceptados y en la cantidad deseada”. El grado de confiabilidad puede ser medido por medio de la frecuencia, duración y magnitud de los efectos adversos en el servicio al cliente.

La confiabilidad puede abordarse considerando dos aspectos funcionales básicos de los sistemas de potencia:

- **Suficiencia:** La habilidad de los sistemas eléctricos de suministrar los requerimientos de la demanda y la energía a sus clientes en todo momento, tomando en cuenta lo programado y un número razonable de salidas no programadas de elementos del sistema.
- **Seguridad:** La habilidad del sistema eléctrico de soportar disturbios repentinos como corto circuitos eléctricos o la pérdida imprevista de elementos del sistema.

En otras palabras, la suficiencia se refiere a los recursos en el sistema suficientes y disponibles para satisfacer la demanda prevista con reserva para contingencias y la seguridad se refiere a que el sistema permanece confiable aun en casos de contingencias. Esta definición se enfoca en los sistemas eléctricos de potencia y abarca los recursos de generación, líneas de transmisión, interconexiones entre sistemas y equipos asociados [3].

3.2. Confiabilidad en la operación

Aspectos importantes en la confiabilidad de la operación

La confiabilidad en la operación se puede definir como la capacidad del sistema de potencia para suministrar con suficiencia y seguridad la energía eléctrica a sus clientes, en un intervalo de tiempo dado, considerando contingencias, condiciones inherentes de los componentes, condiciones ambientales y las condiciones operativas, suministrada a partir de la información de operación en tiempo real, entregada por el sistema de supervisión SCADA/EMS [4]–[8].

La evaluación de la confiabilidad en la operación del sistema debe contribuir a identificar las fallas potenciales más críticas sobre los elementos del sistema, evaluar sus impactos relativos, y proveer alternativas de mitigación efectivas. Existe una diferencia fundamental entre la valoración de largo plazo (Planeación) y la de corto plazo (Operación). Ésta radica en que en la planeación de largo plazo se deben identificar las instalaciones eléctricas que son necesarias para satisfacer los criterios de confiabilidad; mientras que en la operación se pretende llegar a las condiciones operativas que cumplan los criterios de confiabilidad preestablecidos a través de los límites operativos del sistema.

Por otro lado, dentro de los aspectos que se deben considerar en la confiabilidad de la operación están las restricciones operativas especiales: rampa de subida de las unidades de generación, probabilidad de éxito de arranque de la unidad de generación, tiempo de encendido y estrategia de desconexión de la demanda. Algunos de estos aspectos generalmente son ignorados en la confiabilidad en el horizonte de planeación [7].

Factores de interrupción

La evaluación tradicional de la confiabilidad en el largo plazo se realiza con una tasa de falla constante que no refleja el desempeño de las componentes variando en el tiempo en el horizonte de la operación del sistema de potencia. Considerando este valor de tasa de falla constante no se puede tener en cuenta la influencia de factores de interrupción sobre los parámetros de confiabilidad de los componentes en el sistema [9]. Entre los factores de interrupción que se deben tener en consideración en la confiabilidad en la operación, se tienen los siguientes:

- *Condiciones inherentes de los componentes:* este factor se refiere al envejecimiento de los componentes del sistema y cómo estos tienden cada vez más a fallar a medida que aumenta el tiempo de operación del mismo [10].
- *Condiciones ambientales:* se refiere a que las condiciones climáticas pueden afectar la tasa de falla de los elementos del sistema. Por ejemplo, es más probable que una línea de transmisión falle bajo condiciones de tormentas, vientos fuertes, etc.
- *Condiciones eléctricas operativas:* se refiere a que bajo diferentes condiciones operativas, en especial las condiciones de demanda alta o de sobrecarga en el

sistema, la tasa de falla de las componentes del sistema varía. Por ejemplo, el incremento de la potencia transferida por la línea de transmisión resultará en un aumento de la probabilidad de falla de la línea; igualmente los generadores eléctricos tendrán una mayor probabilidad de desconectarse cuando la frecuencia o la tensión aumenten o disminuyan, según la configuración de las protecciones; esto resulta en un aumento de la tasa de falla del generador [6], [11].

Horizonte de tiempo

La evaluación de la confiabilidad en la operación con respecto al tiempo se divide en evaluación de la confiabilidad en tiempo real y en planeamiento operativo.

En tiempo real se requieren consideraciones de re-despacho inmediato, ejecución de controles y esquemas de protección durante la ocurrencia de una contingencia; y su escala de tiempo está entre unos pocos minutos y una media hora. En el planeamiento operativo se requiere el análisis de varios modos de operación que garantizan que el despacho de la generación mantenga un nivel de confiabilidad predefinido; esto se realiza para un periodo de horas, medio día, un día, una semana o cualquier periodo específico que está dentro del horizonte del planeamiento operativo [4].

Recursos operativos del sistema

Como recurso operativo principal en la confiabilidad de la operación se consideran la potencia activa y reactiva de los generadores que pueden entrar en servicio en un tiempo corto. Este tiempo debe ser acorde con las acciones en la operación, que incluyen acciones de control y acciones remediales tales como: transferencias de carga, cambio en los patrones de generación, acciones de conexión, reconfiguraciones temporales y esquemas de protección o control. Otros recursos operativos que usa el operador del sistema son los cambios en las tomas de derivación (taps) de los transformadores, y la adaptación a las condiciones del sistema de los límites de potencia en líneas de transmisión [12].

Es importante que la inclusión de criterios de confiabilidad en el despacho y su correspondiente evaluación sean realizadas de una forma adecuada, ya que la imprecisión en los índices de confiabilidad en la operación puede llevar a un despacho sobredimensionado, donde el estado de operación es más confiable (seguro) pero más costoso. Por otra parte, se puede presentar un despacho conservador de la generación menos costoso pero el estado de operación puede no ser tan confiable [13].

3.3. Evaluación de confiabilidad

Dentro del marco de la evaluación de la confiabilidad se mencionan dos aspectos claves para comprender la valoración de la confiabilidad: metodología de confiabilidad e indicadores de confiabilidad. Las dos hacen parte del análisis de confiabilidad pero no deben confundirse puesto que corresponden a temas diferentes [14]. En cada aspecto clave se busca encarar problemas diferentes como:

- Metodología de Confiabilidad: ¿Cómo medir el evento?, ¿Qué puede salir mal si llegase a ocurrir el evento?, ¿Qué tan probable es que suceda?, ¿Cuáles son sus consecuencias?
- Indicadores de confiabilidad: ¿Qué es lo que se quiere medir: impacto, probabilidad, confiabilidad, etc.?

La evaluación de la confiabilidad se puede efectuar considerando dos alternativas: en la primera, se definen criterios de confiabilidad determinísticos para evaluar la seguridad del sistema de potencia; y en la segunda, se establecen criterios de confiabilidad probabilísticos para la seguridad.

Los criterios de confiabilidad son reglas por medio de las cuales el desempeño de un sistema eléctrico de potencia se juzga como aceptable o inaceptable ante la ocurrencia de una falla en los componentes. Los criterios determinísticos son usualmente expresados en términos de “pruebas” donde se requiere soportar un conjunto predeterminado de eventos. Los criterios probabilísticos son basados en puntos de corte o valores de umbral definidos para los índices de confiabilidad [8], [15], [16]. A continuación se presentan sus principales consideraciones:

3.3.1 Criterios determinísticos

Comúnmente, las empresas de energía eléctrica utilizan criterios determinísticos en los procesos de planeación y de operación del sistema eléctrico de potencia [13], [14], [17]. El criterio determinístico para establecer el nivel de seguridad en el sistema define que la condición operativa es identificada como segura si puede soportar los efectos de cada una de las contingencias de un conjunto predefinido. Una condición operativa segura significa que dada la ocurrencia de las contingencias no se violarán los límites operativos definidos previamente o el sistema no será inestable.

El criterio determinístico tradicional usado particularmente en el sistema de generación-transmisión es conocido como el criterio de seguridad $N-k$ bajo el cual la pérdida de cualquier k (número) componentes del sistema no resultará en una condición insegura del sistema [8], [18].

El criterio determinístico usualmente aplicado en los sistemas de potencia es designado como criterio de seguridad $N-1$, en el cual se establece que un sistema confiable debe ser capaz de soportar cualquier situación de salida de una componente a la vez para todos los niveles de demanda satisfaciendo los límites operativos establecidos que garantizan un nivel de seguridad apropiado. Para el análisis de seguridad con el criterio de seguridad $N-1$ una práctica común es seleccionar los peores casos en relación a la severidad de la contingencia sobre las condiciones operativas del sistema [18]. Si el sistema puede soportar el peor caso, puede soportar el resto de las situaciones de contingencia, pero en este criterio $N-1$ no se consideran múltiples eventos sino solo una salida a la vez. El hecho de que las peores situaciones son seleccionadas basadas en juicios subjetivos (conocimiento experto) hace difícil la justificación de la selección realizada en un proceso de toma de decisiones desde el punto de vista económico.

En algunas empresas del sector eléctrico se está considerando el criterio *N-2*, esto es la salida de dos componentes a la vez; o el criterio *N-1-1*, en el cual se intenta que el sistema pueda soportar cualquier elemento fuera de servicio debido a una falla teniendo cualquier otro elemento en mantenimiento [18].

El enfoque determinístico tradicional usado en la actualidad utiliza restricciones predefinidas sobre los parámetros operativos (generación, flujo de potencia, tensión en los nodos) para determinar si la pérdida de un circuito o un generador lleva al sistema a una condición operativa que viola los criterios operativos establecidos. El problema con esta práctica es que todos los límites resultantes que definen la zona de operación segura del sistema son rígidos, es decir, no hay un mecanismo que permita el ajuste de la rigidez de los límites de la zona segura como una función de la probabilidad o como consecuencia de la ocurrencia de la contingencia [19]. Por lo tanto, es posible que el sistema de potencia sea operado bajo restricciones impuestas por situaciones con alta severidad pero que tienen una baja probabilidad de ocurrencia, la cual influencia considerablemente la operación eficiente y económica de los sistemas de potencia. En algunos casos, las restricciones pueden imponer costos adicionales, tales como costos impuestos por límite del intercambio entre los agentes participantes en el sistema de potencia [19].

El enfoque determinista tradicional de la evaluación de seguridad, a menudo puede resultar en restricciones operativas costosas que no estén justificadas por el bajo nivel de riesgo correspondiente. Además, es difícil afrontar todos los desafíos e incertidumbre en el sistema de transmisión con los métodos determinísticos. En otras palabras, la debilidad esencial de la aproximación determinística es que no hace o no puede reconocer la naturaleza probabilística o estocástica del comportamiento del sistema, las demandas y las fallas de componentes [18], [20]. Entre los criterios determinísticos típicos empleados en la operación del sistema se tiene:

- Criterio *N-k*, corresponde a la salida de *k* elementos al mismo tiempo. Este criterio de seguridad depende de la redundancia que tenga el sistema.
- Criterio *N-1*, corresponde a la salida de un elemento a la vez.
- Criterio *N-1-1*, corresponde a la salida de un elemento considerando un elemento del sistema en mantenimiento.
- Capacidad de *reserva rodante*, corresponde a la capacidad operativa de generación igual a la demanda de carga esperada más una reserva igual a una o más unidades de mayor potencia del sistema.

3.3.2 Criterios probabilísticos

Aspectos generales

El comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia es de naturaleza estocástica. No se puede predecir con exactitud el comportamiento de la demanda de los usuarios, el abastecimiento del recurso de generación y el cómo y cuándo fallará un determinado elemento; debido a esto es razonable considerar que la valoración de esta clase de sistemas debe basarse en técnicas que reconozcan este tipo de comportamiento, como por ejemplo los métodos probabilísticos.

En un futuro cercano los sistemas eléctricos de potencia se verán altamente influenciados por la conexión de tecnologías de generación en pequeña escala como lo son las plantas solares y eólicas los cuales estarán combinados con las tecnologías de generación a gran escala como lo son la generación convencional (plantas térmicas e hidráulicas) y la generación eólica *off-shore* [21]. Esto implicará que las condiciones operativas de sistema se vuelvan cada vez más aleatorias [22], [23] Los métodos probabilísticos pueden representar este comportamiento y otorgar más información en la operación del sistema.

La confiabilidad de un sistema está ligada a su aptitud para mantener la continuidad del servicio en caso de falla de algunos de los componentes que lo conforman. La valoración probabilística en el ambiente operativo estará principalmente concentrada en las condiciones de carga esperadas para el intervalo de tiempo que se desea analizar (por ejemplo los siguientes 5 minutos o la siguiente media hora), es esta la razón por la cual el operador siempre debe estar valorando la seguridad del sistema en la ventana de tiempo requerida [8].

En general, algunos operadores de red tienen la información en detalle de los eventos ocurridos en el sistema: fecha de ocurrencia y medidas del desempeño del sistema durante dicho periodo de tiempo. Pueden medirse cuantas variables se desee, todo depende del alcance que se le quiera dar a la valoración de la información. Entre los conceptos más comunes que se miden se encuentra [13]:

- Disponibilidad de los componentes del sistema.
- Estimación de la energía no suministrada.
- Número de eventos.
- Número de horas de interrupción del servicio de energía.
- Violaciones de los límites de voltaje.
- Violaciones en los límites de frecuencia del sistema.

La información necesaria para la valoración probabilística de la confiabilidad en la operación (muy corto plazo) es provista por los datos tomados en tiempo real por los sistemas de supervisión y monitoreo RTU/SCADA/EMS y PMU/WAMS; lo cual permite tener en cuenta la evolución del sistema a través del tiempo y generar los avisos en tiempo real pertinentes que ayuden al operador del sistema a tomar mejores decisiones.

Los métodos probabilísticos normalmente utilizan índices que reflejan el nivel de confiabilidad del sistema asociado con los valores de los límites operativos seleccionados [8], [13], [16], [24], [25]. Como se menciona en la referencia [13], existen algunos aspectos probabilísticos típicos que caracterizan los sistemas de potencia, como son:

- (a) La tasa de salida forzada (Forced Outage Rate – FOR) de las unidades de generación está en función del tamaño y el tipo de la unidad. Por ejemplo, un porcentaje de reserva rodante de generación fijo no garantiza un riesgo consistente, es decir, no tiene en cuenta la variabilidad de la tasa de falla de las unidades de generación que pueda presentarse ante diferentes condiciones operativas.

- (b) La tasa de falla de una línea de transmisión (FOR) está en función de la longitud, diseño, ubicación geográfica y el medio ambiente circundante. Por tanto no es posible aseverar que el riesgo en el suministro energético será consistente, solo bajo la premisa de la construcción de un número mínimo de circuitos. Es decir, el riesgo que impone la salida de una línea es dependiente de factores adicionales que cambian en el tiempo como sobrecargas en los circuitos de transmisión, entre otros.
- (c) Todas las decisiones desde el marco de la planeación y la operación están basadas en las técnicas de predicción de la demanda. Estas técnicas no pueden predecir la carga del sistema de manera precisa lo cual genera incertidumbre en las predicciones.

En la planeación de la operación del sistema es necesaria la predicción o una estimación de la carga (pronóstico de la carga en el corto plazo), y acorde a la carga pronosticada debe despacharse la generación en el sistema; de igual manera existen incertidumbres en los pronósticos de carga por lo cual debe establecerse un soporte o reserva de generación. La reserva de generación está compuesta por:

- 1) Reserva rodante, la cual comprende los generadores conectados al sistema de forma que entreguen la mínima potencia activa y potencia reactiva, para así tener disponibilidad de asumir la carga que por causa de eventos adversos otros generadores dejen de suplir. El tiempo de reacción depende del tipo de máquina de la central. Para las centrales térmicas a carbón este tiempo puede ser medido en horas y para las centrales hidráulicas y turbinas de gas puede ser de algunos minutos.
- 2) Mecanismo de acción rápida como turbinas de gas, turbinas hidráulicas, carga con posibilidad de interrupción, asistencia a través de sistemas interconectados y reducción de frecuencia y voltajes en las barras [13].

El objetivo de los métodos probabilísticos es determinar si la respuesta del sistema ante una contingencia en el corto plazo puede generar problemas en la confiabilidad del sistema, es decir, causar una interrupción del servicio de suministro de energía o una degradación sobre los índices de calidad y seguridad pre-establecidos por la regulación vigente del país [4], [8]. En contraste con la valoración para la planeación (largo plazo), la ventana de tiempo usada para la valoración de la operación cambia drásticamente de años a un par de minutos, y es por esto que los índices utilizados para la valoración del corto plazo deben ser adecuados en este nuevo marco de tiempo, en otras palabras se busca discriminar claramente las incertidumbres que se presentan en cada uno de los casos [8]. Un ejemplo de esto es la incertidumbre en el pronóstico de la demanda en el corto plazo, que es diferente a la incertidumbre que se presenta en el pronóstico de demanda en el largo plazo.

Caracterización de la incertidumbre

Cuando se ejecuta la evaluación de la seguridad y la confiabilidad en la operación de un sistema de potencia, lo primero que se debe construir es un modelo probabilístico de la operación de los componentes del sistema, en la que se incluyen normalmente componentes tales como: líneas de transmisión, transformadores, generadores, entre otros.

Tasas de falla de líneas y de transformadores

Cada línea de transmisión y transformador tiene dos estados de operación: operación normal y estado de falla. El parámetro básico que representa la característica de la operación de una línea de transmisión o transformador es la tasa de salida forzada (FOR) [26], [27]. La probabilidad de salida de los componentes es calculada usando su FOR el cual se denota como q , y se tiene que:

$$q = \frac{f_r \cdot d_r}{8760}$$

Donde: f_r es el número de salidas por año, d_r es la duración en horas de la salida

Suponiendo la capacidad de la línea de transmisión denotada por c , para la evaluación de la confiabilidad es más conveniente usar la pérdida de capacidad (c) de la componente; asumiendo pérdida de capacidad en la línea como \bar{X} , tenemos que [27]:

$$p(\bar{X} = x_i) = \begin{cases} q & x_i = c \\ 1 - q & x_i = 0 \end{cases}$$

En esta ecuación se denota a q como la probabilidad de pérdida de capacidad c de la línea y a $1 - q$ como la probabilidad de pérdida de capacidad igual a cero (0) en la línea de transmisión.

Tasa de falla de las unidades de generación

Igualmente para las unidades de generación de manera simplificada se establecen dos estados de operación: unidad disponible o en operación normal, y en estado de falla o unidad indisponible. La probabilidad de salida de la unidad de generación se establece por medio del FOR de la unidad, que se define de la siguiente manera [13], [17], [26]:

$$q = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR}$$

Donde: MTTR es el tiempo medio de reparación y MTTF es el tiempo medio de falla de la unidad de generación.

Predicción de la demanda

La demanda generalmente se predice empleando métodos de pronóstico en este caso de corto plazo, dicha predicción exhibe incertidumbre las cuales pueden ser tomadas en cuenta en la evaluación del riesgo en la operación del sistema. Dicha incertidumbre puede ser el resultado de errores en el método de pronóstico de la demanda y en la actualidad se suma la influencia de la respuesta de la demanda. Además, existen otros factores que influyen en la incertidumbre en el pronóstico de la demanda, tales como patrones de consumo de los usuarios, eventos abruptos o cortes repentinos que modifican la carga [4] .

En la operación del sistema de potencia, la carga esperada debe ser pronosticada y la generación debe ser programada de acuerdo al pronóstico de la demanda. Igualmente la generación de reserva debe ser despachada con fin de tener en cuenta la incertidumbre en el pronóstico de la carga y posibles salidas de unidades de generación [28]. La incertidumbre en el pronóstico de la carga se asume comúnmente como una distribución normal, que puede ser dividida en intervalos discretos. El riesgo en la operación que presenta el nivel de carga de cada intervalo es ponderado por la probabilidad ocurrencia de ese intervalo. El riesgo total en la operación es la suma del riesgo de cada intervalo [28] .

Métodos de análisis

Desde el punto de vista de herramientas para la evaluación de la confiabilidad en los métodos probabilísticos existen dos enfoques básicos que son: los métodos analíticos y los métodos de simulación [29], [30]. Los métodos analíticos para la evaluación de los índices de confiabilidad permiten evaluar los modelos matemáticos implementando soluciones matemáticas. El problema principal con este tipo de aproximaciones es que constantemente tienen que hacerse suposiciones y aproximaciones en pro de simplificar los modelos; el efecto de esto sobre la incertidumbre del modelo no permite una apreciación precisa de la causa de los fenómenos. Este método comúnmente se aplica a sistemas de potencia que son pequeños, es decir, que no tienen una gran cantidad de componentes y que topológicamente no son complejos.

Las técnicas de simulación, también conocidas como simulación de Monte Carlo, estiman índices de confiabilidad a través de la simulación del desempeño actual del sistema considerando el comportamiento estocástico del mismo. Estas técnicas están subdivididas en dos principales ramas: métodos no secuenciales y métodos secuenciales. La simulación no secuencial considera cada intervalo de tiempo de forma independiente, por lo tanto no es posible considerar la correlación temporal entre eventos o variables del sistema. La aproximación secuencial, sin embargo, tiene en cuenta para cada intervalo (usualmente 1 hora) el orden cronológico; es decir, permite modelar la correlación temporal entre los eventos y variables de interés. Esta herramienta es usada cuando el desempeño actual del sistema está fuertemente ligado a su estado en el pasado [29]. Los métodos de simulación son particularmente utilizados para el análisis de sistemas de potencia con gran cantidad de componentes, donde habitualmente se evalúa la confiabilidad en la generación y la transmisión de manera conjunta.

Procedimientos usados en la evaluación de confiabilidad en la operación

Habitualmente la evaluación de la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia usando métodos probabilísticos consta de cuatro pasos principales [7], [14], [31] que son los siguientes:

1. Definir un modelo de contingencia de los componentes del sistema.
2. Selección de los estados del sistema, se consideran principalmente los estados de contingencia.
3. Evaluación de los estados seleccionados, se evalúa ante las contingencias seleccionadas qué límites operativos son violados.
4. Cálculo de los índices de confiabilidad y otros valores estadísticos.

En el primer paso, el modelo de contingencia de los componentes hace referencia a cómo se determina si un componente se encuentra disponible o no. En el modelo se pueden incluir distintos tipos de contingencias, entre los cuales se tienen salidas forzadas, planificadas o dependientes, entre otras [32], [33].

En el segundo paso, los estados del sistema son seleccionados donde cada uno es caracterizado por el estado operativo de cada componente individual. Para la evaluación de los sistemas de generación, por ejemplo, solo son seleccionadas las unidades de generación. Por otra parte, para la evaluación de la planeación de la transmisión, la etapa de generación se asume confiable y solo se consideran las salidas en los circuitos de transmisión. La evaluación de la confiabilidad en la etapa de generación-transmisión comprende las salidas tanto de unidades de generación como de los circuitos de transmisión [31]. La forma como seleccionan los estados del sistema tiene consecuencias principalmente en el esfuerzo computacional requerido, en el tipo y calidad de los resultados que se puede obtener a partir de cada método. En este paso es posible descartar contingencias severas pero de poca probabilidad de ocurrencia o incurrir en eventos no severos pero con alta probabilidad de ocurrencia; permitiéndose así reducir los costos en operación [4], [7].

En el tercer paso los estados seleccionados son evaluados, en la evaluación de las consecuencias en el sistema no solo se tiene en cuenta la severidad de la contingencia, generalmente ponderada por el operador experto, sino también la probabilidad de ocurrencia de las contingencias (severas y no severas). Con lo anterior se puede cuantificar el riesgo ante una contingencia de no cumplir los límites operativos e incluso no satisfacer el suministro de energía.

En el cuarto paso los índices de confiabilidad son calculados basados en los resultados de los estados de falla, esto es, los estados con cortes de demanda o con los límites operativos traspasados.

Algunas consideraciones básicas adicionales que deben tenerse en cuenta al momento de aplicar los métodos probabilísticos son presentadas en la referencia [8], donde se proponen

seis pasos en los cuales está contenida de manera general la estructura para realizar el análisis probabilístico, así:

1. Establecer casos base para el flujo de potencia correspondiente al periodo de tiempo que se desea evaluar (una hora, dos horas) y las condiciones de carga (pico, pico parcial, valle) necesarios para el estudio. Para cada caso, el despacho de unidades de generación y la topología de la red se seleccionan con base en las condiciones esperadas para el periodo seleccionado. Las topologías seleccionadas son normalmente todos los circuitos en servicio; aquí, la credibilidad está enfatizada sobre la severidad. También se pueden desarrollar estudios de sensibilidad si se prevén topologías débiles.
2. Selección de un conjunto de contingencias. Este grupo es usualmente creado mediante un proceso de enumeración de estados que preselecciona un número limitado de salidas de los componentes. El proceso de enumeración debe ser terminado con algún criterio, por ejemplo un nivel mínimo predeterminado de probabilidad de ocurrencia de la contingencia. Este y otros criterios de selección son discutidos con mayor detalle en las referencias [34] y [35].
3. Seleccionar los parámetros de estudio e identificar los rangos de operación para las condiciones esperadas durante el periodo de tiempo de interés. En este paso se establece un rango de estudio de los parámetros operativos en el cual se podría considerar confiable el sistema.
4. Evaluar los índices probabilísticos a lo largo del rango de estudio. Se define un nivel umbral particular para el cual la operación más allá de este se considera inaceptable.
5. Identificar el grupo de condiciones de operación dentro del rango de estudio, las cuales posean unos índices de evaluación iguales al nivel umbral. Este conjunto de condiciones operativas constituyen una línea (cuando se tienen dos parámetros de estudio), una superficie (cuando se poseen tres parámetros) o una hiper-superficie (cuando se poseen más de tres) la cual divide el rango de estudio. Esta línea, superficie o hiper-superficie representa el límite de seguridad; este delimita las regiones aceptables e inaceptables de operación.
6. Plasmar el límite de seguridad en un grupo de gráficas o tablas que puedan ser fácilmente interpretadas y utilizadas por los operadores.

3.4. Índices de confiabilidad en la operación

Antes de proceder a categorizar los índices de evaluación se hace necesario definir qué es un estado y qué lo caracteriza. Las referencias [4], [36], definen estados del sistema como el conjunto entre configuración del sistema (topología), niveles de carga y disponibilidad de los componentes, además de las políticas de operación especificadas por cada operador de red sobre el cual se tomarán las cantidades base para realizar el análisis de confiabilidad. Por otra parte, otros investigadores en la evaluación de la confiabilidad de la operación primero establecen la condición de carga del sistema para un horizonte determinado, luego proceden a realizar la selección de estados. En este paso la palabra “estado” se refiere a

cada una de las condiciones operativas en las que queda el sistema después de la ocurrencia de una contingencia [7], [8], [11]. El estado operacional del sistema queda definido como la combinación de tres aspectos:

- *Demanda*: Nivel de demanda en cada punto de la red.
- *Generación*: Características de las unidades y de qué manera se encuentran despachadas.
- *Topología*: Condiciones en que encuentra el sistema de transporte de energía eléctrica. Considera entre otros las características técnicas de las componentes y los elementos que se encuentran fuera de servicio.

La confiabilidad en la operación de los sistemas de potencia debe ser cuantificada; esto se realiza por medio de índices de desempeño, en este caso se busca medir qué tan confiable es el sistema. El índice es una magnitud medible de cómo se encuentra el estado del sistema, o cómo se ha venido comportando; estos índices de confiabilidad pueden estar definidos en forma de valores medios o distribuciones de probabilidad que aporten información determinante en pro de asistir al operador en la toma de decisiones [4], [30]. Estos índices pueden ser clasificados de acuerdo a diferentes criterios; en la referencia [4] se propone la siguiente clasificación:

3.4.1 Índices de estados de operación del sistema.

Existen tres índices básicos que pueden ser designados para cada estado de operación del sistema (normal, alerta, emergencia, emergencia extrema y restauración) que son: la probabilidad de encontrarse en el estado, la frecuencia promedio (cada cuánto llega el sistema al estado) y la duración media del sistema en el estado. Los índices de frecuencia y duración sólo tienen significado cuando se considera un periodo de tiempo determinado. Esto indica que la probabilidad de estar en un estado refleja el nivel de confiabilidad de la operación del sistema. Otros índices se pueden tomar como la probabilidad y la frecuencia de transición entre los diferentes estados operativos [4].

Pueden considerarse también índices de estado como: probabilidad de un estado saludable, probabilidad de un estado marginal y probabilidad de un estado de riesgo, los cuales dan información del comportamiento del estado ante las contingencias y su capacidad de mantenerse en el estado de operación normal.

Los estados de operación pueden ser divididos en sub-estados, por ejemplo el estado de operación normal del sistema puede ser dividido en categorías como saludable y no saludable [4]. Es así entonces como puede definirse una serie de índices con respecto a los estados de operación del sistema y estos pueden desagregarse en varios índices probabilísticos, por ejemplo los índices de probabilidad del estado de alerta pueden dividirse en tres probabilidades, correspondientes a las diferentes consecuencias seguidas de una perturbación. De manera similar el estado de emergencia pueden ser dividido en tres probabilidades de ser solo insuficiente, críticamente inseguro o ambas.

3.4.2 Índices de violación de límites operativos.

En la operación del sistema de potencia existen diferentes límites operativos para los cuales el operador define valores límites dentro de los cuales el sistema se considera confiable. En la figura 3-1 se muestra la clasificación de los límites operativos. Este tipo de límites son ampliamente utilizados puesto que pueden representar una información más inteligible para el operador, en donde la probabilidad y la cantidad del límite violado representan el factor más importante dentro de la información aportada. Para esta clase de índice es importante que el valor de la cantidad de violación del límite sea normalizado con respecto a un valor nominal del límite. Para lo cual es necesario definir una función de severidad que refleje la cantidad de violación del límite [8].

En lo que concierne a la estabilidad transitoria y estabilidad de voltaje, es imposible medir una cantidad de violación del límite de estabilidad transitoria o estabilidad de tensión. Sin embargo es posible estimar un margen para la estabilidad transitoria y de tensión que representa la distancia del sistema a la frontera de inestabilidad [4], [9], [37].

Igualmente, si se quieren valorar los efectos de una medida operacional, los índices de violación de límites pueden ser calculados antes y después de la medida operacional o de las acciones remediales, y la diferencia entre los dos valores será el reflejo del efecto de la medida operacional o del esquema de acción remedial (ver Figura 3-1).

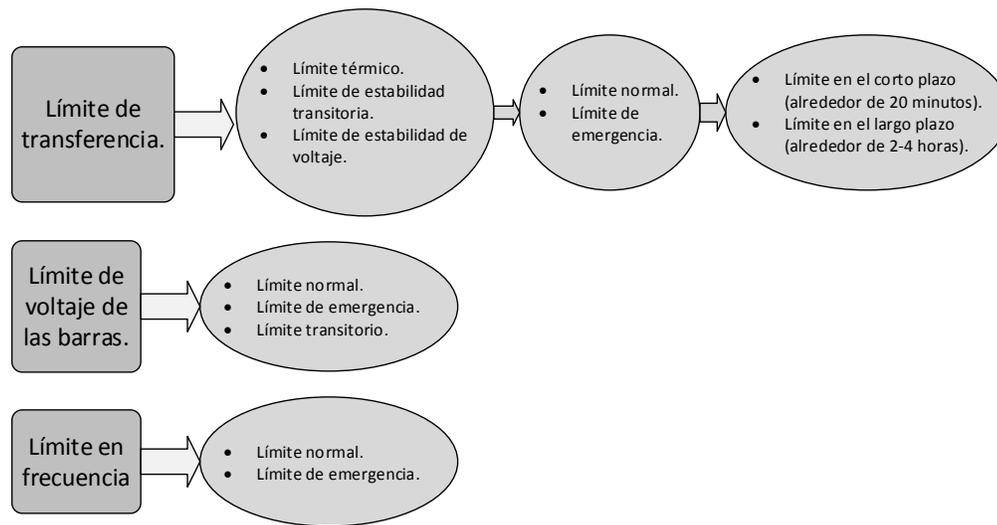


Figura 3-1 Clasificación de los límites. Adaptado de [4]

3.4.3 Índices basados en riesgo

El riesgo se describe como la combinación de las probabilidades de ocurrencia y las consecuencias. En el análisis de confiabilidad basado en el índice de riesgo, éste se define como la suma de los productos de las probabilidades y las consecuencias cuantificadas; en la operación, el objetivo es calcular el riesgo del sistema, de exceder las restricciones operativas, dada una condición operativa específica [4], [8], [14], [38]. Matemáticamente el índice puede ser definido como:

$$Riesgo(X_{t,f}) = \sum_i \sum_j P(E_i) \cdot P(X_{t,j}|X_{t,f}) \cdot Sev(E_i, X_{t,j}) \quad (1)$$

Donde $X_{t,f}$ es la condición pronosticada para el sistema para el tiempo t , $X_{t,j}$ es la j -ésima posible condición del sistema en el tiempo t , $P(X_{t,j}|X_{t,f})$ da cuenta de la probabilidad de la condición $X_{t,j}$ dada la condición pronosticada $X_{t,f}$. Por tanto, $P(X_{t,j}|X_{t,f})$ representa la incertidumbre en el pronóstico de la demanda, que puede ser obtenida a partir de una distribución de probabilidad de las condiciones de carga. $P(E_i)$ es la probabilidad de ocurrencia de la i -ésima contingencia y $Sev(E_i, X_{t,j})$ es la función que mide la severidad de la contingencia i ocurriendo en la condición de carga j en el tiempo t [8], [14], [35], [38]

Una condición operativa del sistema incluye diversos componentes, como son la topología, el nivel de la demanda, patrones de generación y medidas operacionales. Se destaca que algunas de las componentes de una condición operativa pueden ser modeladas con una distribución de probabilidad. Por ejemplo, la demanda puede tener una incertidumbre que se modela usando una distribución de probabilidad normal. De igual forma las acciones remediales pueden considerarse como una distribución binomial, que tiene dos resultados que son: el éxito y la falla de la acción [4]. Por lo tanto, la ecuación 1 se debe modificar de forma apropiada para capturar los detalles de las diferentes distribuciones de probabilidad de las componentes asociada a la condición operativa.

La valoración de las consecuencias se puede realizar de diversas formas, seleccionando diferentes funciones de severidad; esto depende del propósito manejado en la evaluación de la confiabilidad operativa, por ejemplo se puede hacer énfasis en la cantidad de límites violados, el corte de demanda, los daños causados por inestabilidades, pérdidas económicas o penalizaciones provocadas por las contingencias [4].

Los diferentes indicadores en esta clase de índice son el resultado de la selección de la función de severidad; en la referencia [38] se proponen diferentes funciones de severidad que tienen en cuenta diversos problemas de seguridad en el sistema [38]. Además, recomiendan funciones de severidad técnicas como las funciones de mayor interés para el operador y dan ejemplos de cómo se definen funciones de severidad discreta y continua.

3.4.4 Índices de degradación del sistema.

Considerando las diferentes restricciones de los sistemas de potencia, según la referencia [7] existen tres tipos de índices, que pueden ser definidos como : índices de suficiencia, índices de sobrecarga e índices de corte de carga. Estos dos últimos son especialmente útiles en el caso de que el sistema se encuentre en un estado de riesgo, puesto que pueden dar información acerca de la sobre carga de las líneas de transmisión o corte de carga.

3.4.5 Índices de jerarquía.

El sistema eléctrico de potencia puede dividirse en escalas las cuales pueden dar cuenta de información específica, como la consideración de diferentes regiones, áreas, inconvenientes y aplicaciones. Son del tipo índices de área, índices de barras e índices de componentes [7].

3.4.6 Índices de duración.

De acuerdo a las diferentes ventanas de tiempo simuladas, los índices de confiabilidad operativa pueden dividirse en dos principales categorías: índices de corto plazo e índices de largo plazo. El marco de tiempo puede ir desde unos cuantos minutos para los índices de corto plazo, y días, meses o años para los de largo plazo [7].

3.4.7 Índices de confiabilidad clásicos adaptados a la operación.

Algunos autores han trabajado índices que han sido tradicionalmente utilizados en la evaluación de la confiabilidad probabilística en la planeación (largo plazo).

Estos índices han sido adaptados y utilizados en operación puesto que la ventana de tiempo en la que se utiliza no restringe hacer el análisis a uno pocos minutos u horas [5], [29].

- **LOLP (*Loss of Load Probability*):** Se define como la probabilidad de que la carga del sistema sea mayor que la generación disponible. La desventaja del índice es debida a que puede dar cuenta de la probabilidad de que se presente un problema, mas no de su severidad. El indicador no es capaz de reconocer el grado de corte en la demanda o la energía de la salida presentada como probable.
- **LOLE (*Loss of Load Expectation*):** Se define como la cantidad promedio de días (u horas) en los cuales se espera que el pico de la curva de carga diaria supere la capacidad de generación disponible, es decir, indica el número esperado de días (u horas) donde el corte de carga o la insuficiencia puede ocurrir. Posee la misma desventaja que el índice LOLP.
- **EENS (*Expected energy not supplied*):** Se define como la energía que se espera no sea suplida a causa de las ocasiones en que la carga del sistema supera la generación disponible. Es más atractivo que LOLE puesto que comprende la severidad de las deficiencias tanto como su probabilidad. La severidad es cuantificada en función de la cantidad de energía no suministrada en las barras del sistema.
- **Minutos del sistema (System Minute-SM):** Este índice está relacionado con LOEE el cual es normalizado a través de la demanda pico [29]. Una desventaja es que se introduce un índice que tiene unidades de tiempo, por ejemplo la indisponibilidad anual es más grande que los valores entregados por el índice SM.

3.4.8 Índices basados en déficit de potencia reactiva.

En la referencia [39] se propone un nuevo índice que permite representar el efecto de las deficiencias de potencia reactiva en la confiabilidad del sistema. Los índices que miden la deficiencia de potencia reactiva son separados de los indicadores debido a deficiencia de potencia activa.

Con el objeto de proveer información a los operadores y planeadores de la potencia activa y reactiva en el sistema, los cortes esperados de energía activa y reactiva debidos a los cortes de potencia activa definidos en sus siglas en inglés como ELC_p y EQC_p , respectivamente. Los cortes esperados de carga activa y reactiva debidos a los cortes de potencia reactiva o las violaciones en voltaje están definidos como ELC_Q y EQC_Q respectivamente. La energía

no suministrada esperada debido a los cortes de potencia activa y reactiva está representada como $EENS_P$ y $EENS_Q$, respectivamente. La potencia reactiva (VAr) no suplida esperada debido a la deficiencia de potencia activa y reactiva están representados como $EVNS_P$ y $EVNS_Q$, respectivamente. Los cortes de potencia reactiva esperados debido a las violaciones de voltajes están definidos como $EVarS$ [39]. Los índices anteriores pueden ser calculados siguiendo las siguientes ecuaciones:

$$ELC_P = \sum_{i=1}^{NC} LC_{Pi} \cdot F_i$$

$$ELC_Q = \sum_{i=1}^{NC} LC_{Qi} \cdot F_i$$

$$EQC_P = \sum_{i=1}^{NC} QC_{Pi} \cdot F_i$$

$$EQC_Q = \sum_{i=1}^{NC} QC_{Qi} \cdot F_i$$

$$EENS_P = \sum_{i=1}^{NC} LC_{Pi} \cdot p_i \cdot 8760$$

$$EENS_Q = \sum_{i=1}^{NC} LC_{Qi} \cdot p_i \cdot 8760$$

$$EVNS_P = \sum_{i=1}^{NC} QC_{Pi} \cdot p_i \cdot 8760$$

$$EVNS_Q = \sum_{i=1}^{NC} QC_{Qi} \cdot p_i \cdot 8760$$

$$EVarS = \sum_{i=1}^{NC} VarS_{Qi} \cdot p_i \cdot 8760$$

Donde NC es el número total de contingencias consideradas, LC_{Pi} y QC_{Pi} son los cortes carga activa y reactiva, respectivamente, debidos a los cortes de energía activa en el estado i ; LC_{Qi} y QC_{Qi} son los cortes carga activa y reactiva debidos a los cortes de potencia reactiva en el estado i y $VarS_{Qi}$ es el corte de potencia reactiva causada por violaciones de voltaje en

el estado i . Para un sistema con N componentes, p_i es la probabilidad del estado y F_i es la frecuencia de falla.

3.4.9 Índices híbridos.

Los índices de confiabilidad híbridos, son indicadores que en su definición emplean criterios determinísticos y criterios probabilísticos. Por ejemplo, en los índices de confiabilidad basada en riesgo, se pueden emplear criterios determinísticos (Criterio de seguridad $N-1$) para realizar la selección del conjunto de contingencias en vez de emplear la probabilidad de ocurrencia de la misma [8], [19].

El instituto de investigación en sistemas de potencia EPRI (por sus siglas en inglés) ha desarrollado en conjunto con varias empresas del sector eléctrico Norteamericano una metodología de valoración probabilística utilizada hoy en día en algunos centros de operación como una extensión de los métodos determinísticos [20], [25]. Esta herramienta es denominada metodología de evaluación probabilística de la confiabilidad (*Probabilistic Reliability Assessment- PRA*) la cual permite valorar la probabilidad de ocurrencia de un evento y medir en simultáneo la consecuencia de dicho evento a través de un índice probabilístico de confiabilidad (*Probabilistic Reliability Index-PRI*) como se propone en [40]. Allí se utilizan estos índices para evaluar la confiabilidad en un caso real en el sistema de potencia Coreano.

En las referencias [20], [25], [40], [41] se presenta el índice de probabilidad de la confiabilidad (PRI) que puede ser calculado como se indica a continuación:

$$PRI = \sum_{i=1}^{\text{Simulaciones}} \text{Probabilidad_de_salida}_i * \text{impacto}_i$$

Donde

Probabilidad_de_salida_i: Es la probabilidad de salida obtenida del elemento analizado.

impacto_i: Es el parámetro eléctrico que cuantifica el impacto (la severidad) asociado a la situación.

Se diferencian dos claros atributos dentro de esta metodología: La probabilidad (o frecuencia) de ocurrencia y la severidad (o impacto) de las perturbaciones en el sistema. Este par de atributos comprenden los elementos de una esperanza probabilística. Esta esperanza es también llamada “riesgo”, este ha sido usado durante años, por lo menos de forma cualitativa, con el cual las compañías eléctricas han medido los niveles de confiabilidad [8].

Se han establecido de manera general cuatro tipos de índices distintos dependiendo del tipo de límite que se está vigilando [41] llamados por sus siglas en inglés APRI (*Amperage or Thermal overload*), VPRI (*Voltage violation*), VSPRI (*Voltage instability*) y LLPRI (*Load loss*).

1) Índice de confiabilidad para sobrecargas.

$$APRI = \sum_{i=1}^{\text{Simulaciones}} \text{Probabilidad_de_salida}_i * A\text{impacto}_i$$

Donde $A\text{impacto}_i$ es la sobrecarga térmica por encima del límite térmico de la línea provocada por la i -ésima situación crítica. El impacto se encuentra medido en términos de MVA.

2) Índice de confiabilidad de voltaje.

$$VPRI = \sum_{i=1}^{\text{Simulaciones}} \text{Probabilidad_de_salida}_i * V\text{impacto}_i$$

Donde $V\text{impacto}_i$ es la desviación de voltaje por encima y por debajo de los límites acotados para la barra, considerando que esta desviación es provocada por la i -ésima situación crítica. El impacto se encuentra medido en términos de kV.

3) Índice de confiabilidad en estabilidad de voltaje.

$$VSPRI = \sum_{i=1}^{\text{Simulaciones}} \text{Probabilidad_de_salida}_i * V\text{Simpecto}_i$$

Donde $V\text{Simpecto}_i$ es el impacto en la estabilidad de tensión causado por la i -ésima situación crítica. Este impacto puede tomar valores de 1 (uno) a 0 (cero), lo que representa que esta situación puede causar inestabilidad de tensión o que este permanezca estable respectivamente.

4) Índice de confiabilidad para la pérdida de carga.

$$LLPRI = \sum_{i=1}^{\text{Simulaciones}} \text{Probabilidad_de_salida}_i * LL\text{Simpecto}_i$$

Donde $LL\text{Simpecto}_i$ es la pérdida total de carga a causa de la i -ésima situación crítica. El impacto de pérdida de carga es medido en MW.

La probabilidad de salida se calcula teniendo en cuenta que sólo existen dos estados para los componentes del sistema: Disponible (A) e Indisponible (U). No se considera estados intermedios en los cuales posiblemente el elemento pudiese trabajar.

$$\text{Probabilidad_de_salida} = \sum_{c_i \in U} u(c_i) \sum_{c_j \in A} a(c_j)$$

Donde $u(c_i)$ significa que el componente c_i está disponible y $a(c_j)$ significa que esta indisponible.

3.4.10 Índice de severidad híbrido (NERC¹).

La corporación para la confiabilidad eléctrica de Norte América (NERC) considera tres tipos de indicadores: índice de severidad del riesgo (SRI), el índice del impacto por pérdida de un componente del sistema (EDI) y el índice de relevancia del cumplimiento de una regla (KCMI).

El índice SRI se calcula como:

$$SRI_{event} = W_L \cdot MW_L + W_T \cdot N_T + W_G \cdot N_G$$

Donde

SRI _{event}	Índice de severidad del riesgo de un evento (indicador diario)
W _L	Peso relativo del 60%.
MW _L	variable normalizada de la pérdida de carga (porcentaje, MW)
W _T	Peso relativo del 30%.
N _T	Variable normalizada de la pérdida del número de líneas de transmisión (porcentaje)
W _G	Peso relativo del 10%.
N _G	Variable normalizada de la pérdida de generación (porcentaje)

SRI define un rango desde cero (sin elementos fuera del sistema) a 1.000 (desconexión por más de 12horas/día de todos los elementos del sistema). Su duración puede ser a nivel mensual o anual.

El índice EDI se deriva del índice SRI y se calcula como:

$$EDI = \frac{(Duración\ en\ días - \sum SRI)}{Duración\ en\ días}$$

El EDI define un rango de 0 a 100.

El índice KCMI se calcula como:

$$KCMI = 100 - \sum (W_V \cdot N_V / N_R)$$

KCMI	Índice de cumplimiento de estándares para un periodo específico.
W _V	Peso relativo de la violación de una regla/requerimiento.
N _V	Número de violaciones no mitigadas para un requerimiento en particular.
N _R	Número de entidades registradas necesarias para cumplir con el requerimiento seleccionado.

¹ <http://www.nerc.com/pa/RAPA/ri/Pages/default.aspx>

3.5. Metodologías de evaluación de la confiabilidad en la operación

Las metodologías de evaluación de confiabilidad se diferencian principalmente en la manera como se seleccionan los estados de los componentes. El modelo de contingencia de los componentes que se podrían utilizar es un aspecto transversal a las metodologías, y determina la cantidad de estados en que se puede encontrar cada componente y la probabilidad de que el componente se halle en dichos estados.

El primer paso es seleccionar las contingencias que se encuentren comúnmente por encima de cierto nivel de credibilidad. Luego se aplica una enumeración (ranking) y selección de contingencias ejecutada con la herramienta más adecuada según el nivel de complejidad de la red, con el fin de categorizar las contingencias en diferentes niveles, de acuerdo a su impacto en la operación del sistema [42]. Las contingencias más críticas son entonces materia de análisis de los efectos de la contingencia. Para la selección de contingencia se deben tener claro conceptos como:

- **Credibilidad** [8]: Se define como la configuración de la red, la ocurrencia de un corte y las condiciones operativas que son razonablemente probables de ocurrir.
- **Severidad** [8]: Se define como la medida en que se violan los criterios operativos en estado de falla. Evidentemente los estados con líneas sobrecargadas al 104% y 110% tienen diferente severidad.

Antes de presentar los métodos y las herramientas para la valoración de la confiabilidad, debe recordarse la distinción entre las dos principales aproximaciones en el análisis de la confiabilidad: métodos analíticos y simulación de Monte Carlo. La diferencia principal radica en cómo son elegidos los estados para cada enfoque. En los métodos analíticos tales como la enumeración de contingencias, las contingencias son seleccionadas inicialmente por técnicas de monitoreo y luego por un criterio de violación de límites operativos en estado de falla [43], [44]. La simulación de Monte Carlo selecciona la contingencia basándose en un muestreo aleatorio [43], [45]–[47]. También existe la posibilidad de construir modelos híbridos de selección que combinan la enumeración de estados con métodos de simulación Monte Carlo, como se presenta en las referencias [48], [49].

Los métodos de Monte Carlo pueden ser superiores cuando se considera un gran número de contingencias, mientras que la enumeración de contingencias es mejor con un número pequeño de contingencias a considerar [37]. Usando el análisis planteado por la enumeración de contingencias es posible identificar estados no seguros que el criterio *N-1*, por ejemplo, no puede identificar [14].

Para la selección de estados en un sistema complejo existen varias metodologías, las más ampliamente utilizadas se listan a continuación [50]:

- Enumeración de estados.
- Monte Carlo no secuencial.
- Monte Carlo secuencial - muestreo de duración de estados.
- Monte Carlo – muestreo de transición de estados.

La metodología de enumeración de estados consiste en listar todos los estados posibles en los que se puede encontrar el sistema de potencia eléctrica, para posteriormente hacer el análisis de si el sistema bajo un estado en específico puede satisfacer la demanda. En este punto puede verse que es una tarea realmente compleja puesto que en los sistemas a gran escala como es el caso de Colombia el número de estados crecerá de manera exponencial con el número de elementos presentes en el sistema, lo que vuelve la enumeración de estados una tarea compleja y computacionalmente demasiado exigente. Ya que la selección de todos los posibles estados no es factible, debe predefinirse un criterio de selección para tomar sólo un subconjunto de todos los posibles estados.

Generalmente se utilizan los criterios *N-1* o hasta contingencias en dos elementos al mismo tiempo, criterio *N-2*. El problema de esta clase de simplificaciones es que podrían obviar estados, que además de tener alta probabilidad de ocurrencia, tienen alto impacto en cuanto a afectaciones, con lo que contribuirían de manera no despreciable a los índices de confiabilidad [50].

Anteriormente se listó una serie de herramientas para la selección de estados, donde se presentan predominantemente las técnicas de Monte Carlo como herramienta principal; debe definirse entonces un criterio de selección sobre una técnica secuencial y no secuencial. La selección de una técnica secuencial sobre una no secuencial o viceversa depende del análisis histórico del sistema en específico. Las técnicas no secuenciales consideran cada intervalo de tiempo de manera independiente y por esto no pueden modelarse eventos correlacionados en el tiempo o eventos secuenciales. Los métodos secuenciales, sin embargo, toman cada intervalo (usualmente 1 hora) en orden cronológico [51]. En un caso práctico, por ejemplo, se recomienda el uso de técnicas de Monte Carlo secuenciales para aquellos sistemas cuyo desempeño actual depende de las condiciones pasadas del sistema [30].

Modelamiento de agentes externos

Para poder desarrollar una evaluación detallada de la confiabilidad, deben modelarse la influencia de agentes externos y todos los factores relevantes del sistema [14]. Entre los factores externos típicos que amenazan la operación del sistema se han identificado los siguientes:

- Riesgo debido a fenómenos naturales o climáticos.
- Aspectos técnicos y operacionales.
- Errores humanos.
- Sabotaje.

Existen varios métodos para modelar la relación entre agentes externos y fallas del sistema. Algo común entre todos estos métodos es usar la frecuencia de falla de los componentes. De hecho la mayoría de las metodologías de evaluación probabilística de la confiabilidad usan la frecuencia de falla como un dato de entrada importante para sus modelos [14], [30].

Existen diferentes aproximaciones propuestas para modelar el riesgo causado por agentes externos del tipo ambiental o climático, los modelos más comunes involucran los efectos del clima. En las referencias [7], [52] se presenta una aproximación para modelar la influencia de las diferentes condiciones climáticas en la seguridad dentro de la ventana temporal del análisis operacional. Una vez dados los supuestos puede calcularse la frecuencia de falla de los componentes para la condición climática dada. Para la inclusión del clima como componente fundamental en la confiabilidad de los sistemas de potencia eléctrica se tienen principalmente dos vertientes [14]:

- Pronóstico del clima. Este es generalmente utilizado para el marco de la operación.
- Datos estadísticos son generalmente usados en el marco de la planeación.

El pronóstico del clima es usado como un indicador de la seguridad en el marco de la operación del sistema. Esto quiere decir que los reportes de un clima eminentemente extremo es interpretado como una reducción en la seguridad del sistema [14]. Los métodos estadísticos que dan cuenta del comportamiento climático son generalmente utilizado para:

- Tasas de falla de los componentes.
- Variación estacional.
- Situaciones extremas como deslizamientos, sequias, tormentas, etc.

Desde el punto de vista de la metodología de evaluación de la confiabilidad también es importante el modelo de contingencia de los componentes; en este caso se consideran las salidas forzadas de los componentes del sistema de potencia eléctrica. Dichas salidas pueden ser divididas principalmente en:

1) Contingencias forzadas reparables [32], [50]:

Las contingencias forzadas reparables enmarcan aquel tipo de contingencias que no pueden predecirse, pero que no significan una salida definitiva del equipo. Pueden ser modeladas mediante dos estados posibles del componente: “disponible” y “no disponible” como se indica en las referencias [53], [6], [5], [54], [39]. Este modelo es básico para la evaluación de la confiabilidad de los sistemas.

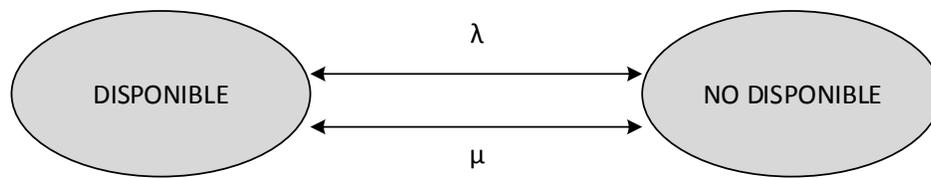


Figura 3-2 Espacio de estados para una contingencia reparable de un componente

En la Figura 3-2 se muestran los dos espacios posibles, donde λ representa la tasa de falla y μ la tasa de reparación del componente. La indisponibilidad promedio del componente puede ser determinada mediante la siguiente ecuación.

$$U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{f \times MTTR}{8760} = fr$$

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

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

$$f = \frac{1}{d + r}$$

$$f = \frac{\lambda}{1 + \lambda r}$$

$$\lambda = \frac{f}{1 - fr}$$

$$d = \frac{MTTF}{8760}$$

$$r = \frac{MTTR}{8760}$$

Donde MTTF es el tiempo medio de falla (horas) y MTTR es el tiempo medio de reparación en horas por sus siglas en inglés y f es la frecuencia promedio de falla (fallas/años). Es importante no confundir esta última con la tasa de falla λ .

2) Contingencia forzada no reparable fortuita [50].

Este tipo de contingencias corresponde a los eventos fortuitos que tienen un desenlace fatal sobre la vida del elemento. Este tipo de eventos se puede modelar como una distribución exponencial [50] ya que esta no posee memoria, al igual que un evento de estas características no depende de la edad del equipo [50]. Al ser una falla no reparable, se deben tener consideraciones respecto al tiempo que toma reemplazar el equipo.

3.6. Introducción de criterios probabilísticos operativos en el despacho económico

A continuación se describen conceptualmente algunos criterios de confiabilidad sobre los cuales se pueden tener resultados interesantes en etapas posteriores del proyecto. En informes posteriores se presentarán los modelos matemáticos más detallados que reflejan los conceptos allí plasmados. A su vez, se muestran las distintas metodologías en la operación de los sistemas de potencia orientadas a las restricciones de seguridad (preventiva, correctiva o con base en el riesgo).

3.6.1. Despacho económico con restricciones de seguridad (preventivo (P)-SCED)

Actualmente, el Centro Nacional de Despacho (CND) implementa el criterio de seguridad N-1 para garantizar una operación confiable del SIN. Sin embargo, en algunos casos se llevan a cabo programas de despacho donde se implementa un criterio N-k donde k igual o mayor a 2 (situaciones de CAOP). Este criterio establece que el sistema debe ser capaz de soportar la salida no programada de una línea de transmisión, o de un transformador, o de una unidad de generación. Es decir, ante cualquiera de estas contingencias, una a la vez, el nuevo punto

de operación del sistema será tal que los límites operativos de líneas y transformadores seguirán estando dentro de los límites permitidos.

En la literatura técnica, al proceso de despacho con restricciones de seguridad N-1 se le conoce como “preventive SCED (security-constrained economic dispatch)” [55], [56]. La palabra preventivo es usada para ilustrar que todas las decisiones tomadas en cuanto al despacho de generación son tales que garantizan la seguridad del sistema ante la ocurrencia de cualquier contingencia en el sistema. Desde el punto de vista técnico, el despacho con criterio de seguridad N-1 es un problema de optimización donde el espacio de solución es muy restrictivo dado que se deben garantizar todas las condiciones operativas ante cualquier contingencia.

Este espacio de solución acotado resulta en un alto sobre costo operativo cuando se compara con el despacho base (sin restricciones de seguridad). El sobre costo es resultado de la utilización de recursos fuera de mérito para satisfacer la confiabilidad exigida al sistema.

Dado que este criterio de confiabilidad no emplea probabilidades de ocurrencia de contingencias, se dice que es determinístico. Por lo tanto, cada una de las contingencias a tener en cuenta es considerada asumiendo que puede ocurrir con la misma probabilidad que cualquiera otra. Por lo tanto, el costo operativo que implica este criterio de seguridad puede ser extremadamente alto en cuanto se está protegiendo el sistema ante algunas situaciones de bajo impacto y que en realidad tengan baja probabilidad de ocurrencia. Este es el criterio de seguridad y confiabilidad operativo que actualmente se considera en el CND para el despacho económico del sistema colombiano.

Con el fin de dar mayor claridad a los comentarios planteados, a continuación se ilustra el esquema general del modelo de optimización que encuentra un despacho económico seguro preventivo. Para esto se define K como el número de contingencias a considerar con la consideración, y k es el índice de las contingencias. Por convención, se adopta que $k = 0$ representa el estado pre-contingencia (ningún elemento se ha removido); y que $k = 1, \dots, K$ indica estados pos-contingencia. P_0 se define como el vector de generación (o despacho) del sistema, y x_k es el vector de estado (que en general considera ángulos de voltaje en un modelo de flujo de potencia DC) resultante para cada uno de los posibles estados $k = 1, \dots, K$. Por lo tanto, P_0 y x_0 son los vectores de generación y ángulos programados para el estado pre-contingencia. El modelo de despacho económico preventivo con restricciones de seguridad es como sigue:

$$\begin{aligned}
 & \text{minimizar } C(P_0) \\
 & \text{sujeto a} \\
 & h_k(P_0, x_k) = 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, K \\
 & g_k(P_0, x_k) \leq g_k^{\max}, \quad k = 0, 1, 2, \dots, K
 \end{aligned}$$

$C(P_0)$ representa el costo de operación total del sistema, y se representa como una función de la generación programada para el estado pre-contingencia. $h_k(P_0, x_k)$ representa el conjunto de restricciones de balance de potencia nodal para cada contingencia k y se describe a través de las ecuaciones de flujo de potencia en función de la generación y las

variables de estado. Y $g_k(P_0, x_k)$ es el conjunto de restricciones por límites operativos g_k^{\max} para cada uno de los estados $k = 0, 1, 2, \dots, K$. Estos pueden ser flujos máximos por las líneas.

El punto principal de las funciones h y g es que la generación siempre será P_0 para todos los estados pos-contingencia $k = 0, 1, 2, \dots, K$. Esto quiere decir que ante la ocurrencia de cualquier contingencia, el despacho de generación P_0 debe ser siempre el mismo y debe cumplir con todas las restricciones impuestas en el modelo (las de flujo de carga y límites operativos). Por lo tanto, ante cualquier contingencia, el despacho P_0 debe ser tal que los flujos de potencia resultantes (que son función de las variables de estado x_k) deben permanecer entre los límites establecidos. Esta característica es precisamente lo que hace que el despacho sea preventivo.

3.6.2 Despacho económico con restricciones de seguridad (correctivo(C)-SCED)

El despacho económico con criterios de seguridad correctivos es una alternativa más flexible que el despacho económico preventivo. Uno de los primeros aportes en esta área fue hecho por Monticelli [57]. La idea de las acciones correctivas se basa en que no necesariamente se deben tomar medidas preventivas para todas las contingencias del tipo N-1, sino que se puede permitir que ante algunas contingencias se tengan medidas correctivas rápidamente (como re-despacho de generación, ajuste de taps, re-despacho de potencia reactiva, entre otros) para ser implementadas en la operación una vez la contingencia ha ocurrido.

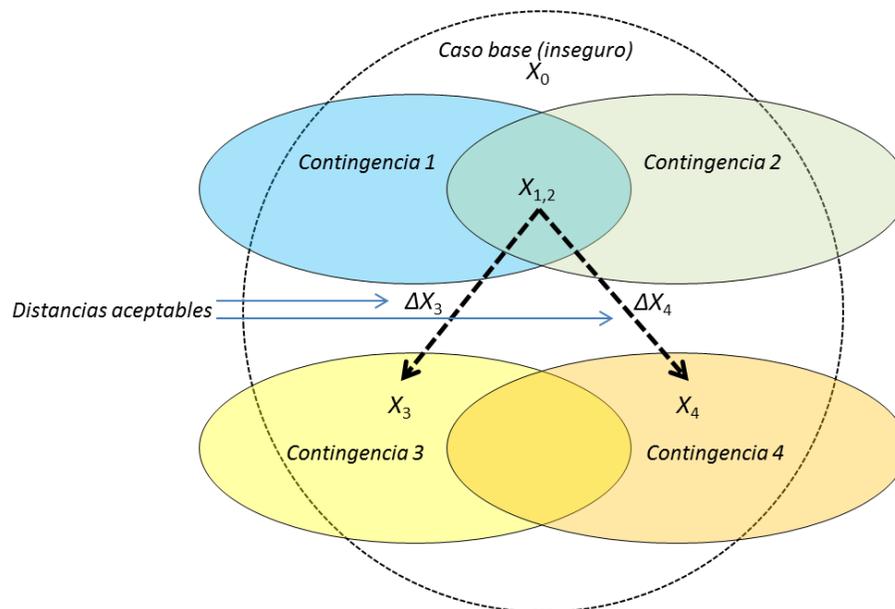


Figura 3-3 Espacios de solución de despacho económico preventivo y correctivo. Adaptado de [57]

En la Figura 3-3, se muestra la relación existente entre el despacho económico preventivo y correctivo. Allí se ilustran los espacios de decisión para el caso base (sin restricciones de seguridad) y para 4 contingencias. El caso base posee el espacio de decisión más flexible, por lo tanto permite encontrar despachos de generación económicos. Sin embargo, cuando se establecen criterios de seguridad en modo preventivo, el espacio de decisión del

despacho se convierte en la intersección de los espacios de decisión resultantes de la consideración de las diferentes contingencias. En términos prácticos, se debe encontrar un despacho de generación tal que satisfaga todos los criterios operativos en todos los posibles estados pos-contingencia.

Por ejemplo, en la Figura 3-3, se observa que las contingencias 1 y 2 comparten un espacio de decisión común. Por lo tanto, allí es donde se encuentra el despacho económico $X_{1,2}$ con seguridad $N-1$ que cubre ambas contingencias. Sin embargo, el despacho económico con criterios de seguridad preventivos pudiera no ser factible ya que los recursos de un sistema pueden no ser suficientes para cubrir el espacio de decisiones restrictivo que impone dicho criterio. En la Figura 3-3, se observa que ante la ocurrencia de las contingencias 3 y 4 el criterio de seguridad preventivo $N-1$ no sería factible.

Como medida alternativa y flexible, se plantea el criterio de seguridad correctivo $N-1$ que permite encontrar planes correctivos ante la ocurrencia de algunas contingencias. Por ejemplo, como se ha mencionado, en la Figura 3-3, se tiene un despacho $X_{1,2}$ que cubre las contingencias 1 y 2, pero se permite realizar acciones correctivas ΔX_3 y ΔX_4 que deben ser implementadas ante la ocurrencia de las contingencias 3 y 4. Dado que la ocurrencia de cualquier contingencia puede amenazar la seguridad del sistema, es necesario que dichas acciones correctivas lleven el sistema de una manera rápida y segura hasta los nuevos puntos operativos X_3 y X_4 . Básicamente, estas acciones remueven las sobrecargas por límite térmico en el sistema. Por eso es necesario que las acciones correctivas ΔX_3 y ΔX_4 deban ser pequeñas en magnitud para lograr que sean llevadas a cabo rápidamente.

Las acciones correctivas, en términos generales, pueden ser: generación de potencia activa y reactiva, cambio de taps en transformadores, o voltajes controlados [58]. Posiblemente, la acción correctiva que puede ser implementada con menor dificultad es la generación de potencia activa ya que se puede modelar matemáticamente dentro de la herramienta de optimización para el despacho económico que tiene XM usando el flujo de potencia DC. La inclusión de modelos de potencia reactiva, taps en transformadores, y voltajes controlados, requiere que el modelo eléctrico de la red esté muy ajustado al sistema real. De lo contrario, el modelamiento de la red AC no es válido y por lo tanto los resultados no tendrían la validez esperada.

La rapidez con que se lleven a cabo los ajustes correctivos depende claramente de los recursos del sistema. Por ejemplo, las rampas de subida y bajada de algunas plantas son las limitantes más importantes a tener en cuenta en este esquema de confiabilidad. Por esta razón es importante establecer los potenciales recursos con que se cuenta en el sistema colombiano en caso de proceder a explorar este criterio de confiabilidad operativo.

Con el fin de aclarar los comentarios planteados, a continuación se ilustra el esquema general del modelo de optimización que encuentra un despacho económico seguro correctivo. Nuevamente, se define K como el número de contingencias a considerar con la consideración, y k como el índice de las contingencias. También $k = 0$ representa el estado

pre-contingencia, y $k = 1, \dots, K$ indica estados pos-contingencia. x_k es el vector de estado resultante para cada uno de los posibles estados.

Contrario al modelo de despacho seguro (con criterio $N-1$) preventivo, en el correctivo se tiene un despacho de generación P_k diferente para cada contingencia. Es decir, para cada estado pos-contingencia se programan acciones correctivas realizables. Sin embargo, P_0 y x_0 siguen siendo los vectores de generación y ángulos programados para el estado pre-contingencia. El modelo matemático del despacho económico correctivo con restricciones de seguridad es:

$$\begin{aligned} & \text{minimizar } C(P_0) \\ & \text{sujeto a} \\ & h_k(P_k, x_k) = 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, K \\ & g_k(P_k, x_k) \leq g_k^{\max}, \quad k = 0, 1, 2, \dots, K \\ & |P_k - P_0| \leq \Delta P_k^{\max}, \quad k = 1, 2, \dots, K \end{aligned}$$

Al igual que en el modelo preventivo, $C(P_0)$ representa el costo de operación total del sistema, $h_k(P_k, x_k)$ representa el conjunto de restricciones de balance de potencia nodal para cada contingencia k . Y $g_k(P_k, x_k)$ es el conjunto de restricciones por límites operativos para cada uno de los estados $k = 0, 1, 2, \dots, K$. Estos pueden ser flujos máximos por las líneas.

Se observa que el conjunto de restricciones para cada estado $k = 0, 1, 2, \dots, K$ tiene su propio conjunto de variables de decisión P_k , esto logra que se pueda encontrar las acciones correctivas o ajustes en generación para satisfacer las restricciones de límites operativos. Obviamente, dichos ajustes son limitados de acuerdo a los recursos de generación en el sistema. Por lo tanto, deben ser restringidos y no pueden ser muy diferentes a lo programado en el despacho P_0 . Para capturar esta situación en el modelo matemático, se plantea el conjunto de restricciones que limita los cambios/ajustes de generación mediante ΔP_k^{\max} . Estos parámetros determinan el máximo cambio permitido en generación con respecto al punto de operación P_0 , y es exactamente lo planteado con las “distancias aceptables” de la Fig. 3-3. Una manera de determinar los ΔP_k^{\max} es multiplicando las rampas de cada una de las unidades de generación (MW/minuto) por el tiempo que se tiene disponible para reducir las posibles sobrecargas de los circuitos afectados por cada contingencia.

Como se acaba de observar, permitir acciones correctivas en el despacho permitiría usar los recursos del sistema de manera que la confiabilidad (o seguridad) no resulte afectada. Y al mismo tiempo los costos operativos del sistema pueden ser reducidos. De hecho, esto es lógico porque el modelo de despacho correctivo tiene una mayor cantidad de variables de decisión, por lo tanto tiene la oportunidad de encontrar soluciones menos costosas. Es importante mencionar que este modelo se convierte en un despacho preventivo si todos los ΔP_k^{\max} se hacen cero. También es posible prohibir ajustes en generación para aquellas contingencias cuya probabilidad de ocurrencia es mayor. Esto permitiría mantener una

actitud conservadora con respecto a la seguridad del sistema, pero a la vez se pueden reducir los costos operativos al permitir acciones correctivas para eventos o contingencias con baja probabilidad de ocurrencia.

3.6.3 Despacho económico basado en riesgo

Se ha mencionado que lograr una operación confiable y segura del SIN implica costos adicionales, los cuales son conocidos como restricciones. Sin embargo, es fundamental que el despacho económico provea puntos de operación que balanceen la confiabilidad y el costo por restricciones. De acuerdo a la literatura [59]–[61], este modelo presenta beneficios tanto en confiabilidad (riesgo) como en economía (costo).

3.6.3.1 Indicador de riesgo

Muchos esfuerzos se han realizado [38], [62], [63] para cuantificar el nivel de riesgo y evaluar económicamente las decisiones operativas que provee el despacho económico preventivo o SCED. Como conclusión, han definido un indicador probabilístico de riesgo del sistema para el despacho, que es evaluado ante la ocurrencia de múltiples contingencias [64]. Ante la ocurrencia de una contingencia, los flujos en el sistema se ajustan y puede ocurrir que múltiples líneas queden cargadas con niveles muy cercanos al 100%. De acuerdo al indicador de riesgo, esta situación, aunque es segura (pues no se violan los límites operativos) es riesgosa ya que gran parte del sistema estaría operando muy cerca al límite. Por el contrario, si inclusive después del evento muy pocas líneas resultan con un 101% de carga por ejemplo, se tiene un sistema con menor indicador de riesgo ya que una menor parte del sistema presenta una leve sobrecarga.

Las señales de riesgo, de acuerdo a los trabajos mencionados, se calculan en términos de la severidad media del sistema para cada despacho, teniendo en cuenta no sólo las sobrecargas pos-contingencia de los elementos sino también la probabilidad de ocurrencia de la contingencia. Por esta razón, incluir las probabilidades de contingencias y la severidad en el sistema es lo que propone como indicador de riesgo [64], [65]. En cuanto al cálculo de probabilidades de contingencias, algunas metodologías han sido propuestas en las referencias [63], [66].

Matemáticamente, el indicador de riesgo es determinado como un el valor esperado de la severidad del sistema. Y la severidad del sistema se cuantificará para cada uno de los estados del sistema. Cada uno de éstos es caracterizado por la ocurrencia de una contingencia.

Sea N el número de contingencias a las que está expuesto el sistema, E_i el estado en el que se encuentra el sistema ante la ocurrencia de la i -ésima contingencia, y $Sev(.)$ La función que determina la severidad del sistema en función del estado. Entonces, el riesgo se define como [60]:

$$Riesgo = \sum_{i=1}^N Pr(E_i)Sev(E_i)$$

Este indicador de riesgo será más influenciado por la severidad (o consecuencia) de los eventos más probables y con alto impacto. Por lo tanto, las herramientas de toma de decisiones buscan proteger el sistema en menor grado de aquellas contingencias con bajo impacto (o severidad) y baja probabilidad de ocurrencia. Esta es una ventaja de este indicador con respecto un criterio determinístico ya que éste no lograría diferenciar la probabilidad de ocurrencia de las contingencias. De hecho, todas son consideradas por igual. Como consecuencia, las decisiones operativas resultan ser conservadoras de manera que el sistema esté protegido ante contingencias probables y no tan probables ocasionando altos costos operativos.

3.6.3.2 Probabilidad de contingencia

En general, cuando el criterio $N-1$ es impuesto en el análisis, las probabilidades para la salida simultánea de dos o más elementos se fijan en cero. Como resultado, se tiene que la suma de las probabilidades de cada una de las contingencias (donde se considera la salida de sólo un elemento a la vez) más la probabilidad del estado “normal” tiene que ser uno. El estado “normal” es aquel donde se considera el sistema completo (no ha perdido ningún elemento).

En [63], [66] se menciona que no es adecuado usar las probabilidades de contingencia mediante los modelos de Markov de dos estados: disponible y no disponible. Esta probabilidad indica en promedio la probabilidad de que la unidad esté en el estado “disponible” sobre un período largo. Básicamente, resultan de evaluar $t \rightarrow \infty$ en el modelo de dos estados de Markov, son probabilidades de estado estable. En la misma referencia se menciona que este método es útil para modelos de planeación de largo plazo, pero no para criterios operativos donde las probabilidades de salida son afectadas por las condiciones climáticas o condiciones a las cuales están expuestos los elementos.

En dichas referencias [63], [66] se ilustra un método basado en regresión lineal para determinar la tasa de fallas de una línea de transmisión en función de las condiciones climáticas (temperatura, velocidad del viento), ubicación geográfica, nivel de tensión y longitud de la línea. Estas tasas de falla son usadas para determinar la probabilidad de la próxima falla del componente usando un proceso estocástico de Poisson. Una conclusión importante de dichos estudios es que la tasa de fallas no es constante a lo largo del día, lo cual hace que la probabilidad de pérdida de la línea sea también variable.

Finalmente, si se ha calculado cada λ_i , que es la tasa de falla (# de fallas por hora) del evento E_i , se puede determinar la probabilidad de cada evento (o estado) E_i usando la siguiente expresión [60]:

$$Pr(E_i) = (1 - e^{-\lambda_i})e^{-\sum_{j \neq i} \lambda_j}$$

Esta es la probabilidad de que ocurra el evento E_i por lo menos una vez en la próxima hora garantizando que los demás eventos no ocurrirán. Sin embargo, en algunos estudios como [59], se asume que la probabilidad de salida de una línea, de manera aproximada, es proporcional a su longitud o a su reactancia.

3.6.3.3 Severidad de sobrecarga

Esta función, denotada por $Sev(.)$, mide el impacto de la ocurrencia de una contingencia a través de la sobrecarga en un elemento. Esta determina el porcentaje de violación del límite operativo del elemento en cuestión cuando una contingencia ocurre. Para una línea de transmisión, esta función debe ser cero cuando su flujo pos-contingencia está por debajo de su límite operativo, pero debe reflejar el nivel de sobrecarga cuando el flujo pos-contingencia es mayor que el límite operativo.

La Figura 3-4 ilustra dos funciones de severidad propuestas en la literatura [59], [60], [67]. $flujo_{L-i}$ es el flujo pos-contingencia de la línea L ante la ocurrencia de la contingencia i , y $flujo_{Lmax}$ es el límite operativo de la misma línea. Cada una de las dos funciones de severidad ilustradas refleja que cuando el flujo pos-contingencia alcanza una fracción c de su límite operativo, se empieza a tener un indicador de impacto o severidad que finalmente se reflejaría en el indicador de riesgo. Se sugiere que dicha fracción c sea seleccionada por el operador de acuerdo a su actitud con respecto al riesgo. Sin embargo, un valor típico es alrededor de 0.9.

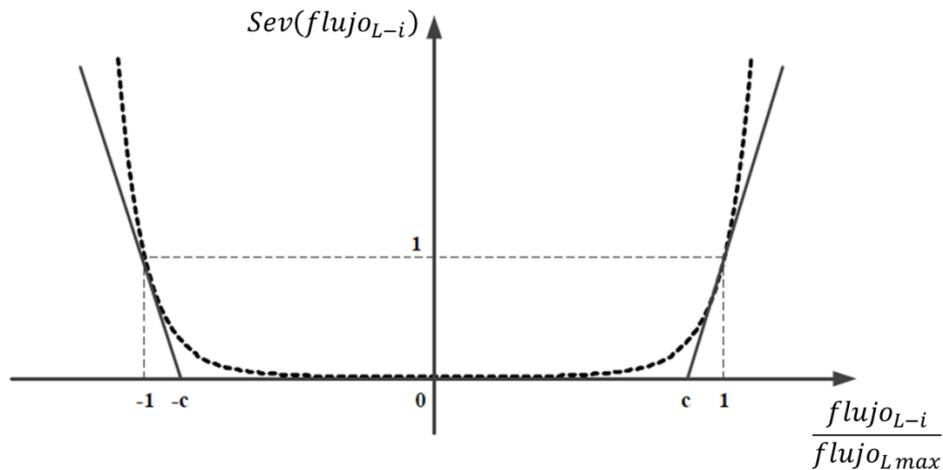


Figura 3-4 Función de severidad de sobrecarga de una línea. Adaptada de [60]

Cuando $Sev(.)$ es mayor que 1, se tiene que la contingencia tiene un impacto importante sobre el circuito. Esto indica una sobrecarga en el circuito después de la ocurrencia de la contingencia. Es importante mencionar que ante una contingencia dada, se requiere modelar la función de severidad para cada circuito y así determinar la severidad (o el impacto) de la contingencia sobre el sistema.

Las dos funciones planteadas en la Fig.3-4 son convexas, lo cual facilita su introducción a los modelos de optimización de despacho económico. Sin embargo, la función lineal (línea continua) se puede considerar en modelos de programación lineal.

3.6.3.4 Modelamiento matemático

La metodología resultante de incorporar el indicador de riesgo (y la función de severidad para cada circuito) junto con la posibilidad de que muy pocos circuitos se sobrecarguen ante un evento, se ha denominado despacho económico con restricciones de seguridad y riesgo (RB-SCED: risk-based security-constrained economic dispatch) [59], [65], [67]. El RB-SCED también se puede implementar desde el punto de vista preventivo y correctivo. En cualquiera de los dos casos, se impone el criterio $N-1$ de manera más relajada, pero al mismo tiempo se impone que el riesgo, entendido como el valor medio de la severidad del sistema, no sobrepase un umbral.

A continuación se ilustra el esquema general del modelo de optimización del RB-SCED:

3.6.3.5 Despacho económico preventivo basado en riesgo

Al igual que el despacho económico preventivo, el objetivo es también obtener decisiones operativas P_0 pero garantizando un umbral de riesgo para el sistema definido como una fracción de $Risk^{max}$. El modelo a presentar es preventivo en el sentido de que el despacho encontrado satisface el criterio de seguridad $N-1$. El modelo matemático sería:

$$\begin{aligned}
 & \text{minimizar } C(P_0) \\
 & \text{sujeto a} \\
 & h_k(P_0, x_k) = 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, K \\
 & g_k(P_0, x_k) \leq K_C g_k^{max}, \quad k = 0, 1, 2, \dots, K \\
 & \text{Riesgo}(Pr_k, g_k(P_0, x_k)) = \sum_{K=1}^k Pr_k \sum_L Sev_L(g_k(P_0, x_k)) \leq K_R Risk^{max}
 \end{aligned}$$

Al igual que en los modelos anteriores, $C(P_0)$ representa el costo de operación total del sistema, $h_k(P_0, x_k)$ representa el conjunto de restricciones de balance de potencia nodal para cada contingencia k . Y $g_k(P_0, x_k)$ es el conjunto de restricciones por límites operativos para cada uno de los estados $k = 0, 1, 2, \dots, K$. Los límites g_k^{max} pueden ser modificados usando el parámetro K_C . Básicamente, lo que se plantea con este parámetro es aprovechar un poco más el sistema de transmisión permitiendo ciertos niveles de sobrecarga en el momento de una contingencia. En pre-contingencia no se permiten sobrecargas, así que $K_C = 1$ cuando $k = 0$. En [60] se exponen tres modos diferentes en la selección de K_C :

- HSM (Highly Secure Mode): consiste en hacer $K_C = 1$ para mantener el mismo nivel de riesgo que el despacho económico preventivo. Sin embargo, el despacho que se obtiene no será más económico que el despacho preventivo, pero si permite reducir el nivel de riesgo.

- **ESM (Economic Secure Mode):** permite modelar cargas por encima del límite de largo plazo (LTE) ante contingencias, es decir, $K_C > 1$. Es posible reducir el costo de operación permitiendo pequeños niveles de sobrecarga pos-contingencia. En este caso, la referencia [60] también plantea el uso del concepto de límites adaptables ilustrado en [12]. Allí se plantea el cálculo de la capacidad de transmisión basado en la carga del circuito pre-contingencia, la temperatura máxima del conductor, y el tiempo en el cual se puede reducir la sobrecarga.
- **HEM (Highly Economic Mode):** permitiendo grandes sobrecargas pos-contingencia sobre los circuitos se puede lograr una reducción en el riesgo del sistema (visto desde la separación angular y análisis de eventos en cascada [61]) y un menor costo de operación. Según [60] en este modo se puede usar el límite operativo DAL (drastic actions load) mencionado en [12]. Este es un límite de transmisión mayor pero se requiere que las acciones correctivas para disminución de sobrecarga se implementen en menos de 5 minutos.

El riesgo del sistema, calculado como el valor esperado de la severidad sobre cada uno los circuitos del sistema $\sum_{k=1}^k Pr_k \sum_L Sev_L(g_k(P_0, x_k))$, es limitado a un valor $K_R Risk^{max}$. En algunos estudios, se plantea que $Risk^{max}$ es el valor de riesgo al que se expone el despacho económico preventivo estudiado anteriormente. Con esta restricción se está controlando indirectamente la cantidad de circuitos con sobrecarga dado que la función Sev es un poco mayor a uno en casos de sobrecarga (y cero en casos de flujos menores al 90% del límite); por lo tanto, la suma de todas las severidades sobre el sistema da señales del número de circuitos con carga superior al 90% del límite en pos-contingencia.

Por otro lado, K_R es el factor empleado para forzar el modelo para que el despacho resultante tenga menor riesgo. Usualmente se usa un valor de referencia $K_R = 0.5$. Por lo tanto, se espera que el número de circuitos con carga resultantes del despacho basado en riesgo sea menor que en el caso del despacho preventivo. Con K_R se puede realizar un análisis de riesgo vs. economía (o costo operativo) como se muestra en la Figura 3-5.

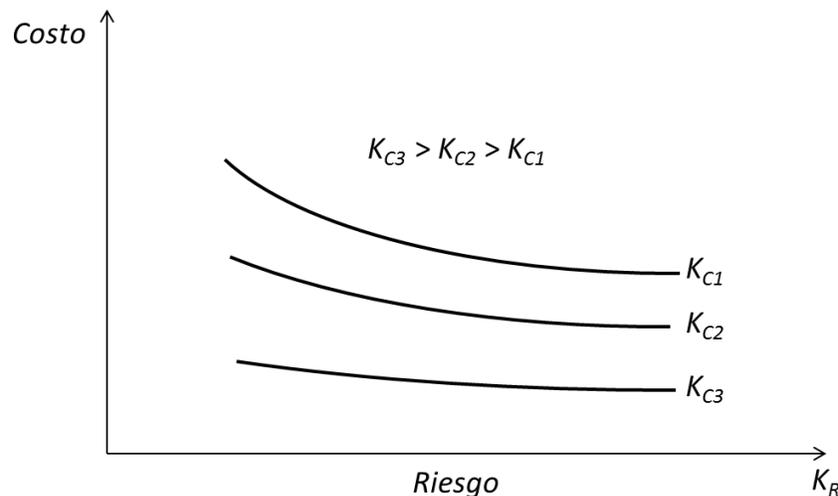


Figura 3-5 Curva costo-riesgo para diferentes K_C

Al permitir mayor indicador de riesgo se logran despachos de generación más económicos y viceversa. La referencia [59] ilustra un mecanismo para encontrar el balance (tradeoff) costo-riesgo asumiendo mediante un análisis de sensibilidad para mayor facilidad y eficiencia. Allí se plantea cómo variando K_R se obtiene una curva costo-seguridad que puede asistir el proceso de toma de decisiones en tiempo real. Como se observa en la Fig. 3-5, se espera que al permitir sobrecarga en los circuitos mediante la manipulación de K_C se puede obtener otra curva diferente costo-riesgo. Cuando K_C y K_R son ambos iguales a 1, se tiene el punto que corresponde al despacho económico preventivo (SCED). Por lo tanto, esta es una referencia importante para determinar un valor adecuado de estos parámetros para el sistema bajo estudio.

3.6.3.6 Despacho económico correctivo basado en riesgo

En este modelo se permite implementar acciones correctivas y también establecer la restricción de riesgo para el sistema como en el despacho preventivo basado en riesgo. El modelo matemático sería:

$$\begin{aligned}
 & \text{minimizar } C(P_0) \\
 & \text{sujeto a} \\
 & h_k(P_k, x_k) = 0, \quad k = 0, 1, 2, \dots, K \\
 & g_k(P_k, x_k) \leq K_C g_k^{\max}, \quad k = 0, 1, 2, \dots, K \\
 & |P_k - P_0| \leq \Delta P_k^{\max}, \quad k = 1, 2, \dots, K \\
 & \text{Riesgo}(Pr_k, g_k(P_0, x_k)) = \sum_{K=1}^k Pr_k \sum_L Sev_L(g_k(P_k, x_k)) \leq K_R Risk^{\max}
 \end{aligned}$$

Los criterios en la selección de los parámetros K_C y K_R permanecen intactos. Los aspectos a tener en cuenta son los tiempos permitidos para implementar las acciones correctivas ya que las potenciales sobrecargas que se den en el sistema deben ser mitigadas en tiempos relativamente cortos. Estas herramientas, aunque de gran aplicabilidad para la toma de decisiones en tiempo real, requieren de importantes esfuerzos computacionales. En la referencia [60] se ilustran resultados sobre el sistema de ISO New England, el cual tiene más de 12,000 barras y más de 13,000 circuitos. Los tiempos de cómputo que se referencian en dicho estudio son superiores a las 5 horas.

4. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

Una vez realizada la revisión bibliográfica, es de gran importancia establecer las aplicaciones de las diferentes metodologías y criterios descritas en el capítulo 3. En ese contexto, en el presente capítulo se describen las experiencias de trece (13) mercados internacionales para analizar y establecer los conceptos a considerar en la metodología que más se adapte a las condiciones del SIN. De esta manera, lograr una operación confiable y segura del SIN donde el despacho económico provea estados de operación que permitan un equilibrio entre la confiabilidad y el costo por las restricciones operativas del sistema.

4.1. Mercados de análisis

El análisis de las experiencias internacionales se basó en 12 mercados (sin incluir Colombia) con características muy diversas (tipo de mercado, metodologías de despacho y criterios de confiabilidad) con el propósito de obtener un mapa representativo y actual respecto a la temática de la confiabilidad en la operación. En general, se seleccionaron 2 mercados de Oceanía (Australia y Nueva Zelanda), 3 mercados de Sudamérica (Brasil, Chile y Perú) y 6 mercados de Estados Unidos (California-CAISO, Texas-ERCOT, Nueva Inglaterra-ISO-NE, Estados del Mediooeste-MISO, Nueva York-NYISO y PJM). En los mercados de Europa y Centroamérica se seleccionó un operador representativo del sistema siendo el ENTSO-E y el EOR, respectivamente (ver Tabla 4-1).

La descripción de cada uno de los mercados se encuentra en los Anexos. Cabe destacar que en general los operadores son del tipo ISO (“Independent System Operator”). Sin embargo, en los países como Nueva Zelanda el operador de la red es a su vez el propietario de los activos de transmisión.

Tabla 4-1 Descripción de los mercados de estudio

Mercado	Operador / Tipo	Sistema (2013)	
		Capacidad (MW)	Generación (GWh)
Colombia	XM/ISO	14,360	59,642
Australia	AEMO/ISO	52,531	249,074
Brasil (1)	ONS/ISO	115,717	521,928
Centroamérica	EOR/ISO	12,798	45,735
Chile	CDEC-SIC/ISO	13,826	50,820
	CDEC-SING/ISO	3,759	17,229
Europa (2)	ENTSO-E/TSO	911,949	3,331,096
	CAISO/ISO(RTO)	80,740	296,569
	ERCOT/ISO(RTO)	80,653	331,861
	ISO-NE/ISO(RTO)	34,558	112,041
	MISO/ISO(RTO)	129,341	391,867
	NYISO/ISO	37,920	140,339
Estados Unidos	PJM/ISO(RTO)	188,937	797,100
	Nueva Zelanda	Transpower/TSO	7,082
Perú	COES/ISO	7,813	39,669

(1) Datos a 2012.

ISO: operador independiente del sistema

(2) Datos con base en los registros del ENTSO-E

RTO: operador regional de la transmisión

TSO: transportador y operador del sistema.

En la Figura 4-1 se muestra la capacidad instalada de los mercados de estudio donde se destaca la energía Nuclear en los mercados de Estados Unidos y Europa. A su vez, el componente hidráulico de Colombia y Brasil.

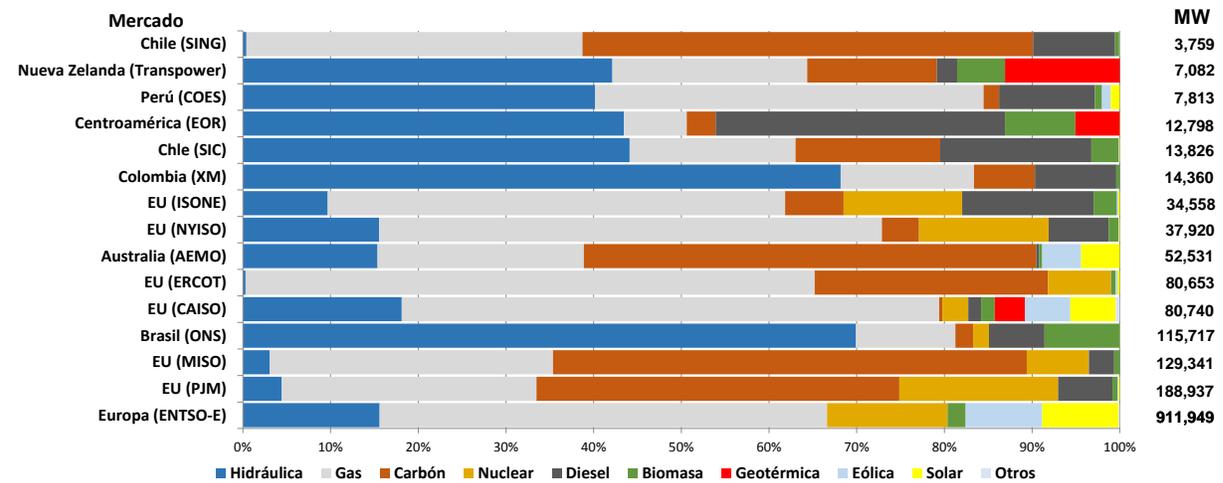


Figura 4-1 Capacidad instalada de los mercados de estudio (2013)

En la Figura 4-2 se muestra la generación, donde se destaca el alto componente hidráulico de Colombia y Brasil. La alta participación del componente “otros” del mercado CAISO corresponde a la participación de las importaciones de estados vecinos. En general, el mercado de Colombia es un mercado con características diferentes dado que su matriz energética posee un mayor componente hidráulico y una menor participación de energía térmica base de rápida respuesta, tales como la Nuclear y las centrales a base de Gas Natural.

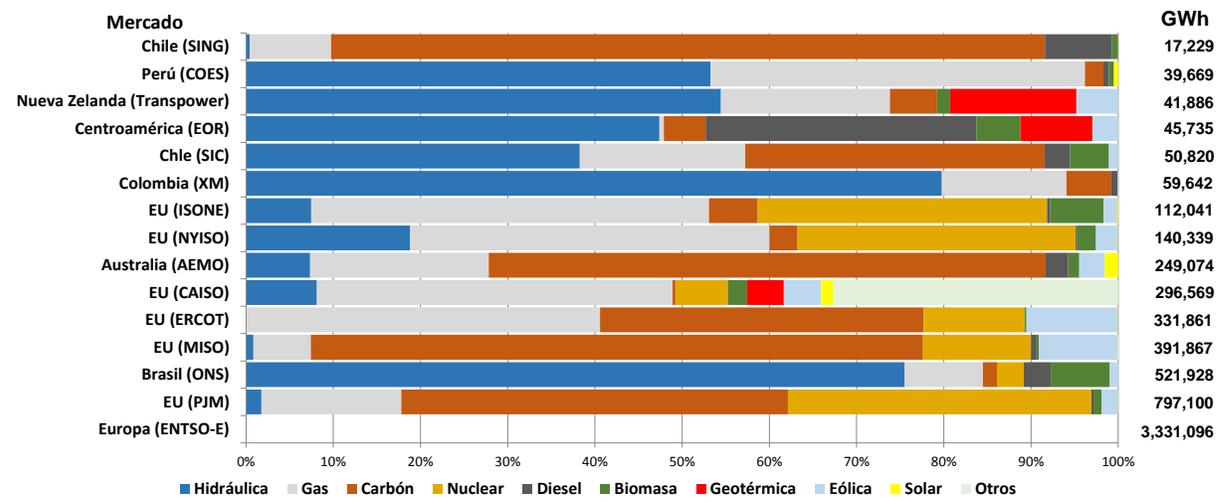


Figura 4-2 Generación de energía eléctrica de los mercados de estudio (2013)

4.2. Confiabilidad en la operación

Con base en el levantamiento de la información de los mercado de estudio (ver Anexos) se establecieron tres tipos de parámetros necesarios para evaluar la confiabilidad en la operación: la metodología del despacho económico, los criterios utilizados para evaluar la confiabilidad y los recursos del sistema eléctrico para a portar a la confiabilidad de la operación. De esta manera, para identificar y comparar con el mercado colombiano. Los parámetros son los siguientes:

1. **Operación del sistema de potencia:** Metodología implementada para realizar la operación del sistema de potencia con criterios económicos y de confiabilidad en la operación.
2. **Criterios e indicadores de confiabilidad:** Tipos de criterios determinísticos o probabilísticos implementados en la operación. Así como el desarrollo de índices para la evaluación de la confiabilidad (estados de operación o degradación del sistema, violación de límites operativos, basados en el riesgo, jerarquía, duración e híbridos).
3. **Recursos:** Análisis y evaluación de los recursos disponibles para mantener la confiabilidad en la operación. Entre ellos, generación, esquemas de desconexión automática de generación/carga, compensación, reconfiguración, o demanda flexible.

Un aspecto a resaltar es que la confiabilidad en la operación se concibe como habilidad del sistema de potencia para mantener la seguridad y suficiencia ante contingencias.

4.2.1 Metodologías de operación del sistema de potencia

Las experiencias internacionales muestran que la metodología de despacho económico está relacionada con el tipo de mercado de energía, mercado del día siguiente o la hora siguiente (Day-Ahead Market, DAM; Hourly-Ahead Market, HAM) o el mercado en tiempo real o “spot” (RT o con criterios de confiabilidad RTC). En general, los mercados del día siguiente implementan una lista de mérito o “Unit Commitment” con criterios de seguridad y en los mercados en tiempo real generalmente se implementa un despacho económico con restricciones de seguridad (ver sección 3.6).

En la Tabla 4-2 se resumen los lineamientos de las metodologías de operación de los mercados de estudio.

Tabla 4-2 Descripción de las metodologías de operación

País (Mercado)	Aspectos a destacar
Colombia (XM)	Actualmente, el Centro Nacional de Despacho (CND) implementa el criterio de seguridad N-1 para garantizar una operación confiable del SIN. Sin embargo, en algunos casos se llevan a cabo programas de despacho donde se implementa un criterio N-k donde k igual o mayor a 2 (situaciones de CAOP). Además, se asume que las contingencias posibles tienen igual probabilidad de ocurrencia bajo un enfoque preventivo del SCED.

País (Mercado)	Aspectos a destacar
Australia (AEMO)	<p>Los principios de seguridad del sistema de potencia se debe operar de modo que se mantenga en un estado de funcionamiento seguro y después de un evento de contingencia (sea o no un evento de contingencia creíble) o un cambio significativo en las condiciones del sistema de potencia, AEMO debe adoptar todas las medidas razonables para ajustar, cuando sea posible, las condiciones de funcionamiento con el fin de devolver el sistema de potencia a un estado operativo seguro tan pronto como sea práctico hacerlo, y, en cualquier caso, en un plazo máximo de treinta minutos. En ese contexto, el despacho económico que se ajusta, re-despacho, se realiza bajo un enfoque despacho económico preventivo para un conjunto de contingencias y correctivo para el resto de contingencias siempre y cuando estén dentro de la lista de contingencias con probabilidad de ocurrencia.</p>
Brasil (ONS)	<p>Para la confiabilidad, en cuanto a las medidas operacionales correctivas, se permite el despacho de potencia activa y reactiva (con excepción de generadores térmicos con despacho fijo). Se permite también la variación de las derivaciones de transformadores respetando sus límites o el corte de carga mínimo, calculado vía algoritmo de puntos interiores. En el caso en que se desee evaluar el riesgo operacional, el re-despacho de potencia activa es inhibido para mantener constante el flujo en las interconexiones y bajo ese contexto se concibe como un despacho económico correctivo SCED.</p>
Centroamérica (EOR)	<p>Dentro de la funciones del EOR, este debe evaluar el riesgo que representa para el sistema eléctrico regional la ocurrencia de contingencias. En particular, el EOR debe proponer una estrategia de respuesta a las contingencias extremas considerando que no es ni técnica ni económicamente factible diseñar un sistema que soporte todas las posibles contingencias extremas.</p> <p>Los criterios de seguridad se evalúan con base en las estadísticas disponibles respecto a la frecuencia de ocurrencia de contingencias simples, múltiples y extremas. A su vez, se debe establecer las consecuencias de dichas contingencias y determinar las inversiones necesarias para proteger el sistema eléctrico regional y bajo ese contexto se concibe como un despacho económico preventivo con restricciones de seguridad.</p>
Chile (CDEC)	<p>En la operación del sistema interconectado se debe garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las demás instalaciones del sistema, aún sin el requerimiento de las reservas operacionales, y sin la salida intempestiva de alguna instalación. El operador del sistema coordinará la operación de tal forma que se asegure la confiabilidad de todas las instalaciones del Sistema de Transmisión y en general se realiza un despacho económico preventivo con restricciones de seguridad.</p>
Europa (ENTSO-E)	<p>La operación del sistema de transmisión interconectado se basa en el principio de que cada TSO es responsable de la operación de su propio sistema. Dentro de este contexto, el criterio N-1 es utilizado, el cual asegura la seguridad de la operación anticipando que cualquier contingencia de una de lista de contingencias creíbles no debe arriesgar la seguridad de la operación del sistema interconectado. Después de cualquiera de estas contingencias, las condiciones de operación dentro del área de responsabilidad de cada TSO no deben desencadenar una salida en cascada incontrolable a lo largo de los límites del sistema de transmisión o tener un impacto fuera de sus bordes.</p> <p>Los TSO pueden aplicar diferentes medidas con el objetivo de mantener la seguridad de la operación. En particular, las medidas aplican medidas que sirven para cumplir con el criterio N-1 y mantener los límites de seguridad. Estas medidas pueden ser categorizadas Pre-falla (preventivas) y Post-falla (correctivas). Las medidas preventivas son usadas normalmente en la planeación y programación de la operación en estado de operación normal para prevenir la propagación de perturbaciones fuera del área de responsabilidad del TSO. Las medidas correctivas son acciones que son implementadas inmediatamente o relativamente pronto después de la ocurrencia de una contingencia que ocasiona que el sistema esté en un estado diferente al estado de operación normal. Con la medida correctiva el sistema debe retornar a la operación normal.</p>

País (Mercado)	Aspectos a destacar
Estados Unidos (CAISO)	Después de una contingencia simple, todas las instalaciones deberán estar en operación dentro de su valoración de corto plazo, límites térmicos, límites de tensión post-contingencia, los límites de estabilidad transitoria y los límites de estabilidad de voltaje. Además, no deberán producirse eventos en cascada o separación incontrolada de áreas eléctricas. En general, se implementa un algoritmo preventivo con restricciones de seguridad, tanto para el mercado DAM (SCUC) como el mercado en tiempo real (SCED).
Estados Unidos (ERCOT)	Se realiza una programación inicial de los recursos de generación (DAM) en el cual se optimizan simultáneamente tres productos diferentes: energía, servicios auxiliares y obligaciones punto a punto (las obligaciones punto a punto son instrumentos financieros asociados a las rentas de congestión). Luego, se realiza para cada hora del siguiente día operativo con el fin de garantizar que se cuenta con los recursos de generación y de servicios auxiliares necesarios de acuerdo con el pronóstico de la demanda y los análisis de seguridad de la red de transmisión. Finalmente, durante la hora de operación, se implementa un SCED para balancear la generación y la demanda teniendo en cuenta las congestiones presentes en la red de transmisión. Con el fin evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico durante la operación, ERCOT realiza una el Estimador de Estado que a su vez alimenta el simulador de Análisis de Contingencias en tiempo real.
Estados Unidos (ISO-NE)	La reserva operacional futura y en tiempo real (<i>Forward and Real-Time Operating Reserves</i>) busca asegurarse de que haya suficientes recursos en "reserva" y realmente disponibles para la producción de electricidad a corto plazo cuando se produce un corte de suministro o una falla en la operación del sistema. La confiabilidad del sistema considera que ante la pérdida de una parte importante del sistema, o la separación involuntaria de cualquier parte de este no sea el resultado de la ocurrencia de una lista de contingencias razonablemente previsibles y que hace parte del despacho económico preventivo SCED.
Estados Unidos (MISO)	Los mercados principales son el DAM y el mercado en tiempo real. El mercado DAM utiliza la metodología de lista merito con restricciones de seguridad (SCUC). Por otra parte, se evalúa escenarios de despachos críticos por sistema y áreas (SCED), en el que se realiza un análisis de pérdida esperada de carga, trasferencias y evaluaciones dinámicas. En el MISO se soporta en el mercado de reservas operativas para responder a los requerimientos del sistema. Básicamente, se consideran dos tipos: reservas para la regulación y reservas para contingencias. Las reservas de regulación deben tener un tiempo de respuesta menor a 5 minutos y disponible en la red (AGC). Las reservas para contingencias o emergencias deben tener un tiempo de respuesta menor a 10 minutos con recursos disponibles o no en la red.
Estados Unidos (NYISO)	El NYISO considera un despacho en tiempo real con base en un modelo de despacho de seguridad con restricciones considerando múltiples períodos, donde se optimiza y se soluciona simultáneamente el suministro de la demanda (mínimo costo de oferta base), las reservas operativas y requerimientos de la regulación. Los requerimientos de confiabilidad y la lista de mérito. Se realiza una lista de mérito con restricciones de seguridad (SCUC) y un despacho económico en tiempo real. El NYISO comprometen únicamente las unidades de generación por razones de confiabilidad a petición de los propietarios (agentes) o por los requerimientos de confiabilidad del sistema. El SCUC primero evaluará el generador para su posible compromiso económico. Si es económico, el compromiso de la unidad no será considerado un compromiso de confiabilidad.
Estados Unidos (PJM)	El PJM tiene dos tipos de mercado, el DAM y el mercado en tiempo real. En el mercado DAM, se realiza la programación de los recursos del sistema bajo utilizando la metodología de lista de mérito con restricciones de seguridad (SCUC) y en el mercado en tiempo de tiempo real un despacho económico con igual enfoque de seguridad y con base en la programación que se obtuvo del SCUC. Cabe destacar que las restricciones consideradas hacen parte de un análisis de contingencia AC del sistema, el cual se realiza cada hora y con el propósito de establecer la operación programada del mercado DAM o del mercado en

País (Mercado)	Aspectos a destacar
	tiempo real es factible y cumple con requerimientos de confiabilidad.
N. Zelanda (Transpower)	El operador del sistema deberá actuar como un operador razonable y prudente del sistema con el objetivo despachar los activos disponibles de manera de evitar fallas en cascada en el sistema que originen la pérdida de demanda y que surgen de (i) variaciones de frecuencia o tensión y (ii) desequilibrios de la oferta y demanda que se identifiquen producto del despacho económico preventivo con restricciones de seguridad.
Perú (COES)	Se realiza un despacho por seguridad el cual se basa en un análisis de árbol de probabilidades y estadística de falla de 10 años. La metodología hace una comparación entre el costo de la energía no suministrada (multiplicada por la probabilidad de falla) y el costo de operar unidades de generación por fuera del despacho económico. El costo del despacho por seguridad lo asumen los generadores y realiza bajo un enfoque de despacho económico preventivo con restricciones de seguridad.

En la Tabla 4-3 se muestran las metodologías que se han implementado en los países de estudio.

Tabla 4-3 Metodologías en la operación del sistema de potencia

País	Operador / Tipo	Metodología operación			
		Mercado (1)	Proceso (2)	Frecuencia (min) (3)	Método (4)
Colombia	XM / ISO	DAM (Ofertas)	UC(pD) / ED	24Horas / 60	(P)-SCED
Australia	AEMO / ISO	DAM (Ofertas) / RTM	UC(pD) / ED (OCD) (5)	30 / 5	(P-C)-SCED
Brasil	ONS / ISO	Costos declarados	UC / ED	24Horas / 30	(C)-SCED
Centroamérica	EOR / ISO	Costos declarados / Ofertas MER (6)	UC (pD) / ED	24Horas / 60	(P)-SCED
Chile	CDEC-SIC / ISO	Costos declarados	UC / ED	60	(P)-SCED
	CDEC-SING / ISO	Costos declarados	UC / ED	60	(P)-SCED
Europa (7)	ENTSO-E / TSO	BM (Ofertas) / DAM / IDM	UC / ED	60 / 30	(P-C)-SCED
Estados Unidos	CAISO / ISO(RTO)	DAM / RTM	UC / ED	60 / 15 / 5	(P)-SCUC / (P)-SCED
	ERCOT / ISO(RTO)	DAM / RUC (8)	UC / ED	60 / 5	(P)-SCED
	ISO-NE / ISO(RTO)	DAM / RTM	UC / ED	60 / 5	(P)-SCED
	MISO / ISO(RTO)	DAM / RTM	UC / ED	60 / 5	(P)-SCUC / (P)-SCED
	NYISO / ISO	DARM-RTM (Ofertas) (9)	UC / D	60 / 15 / 5	(P)-SCUC / (P-C)-SCD
Nueva Zelanda	PJM / ISO(RTO)	DAM (Ofertas) / RTM	UC (RSC) / ED (SPD) (10)	60 / 5	(P)-SCUC / (P)-SCED
Nueva Zelanda	Transpower / TSO	DAM (Ofertas)	UC(pD) / ED	30 / 5	(P)-SCED
Perú	COES / ISO	Costos declarados	UC / ED	30	(P)-SCED

(1) Tipos de mercado: DAM (Day-Ahead Market), RTM (Real-Time Market), BM (Balancing Market), IDM (Intra-Day Market), RUC (Reliability Unit Commitment).

(2) Mecanismo para la programación de la operación: UC (Unit Commitment), pD (pre-Dispatch) y ED (Economic Dispatch), el cual también puede incluir re-despacho.

(3) Frecuencia para realizar la programación de la operación. Esta puede ser semanal o diaria con un horizonte de una hora, y frecuencias intrahorarias (menor a 60 minutos)

(4) Método implementado en la metodología de operación del sistema de potencia con un enfoque preventivo (P) o correctivo (C) y considerando restricciones de seguridad (SC).

(5) OCD: Over-Constrained dispatch.

(6) MER: Ofertas al Mercado Eléctrico Regional de los países interconectados.

(7) Datos con base en los registros del ENTSO-E

(8) El proceso de lista de merito por confiabilidad puede ser diario (HRUC) u horario (DRUC).

(9) El proceso se realiza para la programación de lista de merito (RTC) y para la programación del despacho (RTD). Este último abarca el modo correctivo (unidades con 10-30 minutos. RTD-CAM).

(10) Incluye la metodología de lista de merito (RSC) y la programación, precios y despacho (SPD).

Cabe destacar que de los países analizados, principalmente los mercados de Norteamérica, el desarrollo e implementación de metodologías más robustas para la operación de los sistemas de potencia se generaron producto de eventos tales como el “black-out” del 2003. A partir de dicho evento, se creó un nuevo marco de política energética (Energy Policy Act 2005). Se realizaron estudios con el objetivo de evaluar y dar recomendaciones acerca de la metodología de despacho económico con restricciones de seguridad². Por otra parte, el avance y la integración de nuevas tecnologías de generación conllevo a cambios en los

² <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/joint-boards/final-cong-rpt.pdf>

mercados implementados en Norteamérica. Producto de lo anterior la FERC estableció una nueva normativa (FERC Order No.764³, No 764A⁴ y 764B⁵) para implementar mercados en los que se puedan integrar recursos de energía variable, como la energía eólica. En particular, se recomienda el diseño de mercados intra-horarios, los cuales generalmente tiene una frecuencia de 15 minutos. Adicionalmente, se consideran riesgos producto de ataques a la infraestructura (activos físicos o intagibles-ciberataques, FER Order No. 706⁶ y 791⁷, Energy Independence and Security Act of 2007 -EISA) y el impacto de eventos geomagnéticos (FERC Order No.797⁸) para los cuales se requiere mantener los nivel de confiabilidad requeridos por el sistema de potencia.

En los mercados Europeos, se destacan los procesos de integración de la Unión Europea y el desarrollo e integración de las fuentes de energía no convencionales. En general, si bien cada operador del sistema de transmisión se enfoca en su propia área, se creó un mercado de balance regional, el cual conlleva a incluir mecanismos preventivos y/o correctivos en la programación de la operación de los sistemas de potencia.

En general, se define un conjunto de recursos y su orden de prioridad para enfrentar las posibles contingencias que se presenten en el sistema y para diferentes estados (por ejemplo normal, alerta y emergencia). En la Figura 4-3 se muestran los recursos comúnmente utilizados.

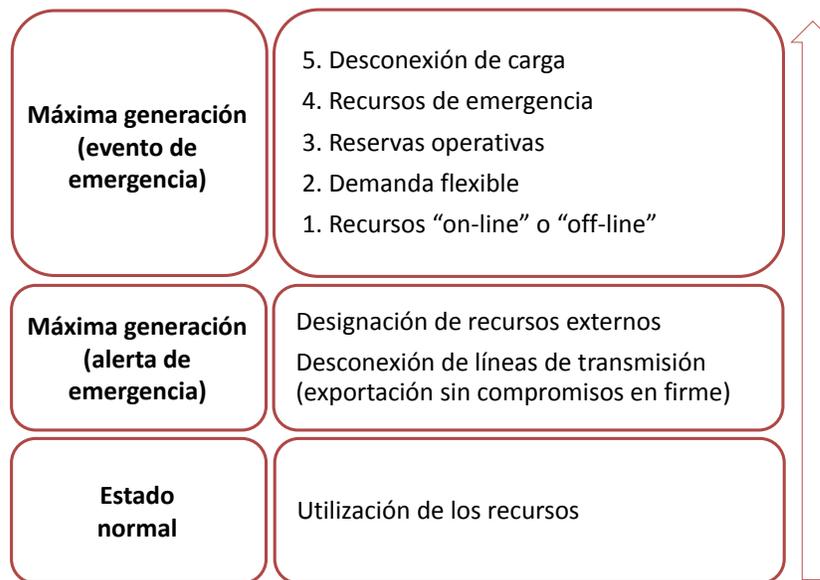


Figura 4-3 Orden genérico de requerimiento de recursos del sistema de potencia

³ <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2012/062112/E-3.pdf>

⁴ <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2012/122012/E-1.pdf>

⁵ <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2013/091913/E-6.pdf>

⁶ <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2008/011708/E-2.pdf>

⁷ <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2013/112113/E-2.pdf>

⁸ <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2014/061914/E-18.pdf>

4.2.2 Criterios de confiabilidad

La tendencia en las experiencias internacionales muestra que se implementan tanto criterios determinísticos como probabilísticos. Respecto a los criterios determinísticos, en el contexto del criterio *N-1*, se utiliza el principio básico de la falla de un componente. Se observa que criterios más robustos están condicionados al análisis del impacto y severidad de una falla de un $N > 1$. Por ejemplo, en los mercados de Estados Unidos la NERC utiliza como base el criterio *N-1*, pero los diferentes entes regionales que coordinan y monitorean la confiabilidad, así como los mismos operadores, pueden implementar criterios más robustos en su área de operación o zonas particulares. El CAISO aplica un criterio *N-2* pero diferencia entre activos de generación y transmisión. En el análisis de confiabilidad se considera la pérdida de los dos elementos (un activo de generación y uno de transmisión). En el caso del NYISO y PJM también se utiliza un criterio más robusto. En este último se evalúa el criterio *N-2* para identificar fallas en cascada. Cabe destacar que normalmente se utiliza el concepto de diseñar listas de contingencias para identificar las más frecuentes y severas (en función de su probabilidad de falla).

En cuanto a los criterios probabilísticos, los mercados de Estados Unidos utilizan el criterio de pérdida de carga esperada (LOLE por sus siglas en inglés) en el que se establece un máximo de 24 horas en 10 años. Brasil utiliza el criterio de probabilidad de pérdida de carga (LOLP por sus siglas en inglés). En mercados como Colombia y Australia, se establece un límite de Energía No Suministrada (ENS) o el valor de la pérdida de carga (VOLL por sus siglas en inglés). En Chile, la aplicación del criterio de confiabilidad está condicionada a la ocurrencia de la falla y su costo en la que no necesariamente se considera redundancia en los activos de transformación. En Perú, se encuentra en etapa de análisis y aprobación la metodología de evaluación de la confiabilidad con base en el criterio de pérdida esperada de energía (LOEE por sus siglas en inglés) el cual sería adicional al criterio *N-1*. En la Tabla 4-4 se muestran los criterios que se han implementado en los países de estudio.

Tabla 4-4 Criterios de confiabilidad en la operación

Mercado	Operador / Tipo	Criterio (seguridad /suficiencia)	
		Determinístico	Probabilístico
Colombia	XM/ISO	N-1 (N-k)	ENS en el STN
Australia	AEMO/ISO	-	ENS (0.002%/año), VOLL
Brasil	ONS/ISO	N-1	LOLP, definición de estados (jerarquía por área y tensión,
Centroamérica	EOR/ISO	N-1	Generación: LOLP (<8.4 horas/semana), valor ENS.Transmisión:
Chile	CDEC-SIC/ISO	N-1*(N)	Costo de falla (ocurrencia 100%)
	CDEC-SING/ISO		
Europa (1)	ENTSO-E/TSO	N-1 (lista), (N-2, GB)	Curva de riesgo (pérdida esperada)
	CAISO/ISO(RTO)	N-1(T)-1(G), < 250 MW (D)	-
Estados Unidos	ERCOT/ISO(RTO)	N-1	LOLE (1 día/10 años) , VOLL, ELCC
	ISO-NE/ISO(RTO)	N-1	LOLE (1 día/10 años)
	MISO/ISO(RTO)	N-1	LOLE (1 día/10 años) , VOLL
	NYISO/ISO	N-1 (sensibilidad N-1-1)	LOLE (1 día/10 años) + Lista de contingencias (diseño)
	PJM/ISO(RTO)	N-1 (N-2, cascada)	LOLE (1 día/10 años)
Nueva Zelanda	Transpower/TSO	N-1	LOLE, VOLL
Perú	COES/ISO	N-1	ENS (tasa de ocurrencia de falla), LOEE (2)

(1) Datos con base en los registros del ENTSO-E

(2) En proceso de aprobación.

Cabe destacar, que si bien es “aceptable” considerar el Criterio *N-1* o *N-k* (lista de contingencias), el crecimiento e integración de energías intermitentes llevará a la aplicación

de criterios probabilísticos, en particular el criterio de pérdida esperada de energía (LOEE) o el criterio de capacidad efectiva sin aumentar el riesgo de pérdida de carga (Effective Load Carrying Capability - ELCC). Este último implementado en el mercado del ERCOT.

4.2.3 Contingencias y recursos para mantener la confiabilidad

En general, el análisis de la contingencia establece niveles representativos para clasificar los estados del sistema: el estado normal, el estado de la pérdida de al menos un elemento (criterio base $N-1$), el estado de la pérdida de dos o más elementos pero controlables y el estado con la pérdida de múltiples elementos y eventos en cascada. Esta clasificación se fundamenta en lo desarrollado por la NERC. En la Tabla 4-5 se muestran los criterios de confiabilidad marco que se consideran para establecer el nivel de la confiabilidad.

Tabla 4-5 Categorías de contingencias (NERC)

Clase	Categoría		Límites sistémicos		
	Tipo de contingencia	Casos	Estabilidad del sistema, límites térmicos y de voltaje dentro de rango permitido	Pérdida de carga o restricciones de transmisión	Desconexión en cascada
A	Sin contingencias	Condiciones normales de operación	Si	No	No
B	Pérdida de servicio en 1 elemento	Desconexión de 1 circuito de línea	Si	No	No
C	Pérdida de 2 o más elementos	Desconexión de 1 sección de barra	Si	Planeada/ Controlada	No
D	Pérdida de múltiples elementos o en cascada.	Contingencias extremas	Evaluación para riesgos y contingencias Puede involucrar la pérdida de demanda de áreas Los sistemas interconectados o áreas pueden alcanzar o no puntos de operación estable. La evaluación de eventos requiere el análisis en conjunto de áreas.		

Ahora bien, para evitar el colapso del sistema o mantener la confiabilidad de la operación se utilizan distintos recursos del sistema de potencia. Los recursos más clásicos son los referentes a la generación, equipos con funcionalidad de reactivos y/o el uso de sistemas FACTS. Los recursos descritos anteriormente se utilizan en los mercados estudiados, aunque no todos tienen desarrollado un mercado para la prestación de dichos recursos. Sin embargo, desde el punto de vista de su implementación para mantener la confiabilidad de la operación se establece que todos los mercados utilizan dichos recursos para la regulación de la frecuencia y los requerimientos de reserva de generación.

Cabe destacar que se pueden considerar al menos dos tipos de recursos adicionales, los cuales corresponden a la implementación de dispositivos de almacenamiento o la gestión de la demanda para cambiar su comportamiento durante algún periodo de tiempo. En la Figura 4-4 se ilustran los recursos utilizados para mantener la confiabilidad de la operación. Nótese la relevancia de los dispositivos de almacenamiento y la flexibilidad de la demanda para aportar en el control sobre la potencia activa/reactiva, la gestión de congestiones en la red y los servicios básicos de frecuencia y reserva de generación con dispositivos con tiempos de respuesta muy alta.

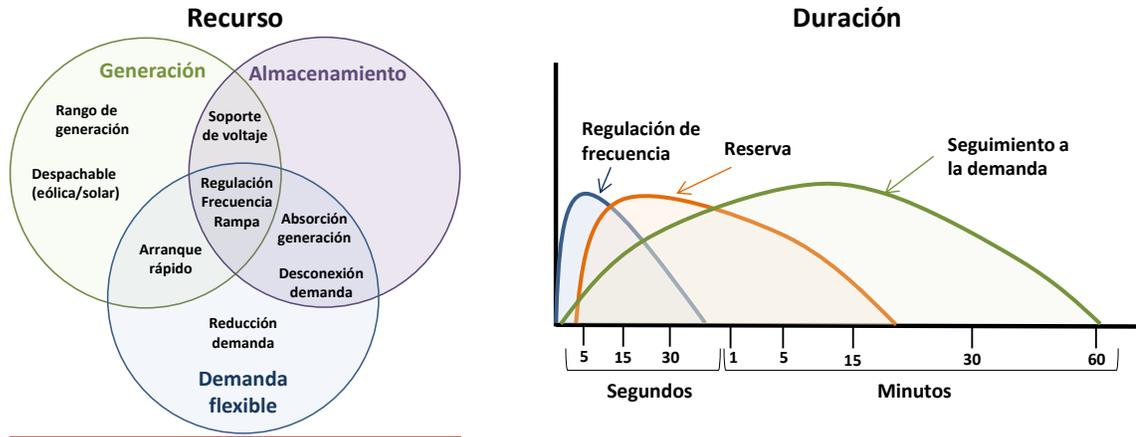


Figura 4-4 Recursos del sistema (Synapse, 2013)

Tomado de <http://www.synapse-energy.com/Downloads/SynapseReport.2013-03.RAP.US-Demand-Response.12-080.pdf>

En Tabla 4-6 se muestra las experiencias de los mercados de estudio respecto la utilización de la demanda como recurso para la confiabilidad en la operación del sistema.

Tabla 4-6 Demanda flexible histórica (2012-2013)

Mercado	Operador	Demanda Máxima (MW)	Demanda flexible MW	%
Colombia	XM	9,504	-	-
Australia	AEMO	32,539	835	2.6%
Brasil (1)	ONS	76,262	-	-
Centroamérica	EOR	7,379	-	-
Chile	CDEC-SIC	6,992	-	-
	CDEC-SING	2,167	-	-
Europa (2)	ENTSO-E	528,700	-	-
	CAISO	46,731	2,430	5.2%
	ERCOT	80,769	2,100	2.6%
	ISO-NE	25,879	2,769	10.7%
US (1)(FERC)	MISO	98,589	7,197	7.3%
	NYISO	32,552	1,888	5.8%
	PJM	154,643	10,825	7.0%
Nueva Zelanda	Transpower	6,150	134	2.2%
Perú	COES	5,210	-	-

(1) Datos a 2012.

(2) Datos con base en los registros del ENTSO-E

Las experiencias indican que el aporte de la demanda flexible oscila entre el 2% y 10% de la demanda máxima que presentaron los distintos mercados. Nótese que si bien la implementación de programas de gestión de la demanda no es nueva, en la práctica que este recurso pueda ser utilizado por el operador del sistema no está implementado en todos los mercados de estudio. En casos como en los mercados de Estados Unidos o Europa

(UK y Francia, ver Figura 4-5) el operador del sistema sí considera la demanda flexible dentro los recursos para manejar el impacto de recursos. Normalmente, se establece una jerarquía en el uso de recurso partiendo de generación en giro o disponible de forma rápida (conectada o desconectada), la demanda flexible, recursos de generación de mayor costo o respuesta lenta y por último la consideración de esquemas de desprendimiento de carga. En los demás países, si bien no se aplica aún que el operador pueda utilizar el recurso de la demanda flexible, sí se observa el desarrollo de nueva normativa con el propósito de incluir dicho recurso en la operación del sistema (entre ellos Brasil, Chile y Colombia).

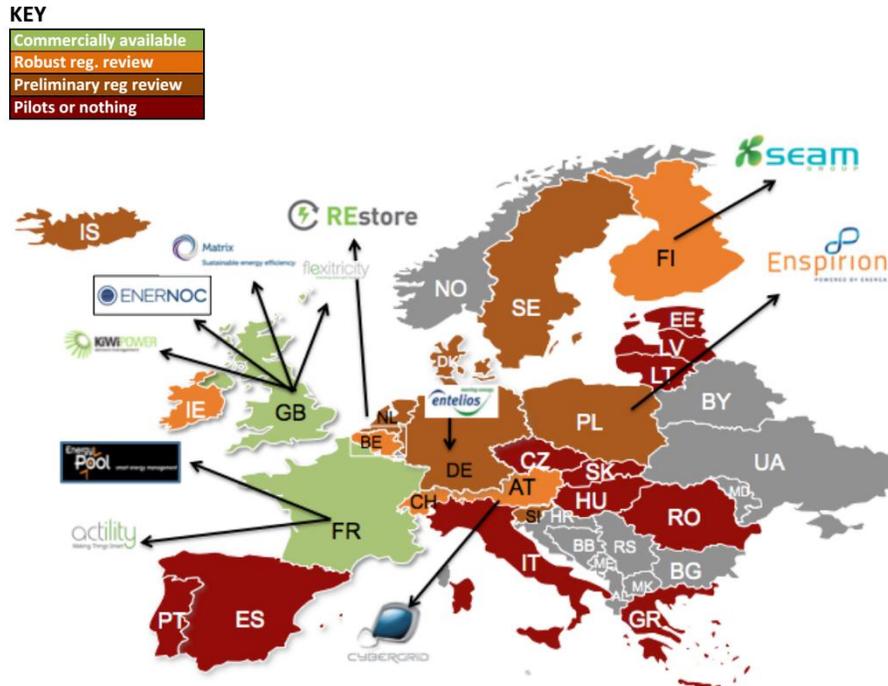


Figura 4-5 Implementación de programas de demanda flexible en Europa (SEDC, 2013)

Tomado de <http://sedc-coalition.eu/wp-content/uploads/2013/06/SEDC-DR-FINAL-.pdf>

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] L. H. Fink and K. Carlsen, "Power/energy: Operating under stress and strain: This, part two of the blackout series, defines control objectives for various levels and types of emergencies," *IEEE Spectr.*, vol. 15, no. 3, pp. 48–53, Mar. 1978.
- [2] R. Billinton, *Power System Reliability Evaluation*. Taylor & Francis, 1970.
- [3] P. Kundur, C. Cañizares, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Anderson, A. Bose, N. Haziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, "Definition and Classification of Power System Stability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [4] W. Li and J. Zhou, "Probabilistic Reliability Assessment of Power System Operations," *Electr. Power Compon. Syst.*, vol. 36, no. 10, pp. 1102–1114, 2008.
- [5] Y. Sun, P. Wang, L. Cheng, and H. Liu, "Operational reliability assessment of power systems considering condition-dependent failure rate," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 1, pp. 60–72, Sep. 2009.
- [6] Y. Sun, L. Cheng, H. Liu, and S. He, "Power system operational reliability evaluation based on real-time operating state," in *Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005. The 7th International*, 2005, pp. 722–727 Vol. 2.
- [7] Y. Sun, L. Cheng, X. Ye, J. He, and P. Wang, "Overview of power system operational reliability," in *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2010, pp. 166–171.
- [8] J. McCalley, S. Asgarpoor, L. Bertling, R. Billinton, H. Chao, J. Chen, J. Endrenyi, R. Fletcher, A. Ford, C. Grigg, G. Hamoud, D. Logan, A. Meliopoulos, M. Ni, N. Rau, L. Salvaderi, M. Schilling, Y. Schlumberger, A. Schneider, and C. Singh, "Probabilistic security assessment for power system operations," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*, 2004, pp. 212–220 Vol.1.
- [9] L. Cheng, H. Liu, X. Zou, and Y. Sun, "Short-term Reliability Online Evaluation Basing On Transient State Probability," presented at the IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, 2007, pp. 1–7.
- [10] H. Kim and C. Singh, "Composite power system reliability modeling and evaluation considering aging components," in *International Conference on Electrical and Electronics Engineering, 2009. ELECO 2009*, 2009, pp. I–14–I–18.
- [11] H. Liu, Y. Sun, L. Cheng, P. Wang, and F. Xiao, "Online short-term reliability evaluation using a fast sorting technique," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, no. 1, pp. 139–148, Jan. 2008.
- [12] S. Maslennikov and E. Litvinov, "Adaptive Emergency Transmission Rates in Power System and Market Operation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 923–929, May 2009.
- [13] R. N. Allan and Billinton, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Edición: 2. New York: Springer, 1996.

- [14] SINTEF Energi AS, "Generally Accepted Reliability Principle with Uncertainty modelling and through probabilistic Risk assessment," State of art on reliability assessment in Power Systems 1, Sep. 2013.
- [15] R. J. Marceau, J. Endrenyi, R. Allan, F. L. Alvarado, G. A. Bloemhof, T. Carlsen, G. Couto, E. N. Dialynas, N. Hatziargyriou, D. Holmberg, A. Invernizzi, J. Lumbreras, T. Manning, L. Messing, R. Naggar, Y. N. Rudenko, L. Salvaderi, J. R. Stewart, W. Welssow, and L. Wehenkel, "Power system security assessment: a position paper," 1997. [Online]. Available: <http://orbi.ulg.ac.be/handle/2268/162788>. [Accessed: 01-Aug-2014].
- [16] J. Endrenyi and W. H. Welssow, "Power system reliability in terms of the system's operating states," in *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, 2001*, vol. 2, p. 6 pp. vol.2-.
- [17] M. Cepin, *Assessment of Power System Reliability: Methods and Applications*, 2011 edition. London ; New York: Springer, 2011.
- [18] R. Billinton and R. Mo, "Deterministic/probabilistic contingency evaluation in composite generation and transmission systems," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004, 2004*, pp. 2232–2237 Vol.2.
- [19] R. Billinton, H. Bao, and R. Karki, "A Joint Deterministic - Probabilistic Approach To Bulk System Reliability Assessment," in *Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. PMAPS '08, 2008*, pp. 1–8.
- [20] Z. Dong, P. Zhang, J. Ma, J. Zhao, M. Ali, K. Meng, and X. Yin, *Emerging Techniques in Power System Analysis*, 2010th ed. Springer, 2010.
- [21] F. Vallee, J. Lobry, and O. Deblecker, "System Reliability Assessment Method for Wind Power Integration," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1288–1297, Aug. 2008.
- [22] Y. Ding, C. Singh, L. Goel, J. Østergaard, and P. Wang, "Short-Term and Medium-Term Reliability Evaluation for Power Systems With High Penetration of Wind Power," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 896–906, Jul. 2014.
- [23] B. W. Tuinema, M. Gibescu, L. Van der Sluis, and M. A. M. van der Meijden, "Probabilistic reliability analysis of future power systems - survey and example," in *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, 2011, pp. 1–6.
- [24] A. Patton, "Short-Term Reliability Calculation," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-89, no. 4, pp. 509–513, Apr. 1970.
- [25] P. Zhang, S. T. Lee, and D. Sobajic, "Moving toward probabilistic reliability assessment methods," presented at the 2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2004, pp. 906–913.
- [26] P. M. Subcommittee, "IEEE Reliability Test System," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 2047–2054, Nov. 1979.

- [27] X.-F. Wang, Y.-H. Song, and M. Irving, *Modern Power Systems Analysis*. Springer, 2008.
- [28] R. N. Allan and Billinton, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Springer, 1996.
- [29] R. Allan and R. Billinton, "Probabilistic assessment of power systems," *Proc. IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 140–162, Feb. 2000.
- [30] R. N. Allan and Billinton, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Springer, 1996.
- [31] A. Rei and M. T. Schilling, "Reliability Assessment of the Brazilian Power System Using Enumeration and Monte Carlo," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1480–1487, Aug. 2008.
- [32] W. Li, *Risk Assessment Of Power Systems: Models, Methods, and Applications*. John Wiley & Sons, 2005.
- [33] A. Patton, "A Probability Method for Bulk Power System Security Assessment, II - Development of Probability Models for Normally-Operating Components," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-91, no. 6, pp. 2480–2485, Nov. 1972.
- [34] J. Endrenyi, *Reliability Modeling in Electric Power Systems*. Wiley, 1978.
- [35] B. Roy and R. N. Allan, *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*. Springer Science & Business Media, 1988.
- [36] A. Safdarian, M. Fotuhi-Firuzabad, F. Aminifar, and M. Lehtonen, "A new formulation for power system reliability assessment with AC constraints," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 56, pp. 298–306, Mar. 2014.
- [37] M. J. Beshir, A. S. Farag, and T. C. Cheng, "New comprehensive reliability assessment framework for power systems," *Energy Convers. Manag.*, vol. 40, no. 9, pp. 975–1007, Jun. 1999.
- [38] M. Ni, J. D. McCalley, V. Vittal, and T. Tayyib, "Online risk-based security assessment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 258–265, Feb. 2003.
- [39] W. Qin, P. Wang, X. Han, and X. Du, "Reactive Power Aspects in Reliability Assessment of Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 85–92, Feb. 2011.
- [40] J. Kwon, S. Jeong, B. Shi, T. Tran, J. Choi, J. Cha, Y. Yoon, H. Choi, and D. Jeon, "Probabilistic Reliability Evaluation of Korea Power System in Operation Mode," presented at the IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007, 2007, pp. 1–5.
- [41] J. Park, W. Liang, J. Choi, and J. Cha, "A Probabilistic Reliability Evaluation of Korea Power System," presented at the 3rd International Conference on Innovative Computing Information and Control, 2008. ICICIC '08, 2008, pp. 137–137.

- [42] F. Yang, A. S. Meliopoulos, G. J. Cokkinides, and G. K. Stefopoulos, "A Comprehensive Approach for Bulk Power System Reliability Assessment," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne, 2007*, pp. 1587–1592.
- [43] M. Pantos, A. Gubina, and F. Gubina, "Provision of operating states for power system simulation via Monte Carlo approach," in *2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2004*, pp. 883–887.
- [44] R. Billinton, "Composite system adequacy assessment—the contingency enumeration approach," presented at the IEEE Tutorial Course Reliability assessment of composite generation and transmission systems, course text 90EH0311-1-PWR, 1989.
- [45] R. Billinton and A. Sankarakrishnan, "A comparison of Monte Carlo simulation techniques for composite power system reliability assessment," in *IEEE WESCANEX 95. Communications, Power, and Computing. Conference Proceedings, 1995*, vol. 1, pp. 145–150 vol.1.
- [46] C. Singh, X. Luo, and H. Kim, "Power System Adequacy and Security Calculations Using Monte Carlo Simulation incorporating Intelligent System Methodology," in *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006, 2006*, pp. 1–9.
- [47] A. Rei, M. T. Schilling, and A. G. Melo, "Monte Carlo Simulation and Contingency Enumeration in Bulk Power Systems Reliability Assessment," in *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006, 2006*, pp. 1–6.
- [48] M. E. Khan and R. Billinton, "A hybrid model for quantifying different operating states of composite power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 1, pp. 187–193, Feb. 1992.
- [49] V. . Levi, J. M. Nahman, and D. P. Nedic, "Security modeling for power system reliability evaluation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 1, pp. 29–37, Feb. 2001.
- [50] SYSTEP, "Propuesta metodológica para análisis de la confiabilidad de los sistemas interconectados Chilenos," Santiago de Chile, Informe técnico, 2010.
- [51] R. Allan and R. Billinton, "Probabilistic assessment of power systems," *Proc. IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 140–162, Feb. 2000.
- [52] M. . Rios, D. S. Kirschen, D. Jayaweera, D. P. Nedic, and R. N. Allan, "Value of security: modeling time-dependent phenomena and weather conditions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 3, pp. 543–548, Aug. 2002.
- [53] A. Rei, A. Leite da Silva, J. L. Jardim, and J. C. O. Mello, "Static and dynamic aspects in bulk power system reliability evaluations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 1, pp. 189–195, Feb. 2000.
- [54] A. Leite da Silva, W. S. Sales, L. . da Fonseca Manso, and R. Billinton, "Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements With Renewable Sources," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 106–116, Feb. 2010.

- [55] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation and Control*, 3rd edition. Hoboken, New Jersey: Wiley-Interscience, 2013.
- [56] O. Alsac and B. Stott, "Optimal Load Flow with Steady-State Security," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 745–751, May 1974.
- [57] A. Monticelli, M. V. F. Pereira, and S. Granville, "Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 2, no. 1, pp. 175–180, Feb. 1987.
- [58] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li, "AC contingency dispatch based on security-constrained unit commitment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 897–908, May 2006.
- [59] Q. Wang and J. D. McCalley, "Risk and 'N-1' Criteria Coordination for Real-Time Operations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3505–3506, Aug. 2013.
- [60] Q. Wang, "Risk-based security-constrained optimal power flow: Mathematical fundamentals, computational strategies, validation, and use within electricity markets," PhD Dissertation, Iowa State University, Iowa, 2013.
- [61] R. Dai, Y. Wang, and J. D. McCalley, "Long Term Benefits online risk based DC Optimal power flow," *J. Risk Reliab.*, vol. 226, no. 1, pp. 65–74, Feb. 2012.
- [62] M. Ni, J. D. McCalley, V. Vittal, S. Greene, C.-W. Ten, V. S. Ganugula, and T. Tayyib, "Software implementation of online risk-based security assessment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1165–1172, Aug. 2003.
- [63] J. D. McCalley, F. Xiao, Y. Jiang, and Q. Chen, "Computation of Contingency Probabilities for Electric Transmission Decision Problems," in *Proceedings of the 13th International Conference on Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005*, 2005, pp. 540–545.
- [64] F. Xiao and J. D. McCalley, "Risk-Based Security and Economy Tradeoff Analysis for Real-Time Operation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 2287–2288, Nov. 2007.
- [65] F. Xiao and J. D. McCalley, "Power System Risk Assessment and Control in a Multiobjective Framework," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 1, pp. 78–85, Feb. 2009.
- [66] F. Xiao, J. D. McCalley, Y. Ou, J. Adams, and S. Myers, "Contingency Probability Estimation Using Weather and Geographical Data for On-Line Security Assessment," in *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006*, 2006, pp. 1–7.
- [67] Q. Wang, J. D. McCalley, T. Zheng, and E. Litvinov, "A Computational Strategy to Solve Preventive Risk-Based Security-Constrained OPF," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1666–1675, May 2013.

Anexo A: Australia (AEMO)

A.1. Operación del sistema de potencia

Desde la primera mitad de la década de 1990, la desregulación de suministro de energía y la privatización de algunos activos de propiedad estatal han llevado a la creación de mercados de comercio cada vez más abiertos y transparentes en Australia, con el objetivo de facilitar el comercio y la oferta competitiva de gas y electricidad. Desde el año 1998, la generación, distribución y suministro de electricidad en el este y el sur de Australia se han llevado a cabo en el marco del Mercado Nacional de Electricidad (NEM).

La privatización y la desagregación del gas de propiedad estatal y Fuel Corporation llevaron a la creación de un mercado spot de gas en Victoria, en marzo de 1999. La adopción de la competencia minorista también llevó todas las jurisdicciones en el este y el sur de Australia a establecer un régimen de mercado minorista de gas y electricidad en la década de 2000. En sus inicios, los mercados de gas al por menor se basaron jurisdiccionalmente, así que hasta el establecimiento del Australian Energy Market Operator - AEMO en 2009, existían la Compañía Nacional de Gestión del Mercado Eléctrico (NEMMCO) y las siguientes entidades de gestión de mercado de la energía y de planificación: (i) The Electricity Supply Industry Planning Council (ESIPC, South Australia), (ii) The Victorian Energy Networks Corporation (VENCorp, Victoria), (iii) The Retail Energy Market Company (REMCO, South Australia and Western Australia), (iv) The Gas Market Company (GMC, New South Wales/ACT) y (v) The Gas Retail Market Operator (GRMO, Queensland).

El NEM abarca seis jurisdicciones: Queensland, New South Wales, el Territorio de la Capital Australiana (ACT), Victoria, Australia del Sur y Tasmania. Todas ellas vinculadas físicamente por una red de transmisión interconectada. Tiene alrededor de 200 grandes generadores, cinco redes de transporte (unidos por las interconexiones transfronterizas entre estados) que se conectan a las 13 principales redes de distribución que suministran electricidad a los consumidores. En efecto, el NEM es uno de los sistemas interconectados más grandes en el mundo, cubriendo una distancia cercana a los 4.500 kilómetros y 40.000 km aproximados de redes.

La inversión en infraestructura de gas durante la década del 2000 también dio lugar a la creación de una red de gas interconectada que enlaza todos los estados del este y del sur de Australia. Esto, unido a la creciente integración de los mercados de gas y electricidad, llevó a la creación en 2009 de un solo operador, AEMO, para supervisar e integrar más la planificación de la infraestructura y las actividades comerciales a través de diferentes sistemas de transmisión de energía. Con el establecimiento de AEMO en 2009 y el inicio del mercado del gas a corto plazo en los centros de Sydney y Adelaida en 2010 (y Brisbane en 2011), Australia se convirtió en uno de los primeros países en el mundo para establecer los mercados de gas y electricidad mixtos y competitivos y con facilidad de acceso a la información bajo un esquema de operación centralizada.

El marco regulatorio del mercado australiano descansa en la ley eléctrica nacional (National Electricity Law), la que define las funciones del operador del sistema. Por su parte, el Reglamento Nacional de Electricidad (National Electricity Rules) provee el marco regulatorio

para las operaciones de mercado, la seguridad del sistema eléctrico, las conexiones de red y acceso, los precios para los servicios de red dentro de la NEM y la planificación nacional de transmisión.

A.1.1. Matriz de energía eléctrica

La capacidad instalada total efectiva en Australia a junio de 2014 alcanzó los 50.233 MW. El mayor aporte en términos de capacidad, es el carbón (26.835 MW) seguida del gas (12.236 MW), la hidroelectricidad (7.987 MW) y el viento (2.807 MW). Los otros recursos representan el 0,73% de la matriz, siendo 192,8 MW biomasa y 172,5 MW unidades diésel. En la Figura A-1 se presenta la capacidad instalada de energía en Australia a diciembre de 2013 (AEMO, 2014).

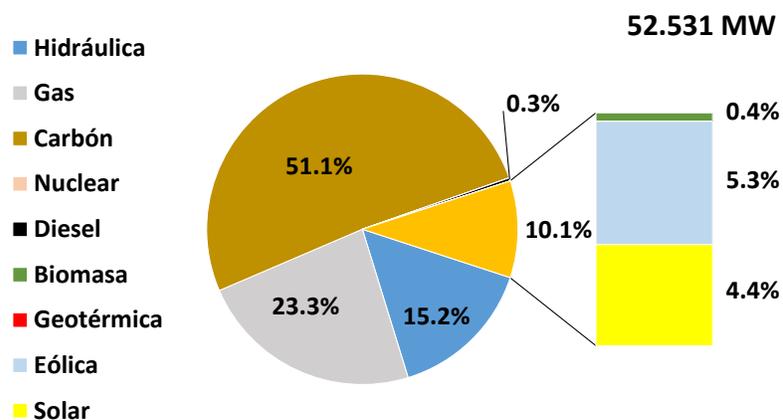


Figura A-1: Capacidad instalada (AEMO, 2014)

En la Figura A-2 se ilustra la composición de matriz de energía eléctrica en 2013. Se observa que se mantiene el carbón como el recurso energético que más aporta a la matriz de generación con 159,05 TWh seguido del gas natural con 51,05 TWh, la hidroelectricidad con 18,26 TWh, 7,32 TWh eólicos y 3.8 TWh solares. Los demás recursos energéticos alcanzan el 3.84% de la generación eléctrica, la que alcanzó en el 2013 los 249,07 TWh.

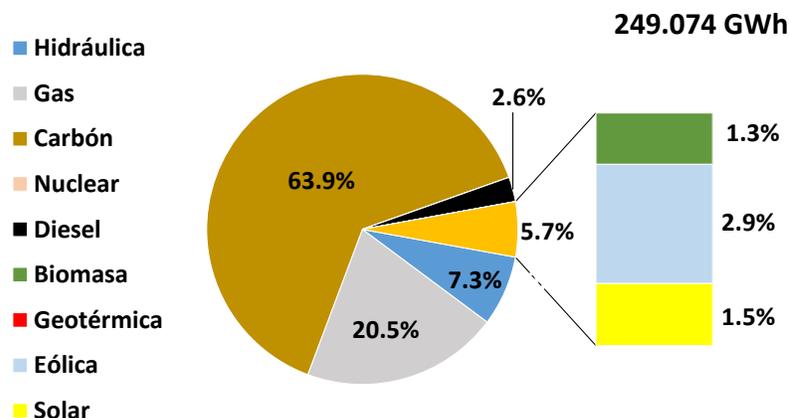


Figura A-2: Generación de energía (BREE 2014 Australian Energy Statistics, Table O)

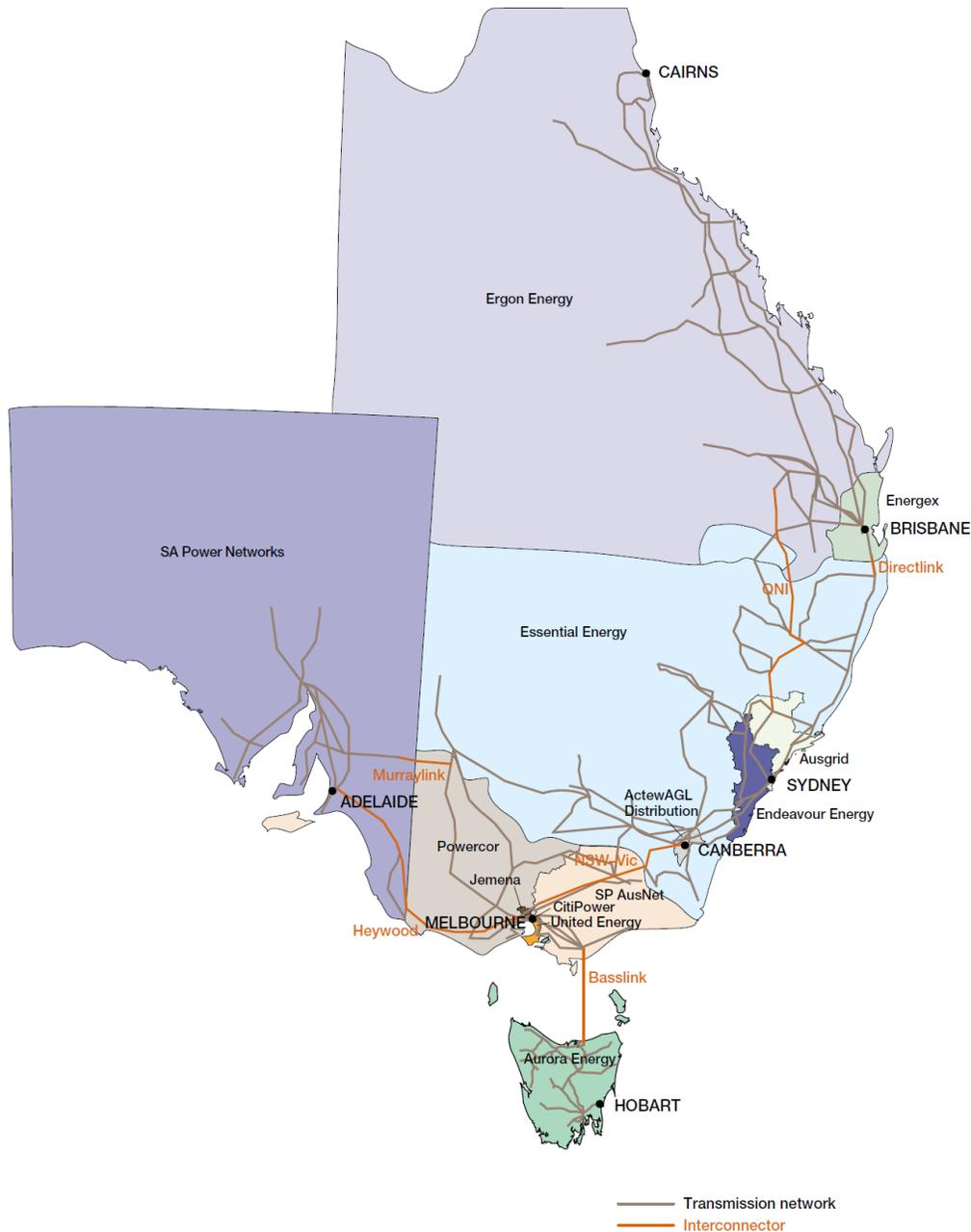
A.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

La red de transmisión HVAC de Australia suministra a la mayor parte de los principales centros de carga, y se compone de una red troncal de líneas de transmisión de 220 kV que se extiende lo largo de cada isla. En la Tabla A-1 se describen las características principales del sistema de transmisión por empresa.

Tabla A-1: Descripción del sistema de transmisión

Red	Ubicación	Largo de la línea [Km]	Propietario
Powerlink	QSN	13.986	Queensland Government
TransGrid	NSW	13.957	New South Wales Government
SP AusNet	VIC	6.553	Listed Company (Singapore International 31%, State Grid State Grid Corporation 20%)
ElectraNet	SA	5.591	State Grid Corporation 46.5%, YTL Power Investments 33.5%, Hastings Utilities Trust 20%
Transend	TAS	3.688	Tasmanian Government
NEM TOTAL		43.775	
Directlink (Terranora)	Qld-NSW	63	Energy Infrastructure Investments (Marubeni 50%, Osaka Gas 30%, APA Group 20%)
Murraylink	VIC-SA	180	Energy Infrastructure Investments (Marubeni 50%, Osaka Gas 30%, APA Group 20%)
Basslink	Vic-Tas	375	Publicly listed CitySpring Infrastructure Trust (Temasek 37%)

La Figura A-3 muestra el mapa de la red de transmisión de Australia a Junio de 2013.



QNI, Queensland–New South Wales Interconnector.

Figura A-3: Mapa del sistema de transmisión de Australia (Australian Energy Regulator – AER, 2014)

A.2. Operación del sistema de potencia

En el NEM los generadores venden electricidad a través de un mercado spot mayorista en el que los cambios en la oferta y la demanda determinan los precios. El NEM es una pool bruto, es decir, todas las ventas de electricidad deben ocurrir a través del mercado spot. Es un mercado puro de energía por lo que no tiene pagos a las generadoras por la capacidad o disponibilidad. Los principales clientes son los comercializadores (retailers) que pagan por la electricidad utilizada por sus clientes comerciales y domésticos.

Para determinar qué generadores son despachados, AEMO apila las ofertas presentadas de todos los generadores, de las ofertas más económicas a las de precios más altos para cada período de despacho de cinco minutos. El operador despacha las ofertas más baratas de generadores en primer lugar, a continuación, las ofertas cada vez más costosas hasta que haya suficiente electricidad generada para satisfacer la demanda. La oferta más cara (oferta marginal) necesaria para satisfacer la demanda es la que fija el precio de despacho. El precio spot mayorista pagado a los generadores es el precio promedio de despacho a lo largo de 30 minutos; a todos los generadores se les paga a este precio, sin importar el precio de oferta realizada.

La volatilidad de los precios spot de la electricidad puede suponer un riesgo significativo para los participantes del mercado. Ellos buscan gestionar su exposición al riesgo de precio mediante la introducción de contratos de cobertura (derivados) sobre la energía firme que tienen la intención de producir o comprar. Los participantes en los mercados de derivados de electricidad incluyen generadores, distribuidores, intermediarios financieros y especuladores, así como los fondos de cobertura. Los Corredores facilitan muchas de las transacciones contractuales entre los participantes.

En Australia, existen dos mercados financieros de apoyo al mercado eléctrico mayorista: (i) *Over-The-Counter* (OTC), que comprende la contratación directa entre las contrapartes, a menudo con la asistencia de un corredor y, (ii) el mercado de transacciones en bolsa, en el que los productos de futuros de electricidad se negocian en la Bolsa de Valores de Australia (ASX). Los participantes incluyendo los generadores, los comercializadores, los especuladores, los bancos y otros intermediarios financieros, compran y venden contratos de futuros.

A.2.2. Descripción de la confiabilidad

La seguridad del suministro y los estándares de confiabilidad del sistema (Security of Supply – SoS) en el mercado australiano hacen referencia a la programación segura, operación y control del sistema de potencia de forma continua, de acuerdo con los principios establecidos en la cláusula 4.2.6 del reglamento nacional del electricidad.

El Panel de Confiabilidad de la *Australian Energy Market Commission* – AEMC establece el estándar confiabilidad para el sector de generación del NEM. El estándar define la cantidad esperada de energía en riesgo de no ser suministrada a los clientes porque no hay suficiente capacidad disponible. Para cumplir con esta norma, AEMO determina la capacidad de generación de reserva necesaria requerida para cada región (incluida la capacidad a través de las interconexiones de transmisión) para proporcionar una protección contra picos inesperados de la demanda y la falta de generación. Este estándar establece la confiabilidad que debe cumplirse en cada ejercicio, para cada región y para el NEM en su conjunto.

A.2.3. Confiabilidad en la operación

Los estándares (que no sean el estándar reinicio del sistema) que rigen la seguridad y la fiabilidad del sistema de potencia deben ser aprobados por el panel de Confiabilidad en el consejo de AEMO, pueden incluir pero no se limitan a las normas de la frecuencia del sistema de potencia en funcionamiento, capacidad de reserva de contingencia (incluidas las

directrices para la evaluación de los requisitos), las reservas de capacidad a corto plazo y las reservas de capacidad a mediano plazo.

Los principios de seguridad del sistema de potencia son como sigue:

- (a) En la medida de lo posible, el sistema de potencia se debe operar de modo que se mantenga en un estado de funcionamiento seguro.
- (b) Después de un evento de contingencia (sea o no un evento de contingencia creíble) o un cambio significativo en las condiciones del sistema de potencia, AEMO debe adoptar todas las medidas razonables para ajustar, cuando sea posible, las condiciones de funcionamiento con el fin de devolver el sistema de potencia a un estado operativo seguro tan pronto como sea práctico hacerlo, y, en cualquier caso, un plazo de treinta minutos
- (c) Instalaciones de desconexión de carga adecuados y de inicialización automática basada en las condiciones de frecuencia por fuera de la banda normal de excursión de frecuencia deben estar disponibles y funcionando para restaurar el sistema de alimentación a un estado de funcionamiento satisfactorio después de múltiples eventos significativos de contingencia.
- (d) Servicios auxiliares de reinicio del sistema suficientes deben estar disponibles de acuerdo con el estándar de reinicio del sistema, para permitir el restablecimiento de la seguridad sistema de potencia y cualquier reinicio necesario de unidades generadoras a raíz de una interrupción grave del suministro.

El estándar de confiabilidad actual es que no más que 0.002% de la demanda del cliente en cada región NEM podría no suministrarse por la capacidad de generación por año financiero, teniendo en cuenta la respuesta de la demanda y las importaciones de las interconexiones. Este análisis no toma en cuenta las interrupciones de suministro en las redes de transmisión y distribución, que están sujetas a diferentes normas y disposiciones reglamentarias.

El estándar es equivalente a un corte anual de energía en todo el sistema durante siete minutos a demanda máxima. El estándar de confiabilidad se ha incumplido dos veces, en Victoria y Australia del Sur, durante una ola de calor en enero de 2009. La energía no servida a partir de estos eventos en una base anual fue de 0.0032% de Australia del Sur y 0.004% por ciento para Victoria

A.3. Referencias

Australian Energy Regulator. (AER, 2013) State of the energy market 2013, Sitio web: <http://www.aer.gov.au/node/23147>

Australian Energy Market Commission. (AEMC, 2014) National Electricity Rules. Sitio Web: <http://www.aemc.gov.au/energy-rules/national-electricity-rules/current-rules>

Bureau of Resources and Energy Economics (BREE, 2014). Australian Energy Statistics. Sitio web: <http://www.bree.gov.au/publications/australian-energy-statistics>

Australian Energy Market Operator. (AEMO, 2014) Market Description. Sitio web: <http://www.aemo.com.au/Electricity>

Anexo B: Brasil (ONS)

B.1. Descripción del mercado eléctrico

El marco regulatorio del sector eléctrico brasileiro se rigen por las Leyes 10.847 y 10.848 de 2004 y por el Decreto No 5163 de julio de 2004 (ONS, 2013). Las entidades del sector eléctrico son el Ministerio de Minas y Energía, la empresa de investigación energética (EPE), el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), la entidad del Mercado Mayorista de Energía (MAE), la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS).

La operación del sistema de potencia queda bajo la responsabilidad de la ONS, entidad privada independiente, sin fines de lucro, la cual coordina y controla la operación de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica del sistema interconectado nacional (SIN). A su vez, esta entidad propone las ampliaciones de las instalaciones de transmisión (red básica) y refuerzos de los sistemas existentes.

La ONS se rige bajo los Procedimientos de Red, los cuales definen los requisitos necesarios para la programación de la operación en tiempo real del SIN, la gestión de los activos de transmisión y actividades de planeamiento.

B.1.1. Matriz de energía eléctrica

En el año 2013, la capacidad instalada nacional a 31 de diciembre de 2012 fue de 116.717 MW distribuidos en 2.778 generadores, más 5.850 MW contratados para importación. En ese sentido, gran parte de la capacidad instalada corresponde a generación hidroeléctrica, seguida de gas y biomasa. En la Figura B-1 se presenta la capacidad instalada de energía eléctrica en Brasil a finales de 2012.

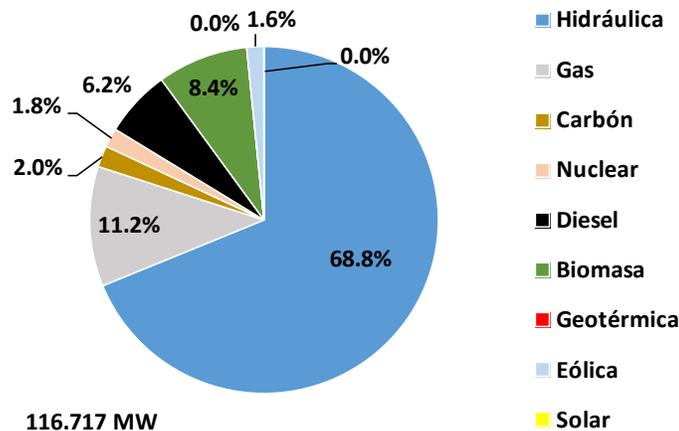


Figura B-1: Capacidad instalada (ONS, 2013)

En la Figura B-2 se ilustra la composición de la matriz de energía eléctrica en 2012, se observa que la matriz es principalmente hidroeléctrica con un 75,5% de la generación de energía eléctrica seguido por el gas natural con un 9,0% y en tercer lugar por la biomasa con un 6,8%.

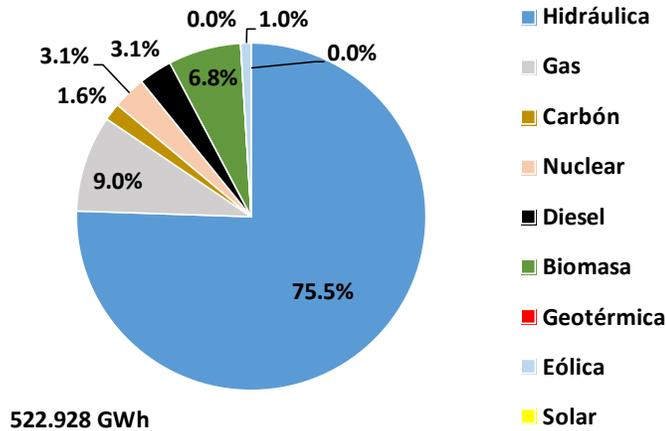


Figura B-2: Generación de energía (ONS, 2013)

B.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

El sistema de transmisión tiene alrededor de 105.929 km de líneas, de los cuales el 6% corresponde al sistema de 750 kV, 33% (500 kV), 16% (440-345 kV) y 43% (230-220 kV). La Red Básica está constituida por los activos de transmisión conectados a tensiones mayores o iguales a 230 kV. El ONS establece las condiciones de acceso a la red básica y la gestión de los mecanismos de contratación de su uso (Decreto 2655 de 1998 y Resolución ANEEL 281 de 1999).

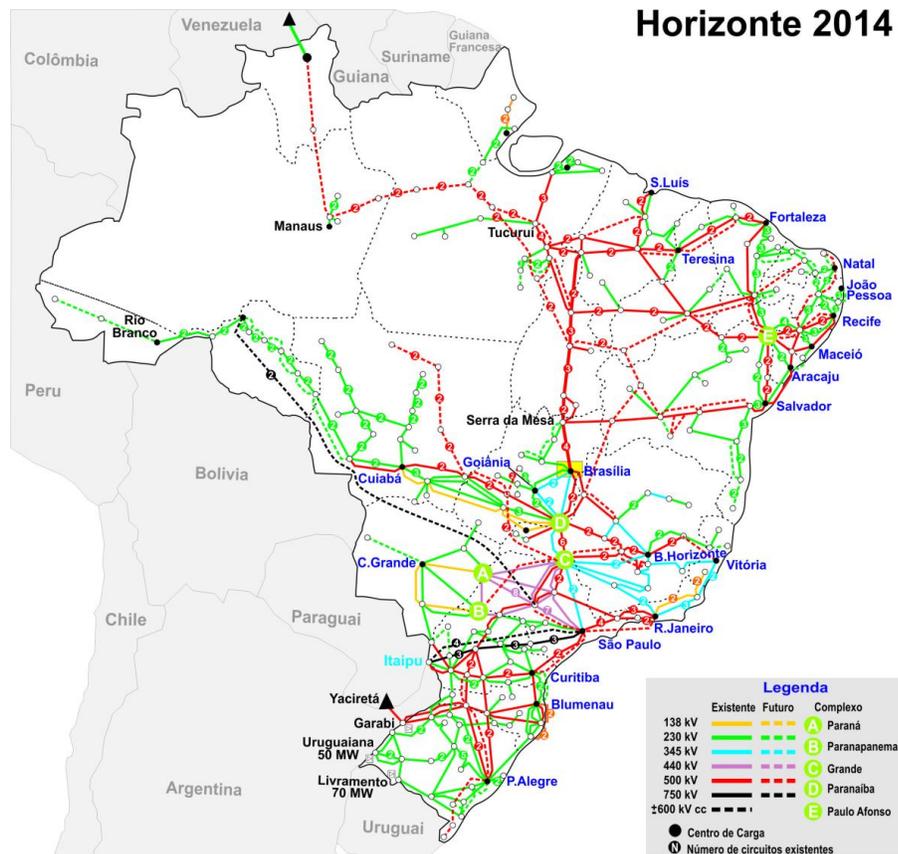


Figura B-3: Mapa del sistema de transmisión de Australia (ONS, 2014)

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está formado por las empresas de las regiones Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste y parte de la región Norte. Solamente el 3,4% de la capacidad de producción de electricidad se encuentra por fuera del SIN en sistemas aislados, principalmente en la región amazónica (ONS, 2013).

B.2. Operación del sistema de potencia

En el planeamiento de la operación del sistema, el ONS realiza un proceso de coordinación hidrotérmica. Debido a su complejidad, la coordinación de la operación del sistema hidrotérmico brasileiro es realizada en diferentes etapas, a través de una cadena de modelos que definen la estrategia de operación. Se consideran horizontes de planeamiento de largo, mediano y corto plazo.

Para los estudios de confiabilidad se tienen en cuenta diferentes niveles jerárquicos que van desde el nivel cero (sistema energético) hasta el nivel tres (distribución) como se ilustra en la Figura B-4.

El planeamiento de mediano plazo comprende horizontes de tiempo de algunos meses discretizados en semanas. En esta escala de tiempo se deben tomar decisiones operativas individualizadas para cada generador, considerando el acople hidráulico y las posibles variaciones hidrológicas entre los ríos. En el corto plazo, la programación de la operación se hace con discretización horaria y el objetivo es obtener el despacho óptimo del sistema hidrotérmico considerando aspectos energéticos, hidráulicos y eléctricos. Dado que la programación de la operación es cercana a la operación en tiempo real, se hace necesario representar la red eléctrica y considerar los valores de las afluencias como conocidos o determinísticos.

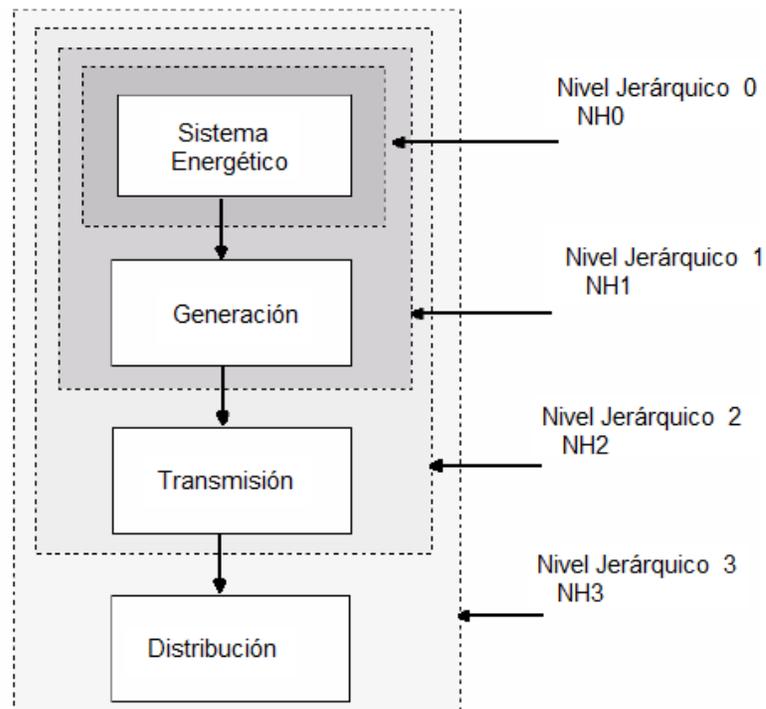


Figura B-4: Niveles jerárquicos (EPE, 2007)

El modelo de optimización NEWAVE se utiliza para el planeamiento a largo plazo. A partir de este modelo se definen las funciones de costo futuro que se utilizan para los modelos de las siguientes etapas. El modelo de optimización para el mediano plazo es el DECOMP, el cual utiliza un horizonte de hasta 12 meses con discretización semanal. Este modelo considera la aleatoriedad de las afluencias a través de un árbol de escenarios y utiliza una representación del parque generador individualizada. Su objetivo es determinar el despacho óptimo de las unidades hidráulicas y térmicas en cada submercado y determinar los costos marginales de operación para cada semana por nivel de carga.

En la Figura B-5 se presenta la cadena de modelos de optimización (Toscano, 2009).

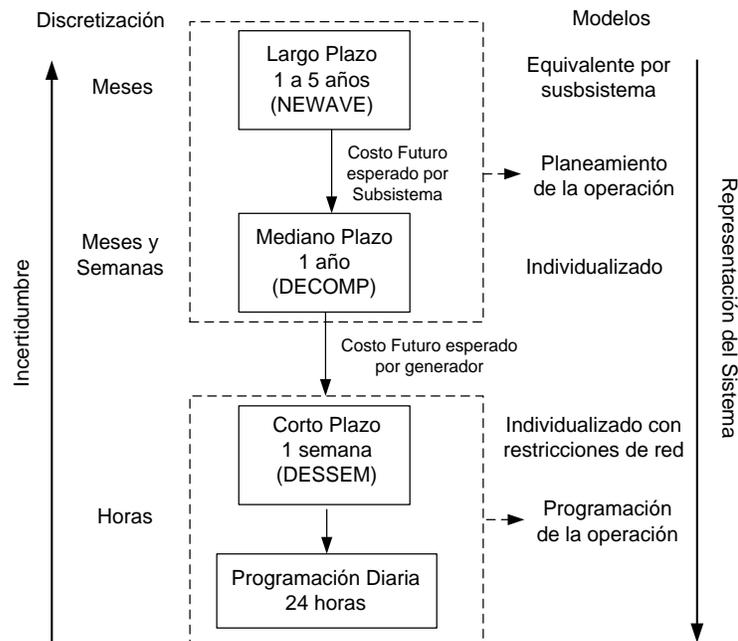


Figura B-5: Modelo de optimización (ONS, 2013)

B.2.1. Descripción de la confiabilidad

Según el Procedimiento de Red (Submódulo 20.1) publicados por el ONS, la confiabilidad se define como (ONS, 2014b):

“La probabilidad de un sistema o componente de realizar sus funciones previstas de forma continua, adecuada y segura, por un periodo de tiempo preestablecido, bajo condiciones operativas predefinidas”

En cuanto a la confiabilidad operacional cualquier degradación topológica de los componentes de la red básica, la condición “n-1”, no debe provocar una variación de severidad mayor que el 1% de la severidad de la red básica en la condición normal de operación y topología completa. La severidad del sistema se clasifica en 5 niveles y se consideran criterios probabilísticos tales como probabilidad de pérdida de carga, energía no suministrada esperada y potencia no suministrada esperada.

B.2.2. Confiabilidad en la operación

Las directrices y criterios para estudios de confiabilidad en el sistema brasileiro están estipuladas en los Procedimientos de Red, Submódulo 23.3, Capítulo 14. Las actividades relacionadas con el monitoreo de la confiabilidad del SIN, desde el punto de vista predictivo probabilístico, son clasificadas en tres categorías: i) Análisis de confiabilidad compuesta, ii) Análisis de confiabilidad multi-área y iii) Análisis de confiabilidad de reserva rodante. A continuación se describen los criterios de confiabilidad según los Procedimientos de Red (ONS, 2014) para el análisis de confiabilidad compuesta.

Premisas generales

Los estudios relacionados con la confiabilidad compuesta incluyen “estudios de referencia” o “valoraciones referenciales”. El objetivo de estos estudios es el análisis de la evolución temporal de los riesgos estáticos globales de la Red Básica. En este caso se incluyen líneas de transmisión, transformadores de malla y transformadores de frontera. Todos estos componentes están sujetos a incertezas usuales inherentes a los sistemas de transmisión en regímenes de carga pesada, previstos para un conjunto secuencial de topologías establecidas en el Plan de Ampliaciones y Refuerzos de la Red Básica – PAR.

Los estudios de referencia por clase de elementos tienen en cuenta:

- a) Solamente sobre contingencias simples en líneas de transmisión.
- b) Solamente sobre contingencias simples en transformadores de malla.
- c) Solamente sobre contingencias simples en transformadores de frontera.

El objetivo de tales estudios es la identificación del grado de responsabilidad de los diferentes tipos de elementos sobre el total del riesgo estático global.

Directrices de modelaje

- Modelaje de fuentes primarias de energía

El despacho del caso base de confiabilidad es tratado con probabilidad unitaria, así las fuentes primarias no contribuyen a el espacio probabilístico de los estados usados en los estudios de referencia. Sin embargo, el tratamiento de incertezas en las fuentes primarias, podría ser incorporado a futuro.

- Modelaje del parque generador

En el estudio de referencia, las unidades generadores son representadas determinísticamente y de forma individualizada, o sea que no se consideran fallas en estas unidades. En esta hipótesis el parque generador no contribuye a la formación del espacio probabilístico de estados. Los compensadores estáticos son convertidos en síncronos equivalentes y también tratados en forma determinística.

- *Modelaje de la transmisión*

Se considera el modelaje estocástico de nodos y ramas. El modelaje de los nodos busca reflejar riesgos asociados con fallas en subestaciones. El modelaje de las ramas permite representar el impacto de las fallas en los elementos longitudinales y transversales de la red. En este caso solo se atribuyen incertezas a los elementos de la Red Básica. El tratamiento de las incertezas se basa en el modelaje clásico de cadenas de Markov con dos estados. Los elementos de la transmisión son clasificados en tres categorías: i) líneas de transmisión (LT), ii) transformadores de malla (TM) y iii) Transformadores de frontera (TF). Todas las categorías son discriminadas por niveles de tensión. Los TF incluyen transformadores cuya mayor tensión es igual o superior a 230kV. A Toda malla de 765 kV se le atribuyen incertezas dado el impacto resultante de las fallas en ese nivel de tensión.

En los estudios de referencia las líneas de corriente alterna y transformadores de dos devanados y de frontera son tratadas a través de modelos Markovianos, con dos estados relacionados con tasas de falla, en ocurrencias por año y tiempos medios de reparo en horas. Todas las líneas de la Red Básica contribuyen a la formación del espacio de estados; todas las demás líneas son tratadas de forma determinística. Los transformadores elevadores y los transformadores fuera de la Red Básica son tratados determinísticamente.

El modelaje de las interconexiones es un caso particular del modelaje de ramas longitudinales y admite niveles variables de detalle, en función de los objetivos del análisis. En el caso particular de los estudios multi-área es usual atribuir incertezas solamente a los elementos que intervienen en las interconexiones.

Los enlaces de CC son representados de forma determinística por inyecciones de potencia equivalentes asociadas con generaciones ficticias. De esta forma, ningún componente o fenómeno asociados con estos contribuye a la composición del espacio de estados.

Los elementos longitudinales como capacitores serie, TCSC y reactores ficticios son tratados de forma determinística.

Para los estudios de referencia se deben especificar los límites superiores e inferiores permisibles en los niveles de tensión de las barras, tanto en régimen normal, como en emergencia.

En los estudios de referencia no se consideran las fallas de modo común de la transmisión, ni fallas simultáneas dependientes de la transmisión ni vinculadas con esquemas de control de emergencia, protección e instrucciones de operación como transferencias de cargas, reconfiguración de red con apertura de líneas, seccionamiento de barras, etc.

- *Modelaje de la carga*

Para los estudios de referencia la carga es modelada por el par de valores de potencia activa y reactiva (modelo de potencia constante). Para estimar la carga se tienen en cuenta correlaciones climáticas, ambientales y temporales.

Directrices para el tratamiento de datos determinísticos y estocásticos

- *Representación de la incertidumbre*

Los Procedimientos de Red establecen jerarquías de precisión de los datos estocásticos para líneas, transformadores y generadores (si bien la incerteza de estos últimos no es tenida en

cuenta en los análisis de referencia). Las jerarquías de decisión para líneas y transformadores se describen a continuación.

Jerarquía de precisión de los datos estocásticos para líneas de transmisión: el orden creciente de precisión de los datos estocásticos asociados al desempeño de las líneas es la siguiente.

- a) Estimación de parámetros de desempeño estocástico a partir de un único par de valores típicos de indisponibilidad y frecuencia de fallas.
- b) Estimación de los datos estocásticos a partir de la estimación de las longitudes de las líneas, realizada con un valor típico de reactancia media de las líneas.
- c) Estimación de datos estocásticos a partir de la estimación de longitud de las líneas, realizada con base en los valores de reactancias y susceptancias.
- d) Estimación de datos estocásticos a partir de las longitudes reales de cada línea de transmisión.
- e) Uso de los valores de tasas de falla y tiempos medios de reparación representativos de cada línea de transmisión individualizada.

Jerarquía de precisión para los datos estocásticos de transformadores: el orden creciente de precisión de los datos estocásticos asociados al desempeño de los transformadores es el siguiente.

- a) Estimación de parámetros de desempeño a partir de un único par de valores típicos de indisponibilidad y frecuencia de fallas.
- b) Discriminación de los parámetros estadísticos por nivel de la tensión más elevada del equipo y con enfoque en la relación de transformación.
- c) Discriminación de los parámetros estadísticos por nivel de potencia del equipo y con enfoque en la relación de transformación.
- d) Uso de parámetros reales del equipo individualizado.

Para los estudios de referencia se utilizan los niveles jerárquicos c y b, para líneas y transformadores, respectivamente.

Directrices para simulación computacional

La simulación computacional comprende dos etapas consecutivas que consisten en el pre-procesamiento para la obtención del denominado caso base de confiabilidad y el cálculo numérico de la confiabilidad propiamente dicha.

El objetivo de la etapa denominada pre-procesamiento es la creación de un registro en un archivo histórico de confiabilidad que contenga el caso base de confiabilidad, o sea, un archivo histórico que presente un flujo de potencia sin violación de restricciones y que contenga datos adicionales específicos para el procesamiento posterior de la etapa de confiabilidad.

Para la obtención del caso base de confiabilidad se deben hacer ajustes de datos determinísticos como la introducción de información sobre límites normales y de emergencia de la tensión y cargabilidad, así como la eliminación de subsistemas aislados. La

obtención del caso base de confiabilidad debe ser realizada individualmente para cada nivel de carga.

En cuanto a las medidas operacionales correctivas se permite el despacho de potencia activa y reactiva (con excepción de generadores térmicos con despacho fijo). Se permite también la variación de las derivaciones de transformadores respetando sus límites o el corte de carga mínimo, calculado vía algoritmo de puntos interiores. En el caso en que se desee evaluar el riesgo operacional, el redespacho de potencia activa es inhibido para mantener constante el flujo en las interconexiones.

Recursos maniobrables del parque generador:

- El modelaje de los generadores se realiza de forma individualizada, por unidad generadora, con un despacho compatible con el especificado en el caso base de flujo de potencia.
- Los despacho realizados por generadores nucleares deben ser compatibles con los despachos del caso base del flujo de potencia utilizado.
- Se considera generación de potencia activa fija para todos los generadores térmicos y pequeñas centrales hidroeléctricas no despachadas centralizadamente por el ONS.
- El límite inferior de generación de potencia activa de las unidades generadoras es respetado si se conoce y tomado como nulo si no se ha especificado.
- La capacidad superior de generación de cada barra es determinada con base en el criterio de la inercia mínima.
- Si los límites de generación de potencia reactiva no son especificados se toman valores correspondientes a factores de potencia de 0,9 (sobrecitación) y 0,95 (subexcitación).

En cuanto a la metodología de cálculo numérico del punto de operación del caso base de confiabilidad:

- El sistema bajo análisis debe ser evaluado con el algoritmo de Newton Raphson completo, con todos los controles tradicionales.
- En el caso de una solución sin violación de restricciones, esta será tomada como el caso base de confiabilidad
- Si hay violación de tensiones, de cargamento o de límites de generación se debe realizar en orden decreciente de preferencia: i) ajustar el caso base con el fin de eliminar manualmente todas las violaciones, ii) si la acción anterior no es factible, las violaciones deben ser tentativamente eliminadas de forma automática, a través de un flujo de potencia óptimo cuya función objetivo sea minimizar el corte de carga, ii) cuando la acción anterior no permita entregar una solución adecuada, se procede al relajamiento progresivo de las restricciones de cargabilidad y tensiones del sistema.

En los estudios de referencia, el espacio probabilístico de estados está compuesto por el conjunto de todas las líneas de transmisión de la red básica, las líneas de transmisión a 765kV del sistema de Itaipu, todos los transformadores de malla y todos los transformadores de frontera.

Directrices para el cálculo numérico de la confiabilidad

Para la selección de estados operativos del sistema:

- La selección de un conjunto de estados operativos del sistema puede ser realizada por enumeración explícita o vía técnica de Monte Carlo.
- En los estudios de referencia esta numeración es hecha por enumeración de una lista de contingencias de líneas de transmisión, transformadores de malla y transformadores de frontera, exactamente coincidente con el espacio probabilístico de estados.
- Si la selección de los estados se realiza vía técnica de Monte Carlo se debe considerar: i) un número específico de sorteos de 100.000 (un único lote), ii) tolerancia (coeficiente de variación) asociada a la Probabilidad de Pérdida de Carga (PPC) y Potencia no Suministrada Esperada (EPNS por sus siglas en Portugués) de 3% y iii) semilla: 1.513.

Para análisis de los estados operativos seleccionados:

- Para cada selección de estado se debe verificar que no presente ningún modo de falla.
- Cuando ocurre algún tipo de modo de falla, este se debe intentar eliminar con las medidas correctivas que representan los recursos operacionales del sistema.
- Se deben registrar las diferencias topológicas relacionadas a los diferentes niveles de carga (pesada, media y leve).
- Para la valoración de referencia de la confiabilidad solo se permite el despacho de potencia reactiva.
- Las unidades térmicas mantienen sus despachos fijos.
- Se permite la variación de las derivaciones de los transformadores, respetando sus límites, la variación de la tensión en barras controladas y en última instancia el corte de carga mínimo.

En el cálculo numérico de los índices de confiabilidad se contabilizan todos los estados en los cuales fue necesario el uso de medidas operativas con el objetivo de eliminar los modos de falla detectados. Los valores de los índices de confiabilidad deseados resultan de este análisis cuyas directrices se describen a continuación.

En cuanto a las premisas y técnicas de cálculo numérico:

- Se considera que el sistema de potencia tiene comportamiento coherente bajo el punto de vista de confiabilidad, lo que permite el cálculo de los índices primarios de Probabilidad de Pérdida de Carga (PPC), Potencia no Suministrada Esperada (EPNS) y Frecuencia de Pérdida de Carga (FPC), por medio de funciones de prueba previamente definidas.

- Los indicadores de Energía no Suministrada Esperada (EENS), número de horas de déficit de potencia (NHD), Duración de Pérdida de Carga (DPC) y Severidad (Sev) resultan de la manipulación adecuada de los indicadores primarios.
- El indicador de Probabilidad de Problema en el Sistema (PPS) resulta de una contabilización directa de las incertezas relacionadas con los estados con modos de falla antes de la aplicación de medidas correctivas.
- En cuanto a la tolerancia del cálculo, en los estudios de referencia la tolerancia se representa como un valor de probabilidad. El valor adoptado para los procesos de enumeración se sitúa en $1,0 \text{ E-}30$ pu.

Crterios para diagnóstico de niveles de riesgo probabilístico

El valor de referencia para el diagnóstico del riesgo predictivo probabilístico del SIN esta dado por el indicador de severidad. La severidad es un índice normalizado, dado por el cociente entre la energía no suministrada (MWh) y el valor de demanda de punta (MW), con el resultado expresado en minutos. En la Tabla B-1 se ilustra la jerarquía usada en la clasificación de confiabilidad. El sistema de transmisión planeado de la red básica debe situarse en orden de preferencia en los grados cero o uno de severidad, admitiéndose riesgos de grado 2 inferiores a 21 minutos de severidad.

Tabla B-1: Clasificación del riesgo por severidad (ONS, 2014)

Clasificación	Severidad S (sistema-minuto)	Interpretación	Comentario
Grado 0	$S < 1$	Favorable	Condición operativa de bajísimo riesgo (azul)
Grado 1	$1 \leq S < 10$	Satisfactorio	Condición operativa de bajo riesgo (amarillo)
Grado 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Condición operativa de riesgo medio (naranja)
Grado 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Serio impacto para varios agentes consumidores (rojo)
Grado 4	$1000 < S$	Muy grave	Grande impacto para muchos agentes consumidores, colapso del sistema

Finalmente, cabe mencionar que en Brasil el estudio de la confiabilidad aplicada a sistemas de potencia se inició en la década del 70 para el sistema de generación. En 1982 se creó el SGC (Subgrupo de Confiabilidad) en el ámbito del planeamiento de la transmisión, con el objetivo de estudiar, divulgar y proporcionar al sector eléctrico una estructura necesaria para la realización del planeamiento de la expansión de transmisión con criterios probabilísticos. En este periodo se desarrolló en CEPEL el programa NH2 para análisis de confiabilidad compuesta (nivel jerárquico 2) que fue probado en el sistema brasilero por el SGC en 1995. En 1999 el SGC fue extinto.

En 2006 fue creado por el ONS el Grupo de Confiabilidad que cuenta con la participación de varias empresas y de la EPE para divulgar y discutir los resultados de los análisis probabilísticos realizados en el Plan de Ampliaciones y Refuerzos (PAR).

Actualmente, el análisis de confiabilidad en la operación (a cargo del ONS) utiliza índices de severidad. Estos índices (clasificados del grado 0 al grado 4) se expresan en minutos, como la relación de la energía no suministrada (MWh) y la demanda en el perfil de carga pesada (MW). Los cálculos se hacen usando la topología de la Red Básica y siguiendo las directrices especificadas en la sección 2.2 de este documento.

B.3. Referencias

(EPE, 2007) Estudios asociados al plan decenal de energía PDE 2007/2016

(ONS, 2014) Procedimientos de Red, Submódulo 23.3 Capítulo 14: Directrices y criterios para estudios eléctricos

(ONS, 2014b) Procedimientos de Red, Submódulo 20.1 Glosario de términos técnicos

(Toscano, 2009) Toscano, A. E. Comparación entre los modelos NEWAVE y ODIN en el planeamiento energético del Sistema Interconectado Nacional. Tesis de Maestría. Universidad de Campinas, Brasil, 2009.

Anexo C: Centroamérica (EOR)

C.1. Descripción del mercado eléctrico

El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) integra los mercados de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. A su vez, se interconecta con México y a la fecha se encuentra en fase de desarrollo la interconexión con Colombia.

La integración de estos países se soporta en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central firmado el 30 de Diciembre de 1996, ratificado en 1998 legalmente vinculante desde 1999. El marco regulatorio del SIEPAC o el Mercado Eléctrico Regional (MER) se rige principalmente por el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER, 2005) y el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC). Dicha normativa entró en vigencia en el mes de junio de 2013 derogando el Reglamento Transitorio del MER (RTMER, 2002). Las entidades de este mercado regional son la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), la Empresa Propietaria de la Red (EPR), el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CD-MER) y el Ente Operador Regional (EOR).

La operación del sistema de potencia regional está bajo la responsabilidad del EOR. El EOR es un organismo internacional establecido mediante el artículo 18 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. El EOR dirige y coordina la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER) y realiza la gestión comercial del MER con criterio técnico y económico de acuerdo con la Regulación Regional aprobada por la CRIE. En general, las funciones del EOR son: 1) proponer a la CRIE los procedimientos operativos y comerciales del Mercado, 2) asegurar la operación y el despacho regional de energía bajo un criterio económico y en cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño, 3) coordinar a los operadores del sistema y del mercado de cada país así como la gestión de las transacciones comerciales entre los agentes del, 4) formular el plan de expansión indicativo generación y transmisión regional, y 5) soportar los procesos de información y evolución del Mercado (EOR, 2014).

C.1.1. Matriz de energía eléctrica

EL MER tiene como objetivo optimizar los recursos energéticos para el abastecimiento regional. A finales del 2013, la capacidad total aproximada del MER fue de 11.220 MW. El mayor aporte, en términos de capacidad, es la hidroelectricidad (5.300 MW) seguida de la tecnología Diesel (3.584 MW). Los otros recursos representan aproximadamente un 20%, de los cuales 887 MW corresponden al Gas, 408 MW a base de Carbón, 636 MW geotérmicos y 396 MW eólicos. En la Figura C-1 se presenta la capacidad instalada de energía eléctrica en Centroamérica a finales de 2013 (CEPAL, 2013).

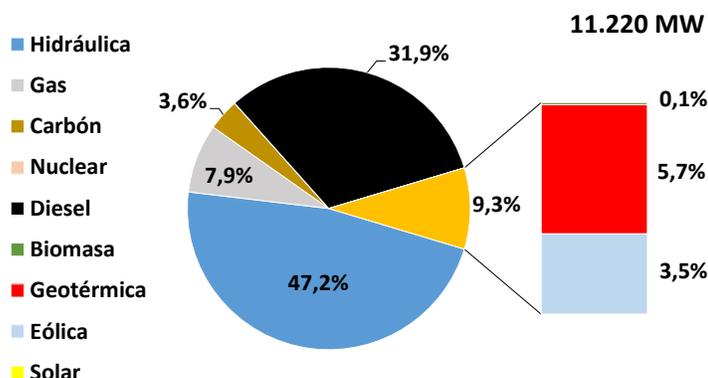


Figura C-1: Capacidad instalada (CEPAL, 2014)

En la Figura C-2 se ilustra la composición de la matriz de energía eléctrica a 2013. De acuerdo a lo descrito en la oferta de capacidad, la hidroelectricidad fue el recurso energético que más aportó a la matriz con 22.152 GWh seguido por el Diesel con 12.604 GWh, la geotermia con 3.542 GWh, el Carbón con 1.939 GWh, la eólica con 1.190 GWh y la biomasa con 1.022 GWh. Los demás recursos energéticos no superaron el 1% de la generación de energía eléctrica, la cual en total alcanzó 42.660 GWh durante el 2013 (CEPAL, 2013).

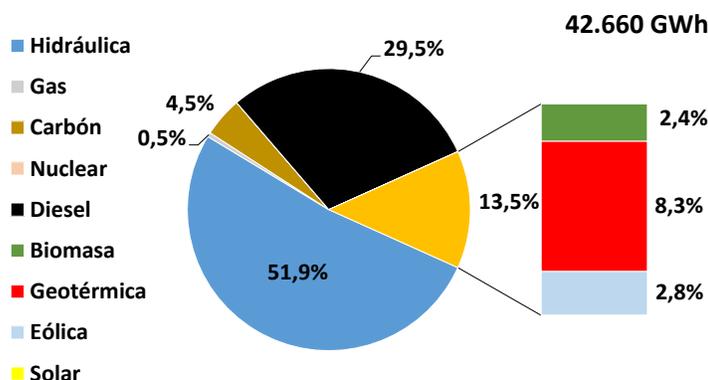


Figura C-2: Generación de energía (CEPAL, 2014)

En la Tabla C-1 se muestra las transacciones de energía en el MER. Nótese que Guatemala es el país que realiza la mayor inyección al MER con un 69,3% durante el 2013 y El Salvador es el país que realiza el mayor retiro con un 55,6% de los retiros del 2013.

Tabla C-1: Inyección/retiro de energía del MER durante el 2013. (EOR, 2013)

Energía (GWh)	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
Inyección	478,2	98,9	6,1	16,2	19,7	71,2
Retiro	0,0	382,0	116,8	52,0	61,5	75,2
Balance	478,2	-283,1	-110,7	-35,8	-41,8	-4,0

C.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

Como se ha visto anteriormente, se ha descrito el mercado regional de Centroamérica. En ese sentido, la descripción del sistema de transmisión solo se enfoca en el SIEPAC. El sistema de transmisión se compone de los activos de líneas y subestaciones con una tensión nominal de 230 kV. En la actualidad, el SIEPAC cuenta con 1.796,6 km de líneas de transmisión de circuito sencillo en estructuras de doble circuito (CRIE, 2014). Cabe destacar que el país con mayor participación en el tendido es Costa Rica con un 27,8% y el menor Panamá con un 8,3%. Los otros países aportan en promedio con un 16%. En la Figura C-3, se muestra a modo referencial el SIEPAC. (EPR, 2014).

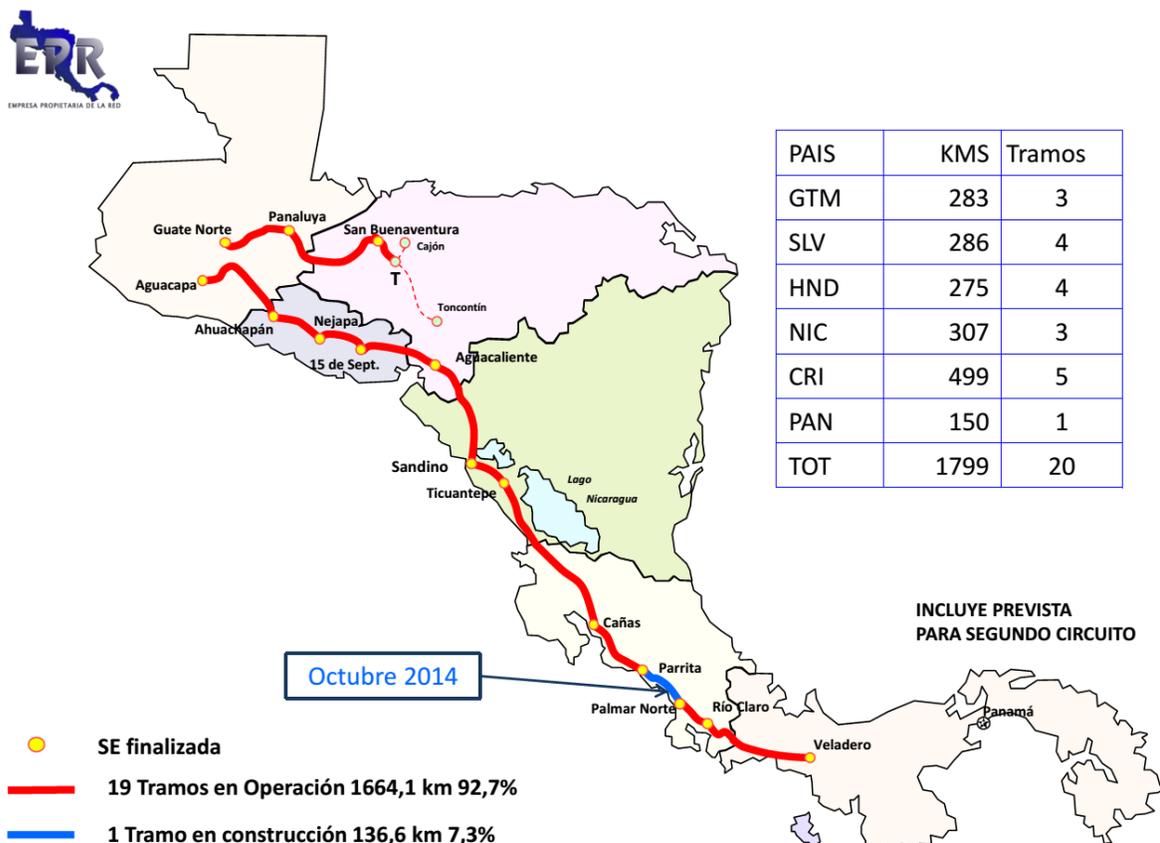


Figura C-3: Mapa del sistema de transmisión de Australia (SIEPAC, 2014)
 Tomado de <http://www.eprsiepac.com/>

C.2. Operación del sistema de potencia

La operación del MER tiene como objetivos principales el uso óptimo de los recursos energéticos, la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad y la estandarización de los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño. De acuerdo al libro II del reglamento del mercado eléctrico regional RMER, la operación técnica se basa en un esquema jerárquico donde el EOR coordina la operación de los operadores del sistema y/o del mercado de los países participantes del MER. Cabe destacar

que el operador del sistema se obliga a mantener la operación de su respectiva red dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño tanto a nivel regional como nacional.

La planeación y operación técnica del MER incluye el planeamiento operativo (horizonte de mediano plazo de uno a dos años), la seguridad operativa (horizonte de mediano plazo de uno a dos años), el predespacho regional diario y la supervisión de la operación en tiempo real. El predespacho regional se realiza el día anterior a la operación. Con base en los predespachos nacionales, se informan al MER las ofertas de oportunidad de inyección o retiro de energía a nivel regional y se calculan los precios nodales ex ante (es posible considerar un redespacho por cambios a la programación del predespacho). El posdeshpacho permite calcular los precios nodales expost de acuerdo con los retiros netos reales y las inyecciones en la operación del sistema eléctrico regional según las ofertas incluidas en el predespacho.

La operación se realiza bajo los criterios de calidad, seguridad y desempeño de los activos de la red de transmisión regional y el sistema eléctrico regional descritos en el capítulo 16 del libro III de RMER (RMER, 2005).

C.2.1. Descripción de la confiabilidad

De acuerdo al RMER, la confiabilidad se concibe bajo la siguiente definición:

“Medida del grado de continuidad con que se presta el servicio de energía eléctrica”

En ese contexto, la continuidad del servicio considera tres tipos de criterios, calidad, seguridad y desempeño los cuales deben cumplirse simultáneamente para asegurar que la operación del sistema eléctrico regional sea la adecuada. Los criterios de calidad se enfocan en los estándares de voltaje y frecuencia de operación normal del sistema eléctrico regional. Los criterios de seguridad se enfocan en la operación estable y en limitar el impacto de las contingencias. Por último, los criterios de desempeño se enfocan en el balance entre la demanda y la generación, preservar los intercambios regionales programados y la regulación regional de la frecuencia.

Cabe destacar que bajo el contexto de seguridad, la contingencia se define como una falla inesperada de un componente del sistema, sea este un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico. Además, una contingencia puede incluir múltiples componentes que conlleven a una falla simultánea de estos.

C.2.2. Confiabilidad en la operación

Bajo el contexto de la seguridad y el análisis de contingencias, el RMER clasifica cuatro (4) tipos de criterios (RMER, 2005) los cuales deben ser cumplidos por todos los componentes en servicio:

1. Operación Normal: el sistema debe permanecer estable, la demanda debe ser igual o inferior a su capacidad operativa y no debe presentarse desconexión de carga.
2. Contingencia Simple: ante la pérdida de un (1) elemento el sistema debe permanecer estable incluyendo la estabilidad de voltaje (0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal),

sin disparos en cascada, sin desconexión automática de carga y dentro su límite térmico continuo y reducir las transferencias entre países.

3. Contingencia Múltiple: ante la pérdida de dos o más elementos con el mismo evento el sistema debe permanecer estable incluyendo la estabilidad de voltaje (0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal), sin disparos en cascada no programadas pero se permite desconectar carga y generación.
4. Contingencia Extrema: ante la pérdida de todas las líneas en un mismo derecho de paso, todos los generadores de una misma planta, todas las secciones de barra de una subestación o la no operación de un esquema de control suplementario redundante (desconexión automática de carga, generación o elementos de transmisión en el que el sistema interconectado o áreas del mismo podrían no alcanzar una condición de operación estable (islas eléctricas y/o pérdida de carga y generación en áreas geográficas extensas).

Dentro de la funciones del EOR, este debe evaluar el riesgo que representa para el sistema eléctrico regional la ocurrencia de contingencias. En particular, el EOR debe proponer una estrategia de respuesta a las contingencias extremas considerando que no es ni técnica ni económicamente factible diseñar un sistema que soporte todas las posibles contingencias extremas.

Los criterios de seguridad se evalúan con base en las estadísticas disponibles respecto a la frecuencia de ocurrencia de contingencias simples, múltiples y extremas. A su vez, se debe establecer las consecuencias de dichas contingencias y determinar las inversiones necesarias para proteger el sistema eléctrico regional.

Finalmente, el EOR estableció una guía para seleccionar las contingencias a ser evaluadas en los estudios de máxima transferencia de potencia entre áreas de control. En esta se establece que deben evaluarse todas las contingencias simples (condición N-1 en los estudios de seguridad operativa) y no deben evaluarse las contingencias extremas. Ahora, en el caso de contingencias múltiples se debe calcular la probabilidad de ocurrencia de dicha contingencia bajo el supuesto de una distribución de probabilidad de Poisson. En donde el registro histórico inicial debe comprender 6 años y para activos que tengan más de tres años de operación. Se propone que se deben evaluar aquellas contingencias que tengan una probabilidad que supere el umbral del 48,7% (al menos 4 eventos en años).

C.3. Referencias

CRIE, 2014. Resolución CRIE-P-13-2014.

Guía para seleccionar las contingencias a ser evaluadas en los estudios de máxima transferencia de potencia entre áreas de control.

Memoria EOR, 2013.

Informe SIEPAC, Abril 2014 EPR.

Anexo D: Chile (CDEC)

D.1. Descripción del mercado eléctrico

El marco regulatorio del sector eléctrico de Chile se rige por la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1de 1982), la Ley N° 19.940 (Ley Corta I) y la Ley N° 20.018 (Ley Corta II) y el Reglamento de Electricidad DS N°327 (CDEC, 2014a). Las entidades del sector eléctrico son el Ministerio de Energía, la Comisión de Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Centro de Despacho Económico (CDEC). Cabe destacar que en Chile existen dos sistemas de potencia de gran tamaño. El Sistema Interconectado Central y el Sistema del Norte Grande (SING).

La operación del sistema de potencia está bajo la responsabilidad del CDEC. En la actualidad cada sistema eléctrico tiene su propio CDEC. El CDEC es una entidad privada, sin fines de lucro y es integrado por los agentes de Sistema. Las funciones principales son la planificación de la operación del sistema, tanto en generación como en transmisión, preservar la seguridad del servicio, garantizar la operación más económica de los activos eléctricos del sistema (metodología bajo el criterio de declaración de los costos variables auditables) y dar cumplimiento de la normativa de seguridad y calidad del servicio. Además, el CDEC opera y gestiona el suministro de servicios complementarios para garantizar la operación confiable del sistema eléctrico.

En Chile, la planeación del sistema la realiza el CNE (estudio cuatrienal del sistema de transmisión troncal), pero los CDEC revisan y proponen anualmente las expansiones o ampliaciones que requeriría el Sistema. En cuanto a la operación del sistema, esta se rige por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS, Res.Exenta N° 442 de 2010).

D.1.1. Matriz de energía eléctrica

A finales del 2013, la capacidad total efectiva del CDEC-SIC fue de 13.826 MW. El mayor aporte, en términos de capacidad, es el gas natural (3.496 MW) seguida de la hidroelectricidad (3.171 MW). Los otros recursos representan aproximadamente un 15%, de los cuales 861 MW corresponden a Diesel, 140 MW a base de Carbón, 65 MW a base de bagazo/biogás y 80 MW a paneles fotovoltaico. En la Figura D-1 se presenta la capacidad instalada de energía eléctrica en Chile a finales de 2013 (CNE, 2014).

En contraste con el CDEC-SIC, la capacidad instalada del SING es mayoritariamente térmica. El Carbón aporta con 1.933 MW y el Gas con 1.441MW. En menor participación, la tecnología Diesel aportó 352 MW, cogeneración con 17 MW, la hidráulica con 15 MW y la solar con 1.4 MW.

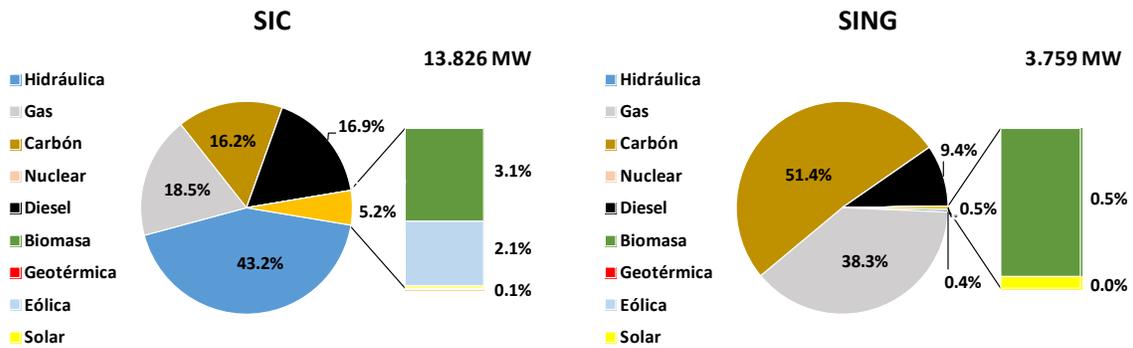


Figura D-1: Capacidad instalada (CNE, 2014)

En la Figura D-2 se ilustra la composición de la matriz de energía eléctrica a 2013. Se muestra que el recurso energético que más aportó a la matriz de generación fue la hidroelectricidad con 21.129 GWh seguido por el gas natural con 17.027 GWh y el Carbón con 837 GWh. Los demás recursos energéticos no superaron el 1% de la generación de energía eléctrica, la cual en total alcanzó 39.669 GWh durante el 2013 (CNE, 2014). Por otra parte en el SING, el Carbón aportó 14.101 GWh, el gas natural con 1.609 GWh y el Diesel con 1.324 GWh. Los otros recursos energéticos aportan menos del 1%.

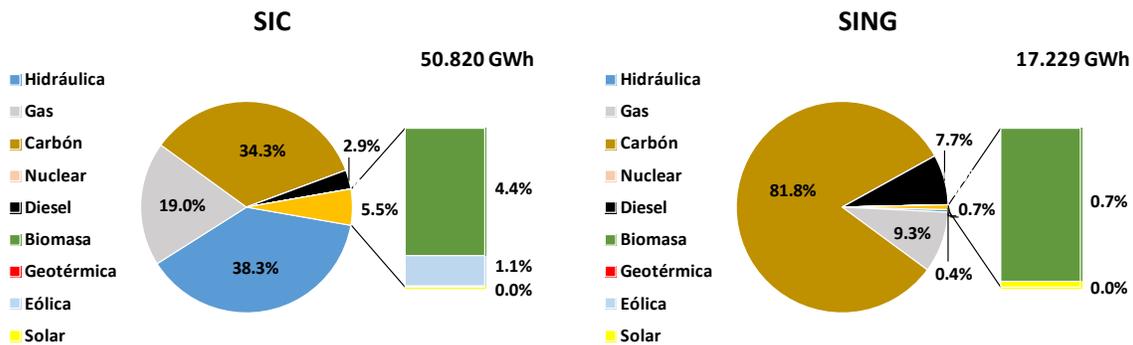


Figura D-2: Generación de energía (CNE, 2014)

D.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

En Chile, el sistema de transmisión se define como el conjunto de activos de líneas y subestaciones con una tensión nominal superior a 23 kV. A su vez, se divide en tres tipos de sistemas, el sistema troncal, el sistema de subtransmisión y el sistema adicional. El sistema de transmisión troncal se refiere a la red principal que conecta las centrales de generación con los principales centros de consumo u otros sistemas de transmisión (subtransmisión o adicional). El sistema de subtransmisión conecta el sistema troncal con las redes de distribución o clientes finales no regulados. El sistema de transmisión adicional es la red que permite la conexión de centrales generación al sistema troncal o a un sistema de subtransmisión. La actividad de la transmisión se rige principalmente por la Ley N° 19.940 del 2004.

En la actualidad, el sistema de transmisión del SIC con una tensión mayor o igual a 110 kV, se compone de 8.931 km de línea. El 11% corresponde a instalaciones de 500 kV, el 48% y 40% corresponden a instalaciones de 220/230 kV y menores a 220 kV, respectivamente. En cuanto al SING, el sistema de transmisión es de 5.698 km donde 408 km corresponde a una tensión de 345 kV, el 70.0% al sistema de 220 kV y el restante 23% a sistemas entre 220 kV y 11^o kV. En la Figura D-3 y la Figura D-4, se muestra a modo referencial el SIC y SING, los cuales se caracteriza por ser un sistema principalmente radial (CNE, 2013).



Figura D-3: Mapa del sistema de transmisión de Australia (CDEC-SING, 2013)

Tomado de <http://www.cdec-sing.cl>

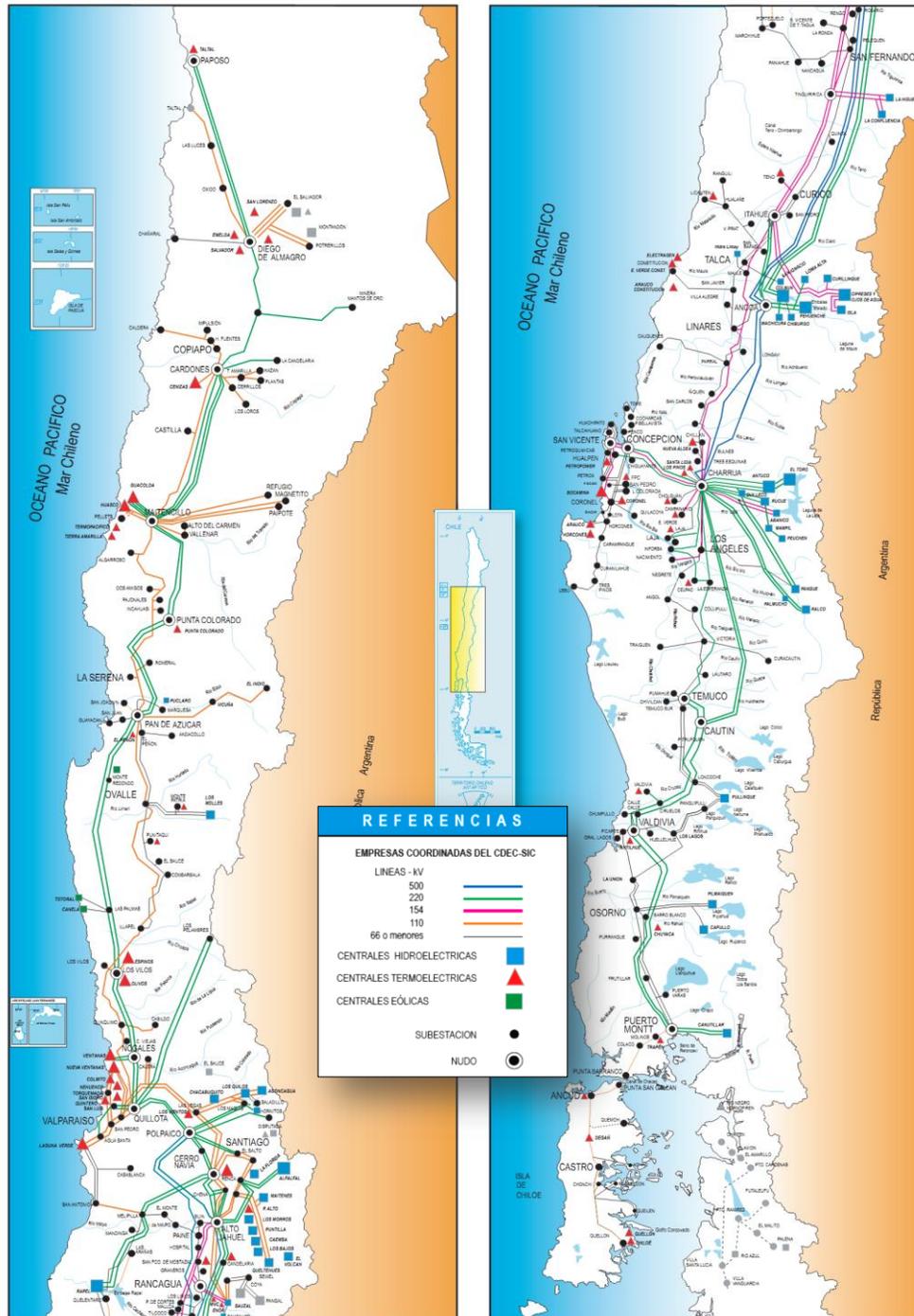


Figura D-3: Mapa del sistema de transmisión de Australia (CDEC-SIC, 2013)
 Tomado de <http://www.cdec-sic.cl>

D.2. Operación del sistema de potencia

De acuerdo al Artículo 5-6 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) actualizada a abril de 2014, en la operación del sistema interconectado se debe garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las

demás instalaciones del sistema, aún sin el requerimiento de las reservas operacionales, y sin la salida intempestiva de alguna instalación. El operador del sistema coordinará la operación de tal forma que se asegure la confiabilidad de todas las instalaciones del Sistema de Transmisión. Por otra parte, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N°327 de 1997 del Ministerio de Minería) define en el nivel de calidad de servicio que deben cumplir las instalaciones del Sistema Interconectado. En particular, el Reglamento indica que la indisponibilidad aceptable en puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, para interrupciones superiores a tres minutos, es la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.

D.2.1. Descripción de la confiabilidad

En Chile, se utiliza el criterio determinísticos N-1 para evaluar la confiabilidad del sistema. De acuerdo a la Norma Técnica de Calidad y Seguridad, el Criterio N-1 se define como:

“Criterio de planificación para el desarrollo y operación del SI en el cual se determina el despacho económico considerando que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, ésta no debe propagarse a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión”.

Este criterio busca asegurar la normal operación del resto del sistema ante la falla de un elemento serie. Donde un elemento serie corresponde a las instalaciones del Sistema de Transmisión, las cuales pueden ser líneas de transmisión, transformadores de potencia o condensadores (Artículo 1-7 de la Norma Técnica). A su vez, una Contingencia Simple se define como una Falla intempestiva o desconexión intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser este último una unidad generadora, un elemento serie del sistema de transmisión, o una barra de consumo, entre otros, y que puede ser controlada con los recursos generales de control de contingencias (Artículo 1-7)⁹.

En general, la contingencia simple pueda ser controlada con la activación de EDAC, EDAG y/o ERAG por subfrecuencia, subtensión o restricciones en la operación de las instalaciones de generación o transmisión, de modo de asegurar que la falla no se propague al resto de las instalaciones del SI y la evaluación técnico-económica que considere el costo de energía no suministrada de corta duración y la probabilidad de falla (Artículo 5-7).

Cabe destacar que en el caso de transformadores la norma técnica establece que los propietarios de éstos deben contar con respaldos que puedan ponerse en operación antes

⁹ Recursos Generales de Control de Contingencias: Corresponden a la inercia propia de las máquinas, el control primario y secundario de frecuencia, la reserva de potencia reactiva y el control de tensión, los estabilizadores de sistemas de potencia, el EDAC, el EDAG, el ERAG y en general los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación o la carga (Artículo 1-7 de la Norma Técnica).

de 96 horas contadas desde el inicio de la indisponibilidad (Artículo 5-8, Título 5-2) y sin perjuicio de los estándares de calidad de suministro vigente.

D.2.2. Confiabilidad en la operación

El sistema en estado normal debe operar con todas las instalaciones del sistema de transmisión y los recursos de generación más económicos, entre ellos compensación de potencia reactiva (estáticos y sincrónicos) para controlar las variaciones de tensión, ± 0.3 p.u. para tensiones iguales o superiores a 500 kV, ± 0.5 p.u. para tensiones iguales o superiores a 200 kV y menores a 500 kV, y ± 0.7 p.u. para tensiones menores a 200 kV. En particular, el operador podrá realizar maniobras de conexión y/o desconexión de bancos de condensadores shunt, condensadores sincrónicos, reactores shunt, compensadores estáticos de potencia reactiva, bancos de transformadores y autotransformadores con cambiadores de tap y unidades generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.

De acuerdo al Artículo 5-41 de la Norma Técnica, en Estado Normal de operación las Contingencias Simples corresponden a las fallas de severidad 1 a 5, las cuales se definen en el Artículo 1-7 de la Norma como sigue:

- Severidad 1: Desconexión de un condensador serie sin recurrir a los EDAC ni al EDAG.
- Severidad 2: Cortocircuito monofásico sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con o sin Redundancia de Vínculo, seguido de la apertura en tiempo normal de la fase fallada por acción de la protección primaria y posterior reconexión monofásica exitosa con un retardo de tiempo definido, sin actuación de los EDAC y/o EDAG y/o ERAG. Tratándose de enlaces HVDC consiste en la falla de un polo con re-encendido exitoso en tiempo definido.”
- Severidad 3: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre líneas de transmisión de simple circuito, sin Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación del EDAC y/o EDAG y/o ERAG.
- Severidad 4: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación limitada del EDAC y/o EDAG y/o ERAG. Tratándose de enlaces HVDC de más de un polo, consiste en la falla permanente de un polo..
- Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora de mayor tamaño admitiendo desconexión automática limitada de carga, y/o pérdida del mayor módulo de carga admitiendo la actuación limitada del EDAG y/o ERAG. También son Severidad 5 las fallas permanentes en el polo de enlaces HVDC monopolares.

Adicionalmente, la Norma Técnica define 4 tipos de severidades, pero estas no se catalogan como Contingencia Simple, por lo que no se aplica el Criterio N-1.

- Severidad 6 : Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria y salida del circuito sano en paralelo por actuación errónea del sistema de protecciones, admitiendo en este caso, la iniciación de las medidas de defensa contra Contingencias Extremas, Tratándose de enlaces HVDC de más de un polo consiste en la falla permanente de todos sus polos.
- Severidad 7 : Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre una línea de simple circuito con Redundancia de Vínculo, seguido de la falla de la protección primaria y desconexión del circuito fallado por acción de la protección de respaldo en tiempo prolongado, admitiendo en este caso, la iniciación de las medidas de defensa contra Contingencias Extremas, consistentes en la segmentación controlada del SI en Islas Eléctricas asincrónicas, equilibradas en potencia activa y reactiva.
- Severidad 8: Desconexión intempestiva de un transformador de poder, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.
- Severidad 9 : Cortocircuito monofásico a tierra sin impedancia de falla de una sección de barra de una subestación, seguido de su desconexión en tiempo normal por acción de los Sistemas de Protecciones que cubren la barra, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.

El operador definirá el margen de seguridad para la operación de las instalaciones del SI. Dicho margen refleja el nivel de incertidumbre en las previsiones del crecimiento de la demanda, el estado de los activos eléctricos y los eventos que ocurren en el sistema y que deben ser identificados en la programación diaria y semanal. La programación semanal determina las políticas de operación, costo de oportunidad de la energía embalsada, costos marginales horarios programados y políticas de absorción de las desviaciones de la demanda o generación disponible. A su vez, la programación diaria parte de las políticas de operación establecidas en el programa semanal pero con la disponibilidad actualizada de los diferentes elementos del sistema.

D.3. Referencias

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, julio 2014, Resolución Exenta No 321 del 21 de Julio de 2004.

http://www.cne.cl/images/stories/normativas/otros%20niveles/electricidad/Norma%20T%C3%A9cnica%202014/NT%20de%20SyCS_2014_Res.%20Exta.%20315.pdf

Manual de procedimientos MP-12 “Programación de Corto Plazo o Programa Diario”, CDEC-SIC, <http://www.cdec-sic.cl/informes-y-documentos/fichas/manuales-de-procedimiento/>

Anexo E: Europa (ENTSO-E)

E.1. Descripción del mercado eléctrico

Uno de los principales objetivos energéticos de la Unión Europea es la creación y funcionamiento de un mercado interior de la energía, de modo que esté garantizada la libre circulación del gas y la electricidad [68]. En este sentido, en los últimos años ha habido una intensa cooperación entre los operadores de los mercados de electricidad en Europa con el fin de llegar a un acoplamiento de los mercados diarios a nivel europeo con un mismo algoritmo para la casación de ofertas de compra-venta en toda la UE; conocido como “Price-Coupling of Regions” (PCR), y el lanzamiento de una plataforma pan-europea que permita establecer un mercado continuo (con asignación implícita de capacidad transfronteriza) en el horizonte intradiario. Actualmente, hacen parte de esta integración el MIBEL, CWE y Nordpool. EL MIBEL es el mercado ibérico que se encuentra en operación en Portugal y España. CWE une a los mercados de Holanda, Luxemburgo, Bélgica, Francia y Alemania. Nordpool que opera en Noruega, Dinamarca, Suecia, Estonia, Letonia y Lituania. En la Figura E-1 se encuentra el proceso de integración de los diferentes mercados.



Figura E-1: Integración de los mercados europeos. El área en verde corresponde a los países totalmente integrados. Portugal y España se encuentran en proceso de integración (2014.) Italia y Eslovenia al final del 2014. Fuente: [69]

Aún existen un número de obstáculos para la completa integración de los mercados de electricidad europeos, debido a que la capacidad de las interconexiones entre los países miembros es aún insuficiente, y ciertas redes eléctricas están aún aisladas. Sin embargo, la Unión Europea ha empezado a desarrollar reglas comunes para el mercado de energía. Todos los participantes relacionados en el mercado contribuyen en el desarrollo de las

reglas a través de la Agencia para la cooperación de los reguladores de energía (ACER), la red europea de operadores del sistema de transmisión de la electricidad (ENTSO-E), los estados miembros, y la comisión Europea.

E.1.1. Matriz de energía eléctrica

Existe una amplia mix de generación entre los diferentes países Europeos, la mayoría de países tiene una gran dependencia de generación térmica provenientes de combustibles fósiles y centrales nucleares. Sin embargo, en los últimos años se ha incrementado e incentivado el uso de fuentes renovables como generación eólica y solar. En la siguiente tabla se presenta la capacidad instalada en MW para los diferentes países en el año 2013.

Tabla E-1: Capacidad instalada – 2013 (MW).

Fuente: ENTSO-E (<https://www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/net-generating-capacity>)

País	Hidráulica	Nuclear	Fósiles	Eólica	Solar	Biomasa	Otros	Total
Austria								0
Bosnia-Herzegovina	2,031	0	1,570	0	0	0	0	3,601
Bélgica	1,430	5,926	7,500	1,720	2,680	1,340	0	20,596
Bulgaria								0
Suiza								0
Chipre		0	1,478	144				1,622
República Checa	2,230	4,040	11,237	270	2,132		0	19,909
Alemania	10,780	12,068	84,411	34,040	36,913	5,856	0	184,068
Dinamarca	9	0	8,887	4,811	563	595	0	14,865
Estonia	7	0	2,361	276	0	94		2,738
España	19,333	7,117	47,314	22,768	6,894	796	63	104,285
Finlandia	3,168	2,752	9,312	447	0	2,037	21	17,737
Francia	25,404	63,130	25,576	8,143	4,330	1,160	0	127,743
Gran Bretaña	3,969	9,749	53,287	6,528	0	1,398		74,931
Grecia	3,237	0	9,640	1,520	2,419	46	90	16,952
Croacia	2,110	0	1,788	256	20	25	0	4,199
Hungría	56	1,892	6,150	329	2	145	0	8,574
Irlanda	511	0	6,176	2,033			329	9,049
Islandia	1,860	0	52	2				1,914
Italia	22,030	0	74,810	8,502	18,320		0	123,662
Lituania	1,026	0	2,620	282	68	77	10	4,083
Luxemburgo								0
Letonia	2	0	1	0	0	0		3
Montenegro	660	0	220				0	880
República de Macedonia								0
Irlanda del Norte	12	0	5,988	1,313	0	26	0	7,339
Holanda	38	490	26,759	2,713	760	400	684	31,844
Noruega								0
Polonia	2,349	0	29,196	3,387	0	658	0	35,590

País	Hidráulica	Nuclear	Fósiles	Eólica	Solar	Biomasa	Otros	Total
Portugal	5,652	0	7,306	4,368	282	177	0	17,785
Rumania	6,227	1,300	9,490	2,451	565	49	0	20,082
Serbia	2,959	0	5,580	0	0	0	0	8,539
Suecia	16,150	9,531	4,999	4,470	43	3,080	0	38,273
Eslovenia	1,123	696	1,280					3,099
República Eslovaca	2,531	1,940	2,801	3	537	176	0	7,988
Total	136,893	120,631	447,789	110,776	76,528	18,135	1,197	911,949

E.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

El principal inconveniente en la integración de los mercados de electricidad europeos tiene que ver con la capacidad de las interconexiones entre los diferentes países, que en algunos casos es insuficiente. La Tabla 2 (Archivo Excel) presenta la longitud de los diferentes trazados de transmisión en cada uno de los países.

Tabla E-2: Longitud circuitos – 2013 (km).

Fuente: ENTSO-E (<https://www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/lengths-of-circuits>).

País	220 kV	330 kV	440 kV	750 kV
Austria	0	0	0	0
Bosnia-Herzegovina	0	0	0	0
Bélgica	0	0	0	0
Bulgaria	2,815	0	2,327	85
Suiza	2,168	0	1,383	0
Chipre	0	0	0	0
República Checa	1,349	0	3,008	0
Alemania	5,859	0	11,779	0
Dinamarca	208	0	1,185	0
Estonia	0	0	0	0
España	13,716	0	13,384	0
Finlandia	2,121	0	3,742	0
Francia	21,659	0	13,573	0
Gran Bretaña	0	0	0	0
Grecia	0	0	2,758	0
Croacia	1,057	0	1,044	0
Hungría	1,099	0	2,284	268
Irlanda	0	0	0	0
Islandia	662	0	0	0
Italia	0	0	0	0
Lituania	0	1,612	0	0
Luxemburgo	142	0	0	0
Letonia	0	1,289	0	0
Montenegro	0	0	0	0
República de Macedonia	0	0	507	0
Irlanda del Norte	765	0	0	0
Holanda	301	0	1,062	0
Noruega	0	0	0	0
Polonia	0	0	0	0
Portugal	2,827	0	2,288	0
Rumania	3,859	0	4,858	4

Pais	220 kV	330 kV	440 kV	750 kV
Serbia	2,177	0	1,693	0
Suecia	0	0	0	0
Eslovenia	299	0	497	0
República Eslovaca	832	0	1,951	0
Total	63,915	2,901	69,323	357

En la Figura E-3 se muestra el sistema de transmisión de los países europeos.



Figura E-3: Descripción del sistema de transmisión en Europa.

Tomado de <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/140710%20TYNDP%202014.zip>

E.2. Operación del sistema de potencia

ENTSO-E ha publicado diferentes códigos de redes [70]–[73] con unas reglas comunes para el mercado de electricidad interno, debido a que para asegurar la seguridad de la operación de los sistemas interconectados de transmisión es esencial que se definan un conjunto común de requerimientos mínimos para la Unión Europea. Estas reglas son de obligatorio cumplimiento por los TSO (Operadores del sistema de Transmisión) de cada uno de los países.

E.2.1. Descripción de la confiabilidad

Seguridad

La seguridad en la operación es una medida de los parámetros operacionales del sistema de potencia contra las condiciones definidas de operación normal y de la capacidad de retorno al estado de operación normal lo más pronto posible. Los límites de seguridad definen los límites aceptables de operación (térmico, voltaje y límites de estabilidad).

Los objetivos de establecer unas normas comunes para la seguridad en la operación son:

- Asegurar en un alto grado un comportamiento coherente y coordinado entre las redes de transmisión interconectadas y los sistemas de potencia en cada área de control y entre las áreas de control bajo un estado de operación normal, en alerta y también en estados de operación críticos.
- Alcanzar y mantener un nivel satisfactorio de seguridad en la operación permitiendo una operación eficiente del sistema de potencia y de los recursos, incluyendo, pero no limitado a, las entradas necesarias para la administración de la congestión y balance

Evitar una futura deterioración de la seguridad en la operación en casos, donde las restricciones de seguridad son violadas y los sistemas no están en un estado de operación normal.

Suficiencia

Aparte del análisis de seguridad, los TSO también deben realizar estudios de que el sistema de potencia es suficientemente robusto para satisfacer a la demanda, estos estudios se realizan en diferentes periodos de tiempo que van desde análisis de planeación de un año, hasta análisis de la operación del día siguiente y dentro del día. Específicamente, los análisis de la operación del siguiente día y dentro del día mismo de la operación se basan en:

- Programación del mercado de electricidad
- Predicción de la demanda
- Predicción de la generación de fuentes de energía renovables
- Reservas de potencia activa
- Capacidad de la interconexión con las fronteras.

E.2.2. Confiabilidad en la operación

La confiabilidad del sistema se determina a través de análisis de seguridad en la operación ex ante o durante la operación en tiempo real. El análisis de seguridad incluye por ejemplo análisis de contingencias, los cuales computan el impacto no planificado de salidas en la seguridad operacional, de acuerdo al criterio de seguridad, usando algoritmos de flujos de carga, análisis de estabilidad de tensión (estado estable y transitorio), etc.

Para ello se definen 5 estados diferentes de operación del sistema:

- Estado Normal
 - Los flujos de potencia y las tensiones se encuentran entre los límites de seguridad de la operación.
 - Las reservas de potencia activa y reactiva son suficientes para resistir las contingencias de la lista de contingencias definidas.
 - La operación de su área de responsabilidad esta y permanecerá dentro de los límites de seguridad de la operación aún después de una contingencia.
- Estado de Alerta
 - Los flujos de potencia y las tensiones se encuentran entre los límites de seguridad de la operación.
 - Al menos se cumple una de las siguientes condiciones:
 - Los requisitos de potencia activa no se cumplen.
 - La frecuencia está dentro de los límites definidos para el estado de alerta.
 - Al menos una contingencia puede ocasionar desviaciones de los límites de seguridad de la operación, aún después de medidas correctivas
- Estado de Emergencia
 - Hay al menos una desviación de los límites de seguridad de la operación
 - La frecuencia no se encuentra dentro de los límites para el estado de operación normal y para el estado de operación de alerta.
 - Al menos una medida del plan de defensa se ha activado.
- Estado de Apagón
 - Pérdida del más de 50% de la carga en el área de responsabilidad del TSO
 - Total ausencia de tensión al menos 3 minutos en el área de responsabilidad del TSO
- Restauración
 - Procedimientos son implementados para devolver la frecuencia, tensión y otros parámetros operacionales dentro de los límites de seguridad de la operación.

Análisis de contingencias

El análisis de contingencias utiliza un criterio N-1 con el fin de asegurar la prevención y/o corrección en términos de acciones correctiva necesarias para mantener la seguridad de la operación, para todas las contingencias creíbles que afectan al sistema de transmisión, y de

esta forma mantener la seguridad del sistema de transmisión dentro del área de responsabilidad del TSO y de los sistemas de transmisión interconectados.

La operación del sistema de transmisión interconectado se basa en el principio de que cada TSO es responsable de la operación de su propio sistema. Dentro de este contexto, el criterio N-1 es utilizado, el cual asegura la seguridad de la operación anticipando que cualquier contingencia de una de lista de contingencias creíbles no debe arriesgar la seguridad de la operación del sistema interconectado. Después de cualquiera de estas contingencias, las condiciones de operación dentro del área de responsabilidad de cada TSO no deben desencadenar una salida en cascada incontrolable a lo largo de los límites del sistema de transmisión o tener un impacto fuera de sus bordes.

Una definición detallada del criterio N-1 se encuentra basada en:

- La evaluación del riesgo por cada TSO
- Las contingencias y su gravedad en términos de las consecuencias para el sistema
- El área de observación de cada TSO
- Los límites de seguridad de la operación deben ser respetado con el fin de mantener un riesgo mínimo para el sistema de transmisión.
- Las acciones correctivas para hacer frente a la mitigación de las restricciones
- La fortaleza en la coordinación entre los TSOs

Determinación de la lista de contingencias

La clasificación de las contingencias se basa en la probabilidad de ocurrencia de cada contingencia. Esto es, la contingencia con una mayor probabilidad de ocurrencia se denominan como Ordinaria, las contingencias con una baja probabilidad se denominan Excepcionales, y aquellas con una probabilidad de ocurrencia extremadamente baja se denominan Fuera-de-rango. Factores como la severidad del incidente y el resultado durante la salida del elemento debida la contingencia no son tenidos en cuenta en la preparación de la lista de contingencias.

Procedimiento general

El procedimiento general del análisis de contingencias utilizando el criterio N-1 es el siguiente:

- Cada TSO debe definir una lista de contingencias, incluyendo contingencias internas y externas, las contingencias internas se refiere a las de su área de responsabilidad y las externas a las de áreas adyacentes.
- Con el objetivo de identificar las contingencias que arriesgan la seguridad de la operación y de identificar las acciones correctivas necesarias, los TSO deben realizar un análisis de contingencias en la operación real y en la planeación de la operación, asegurando que las posibles desviaciones de los límites de seguridad en su área de responsabilidad no arriesgan la seguridad de la operación de su sistema de transmisión o de los sistemas de transmisión interconectados.

- Cada TSO debe evaluar el riesgo asociado con los potenciales efectos de las contingencias y preparar acciones correctivas después de evaluar cada contingencia de la lista de contingencias y después evaluar si el sistema de transmisión se mantiene dentro de los límites de seguridad en una situación N-1. En caso de que una situación N-1 causada por una salida no planeada, cada TSO debe evaluar las acciones correctivas con el fin de asegurar que el sistema de transmisión es restaurado dentro de los límites de seguridad tan pronto como sea posible y que la situación N-1 se convierta en la nueva situación normal.

Medidas aplicadas por los TSO

Los TSO pueden aplicar diferentes medidas con el objetivo de mantener la seguridad de la operación. En particular, las medidas aplican medidas que sirven para cumplir con el criterio N-1 y mantener los límites de seguridad. Estas medidas pueden ser categorizadas Pre-falla (preventivas) y Post-falla (correctivas).

Las medidas preventivas son usadas normalmente en la planeación y programación de la operación en estado de operación normal para prevenir la propagación de perturbaciones fuera del área de responsabilidad del TSO. Estas medidas pueden incluir:

- Redespacho o intercambios compensatorios (counter-trading).
- Cambios en la topología de la red, por ejemplo conmutación de líneas (line switching).
- Ajustes de flujo utilizando dispositivos para controlar el flujo.
- Conmutación manual de dispositivos de potencia reactiva.
- Solicitar o controlar soporte adicional de voltaje/potencia reactiva por parte de unidades de generación.
- Activar esquemas de protección del sistema.

Las medidas correctivas son acciones que son implementadas inmediatamente o relativamente pronto después de la ocurrencia de una contingencia que ocasiona que el sistema esté en un estado diferente al estado de operación normal. Con la medida correctiva el sistema debe retornar a la operación normal. Estas medidas pueden incluir:

- Redespacho o intercambios compensatorios (counter-trading) incluyendo la activación de reservas.
- Control de dispositivos de potencia reactiva.
- Activación de unidades de generación adicionales para proveer voltaje/potencia reactiva.
- Utilización de los esquemas de protección del sistema.

Indicadores de funcionamiento

Cada TSO debe contribuir con un informe anual del funcionamiento del sistema que debe incluir los siguientes indicadores:

- OPS 1A – Número de eventos en los cuales un incidente contenido en la lista de contingencias ocasionó una degradación de las condiciones de operación del sistema.
- OPS 1B – Número de eventos contados por el indicador OPS 1A en el cual una degradación de las condiciones del sistema ocurrió como un resultado de discrepancias inesperadas de la previsión de demanda o de generación.
- OPS 2A – Número de eventos en los cuales hay una degradación en las condiciones de operación del sistema debido a una contingencia *Fuera-de-rango*.
- OPS 2B – Número de eventos contados por el indicador OPS 1B en el cual una degradación de las condiciones del sistema ocurrió como un resultado de discrepancias inesperadas de la previsión de demanda o de generación.
- OPS 3 – Número de eventos que ocasionaron una degradación en el operación del sistema de potencia debido a falta de reservas de potencia activa.

E.3. Referencias

Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2014. ACER welcomes the day-ahead market coupling in 15 countries and publishes its latest Status Review Report on Regional initiatives. Available at: <http://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-welcomes-the-day-ahead-market-coupling-in-15-countries-and-publishes-its-latest-Status-Review-Report-on-Regional-initi.aspx>.

Agency for the Cooperation of Energy Regulators, 2013. REGIONAL INITIATIVES STATUS REVIEW REPORT 2013, FINAL STEPS TOWARDS THE 2014 DEADLINE, Available at: [http://www.acer.europa.eu/Official documents/Acts of the Agency/Publication/ACER%20Regional%20Initiatives%20Status%20Review%20Report%202013.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official%20documents/Acts%20of%20the%20Agency/Publication/ACER%20Regional%20Initiatives%20Status%20Review%20Report%202013.pdf).

ENTSO-E, 2013a. Network Code on Operational Planning and Scheduling, Available at: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/operational-planning-scheduling/Pages/default.aspx>.

ENTSO-E, 2013b. Network Code on Operational Security, Available at: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/operational-security/Pages/default.aspx>.

ENTSO-E, 2013c. Supporting Document for the Network Code on Operational Planning and Scheduling, ENTSO-E. Available at: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/operational-planning-scheduling/Pages/default.aspx>.

ENTSO-E, 2013d. Supporting Document for the Network Code on Operational Security, ENTSO-E. Available at: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/operational-security/Pages/default.aspx>.

Anexo F: Estados Unidos (CAISO)

F.1.Descripción del mercado eléctrico

El mercado de California lo opera el “CAISO”. El CAISO es una entidad privada independiente que opera el sistema eléctrico y administra el mercado. Además, es el operador regional. Desde el año 1998. Dentro de las principales funciones del CAISO en la operación y administración es garantizar la confiabilidad y la planeación de la expansión de la transmisión.

El CAISO consideran tres mercados principales, el mercado del día siguiente, el mercado de la hora siguiente y el mercado en tiempo real. Además, el mercado de servicios auxiliares, los servicios por el uso de la transmisión y la gestión de la demanda.

Las entidades que regulan y supervisan al CAISO son la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), la NERC (*North American Reliability Corporation*), la CEC (*California Energy Commission*) y la CPUC (*California Public Utilities Commission*). Cabe destacar que la NERC trabaja con la entidad regional tales WECC (*Western Electricity Coordinating Council*). La cuál es la encargada de los lineamientos para supervisar la implementación de los procedimientos y criterios de confiabilidad.

F.1.1. Matriz de energía eléctrica

A finales del 2013, la capacidad total aproximada del CAISO fue de 80.741 MW. El mayor aporte, en términos de capacidad, fue el gas natural (48.181 MW) seguida de la hidroelectricidad (14.242 MW), la energía eólica (6.205 MW), la energía solar (4.075 MW), la geotermia con 2.703 MW y la energía Nuclear (2.323 MW). Los otros recursos representan aproximadamente un 7,1%, de los cuales 2.703 MW corresponden a centrales geotérmicas, 1.214 MW a recursos de biomasa/desechos, 1.154 MW de Diesel y derivados. En la Figura F-1 se presenta la capacidad instalada de energía eléctrica en el CAISO a finales de 2013 (CAISO, 2014).

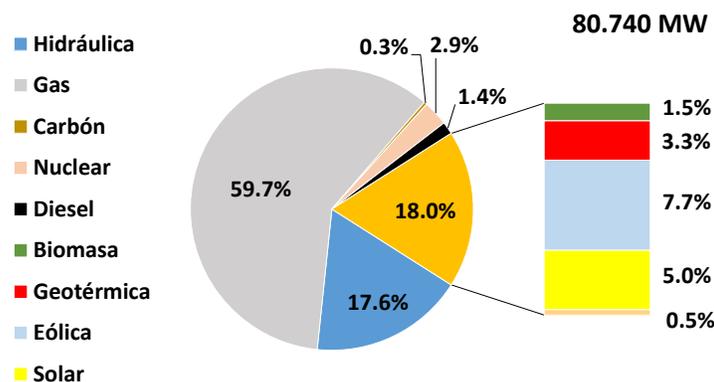


Figura F-1: Capacidad instalada (CAISO, 2014)

En la Figura F-2 se ilustra la composición de la matriz de energía eléctrica a 2013. De acuerdo a lo descrito en la oferta de capacidad, el gas natural fue el recurso energético que

más aportó a la matriz con 120.896 GWh. Cabe destacar que en el mercado de California la importación de energía (de otros estados o mediante interconexiones internacionales) representó 96.846 GWh. Por otra parte, la hidroelectricidad aportó 24.097GWh seguida de la energía nuclear con 17.860 GWh. Las energías renovables como la eólica, la geotermia, la biomasa/desechos y solar aportaron 12.694 GWh, 12.485 GWh, 6.466 GWh y 4.154GWh, respectivamente. En total, la generación de energía eléctrica fue de 296.569 GWh durante el 2013 (CAISO, 2013).

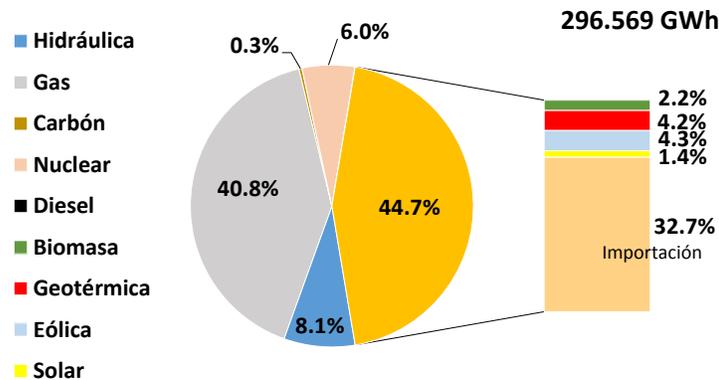


Figura F-2: Generación de energía (CAISO, 2014)

F.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

El sistema de transmisión del CAISO se compone de los activos de líneas y subestaciones con una tensión nominal superior a 230 kV (existen alrededor de 16 empresas, pero las tres empresas principales son Pacific Gas & Electric, Southern California Edison y San Diego Gas & Electric). El sistema principal cuenta con líneas de transmisión a 230 kV, 345kV y 500 kV (algunas empresas en California consideran activos de 60/69 kV como parte de la transmisión). En la actualidad, el CAISO cuenta aproximadamente con 85.617 km de líneas de transmisión. En la Figura F-3, se muestra a modo referencial el sistema de transmisión del CAISO (CAISO, 2014).

F.2. Operación del sistema de potencia

El mercado mayorista de California opera como otras bolsas de productos básicos. Esencialmente existen tres mercados de la energía (un día de antelación, una hora de antelación y en tiempo real) utilizando una completa modelación de la red que incluye pérdidas por transmisión y carga de potencia reactiva, despejando los precios en todos los puntos en el sistema.

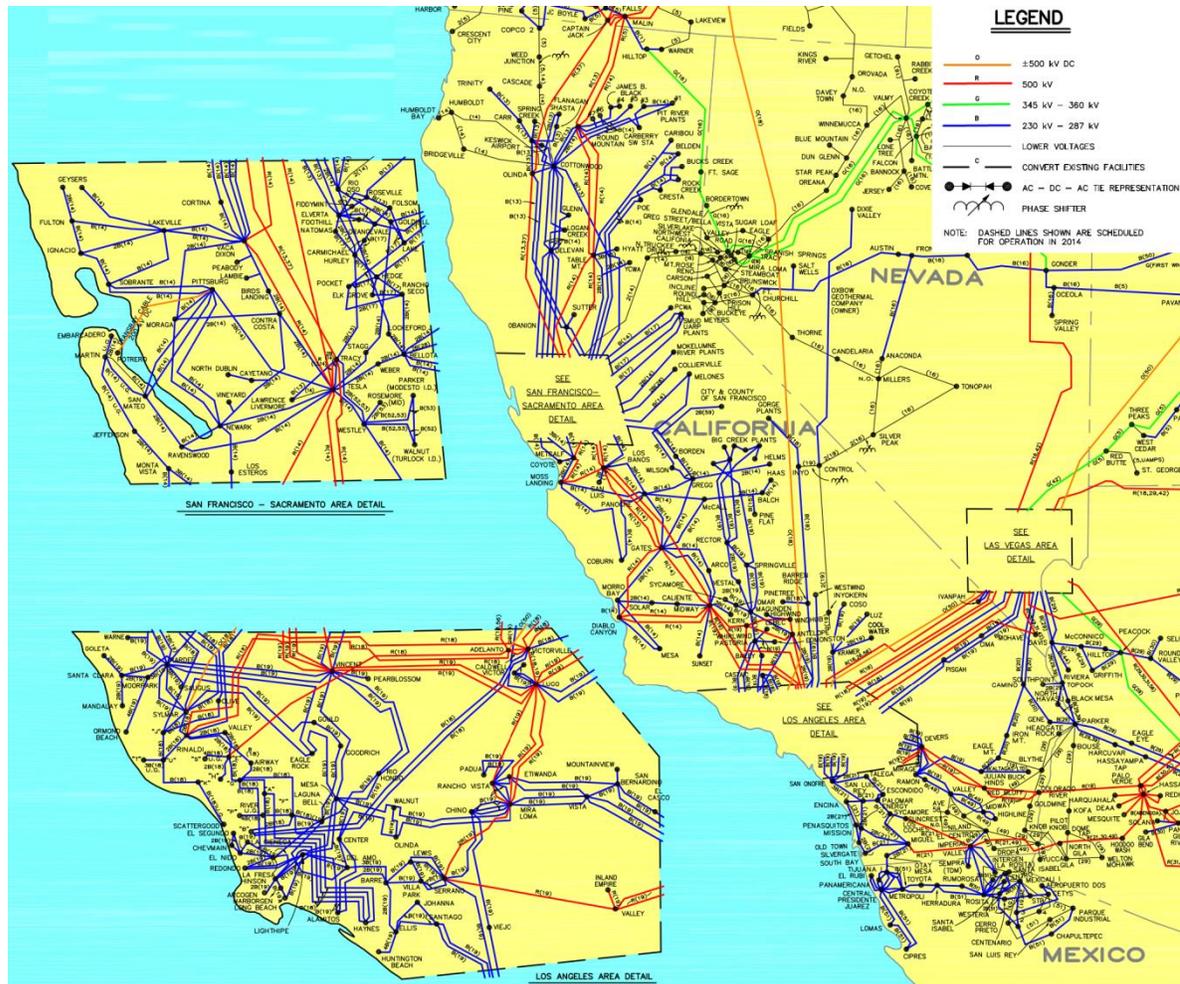


Figura F-3: Mapa del sistema de transmisión. Fuente: WECC, 2014

Tomado de <http://www.wecc.biz/committees/StandingCommittees/PCC/Shared%20Documents/YEAR%202014%20OC%20MAP-1.pdf>

El mercado del día previo (*day ahead market*) determina los precios de equilibrio del mercado por hora y el pre-despacho económico (*unit commitment*), analizando las necesidades y seleccionando las unidades produciendo la energía de menor costo, manteniendo los criterios de confiabilidad. El mercado abre siete días antes a la fecha de la operación y cierra el día antes de la fecha de operación. Los resultados se publican en 13:00 horas de cada día. Los tres procesos de un día previo son: determinación de la mitigación del mercado eléctrico, integración del mercado de futuros y despacho de las unidades residuales. Si cualquier oferta no pasa las pruebas del mercado, estas son mitigadas y el sistema determina la mínima y más eficiente programación de generación para hacer frente a confiabilidad local.

El mercado forward integrado analiza simultáneamente el mercado de la energía y los servicios auxiliares para determinar la capacidad de transmisión necesaria (gestión de la congestión) y confirmar las reservas requeridas para equilibrar la oferta y la demanda sobre la base de las ofertas recibidas. También asegurar que la generación más las importaciones

es igual a la carga más las exportaciones más las pérdidas de transmisión y que todas las listas finales son factibles con respecto a las restricciones impuestas en el modelo de red completa, así como el 100 por ciento del requerimiento de servicios auxiliares.

Cuando la carga prevista no se cumpliera en el mercado forward integrado, el proceso de asignación de unidades residual permite al ISO conseguir capacidad adicional mediante la identificación de los recursos de menor costo disponibles.

El mercado en tiempo real es un mercado spot para adquirir la energía (incluyendo reservas) y gestionar la congestión en el tiempo real, después de todos los demás procesos se han ejecutado. Este mercado produce energía para equilibrar la demanda instantánea, reducir la oferta si la demanda cae, ofrecer servicios complementarios, según sea necesario y en condiciones extremas, reducir la demanda. El mercado abre a las 1:00 pm antes del día de negociación y se cierra 75 minutos antes del inicio de la hora de negociación. Los resultados se publican unos 45 minutos antes de iniciar de la hora de negociación.

La programación de del día anterior constituye la base de la energía utilizada en tiempo real junto con las ofertas un día previo y las ofertas en tiempo real ofertadas en última instancia. El mercado de las ofertas sujetos a pruebas y al proceso de programación en la hora previa generan la programación de para la energía y los servicios auxiliares basados en las ofertas presentadas. Allí se activan los servicios auxiliares, y la programación definitiva vinculante financieramente.

En tiempo real, el proceso de despacho económico distribuye la energía de ajuste, o la energía que se desvía de la programación, y la energía de los servicios auxiliares. Se ejecuta automáticamente y se envía cada 5 minutos para un solo intervalo de 5 minutos. Bajo ciertas condiciones de contingencia, el ISO puede enviar un solo intervalo de 10 minutos¹⁰.

F.2.1. Descripción de la confiabilidad

La confiabilidad de suministro para la operación del CAISO se encuentra bajo el marco determinado por la *North American Electric Reliability Corporation* – NERC y el *Western Electricity Coordinating Council* – WECC. Por su parte el operador establece estándares de confiabilidad en conformidad a la aplicación de FAC -014 R2 del NERC y de acuerdo con lo indicado por el coordinador de confiabilidad de punta a través de la metodología de limitación de la operación del sistema (*System Operating Limits – SOL methodology*).

F.2.2. Confiabilidad en la operación

Los procedimientos que definen la confiabilidad de suministro que se consideran en el CAISO son los que están descritos (pero no limitados) a continuación:

¹⁰ Los detalles de la programación y proceso de optimización se encuentran en: <http://caiso.com/Documents/TechnicalBulletin-MarketOptimizationDetails.pdf>

Tabla F-2: Procedimientos CAISO

Fuente	Descripción
NERC Standards ¹¹	FAC-011-2 System Operating Limit Methodology for the Operations Horizon
	FAC-014-2 Establish and Communicate System Operating Limits
	TPL-003-0 System Performance Following Loss of Two or More Bulk Electric System Elements (Category C)
	TOP-007-WECC-1 Major WECC Transfer Paths in the Bulk Electric System
PeakReliability ¹²	Establish and Communicate System Operating Limits v. 4.0.
	Reliability Coordinator System Operating Limit Methodology for the Operations Horizon Rev 7.0 – Válido desde Mayo del 2014

Mediante el *SOL* se determina el valor (por ejemplo, MW, MVAR, Amperes, frecuencia o voltaje) que satisface el más limitante de los criterios operativos predefinidos para una configuración de sistema especificado para garantizar un funcionamiento dentro de los criterios de funcionamiento aceptables. Estos criterios incluyen, pero no se limitan a, lo siguiente:

- Los límites térmicos son proporcionados al California ISO por los participantes propietarios de instalaciones transmisión (PTO).
 - En el análisis pre-contingencia, el California ISO utiliza valores continuos / normales de los elementos monitoreados en el establecimiento de SOL.
 - En el análisis post-contingencia, el California ISO utiliza criterios de corto plazo de los elementos monitoreados en el establecimiento de SOL. Si una valorización a corto plazo no está disponible, el California ISO utiliza la valorización de lo normal / continua.
- Los límites de estabilidad transitoria se establecen como límites de flujo pre-contingencia por las rutas, planos cortantes o interfaces para facilitar el seguimiento en ambos estudios de planificación operativa y operaciones en tiempo real. Caminos, planos de corte o interfaces deben estar claramente definidas y el punto de medición deben ser identificados.
- Los límites de estabilidad de voltaje se establecen como límites de flujo pre-contingentes por caminos, planos de corte o interfaces para facilitar el seguimiento en ambos estudios de planificación operativa y operaciones en tiempo real.
- Los límites de tensión del sistema son proporcionados al California ISO por los propietarios participantes de la transmisión y se encuentran en el Apéndice 3100B (CAISO operating rules).

¹¹ <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/default.aspx>

¹² <https://www.peakrc.com/whatwedo/sol/Pages/default.aspx>

Se considera como un desempeño aceptable para un estado de pre-contingencia, es aquel en el que bajo condiciones según criterios de actuales del sistema o que se espera y la topología del sistema, todas las instalaciones deberán estar dentro de su calificación del servicio continuo: límites térmicos, límites de tensión pre-contingencia, los límites de estabilidad transitoria y los límites de estabilidad de voltaje.

Después de una contingencia simple, todas las instalaciones deberán estar en operación dentro de su valoración de corto plazo, límites térmicos, límites de tensión post-contingencia, los límites de estabilidad transitoria y los límites de estabilidad de voltaje. Además, no deberán producirse apagones en cascada o separación incontrolada. Una sola contingencia se define como cualquiera de los siguientes:

- Fallo en un simple circuito o en línea trifásica (lo que es más grave), con un despeje normal, en cualquier generador de fallo, la línea, transformador o dispositivo de derivación.
- Pérdida de cualquier generador, línea, transformador o dispositivo de derivación sin un fallo.
- Bloque monopolar, con despeje normal, en un sistema de corriente continua de alto voltaje monopolar o bipolar.

Es importante tener en cuenta que una contingencia simple puede afectar a uno o más instalaciones debido a la configuración del sistema o la configuración de protección. En la determinación de la respuesta del sistema a una contingencia simple, lo siguiente deberá ser aceptable:

- Interrupción del suministro eléctrico a los clientes radiales o algunos clientes de redes locales conectadas a o suministrados por la instalación defectuosa o los de la zona afectada controlada.
- Interrupción de otros clientes de la red, sólo si el sistema ya ha sido ajustado, o está siendo ajustado, después de al menos un corte previo, o, si las condiciones de funcionamiento en tiempo real son más adverso de lo previsto en los estudios correspondientes (por ejemplo, de carga mayor que la de estudio).
- reconfiguración del sistema a través de acciones manuales o automáticas de control o de protección.

Para prepararse para la siguiente contingencia simple, ajustes del sistema se pueden realizar, incluyendo pero no limitado a los cambios a la generación, los usos de la red de transmisión, y la topología del sistema de transmisión, según se requiera.

Ante la ocurrencia de múltiples contingencias las respuestas aceptables del sistema deberán ser:

- En función del diseño del sistema y los impactos esperados del sistema, puede ser necesario para mantener la seguridad general de los sistemas de transmisión interconectadas:

- Una interrupción o control del suministro eléctrico a clientes (desconexión de carga).
- La desconexión programada del servicio de ciertos generadores.
- Reducciones de energía firme por contratado (no recuperables) reservada para transferencias de energía eléctrica.
- La interrupción de la transferencia firme, la carga o la reconfiguración del sistema se permite a través de acciones de control automático o manual de protecciones manual o automática.
- Para prepararse para contingencias futuras se permiten ajustes de sistema, incluyendo cambios en la generación, la carga y la topología del sistema de transmisión de la hora de determinar los límites.

Dentro de los criterios que se definen post-contingencia se tiene que el umbral de desviación de tensión permitido es del 5% para una contingencia simple, y del 10% para una contingencia múltiple.

Los siguientes márgenes deben aplicarse cuando el establecimiento de estabilidad de voltaje, se encuentra en la proximidad de una solución de flujo de potencia de divergencia:

- Para la peor contingencia simple, un margen MW 5% a partir de la última solución de flujo de potencia buena
- Para la peor contingencia múltiple creíble, un margen MW 2,5% a partir de la última solución de flujo de potencia buena

El California ISO realiza simulaciones de estabilidad transitoria para las áreas y trayectorias que han sido conocidos por tener un potencial problema de estabilidad transitoria. Después de contingencias individuales o múltiples, no deben producirse inestabilidades transitorias, cortes en cascada y la separación incontrolada del sistema.

Si se observa una inestabilidad transitoria, las oscilación no amortiguadas (si la oscilación transitoria no puede ser amortiguada positivamente dentro de 30 segundos, se considera como la oscilación no amortiguada¹³), los cortes en cascada o separación incontrolada después de una contingencia simple o múltiple, una estabilidad transitoria debe ser establecida por el uso del siguiente margen desde la última simulación aceptable transitoria (es decir, estable, oscilación amortiguada, y no en cascada y la separación incontrolada):

- Para la peor contingencia simple, un margen MW 5% a partir de la última simulación transitoria aceptable.

¹³ Esta disposición no tiene por objeto exigir que las simulaciones de estabilidad transitoria, se agotan en 30 segundos todo el tiempo con el fin de asegurar que el sistema es estable y amortiguada positivamente. Corridas más cortas son permisibles siempre y cuando el sistema se pueda demostrar que es estable y amortiguado positivamente en la simulación

- Para la peor contingencia múltiple creíble, un margen MW 2,5% a partir de la última simulación transitoria aceptable.
- El margen máximo es de 200 MW.

Adicionalmente, las siguientes directrices pueden aplicarse para identificar las contingencias de potencial mayor evaluación:

- Bajas de tensión transitoria no debería superar el 25% en los nodos de carga o el 30% en los nodos sin carga después de despejar la falla para una contingencia simple.
- Bajas de tensión transitoria no debe superar el 20% durante más de 20 ciclos a los nodos de carga (incluidas carga de la bomba) para una contingencia simple.
- Frecuencia transitoria no debe caer por debajo de 59,6 Hz durante más de 6 ciclos en un nodo de carga para una contingencia simple.
- Bajas de tensión transitoria no debe superar el 30% en ningún nodo después de despejar la falla para una contingencia múltiple creíble.
- Bajas de tensión transitoria no debe superar el 20% durante más de 40 ciclos en los nodos de carga (incluidas cargas de la bomba) para una contingencia múltiple creíble.
- La frecuencia transitoria no debe caer por debajo de 59,0 Hz durante más de 6 ciclos en el nodo de carga después de una contingencia múltiple creíble.

F.3.Referencias

California ISO, (CAISO, 2014) Procedimiento 3100: System Operating Limit Establishment Procedure for the operation horizons. Sitio web: <http://www.caiso.com/Documents/3100.pdf>

California ISO, (CAISO, 2014a) Market process: Sitio web: <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>

North American Electric Reliability Corporation (NERC, 2014), NERC Reliability Standards Sitio web: <http://www.nerc.com/pa/stand/Pages/default.aspx>

Peak Reliability (PEAK, 2014), System Operating Limit (SOL) Methodology for the Operations Horizon Sitio web: <https://www.peakrc.com/whatwedo/sol/Pages/default.aspx>

Western Electricity Coordinating Council (WECC, 2014) Reliability Standards and Due Process Sitio web: <http://www.wecc.biz/Standards/Pages/default.aspx>.

Anexo G: Estados Unidos (ERCOT)

G.1. Descripción del mercado eléctrico

ERCOT (Electric Reliability Council of Texas) opera un mercado nodal encargado de suministrar electricidad a cerca de 24 millones de usuarios, con una demanda máxima de potencia cercana a los 68.305 MW y un consumo anual cercano a los 330 TWh. Esta demanda representa aproximadamente el 85% de la demanda total de electricidad del estado de Texas en Estados Unidos.

Las principales organizaciones gubernamentales que regulan y supervisan las actuaciones de ERCOT son la FERC (Federal Energy Regulatory Commission), la NERC (North American Electric Reliability Corporation) y la EPA (United States Environmental Protection Agency) a nivel federal y la Comisión de Servicios Públicos del Estado de Texas, de la legislatura del Estado de Texas y de la TRE (Texas Reliability Entity) a nivel estatal.

ERCOT es una organización sin ánimo de lucro que se encarga de operar el sistema de potencia y de administrar el mercado de electricidad de una amplia región del estado de Texas. Sus miembros son los consumidores, cooperativas, generadores, comercializadores, transmisores y distribuidores que participan en el mercado.

La Legislatura del Estado de Texas asignó a ERCOT a través del Acto Regulatorio (PURA 39.151) las siguientes cuatro responsabilidades primarias:

- Garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico a nivel regional.
- Garantizar el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución.
- Facilitar el registro comercial y los intercambios en el mercado minorista.
- Garantizar la adecuada operación del mercado mayorista de electricidad, mediante la correcta contabilización de los intercambios comerciales entre generadores, comercializadores y consumidores.

El gobierno federal de los Estados Unidos reglamentó la creación de un organismo encargado de desarrollar estándares de confiabilidad para el sistema eléctrico, actualmente la NERC. Estos estándares son de carácter mandatorio, previa revisión y aprobación por parte del organismo regulador, en caso la FERC¹⁴.

A nivel estatal, la TRE se encarga de desarrollar estándares regionales en el área operada por ERCOT. Estos estándares normalmente complementan y clarifican los estándares definidos por la NERC, o abordan algunos aspectos nuevos y particulares del sistema eléctrico¹⁵.

¹⁴ Los diferentes estándares pueden ser consultados en Internet a través del siguiente enlace: <http://www.nerc.net/standardsreports/standardssummary.aspx>

¹⁵ Estos estándares pueden ser consultados a través del siguiente enlace: http://www.texasre.org/standards_rules/regional/Pages/Default.aspx

G.1.1. Matriz de energía eléctrica

La expansión de la capacidad de generación del sistema eléctrico operado por ERCOT se va visto fuertemente influenciada por los incentivos ofrecidos por parte del gobierno de los Estados Unidos para facilitar la instalación de nuevas plantas de generación eólica, por los avances tecnológicos obtenidos para la producción de gas de esquisto, y por las nuevas reglamentaciones emitidas para el control de la calidad del aire. Esto se resume en grandes inversiones en plantas de generación eólicas, plantas que generación que utilizan gas natural y en la reducción de las inversiones y la operación de plantas de carbón. Las siguientes figuras presentan la capacidad instalada del sistema para el año 2014, y la matriz de generación de energía para el año 2013.

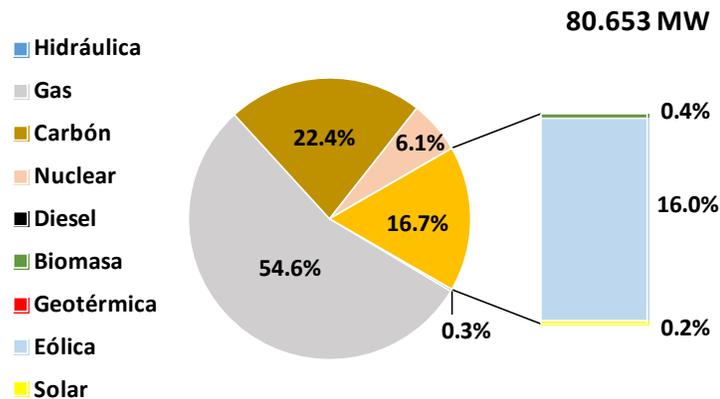


Figura G-1: Capacidad instalada (ERCOT, 2014)

En la figura G-2 se describe la composición de los distintos recursos energéticos del ERCOT.

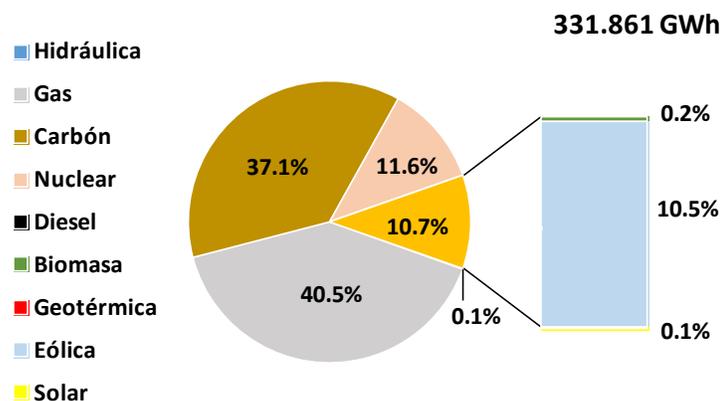


Figura G-2: Generación de energía (ERCOT, 2014)

G.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

Según información reportada por ERCOT, en la actualidad la red de transmisión del sistema eléctrico operado por ERCOT está conformado por más de 66.000 kilómetros de líneas de transmisión a alta tensión (nivel de tensión de 60 kV o superior), que recorren aproximadamente el 75% del territorio del estado de Texas. A comienzos del año 2012, la red estaba compuesta por 14.884 km, 31.486 km y 18.853 km de líneas de transmisión en niveles de tensión de 345 kV, 138 kV y 69 kV respectivamente. Adicionalmente, el plan de expansión de la red de transmisión para los próximos 5 años contempla la construcción de más 4.000 km de circuitos adicionales para facilitar la interconexión de los nuevos recursos de generación renovables.

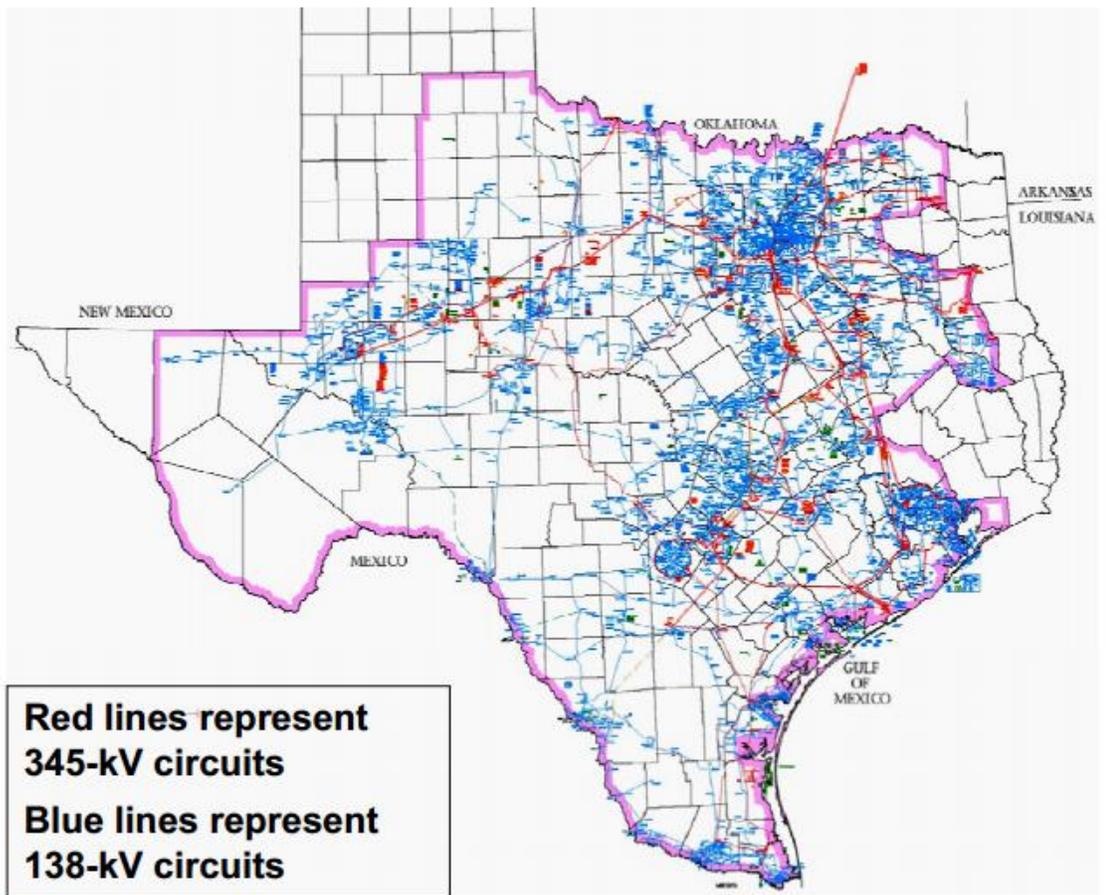


Figura G-3: Mapa del sistema de transmisión de Australia (ERCOT, 2011)

G.2. Operación del sistema de potencia

Con el fin de garantizar la correcta operación del sistema eléctrico y verificar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad establecidos en el marco regulatorio, ERCOT realiza estudios en tres plazos de tiempo diferentes a través de sus procesos de Planeación del Sistema (mayor de un año) Planeación Operativa (antes del tiempo real y hasta un año) y Análisis de la Operación.

G.2.1. Descripción de la confiabilidad

La NERC define la Confiabilidad Operacional como: “la habilidad del sistema de potencia para soportar perturbaciones repentinas, tales como cortos circuitos o indisponibilidades de elementos del sistema eléctrico debido a la ocurrencia de contingencias catalogadas como factibles, y que puedan ocasionar demandas no atendidas como consecuencia de eventos en cascada o que puedan afectar la vida útil de los equipos”.

G.2.2. Confiabilidad en la operación

A continuación, se describen los criterios generales de la programación de la operación.

Programación semanal: Weekly Reliability Unit Commitment (WRUC). El objetivo de esta herramienta de planeación operativa es permitir una programación adecuada de las unidades de generación que tienen tiempos de arranque superiores al alcance del DRUC y HRUC, y proyectar las congestiones en la red de transmisión que pudiesen tener lugar dentro de los siguientes siete días.

Programación diaria: Durante el proceso de programación diaria, se realiza un despacho inicial de los recursos de generación (Day Ahead Market - DAM) en el cual se optimizan simultáneamente tres productos diferentes: energía, servicios secundarios y obligaciones punto a punto (las obligaciones punto a punto son instrumentos financieros asociados con las rentas de congestión).

A partir de esta asignación de recursos, se realiza un análisis de seguridad de la red de transmisión con el fin de identificar las violaciones a los límites de seguridad que deben ser analizados y solucionados. Luego, se realiza un Day-Ahead Reliability Unit Commitment (DRUC) para cada hora del siguiente día operativo. Esta herramienta permite determinar los recursos de generación que deben ajustarse, a partir del despacho original producido en el DAM, con el fin de garantizar que se cuenta con los recursos de generación y de servicios secundarios necesarios de acuerdo con el pronóstico de la demanda y los análisis de seguridad de la red de transmisión. Además del despacho de las unidades de generación, estos análisis permiten identificar los posibles límites operativos del sistema para el siguiente día (un subgrupo de estos límites se denominan Interconnection Reliability Operating Limits, y se caracterizan porque en caso de ser superados podrían conllevar a problemas de inestabilidad, separación no controlada o eventos en cascadas).

Programación horaria: Hour-Ahead Reliability Unit Commitment (HRUC). Este proceso se realiza cada hora (una hora antes de la hora de operación) y para cada una de las horas restantes del día, y las del día operativo siguiente cuando el DRUC ya se encuentra disponible. Permite ajustar la asignación de la generación, basado en los nuevos pronósticos de demanda y los cambios operativos que se encuentren vigentes. Finalmente, durante la hora de operación, un Security Constrained Economic Dispatch se realiza cada 5 minutos

para balancear la generación y la demanda teniendo en cuenta las congestiones presentes en la red de transmisión.

Con el fin evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico durante la operación, ERCOT realiza una el Estimador de Estado que a su vez alimenta el simulador de Análisis de Contingencias en tiempo real, en periodos de cinco minutos. Así mismo, se utilizan herramientas de cómputo para verificar la seguridad de voltaje y la estabilidad transitoria del sistema cada 15 minutos.

Los análisis DRUC y HRUC evalúan las restricciones en la red de transmisión utilizando los límites térmicos de las líneas ajustados dinámicamente, con base en pronósticos de temperaturas.

Actualmente, ERCOT viene desarrollando una iniciativa con el fin de proponer mejoras y cambios a la manera como actualmente se programan y se operan los servicios secundarios, teniendo en cuenta, que los procedimientos actuales no necesariamente reflejan las necesidades del operador, como consecuencia del cambio en el portafolio de generación que ha experimentado el sistema durante las últimas décadas

G.3. Referencias

ERCOT, Reports and Presentations - ERCOT Quick Facts. May 2014.

<http://www.ercot.com/news/presentations/index.html>

ERCOT, Report on the Capacity, Demand and Reserves in the ERCOT Region. February 2014.

<http://www.ercot.com/content/gridinfo/resource/2014/adequacy/cdr/CapacityDemandandReserveReport-February2014.pdf>

ERCOT – Warren Lasher, Transmission Planning in the ERCOT Interconnection. NARUC Committee on Electricity, November 2011.

ERCOT, Reliability Plan for the ERCOT Reliability Coordinator Area. February 12, 2014.

ERCOT, Reliability Unit Commitment Desk. Operating Procedure Manual. 2014.

ERCOT, Concept Paper: Future Ancillary Services in ERCOT, 2013.

Anexo H: Estados Unidos (ISO-NE)

H.1. Descripción del mercado eléctrico

El mercado que abarca el “ISO-NE” incluye a los estados de Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island, y Vermont. El ISO-NE entró en operación en 1997 y es una entidad privada independiente que opera el sistema eléctrico y administra el mercado. Además, es el operador regional de la transmisión. Las principales funciones del ISO-NE son la operación y administración. Además, garantizar la confiabilidad y la planeación de la expansión de la transmisión.

El ISO-NE consideran tres mercados principales, el mercado del día siguiente, el mercado en tiempo real y el mercado de contratos bilaterales. Además, el mercado de servicios auxiliares, los servicios por el uso de la transmisión, el mercado de capacidad y la gestión de la demanda. EL ISO-NE esta interconectado con el estado de New York y las provincias de New Brunswick y Québec, Canada.

Las entidades que regulan y supervisan al ISO-NE son la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), la NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) y el NPCC (*Northeast Power Coordinating Council*). Esta última es la entidad regional para dar cumplimiento a los requerimientos de confiabilidad, la promoción y los procedimientos.

H.1.1. Matriz de energía eléctrica

A finales del 2013, la capacidad total del ISO-NE fue de 34.558 MW. El mayor aporte, en términos de capacidad, fue el gas natural (17.966 MW) seguida de la tecnología Diesel y derivados (5.167 MW) y la energía nuclear (4.656 MW). Los otros recursos representan aproximadamente un 20%, de los cuales 3.335 MW corresponden a la hidroelectricidad, 2.300 MW a base de Carbón, 914 MW de biomasa/desechos, 165 MW eólicos y 52 MW eólicos. En la Figura H-1 se presenta la capacidad instalada de energía eléctrica en Centroamérica a finales de 2013 (ISO-NE, 2014).

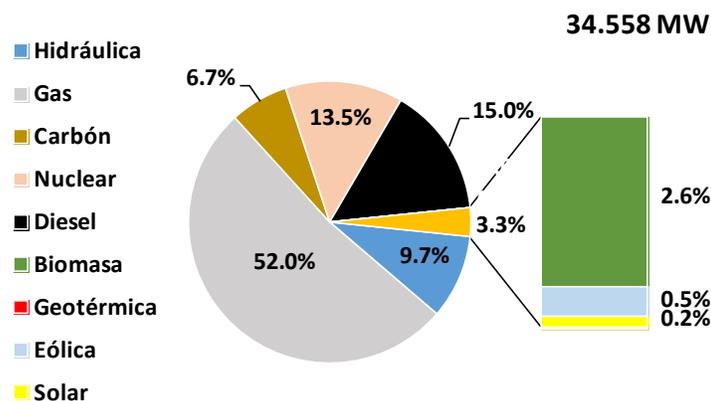


Figura H-1: Capacidad instalada (ISO-NE, 2014)

En la Figura H-2 se ilustra la composición de la matriz de energía eléctrica a 2013. De acuerdo a lo descrito en la oferta de capacidad, el gas natural fue el recurso energético que más aportó a la matriz con 51.117 GWh seguido por la energía nuclear con 37.183 GWh, la

hidroelectricidad con 8.352 GWh, la biomasa/desechos con 6.865 GWh, el Carbón con 6.259 GWh y la eólica con 1.766 GWh. Los demás recursos energéticos no superaron el 0,5% de la generación de energía eléctrica, la cual en total alcanzó 112.041 GWh durante el 2013 (ISO-NE, 2014).

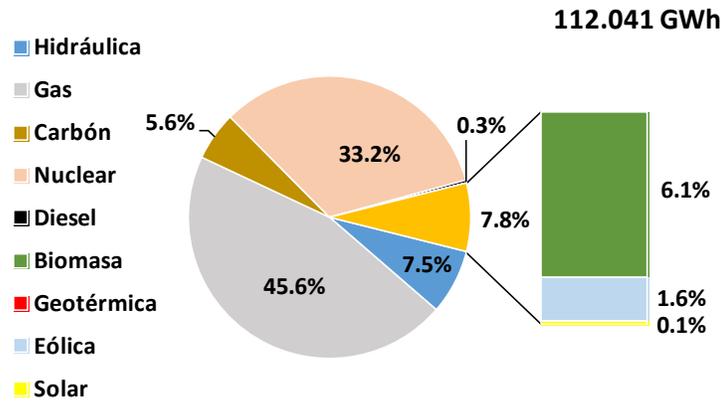


Figura H-2: Generación de energía (ISO-NE, 2014)

H.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

El sistema de transmisión del ISO-NE se compone de los activos de líneas y subestaciones con una tensión nominal superior a 69 kV. El sistema principal cuenta con líneas de transmisión a 69 kV, 115 kV, 138 kV, 230 kV y 345kV. En la actualidad, el CAISO cuenta aproximadamente con 13.768 km de líneas de transmisión (4.468 km a 345 kV). En la Figura H-3, se muestra a modo referencial el sistema de transmisión del ISO-NE. (ISO-NE, 2014).

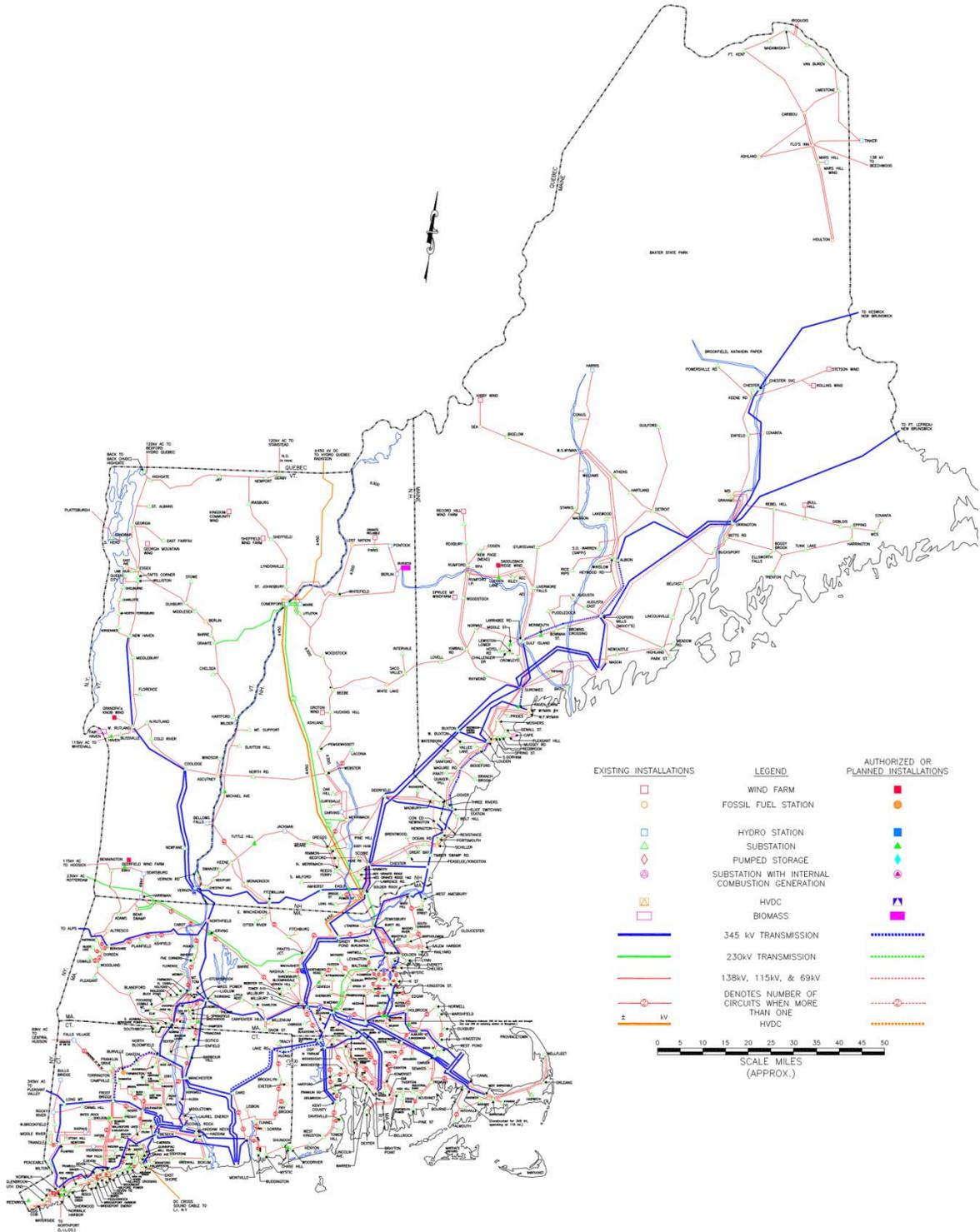


Figura H-3: Mapa del sistema de transmisión ISO-NE.

Tomado de http://www.iso-ne.com/nwsiss/grid_mkts/key_facts/iso_geo_diagram_sept2013_final_nonceii_revised.pdf

H.2. Operación del sistema de potencia

Sistema de energía eléctrica mayorista de New England está diseñado y orientado a satisfacer de forma fiable las necesidades de electricidad de la región, de acuerdo con los criterios establecidos de la industria. El sistema se compone de más de 8.000 millas de líneas de transmisión de alta tensión y varios cientos de instalaciones de generación, de los cuales más de 300 unidades están bajo el control directo de la ISO-NE.

También hay líneas de transmisión que interconectan a los sistemas de transmisión de energía en el estado de Nueva York y de las provincias de Quebec y New Brunswick en Canadá. Las interconexiones con los sistemas vecinos permiten tanto para la importación y exportación de electricidad entre sistemas de potencia regionales. Estas interconexiones se utilizan con fines de confiabilidad, así como para la compra y venta de electricidad entre las regiones.

Los sistemas de energía mayorista que operan en el noreste de Estados Unidos fueron diseñados y construidos con los estándares desarrollados en respuesta al gran apagón de 1965 y han evolucionado con el tiempo. El objetivo fundamental del diseño y las operaciones del sistema es reducir al mínimo absoluto la probabilidad de experimentar un evento similar en el futuro.

El *New England Power Pool* ha establecido un estándar de suficiencia de suministro para el mercado mayorista, comúnmente conocido como el "*one day in ten years*" criterio. Esta norma es ampliamente utilizada por el sector eléctrico y requiere que el sistema de transmisión se diseñe de manera que la probabilidad de tener que desconectar los clientes no interrumpibles, como resultado de la falta de recursos de generación, no se produzca en promedio más de un día en diez años.

La red eléctrica de New England es un sistema de peaking en verano. Esto significa que la mayor demanda de energía durante el año se produce normalmente durante la temporada de verano. La demanda máxima en un día normal de verano ha oscilado típicamente de 19.000 MW a 24.000 MW. En invierno, la demanda máxima ha oscilado típicamente de aproximadamente 18.000 MW a 20.000 MW. Demanda máxima de verano está aumentando en alrededor de 400 MW por año, lo cual es equivalente a la salida de una central eléctrica de tamaño mediano.

Actualmente cerca de 400 empresas participan el mercado mayorista. La mayor parte del mercado los participantes son miembros de NEPOOL, cuyos miembros representan a seis sectores de la industria: generación, los recursos de transmisión, proveedores/comercializadores (*suppliers*), de propiedad pública, los usuarios finales, y fuentes alternativas de suministro.

ISO-NE utiliza un modelo de despacho de energía económica con restricciones de seguridad para despachar los generadores con base en el costo base de producción que contienen como mínimo variables las ofertas de generación y los efectos de congestión en precios marginales locales (LMP).

La operación del mercado y sus productos permiten determinar los niveles de despacho económico minuto a minuto para las unidades generadoras, los niveles de despacho de transacciones a otros mercados y los niveles de encendido/apagado o el estado de

interrupción parcial de demanda gestionable y activos relacionados. A continuación los detalles del funcionamiento de los mercados.

El Mercado de energía del día previo (DAM) es un mercado financiero en donde los participantes del mercado compran y venden la energía a precios definidos con un día de antelación de forma financieramente vinculante para el día siguiente. El DAM es financieramente vinculante y se despacha en base a los compromisos para la compra y venta de energía de cada día basado en la programación del operador del sistema bajo un esquema en base a ofertas sobre la base de los datos de oferta y demanda presentados a la DAM por los participantes del mercado. Una oferta de suministro o una oferta de la demanda es despejada en el mercado si su precio asociado es menor o igual al costo marginal localizado (*Locational Marginal Price – LMP*) si su ubicación y las condiciones del sistema lo permiten.

Los LMP fijan los precios de la electricidad en cerca de 900 nodos de la red de energía del mercado mayorista. Los precios "nodales" se promedian en ocho zonas de fijación de precios. Proveedores se pagan precios nodales, y la demanda paga precios zonales.

El precio se basa en el costo de producción de la energía eléctrica, el costo para entregarlo (es decir, los costos de congestión de transmisión), y las pérdidas de línea. Revelando los costos de estos tres elementos en cada región de los puntos del sistema a donde se necesita, ya sea la infraestructura del sistema de alimentación o donde se pueden tomar otras medidas para reducir costos, tales como la conservación o aumento de la respuesta de la demanda. Las áreas que experimentan los precios más altos atraen nueva generación, transmisión, y la inversión de la demanda.

Junto a esto están los *Financial Transmission Right (FTR)* y los *Auction Revenue Rights (ARR)* son herramientas de gestión de riesgos que permitan a los participantes del mercado para protegerse contra los efectos de las diferencias en los precios marginales locales, incluidos los costos de congestión de la transmisión.

En el *Unit commitment* tiene en cuenta todos los costos de producción de la energía, incluidos los costos sin carga y los costos de puesta en marcha. Al mismo tiempo, respeta las características asociadas a cada recurso y generación tales como los criterios de arranque y parada o tiempos mínimos de operación entre otros tales como:

- Curva de oferta de generación.
- Los de arranque y reservas (en frío y en giro).
- Esquemas de operación de los recursos.
- Tiempos mínimos y máximo de operación.
- Costos sin carga.
- Costos fijos de cada recurso.
- Costos variables.
- Duración mínima (en horas o fracciones de hora).
- Tiempo mínimo de Down (en horas o fracciones de hora).
- Mínimo y Máximo Económico (precios base y techo).

H.2.1. Descripción de la confiabilidad

En el ISO-NE una contingencia se define como un evento, por lo general implica la pérdida de uno o más elementos, que afecta el sistema de energía al menos momentáneamente. En este sentido, los servicios auxiliares actúan como una póliza de seguro contra la pérdida imprevista de una planta de potencia mayor o línea de transmisión. Además, ayudan a equilibrar el flujo de electricidad, minuto a minuto.

La reserva operacional futura y en tiempo real (*Forward and Real-Time Operating Reserves*) busca asegurarse de que haya suficientes recursos en "reserva" y realmente disponibles para la producción de electricidad a corto plazo cuando se produce un corte de suministro o una falla en la operación del sistema. Dado que la electricidad no se puede almacenar, estos recursos son especialmente valiosos durante los períodos de demanda máxima. Este mecanismo de mercado también permite a ciertos recursos de la demanda proporcionar reserva mediante la reducción de su consumo de electricidad cuando es requerido por el operador. El *Forward Reserve Market* también incorpora un componente asociada a la ubicación del recurso en el precio de la capacidad de reserva para fomentar la inversión en recursos de partida rápida y de recursos de respuesta de demanda ubicados cerca de los centros de alto consumo.

El reglamento le permite al operador instruir a las plantas de energía específicas para aumentar o disminuir, momento a momento su generación para equilibrar la frecuencia del sistema, que siempre debe mantenerse a un ritmo constante. El soporte de voltaje permite que los operadores del sistema mantengan la tensión del sistema de transmisión dentro de los límites aceptables. Finalmente *Black-Start Capability* es proporcionada por las plantas de energía ubicada estratégicamente para la restauración de generación y ayudar a reiniciar el sistema de transmisión después de un apagón en todo el sistema.

En este sentido aparece el *mercado de capacidad*. El objetivo del mercado futuro de capacidad (*Forward Capacity Market – FCM*) es la compra de una capacidad suficiente para el funcionamiento fiable del sistema durante un año futuro, a precios competitivos, donde todos los recursos, pueden participar tanto nuevos como existentes. Junto a este se encuentra el *Forward Reserve Market*, en el que los participantes pueden ofrecer capacidad, por adelantado, para abastecer la reserva operativa requerida y se les paga por su capacidad durante el período de suministro.

H.2.2. Confiabilidad en la operación

El ISO ha diseñado un estándar de confiabilidad denominado *Reliability Standards for the New England Area Bulk Power Supply System*¹⁶ que contiene los criterios mínimos para la operación confiable del sistema. El estándar influye sobre la mayor parte de los procedimientos existentes el mercado tales como:

¹⁶ Detalles en: http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isone_plan/pp03/pp3_final.pdf

1. Operación de los centros de despacho.
2. Mantenimiento programado de los activos de transmisión.
3. Acciones durante la insuficiencia de capacidad.
4. Mantenimiento programado de los activos de generación.
5. Re-establecimiento del sistema.
6. Acciones durante eventos de emergencia.
7. Operación de los recursos de reserve y regulación.
8. Requerimientos para la pruebas de arranque "black-start".
9. Control de voltaje y reactivos.
10. Requerimientos para el control de voltaje y deslastre de carga.
11. Requerimientos técnicos para los generadores.
12. Recursos para la gestión de la demanda.
13. Corrección del factor de potencia.
14. Criterios para la medida y tele-medida.
15. Operación de la red de transmisión.

El sistema de energía de suministro mayorista de New England ha sido diseñado para un nivel de confiabilidad de tal manera que la pérdida de una parte importante del sistema, o la separación involuntaria de cualquier parte de este; no sea el resultado de contingencias razonablemente previsibles. En este sentido, el sistema está diseñado para satisfacer contingencias representativas como se define en el estándar de confiabilidad.

Los análisis de las simulaciones de estas contingencias deben incluir la evaluación de la posibilidad de apagones en cascada generalizada debido a las sobrecargas, la inestabilidad, el colapso de voltaje, o la imposibilidad de cumplir con los requisitos de interfaz de plantas nucleares (NPIRS).

La norma establece que los recursos se planificarán e instalarán de tal manera que, después de la debida cuenta los factores enumerados a continuación, la probabilidad de desconexión de los clientes no interrumpible debido a la deficiencia de recursos, en promedio, no será más que una vez cada diez años. El cumplimiento de este criterio se evaluará de manera probabilística, de manera que la pérdida de expectativas de carga [LOLE] de desconectar a los clientes no interrumpible debido a las deficiencias de recursos será, en promedio, no más de 0,1 días por año.

- a) La posibilidad de que la previsión carga pueda superarse como resultado de las variaciones climáticas.
- b) Prematura y maduras tasas de salida forzada equivalentes adecuada para las unidades de generación según su tamaño y tipo reconociendo apagones parciales y totales.
- c) Debida consideración de las interrupciones y derrateos programados.
- d) El ajuste estacional de la capacidad de recursos.
- e) Requisitos de mantenimiento adecuados.
- f) Procedimientos operativos disponibles.
- g) La confiabilidad de los beneficios de interconexiones con los sistemas que no son gestionados por el operador.
- h) Cualquier otro factor que en un momento dado sea apropiado.

El sistema de transmisión se mantendrá estable y amortiguado de acuerdo con el criterio especificado en el Apéndice C del estándar de confiabilidad, durante y después de la más grave de las contingencias se indican a continuación, con la debida atención a la reconexión, y antes de realizar ajustes manuales del sistema. Para cada una de las contingencias que se muestran a continuación que implique una falla en la estabilidad o la amortiguación deberá mantenerse cuando la simulación de despeje de fallas iniciada por el grupo de protección "Sistema A", y También se mantendrá cuando la simulación basada en el despeje de fallas iniciada por el grupo de protección "sistema B", donde se requiera un grupo de protección o donde no sería de otra manera un impacto adverso significativo fuera del área local.

- a) Una falla trifásica permanente en cualquier generador, circuito de transmisión, transformadores, o el nodo con despeje de fallas normales.
- b) Simultáneas fallas permanente de fase a tierra en diferentes fases de cada uno de los dos circuitos de transmisión adyacentes en una torre de transmisión de circuito múltiple, con despeje de fallas normales. Si hay varias torres de circuito sólo se utilizan con fines de entrada a estación y de salida, y si no exceden cinco torres en cada estación, entonces esta condición y otras situaciones similares pueden ser excluidos sobre la base del riesgo aceptable, siempre que la ISO aprueba específicamente cada solicitud de exclusión. La aprobación similares debe ser concedida por el Comité de Coordinación Confiabilidad (*NPCC Reliability Coordinating Committee*).
- c) Una falla permanente de fase a tierra en cualquier sección del circuito de transmisión, transformadores o nodo con despeje de fallas retardado. El despeje atrasado de esta falla podría ser debido a interruptor de circuito, relé del sistema o mal funcionamiento de canal de la señal
- d) La pérdida de cualquier elemento sin falla.
- e) Una falla permanente de fase a tierra en un interruptor de circuito, con despeje de fallas normales. (El tiempo normal de despeje de fallas para esta condición puede no ser de alta velocidad.)
- f) Pérdida permanente simultánea de los dos polos de una instalación bipolar corriente continua sin un fallo de corriente alterna.
- g) La falla de cualquier SPS que no es funcionalmente redundante para operar adecuadamente cuando sea necesario siguiendo las contingencias enumeradas desde la "a" a "f".

El fallo de un interruptor de circuito para operar cuando es iniciada por una SPS seguido de: una pérdida de cualquier elemento sin un fallo; o una fase permanente de falla a tierra, con el despeje de fallas normales, en cualquier circuito de transmisión, transformadores, o un seccionamiento de la línea.

H.3. Referencias

ISO New England (ISO-NE, 2014a), Net Energy and Peak Load by Source Sitio web:
http://www.iso-ne.com/markets/hstdata/rpts/net_eng_peak_load_sorc/index.html y
http://www.iso-ne.com/markets/hstdata/rpts/net_eng_peak_load_sorc/energy_peak_source.xls

ISO New England (ISO-NE, 2014b), Rules & Procedures. Sitio web:
http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/index.html

ISO New England (ISO-NE, 2014c), 2014 CELT Report - Rev. 5/16/14. Sitio web:
<http://www.iso-ne.com/trans/celt/report/index.html>

ISO New England (ISO-NE, 2014d), 2014-2023 Forecast Report of Capacity, Energy, Loads, and Transmission. Sitio web:
http://www.iso-ne.com/trans/celt/report/2014/2014_celt_report.xls

ISO New England (ISO-NE, 2014e), Manual for Market Operations, Manual M-11, Revision: 47, Effective Date: October 6, 2013. Sitio web: http://www.iso-ne.com/rules_proceeds/isonemnl/m_11_market_operations_revision_47_10_06_13.doc.

Anexo I: Estados Unidos (MISO)

I.1. Descripción del mercado eléctrico

El mercado del medio oeste de estados unidos, conocido como “Midcontinent”, incluye parcial o completamente los estados de Arkansas, Illinois, Indiana, Iowa, Kentucky, Louisiana, Michigan, Minnesota, Mississippi, Missouri, Montana, Nueva Orleans, Nebraska, Dakota del norte/sur, Texas y Wisconsin. Además, la provincia de Manitoba en Canadá. El mercado lo opera el “Midcontinent ISO” o “MISO”. El cual es su vez un operador regional de la transmisión (RTO).

El MISO es una entidad privada independiente que opera el sistema eléctrico y administra el mercado. Desde el año 1998. Dentro de las funciones de operación y administración del MISO, se debe garantizar la confiabilidad y desde el punto de vista de planificación realizar los planes regionales de expansión de la transmisión.

El MISO consideran dos mercados principales, el mercado del día siguiente y el mercado en tiempo real. Además, el mercado de servicios auxiliares, gestión de la demanda y los servicios por el uso de la transmisión.

Las entidades que regulan y supervisan al MISO son la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), la NERC (*North American Electric Reliability Corporation*). Cabe destacar que la NERC trabaja con entidades regionales tales como MRO (*Midwest Reliability Organization*), el RFC (*Reliability First*) y el SERC (*SERC Reliability Corporation*). Las cuales están relacionadas con los lineamientos para supervisar la implementación de los procedimientos y criterios de confiabilidad.

I.1.1. Matriz de energía eléctrica

A finales del 2013, la capacidad total aproximada del MISO fue de 129.341 MW (sin incluir las región del sur y el mercado de “Entergy”). El mayor aporte, en términos de capacidad, fue el carbón (63.369 MW) seguida del Gas Natural (37.876 MW), la energía eólica (12.069 MW) y la energía Nuclear (8.309 MW). Los otros recursos representan aproximadamente un 6%, de los cuales 3.372 MW corresponden a centrales Diesel y derivados, 3.593 MW hidráulicos y 753 MW a base de biomasa/cogeneración/desechos. En la Figura I-1 se presenta la capacidad instalada de energía eléctrica en el MISO a finales de 2013 (MISO, 2014).

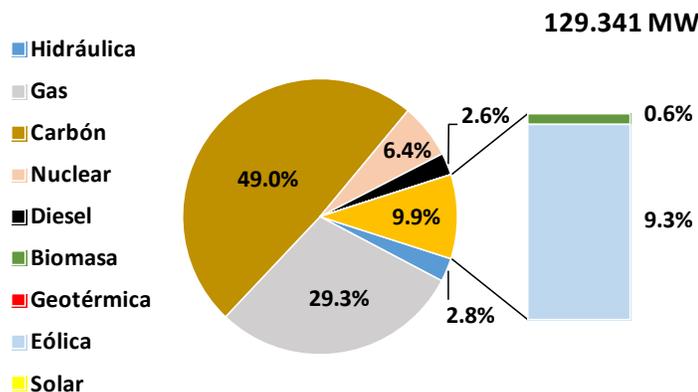


Figura I-1: Capacidad instalada (MISO, 2014)

En la Figura I-2 se ilustra la composición de la matriz de energía eléctrica a 2013. De acuerdo a lo descrito en la oferta de capacidad, el carbón fue el recurso energético que más aportó a la matriz con 275.051 GWh seguida de energía nuclear con 48.513 GWh, la energía eólica con 35.268 GWh, el Gas Natural con 25.785 GWh, la eólica con 1.190 GWh y la biomasa con 1.022 GWh. Los demás recursos energéticos no superaron el 2% de la generación de energía eléctrica, la cual en total alcanzó 391.867 GWh durante el 2013 (MISO, 2013).

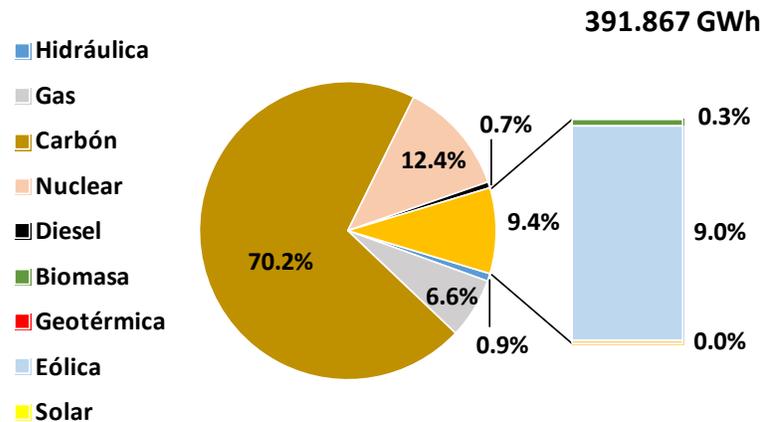


Figura I-2: Generación de energía (MISO, 2014)

I.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

El sistema de transmisión del MISO se compone de los activos de líneas y subestaciones con una tensión nominal superior a 230 kV. El sistema principal cuenta con líneas de transmisión a 345 kV, 500 kV y 765 kV. En la actualidad, el MISO cuenta aproximadamente con 85.617 km de líneas de transmisión (sin incluir los 25.350 km de la región sur del MISO). En la Figura I-3, se muestra a modo referencial el sistema de transmisión del MISO (MISO, 2014).

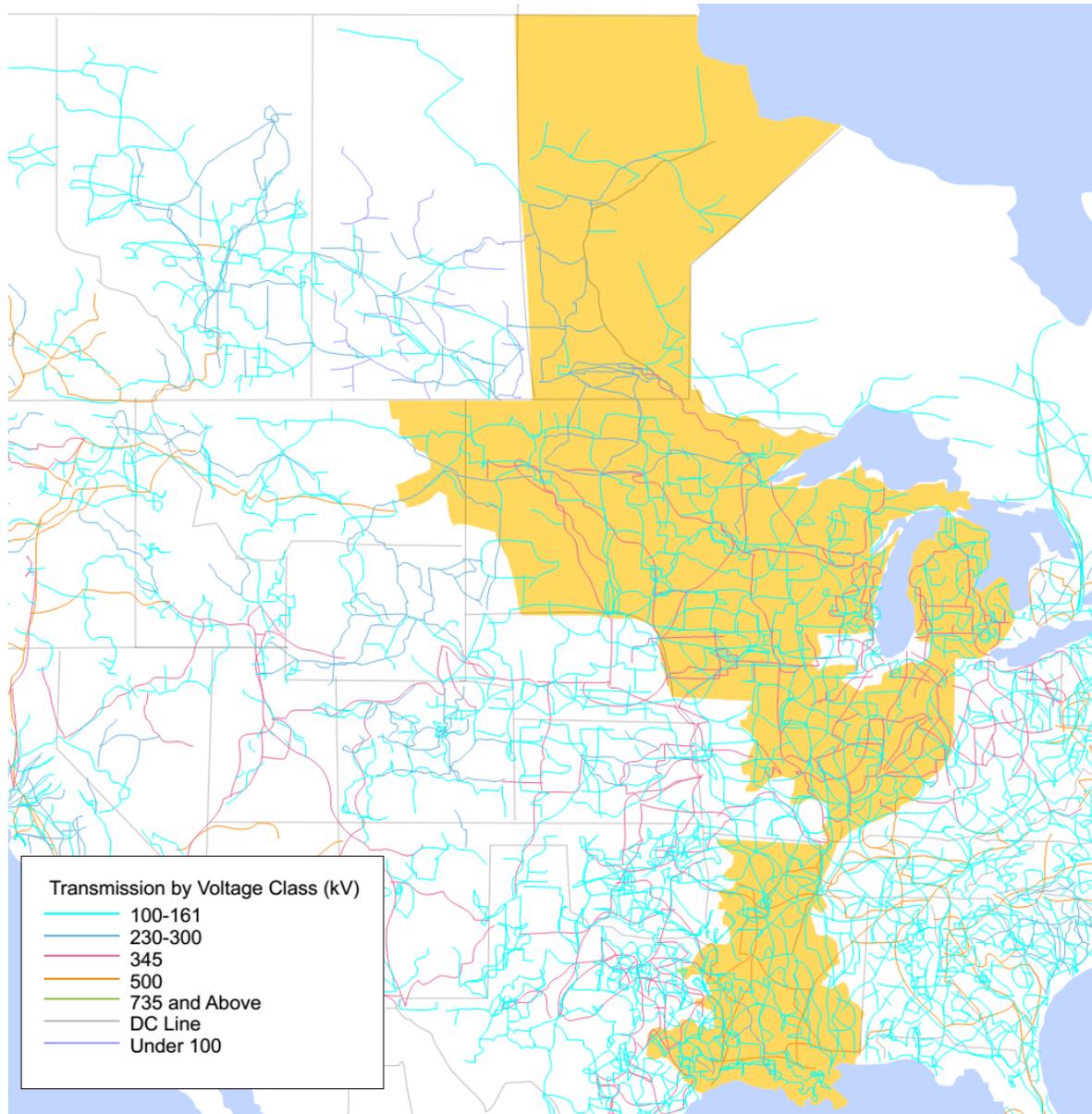


Figura I-3: Mapa del sistema de transmisión MISO.

Tomado de <https://www.misoenergy.org/Planning/.../Pages/MTEP13.aspx>

I.2. Operación del sistema de potencia

En el mercado del MISO, el sistema funciona bajo un esquema de precios nodales. A los generadores que están dentro del área del RTO se les permite realizar ofertas para la puesta en marcha de las unidades de generación, generación mínima (mínimos técnicos o reserva en giro), y rampas tanto de subida como de bajada.

EL MISO realiza dos metodologías de despacho, la lista mérito (SCUC) y el despacho con restricciones de seguridad para satisfacer los requerimientos de la demanda.

En la Figura I-4 se muestran los hitos más relevantes que han modificado el mercado e inciden en la operación del sistema.

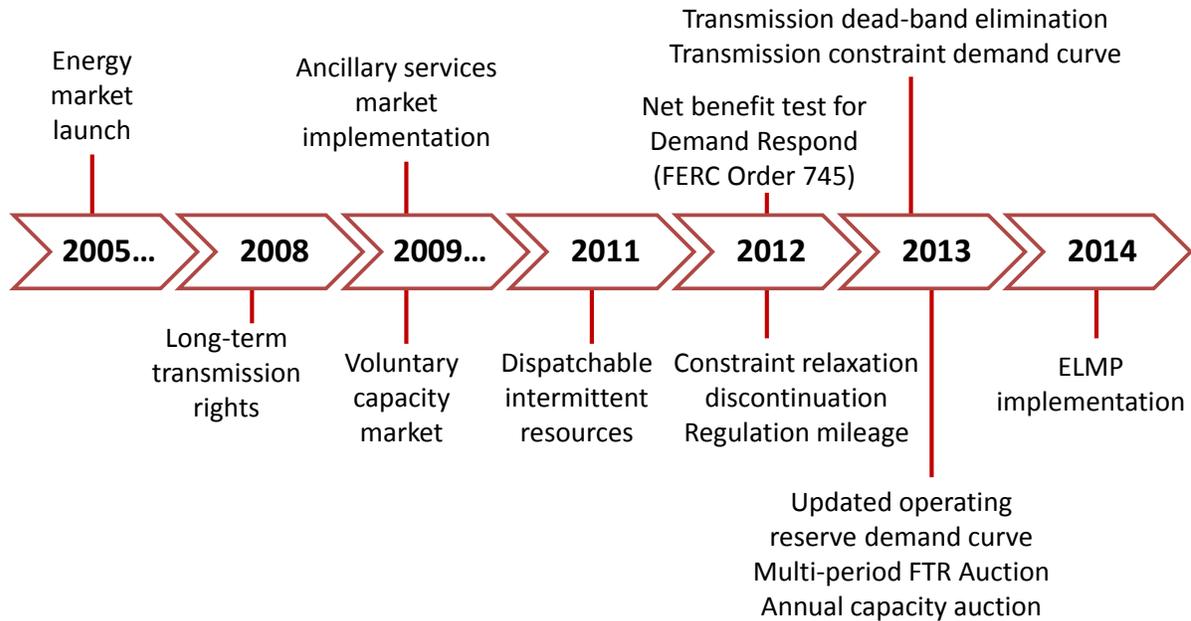


Figura I-4: Hitos relevante en el mercado MISO.

I.2.1. Descripción de la confiabilidad

En el MISO la confiabilidad de la operación considera la operación de los elementos del sistema de potencia manteniendo equipos y el sistema eléctrico dentro de los límites térmicos, de voltaje y de estabilidad de modo que la inestabilidad, separación no controlada o fallos en cascada no se produzcan como resultado de una perturbación repentina, incluyendo un incidente de seguridad cibernética o un fallo inesperado de los elementos del sistema. El marco normativo se sustenta bajo la sección 215 del “Federal Power Act” y en esta se incluyen exigencias para la operación de la infraestructura del sistema de potencia.

I.2.2. Confiabilidad en la operación

Como Coordinador de Confiabilidad (RC) y Operador Regional de la Transmisión (RTO), MISO asegura en tiempo real la confiabilidad del sistema eléctrico interconectado de potencia (BES).

- Procedimientos Operativos Normales: Procedimientos de funcionamiento normales (NOP) se utilizan durante el funcionamiento normal o, en algunos casos, para evitar una situación de emergencia en el sistema eléctrico de potencia (BES). En general, para MISO es posible anticipar y planificar el futuro para este tipo de eventos, de esta manera están disponibles los procedimientos documentados.
- Procedimientos anormales de funcionamiento: Procedimientos de operación anormales (POA) se utilizan durante los eventos provocados por el mal funcionamiento de los sistemas de software u otro tipo de problema de infraestructura que afecta al MISO o sus miembros. Estos procedimientos pueden incluir, entre otros, el proceso de copia de seguridad usado cuando falla un sistema

particular. Los procedimientos asumen que el BES no está en riesgo y ayudan a prevenir los factores potenciales de riesgo.

- Procedimientos de Operación de Emergencia. Un Procedimiento de Operación de Emergencia (EOP) se utiliza cuando se produce un evento en el BES que resulta en condiciones de riesgo para la operación del BES.

Por otra parte, en el MISO se utilizan procedimientos de funcionamiento temporales o provisionales los cuales deben ser implementados con la suficiente rapidez para normalizar la operación. En general, se considera una lista de contingencias y se evalúa la respuesta de los recursos disponibles del sistema, por ejemplo los esquemas de generación automática. A su vez, se consideran las características de los despachos de generación, niveles de carga y transferencia. El MISO evalúa escenarios de despachos críticos por sistema y áreas (SCED), en el que se realiza un análisis de pérdida esperada de carga, trasferencias y evaluaciones dinámicas. En la Figura I-2 se describen los diferentes estados de operación que se consideran en el MISO.

Tabla I-2: Estados de operación en el MISO

Nivel	Bajo (0)	Elevado (1)	Alto (2)	Severo (3)
Estado	Normal	Eventos de corta duración, menor impacto y pueden ser rápidamente despejados (activos fuera deservicio temporalmente)	Eventos de larga duración, mayor impacto y causa desconocida (pérdida de monitoreo de datos o la desconexión de activos)	Evento de mayor impacto que dificulta la operación confiable del sistema y del mercado (falta de hardware, sabotaje, evacuación del centro del control)

En el MISO se soporta en el mercado de reservas operativas para responder a los requerimientos del sistema. Básicamente, se consideran dos tipos: reservas para la regulación y reservas para contingencias. Las reservas de regulación deben tener un tiempo de respuesta menor a 5 minutos y disponible en la red (AGC). Las reservas para contingencias o emergencias deben tener un tiempo de respuesta menor a 10 minutos y pueden existir recursos disponibles o no en la red.

De acuerdo con los requerimientos de confiabilidad, MISO implementa dos indicadores:

- IROL (límite operativo de confiabilidad interconectada - Interconnected Reliability Operating Limit) que se define como un límite de operación del sistema que, si es violado, pueda llevar a inestabilidad, o fallas en cascada que pueden impactar adversamente la confiabilidad de la red eléctrica de potencia. MISO lleva a cabo un análisis IROL y SOL (Límites de operación del sistema-System Operating Limits) en horizontes de tiempo de planeación y operación. El caso base para el estudio generalmente usa pronósticos de nivel de carga diversificada y no diversificada.
- SOL todas las instalaciones que no sean consideradas IROL serán consideradas SOL.

Estos indicadores se utilizan bajo el mecanismo de curva de demanda con restricciones de transmisión. En la cual se definen penalizaciones en función de las violaciones de las restricciones de transmisión para reducir variaciones importantes de los precios y reducir los costos de congestión. En la Figura I-5 se muestra la clasificación implementada por MISO para valorar las violaciones a las restricciones de transmisión.



Figura I-5: Precio de la penalidad por restricción (\$/MWh).

Además, el MISO define un conjunto de recursos y su orden de prioridad para enfrentar las posibles contingencias que se presenten en el sistema. Básicamente considera tres estados de requerimientos de capacidad. El estado normal (uso de los recursos para abastecer la demanda desde el punto de vista económico), el estado de alerta de emergencia y el estado de evento de emergencia. En la Figura I-6 se muestra el orden de prioridad en que son utilizados los recursos disponibles en el MISO.



Figura I-6: Planeación de los recursos de operación ante contingencias.

I.3. Referencias

Reliability Operating Procedures

<https://www.misoenergy.org/MARKETSOPERATIONS/RELIABILITYOPERATINGPROCEDURES/Pages/ReliabilityOperatingProcedures.aspx>

Reliability Plan

http://www.nerc.com/comm/OC/ORS%20Reliability%20Plans%20DL/MISO_Reliability_Plan_06_01_2014%20clean%20v19b.pdf

Reliability Assessment Commitment Process (RAC)

http://home.eng.iastate.edu/~jdm/ee458_2011/RAC%20White%20Paper.pdf

Reliability Subcommittee (RSC)

<https://www.misoenergy.org/STAKEHOLDERCENTER/COMMITTEESWORKGROUPSTASKFORCES/RSC/Pages/home.aspx>

Abnormal Operating Procedures

<https://www.misoenergy.org/MarketsOperations/ReliabilityOperatingProcedures/Pages/AbnormalOperatingProcedures.aspx?ProcType=RTO-AOP>.

Anexo J: Estados Unidos (NYISO)

J.1. Descripción del mercado eléctrico

El NYISO opera bajo un área regional, la cual se clasifica como Área de Control de Nueva York (NYCA) formando de esta manera parte del sistema de la interconexión del este (principalmente el sistema eléctrico interconectado que cubren la mayor parte del este de E.E.U.U. y Canadá).

NYISO es una entidad privada independiente que opera el sistema eléctrico y administra el mercado. Desde el año 1999, NYISO es el encargado de operar el sistema de transmisión de Nueva York. Dentro de las funciones de operación y administración del NYISO, se debe garantizar la confiabilidad y desde el punto de vista de planificación realizar los planes regionales de expansión de la transmisión.

El NYISO consideran tres mercados principales, el mercado del día siguiente (48%), el mercado en tiempo real (2%) y el mercado de transacciones bilaterales (50%). Además, el mercado de servicios auxiliares y los servicios por el uso de la transmisión.

Las entidades que regulan y supervisan al ISO-NE son la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), la NERC (*North American Electric Reliability Corporation*), el NYSRC (*New York State Reliability Council*) y el NPCC (*Northeast Power Coordinating Council*). Las dos últimas entidades están relacionadas con los lineamientos para dar cumplimiento a los requerimientos de confiabilidad, la promoción y los procedimientos.

J.2. Matriz de energía eléctrica

A finales del 2013, la capacidad total aproximada de NYISO fue de 37.920 MW. El mayor aporte, en términos de capacidad, fue el gas natural con (20.973 MW) seguida de la hidráulica (5.683 MW) y la nuclear (5.410 MW). Los otros recursos representan aproximadamente un 15%, se destacan principalmente 2.505 MW a base de Diesel o sus derivados, 1.548 MW a base de carbón, 1.367 MW eólicos y 402 MW a base de procesos orgánicos o cogeneración. En la Figura J-1 se presenta la capacidad instalada de energía eléctrica en Centroamérica a finales de 2013 (NYISO, 2014).

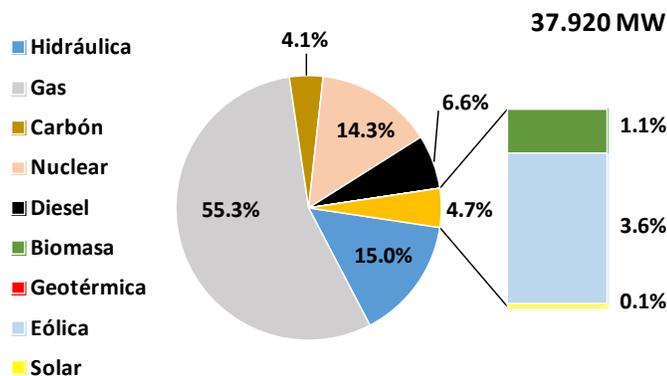


Figura J-1: Capacidad instalada (NYISO, 2014)

En la Figura J-2 se ilustra la composición de la matriz de energía eléctrica a 2013. De acuerdo a lo descrito en la oferta de capacidad, el gas natural fue el recurso energético que más aportó a la matriz con 57.843 GWh seguido por la nuclear con 44.756 GWh, 26.397 GWh a base de centrales hidráulicas, el Carbón con 4.494 GWh y la eólica con 3.451 GWh. Los demás recursos energéticos no superaron el 2.5% de la generación de energía eléctrica, la cual en total alcanzó 140.339 GWh durante el 2013 (NYISO, 2014).

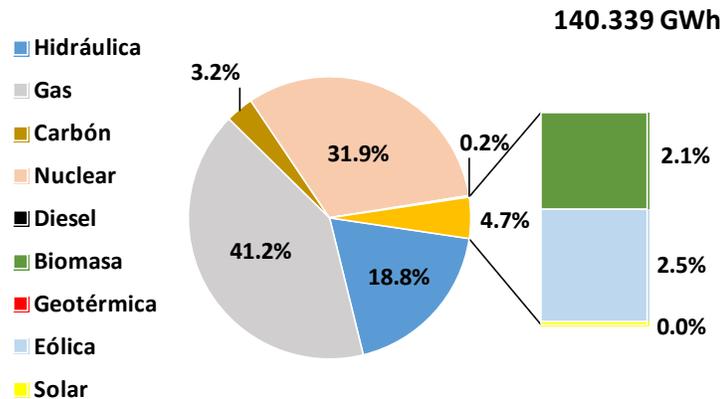


Figura J-2: Generación de energía (NYISO, 2014)

J.2.1. Sistema de transmisión de energía eléctrica

El sistema de transmisión del PJM se compone de los activos de líneas y subestaciones con una tensión nominal superior a 230 kV. El sistema principal cuenta con líneas de transmisión a 345 kV, 500 kV y 765 kV. En la actualidad, PJM cuenta aproximadamente 17.700 km de líneas de transmisión. En la Figura J-3, se muestra a modo referencial el sistema de interconexión del este. (NYISO, 2014).

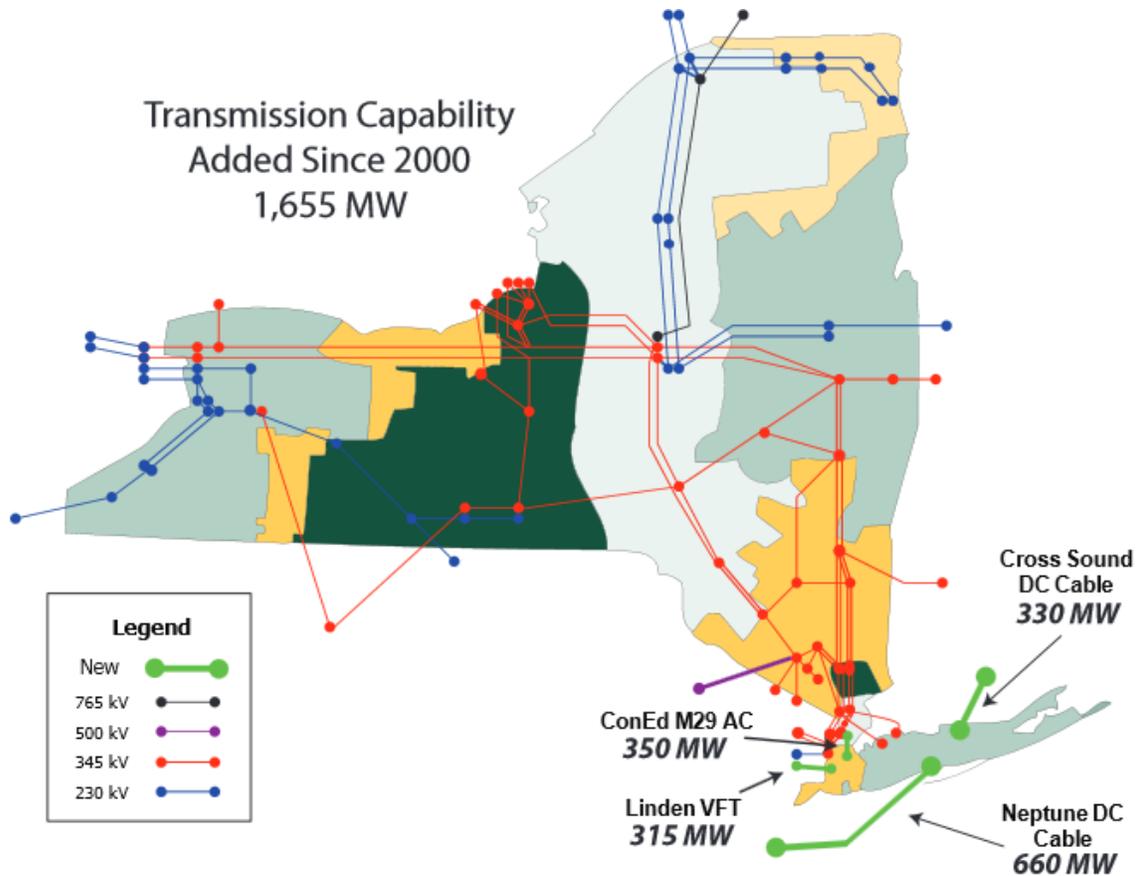


Figura J-3: Mapa del sistema de transmisión NYISO.

Tomado de http://www.pennenergy.com/content/dam/Pennenergy/online-articles/2013/December/ZEData_NYISO_5.png

J.3. Operación del sistema de potencia

NYISO opera bajo una metodología de respuesta en tiempo real, garantizando el flujo de potencia a los usuarios del sistema sin importar las eventualidades que ocurran en el mismo.

En esta sección se aborda el funcionamiento del Sistema de Transmisión de NYISO ya sea en el estado normal o estado de advertencia. Los siguientes son los requisitos y directrices:

- Garantizar límites de funcionamiento del Sistema de Transmisión de NYISO.
- Estrategias de control correctivas.
- Reducción y restricciones en el servicio de transmisión.
- Considerar la influencia de las perturbaciones magnéticas solares en el sistema eléctrico.

A su vez, se considera la siguiente clasificación para determinar el estado del sistema:

- Límite térmico (MW, verano / invierno): normal, emergencia a largo plazo (4 horas dentro de un periodo de 24 horas), emergencia a corto plazo (15 minutos).
- Límite de tensión (kV): Pre-contingencia (alto/bajo), post-contingencia (alto/bajo).
- Límite de frecuencia (Hz): normal (alta/baja).
- Límite de transmisión.

El NYISO considera un despacho en tiempo real con base en un modelo de despacho de seguridad con restricciones considerando múltiples períodos, donde se optimiza y se soluciona simultáneamente el suministro de la demanda (mínimo costo de oferta base), las reservas operativas y requerimientos de la regulación cada cinco minutos. Los requerimientos de confiabilidad y la lista de mérito. En la Figura J-4 se muestran los procesos que se incluyen en la operación del sistema.

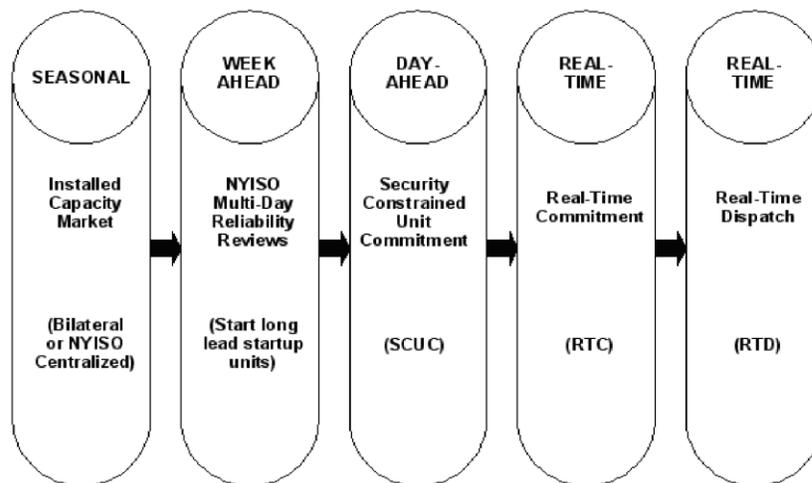


Figura J-4: Procesos en la operación del NYISO.

Tomado de http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Guides/User_Guides/mpug.pdf

J.3.1. Descripción de la confiabilidad

La confiabilidad se define como el grado de rendimiento del sistema eléctrico de potencia que resulta de la entrega de electricidad a los clientes dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada. La Confiabilidad puede ser medida por la frecuencia, la duración y magnitud de los efectos adversos en el suministro eléctrico. La confiabilidad del sistema eléctrico puede ser abordada considerando dos aspectos básicos y funcionales del sistema eléctrico - suficiencia y seguridad (NYSRC RR).

- 1) Adecuación - Capacidad del sistema eléctrico para abastecer las necesidades globales de la demanda eléctrica y de energía de los clientes en todo momento, teniendo en cuenta las interrupciones programadas y no programadas razonablemente esperadas de elementos del sistema.
- 2) Seguridad - La capacidad del sistema eléctrico para soportar perturbaciones tales como cortocircuitos eléctricos o pérdida imprevista de los elementos del sistema.

Las reglas, normas, procedimientos y protocolos desarrollados y promulgados por el Consejo de Confiabilidad del Estado de Nueva York (NYSRC), se llevan a cabo con conformidad con la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de Norteamérica (NERC siglas del inglés), el Consejo de Coordinación de energía del nordeste (PNCC) y la FERC.

En el NYISO una contingencia se entiende como una falla real o un corte de un componente del sistema, tal como: un generador, línea de transmisión, interruptor automático, interruptor u otro elemento eléctrico. Una contingencia también puede incluir múltiples componentes, que están relacionados por situaciones que conducen a interrupciones de componentes simultáneas.

Regla de Confiabilidad Local (LRR) - Normas de confiabilidad de los propietarios individuales de transmisión que se basan en la satisfacción de las preocupaciones específicas de confiabilidad en áreas limitadas del sistema de energía del estado de NY, incluyendo las condiciones especiales que se aplican a las plantas nucleares, como los requisitos de concesión de licencias de la NRC, y los requisitos especiales que se aplican a la zona metropolitana de la ciudad de Nueva York. (NYISO / NYSRC Acuerdo sección 2.1 y sección 4.1). En la práctica, todas las Reglas Confiabilidad NYSRC son aplicables al NYISO, muchas de las cuales también se aplican a uno o más tipos de participantes del mercado de NY.

J.3.2. Confiabilidad en la operación

La confiabilidad de la operación del sistema de energía requiere una vigilancia constante, y el sistema eléctrico del estado de Nueva York presenta desafíos únicos. La potencia normalmente fluye desde el norte y el oeste de Nueva York a los centros de población en la parte sureste del estado. Sin embargo, no siempre está disponible suficiente capacidad de transmisión creando congestión en el sistema. La mezcla de recursos de suministro disponibles para satisfacer la demanda de electricidad de Nueva York es muy variada, y el equilibrio de esos recursos es diferente en cada región del estado. En ese contexto, aproximadamente cada 15 minutos, se evalúa el despacho con el fin de asegurar que la programación de la generación satisfaga todos los requerimientos de confiabilidad.

El NYISO compromete recursos adicionales para satisfacer las necesidades de confiabilidad de cada uno de los sistemas locales. Los propietarios de la transmisión deben notificar al NYISO los requerimientos del sistema hasta la 1:00 AM, antes de que se cierre el mercado de Day-Ahead, para permitir el ingreso de estos recursos al sistema. El NYISO comprometen únicamente las unidades de generación por razones de confiabilidad a petición de los propietarios (agentes) o por la necesidades de confiabilidad del sistema, denominadas como unidades "DARU" que inglés significa Day-Ahead Reliability Units.

EL NYISO realiza el despacho económico con restricciones de seguridad (SCUC de las siglas en inglés), se optimiza las ofertas considerando la demanda sobre el despacho del día para preservar la confiabilidad del sistema, y asegurar que los recursos suficientes estén disponibles para satisfacer la demanda pronosticada y los requerimientos de reserva. Cuando los propietarios notifican al NYISO la necesidad de una unidad para confiabilidad, el SCUC primero evaluará el generador para su posible compromiso económico. Si es económico, el compromiso de la unidad no será considerado un compromiso de confiabilidad. El compromiso por razones de confiabilidad convierte la unida a un DARU. La

petición de un DARU por el propietario o el NYISO anula una notificación de tiempo de encendido de un generador.

El NYSRC es responsable de establecer la capacidad instalada que es requerida anualmente a nivel estatal con el fin de garantizar la disponibilidad de los recursos necesarios. Entre los factores que deben considerarse en el cálculo de la ICR son las características de la carga, la incertidumbre en la carga pronóstico, cortes y valoraciones de las unidades generadoras, los efectos de las interconexiones a otras áreas de control y capacidades de transferencia dentro de la NYCA. El informe anual en todo el estado ICR se establece mediante la aplicación de reglas confiabilidad. El NYSRC establecerá el requisito de IRM para la NYCA, de tal manera que la probabilidad (o riesgo) de desconectar cualquier carga firme debido a las deficiencias de los recursos no se presente más de una vez cada diez años.

La evaluación de la confiabilidad requiere un análisis de seguridad de la mayor parte de instalaciones de transmisión de energía (BPTFs). Para el RNA (Reliability Needs Assessment), NYISO utiliza una lista BPTF que incluía todas las instalaciones clasificadas como parte de la red eléctrica de transporte (BPS), de conformidad con los criterios expuestos en PNCC A-10. Por otra parte, NYISO realiza un análisis de contingencia AC de los BPTFs para la prueba de violaciones térmicas y de bajo voltaje pre y post-contingencia. Además, se realiza un análisis más amplio para la evaluación de contingencia crítica y límite de transferencia, utilizando las curvas potencia-tensión (P-V), descritas por NYISO. El impacto de de los generadores críticos sobre límites de transferencia también se cuantifica y se utiliza en los análisis de Simulación de Confiabilidad Multi Área (MARS, por su sigla en inglés).

J.4. Referencias

2014 Load and Capacity Data Report - NYISO

http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/services/planning/Documents_and_Resources/Planning_Data_and_Reference_Docs/Data_and_Reference_Docs/2014_GoldBook_Final.pdf

2013 Load and Capacity Data Report - NYISO

http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/services/planning/Documents_and_Resources/Planning_Data_and_Reference_Docs/Data_and_Reference_Docs/2013_GoldBook.pdf

http://www.nyiso.com/public/webdocs/media_room/publications_presentations/Power_Trends/Power_Trends/Child_Power_Trends_Presentation_2014/Presentation%20-%20Power%20Trends%202014.pdf

NYISO Overview

<http://www.nysrc.org/pdf/Reliability%20Rules%20Manuals/RR%20Manual%2033%20April%2010%202014%20Final.pdf>

Anexo K: Estados Unidos (PJM)

K.1. Descripción del mercado eléctrico

El mercado de PJM incluye a 13 estados, Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y además el Distrito de Columbia.

PJM es una entidad privada independiente que opera el sistema eléctrico y administra el mercado. Desde el año 2000, PJM es el encargado de operar el sistema de transmisión regional. Dentro de las funciones de PJM, también se incluye la elaboración de los planes regionales de expansión de la transmisión, gestionar la congestión y garantizar la confiabilidad.

En el PJM, se consideran tres mercados principales, el mercado en tiempo real (mercado spot y el mercado de servicios auxiliares), el mercado del día siguiente y el mercado financiero. Además, el mercado de derechos financieros de transmisión y de capacidad en la generación.

Las entidades que regulan y supervisan a PJM son la FERC (Federal Energy Regulatory Commission), la NAESB (North American Energy Standards Board), la NERC (North American Electric Reliability Corporation). Dado que PJM abarca diversos estados, en algunos de los estados la SERC (The SERC Reliability Corporation) monitorea el cumplimiento de las normas de confiabilidad. Cabe destacar que desde el 2008 se creó una unidad independiente "Monitoring Analytics" para monitorear y evaluar el mercado de PJM.

K.1.1. Matriz de energía eléctrica

En el mercado PJM, la capacidad total aproximada a finales del 2013 fue 188.937 MW. El mayor aporte, en términos de capacidad, es el Carbón (75.560 MW) seguido del Gas Natural (53.049 MW) y las centrales nucleares (33.077 MW). Los otros recursos representan aproximadamente un 12%, de los cuales 11.314 MW corresponden al Diesel, 8.107 MW a base de recursos hídricos, 6.549 MW eólicos y 1.032 MW biomasa/desechos. En la Figura K-1 se presenta la capacidad instalada de energía eléctrica en el mercado de PJM a finales de 2013 (PJM, 2014).

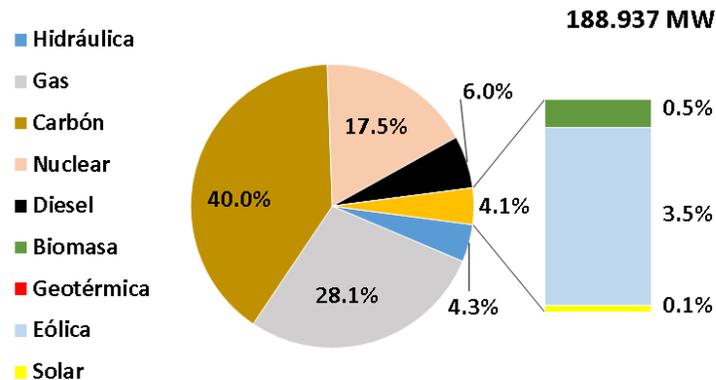


Figura K-1: Capacidad instalada (PJM, 2014)

En la Figura K-2 se ilustra la composición de la matriz de energía eléctrica a 2013. De acuerdo a lo descrito en la oferta de capacidad, el Carbón fue el recurso energético que más aportó a la matriz de energía con 353.464 GWh seguido por el Gas con 127.727 GWh, la energía nuclear con 277.278 GWh, la eólica con 14.085 GWh, la hidráulica con 14.085 GWh y la biomasa con 7.416 GWh. Los demás recursos energéticos no superaron el 2% de la generación de energía eléctrica, la cual en total alcanzó 797.100 GWh durante el 2013 (PJM, 2014).

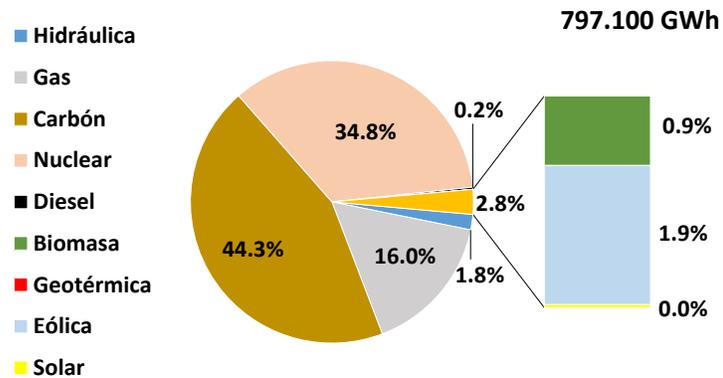


Figura K-2: Generación de energía (PJM, 2014)

K.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

El sistema de transmisión del PJM se compone de los activos de líneas y subestaciones con una tensión nominal superior a 230 kV, aunque en los estudios de operación y planificación regional se incluyen activos desde 100 kV (161 kV, 138 kV, y 115kV). El sistema principal cuenta con líneas de transmisión a 345 kV, 500 kV y 765 kV. En la actualidad, PJM cuenta con 100.670 km de líneas de transmisión. En la Figura K-3, se muestra a modo referencial el sistema de transmisión de PJM. (PJM, 2014).

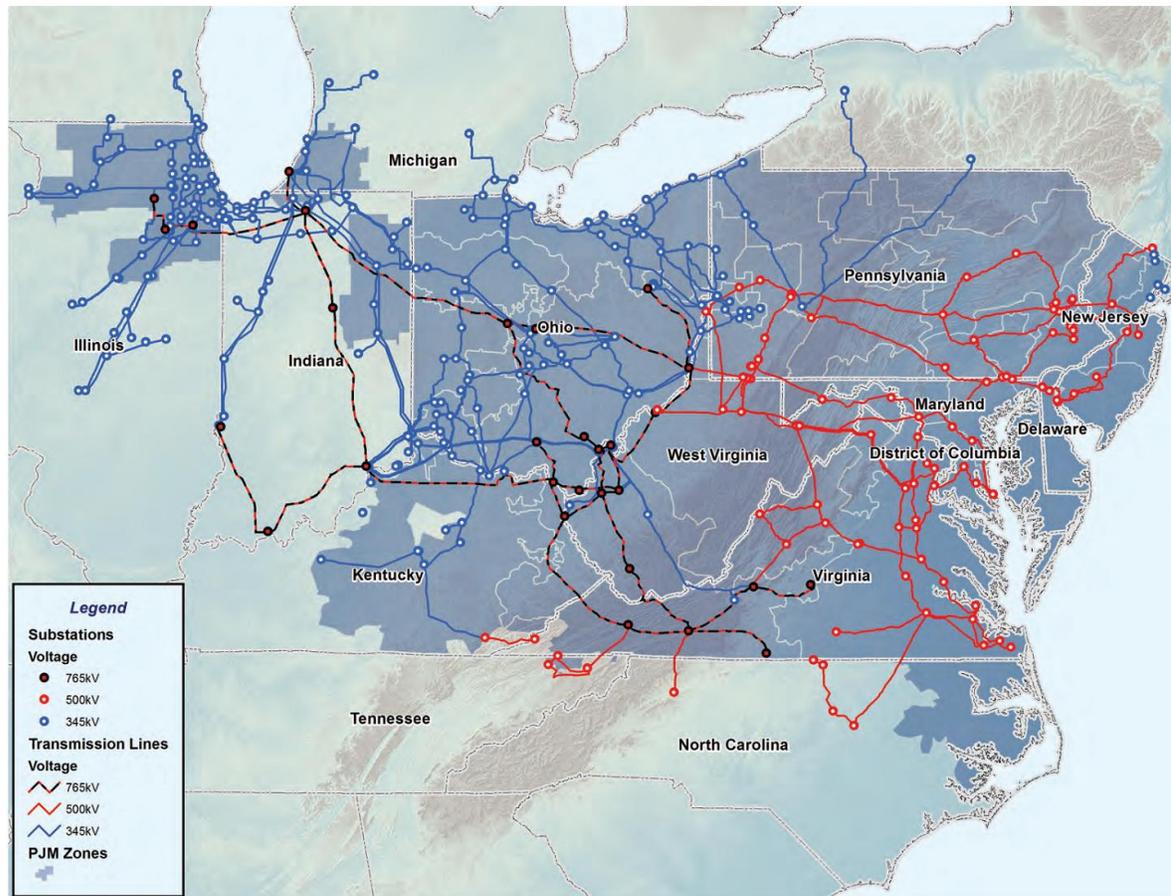


Figura K-3: Mapa del sistema de transmisión PJM.

Tomado de <http://www.pjm.com/~media/documents/reports/rtep-plan-documents/2014-input-assumptions-white-paper.ashx>

K.2. Operación del sistema de potencia

La operación del sistema en PJM, es basada en diferentes tareas, como lo son la programación de la generación dependiente de los resultados del mercado diario; también operaciones en tiempo real, por medio de las cuales se mantiene el equilibrio entre generación y demanda, ajustando la programación de los generadores o de los intercambios, para esto son calculados los precios LMP (locational marginal pricing) basándose en la situación actual del sistema. En caso de existencia de congestiones en la red de transporte, PJM se ve obligado a despachar a generadores más caros (que no habrían resultado despachados en ausencia de congestiones) para no sobrepasar la capacidad de las líneas.

K.2.1. Descripción de la confiabilidad

Se define por Confiabilidad, el grado de rendimiento del sistema eléctrico de potencia, que resulta de la entrega de electricidad a los clientes dentro de los estándares aceptados y en la cantidad deseada. La confiabilidad se puede medir por la frecuencia, la duración y magnitud de los efectos adversos en el suministro eléctrico.

Los principios y las normas establecidas por NERC o Reliability First Corporation definen, entre otras cosas, una pérdida aceptable de la carga debido a la generación inadecuada o capacidad de transmisión.

En PJM, existe un plan acordado de cuatro niveles entre Allegheny Power System (APS), PJM y Virginia Power Company (VAP), en el que las áreas de control ayudan a mantener la confiabilidad interregional del sistema. PJM es responsable de la confiabilidad del sistema regional, que incluye la responsabilidad, tanto para el Sistema Eléctrico de Potencia, y las instalaciones de bajo voltaje que se han entregado a PJM para el control operacional. Las funciones PJM asociadas con la confiabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia, incluyen la revisión y aprobación de las instalaciones planeadas, cortes de líneas de transmisión y las interrupciones de suministro en base a las condiciones actuales y proyectadas del sistema, monitoreo en tiempo real de la carga de la información y el cálculo de las cargas de post-emergencia en el sistema de transmisión, administración de los procedimientos de reducción de carga, la reexpedición de una generación, y ordenar la restricción de las transacciones y/o carga.

K.2.2. Confiabilidad en la operación

PJM cuenta con un manual de planeamiento de operación (M-38) que se enfoca en cómo se espera que la compañía PJM y sus miembros lleven a cabo el plan de coordinación de confiabilidad de PJM.

PJM hace estudios de operación por temporadas (se hacen dos estudios al año-verano e invierno) cuyo propósito es determinar la capacidad del sistema de PJM para operar confiablemente bajo las normas NERC, RFC, y SERC. Los resultados del estudio se basan en condiciones asumidas del sistema que difieran de las condiciones actuales de operación debido a generación no planeada o cortes en la transmisión, los efectos en la carga de climas fuera de estación y disponibilidad de unidades por encima de lo que se había simulado en el estudio.

También se hacen estudios y evaluaciones interregionales. PJM participa en una serie de estudios y evaluaciones interregionales preparados con el auspicio del ERAG (grupo de evaluación de la confiabilidad del Este). Además de los estudios de temporada, el ERAG también realizan evaluaciones a mediano y largo plazo sobre una base ad-hoc (el término Ad-hoc se usa para referirse a algo que es adecuado sólo para un determinado fin o en una determinada situación. Es decir, algo específico). Se llevan a cabo tres foros de estudio interregionales para evaluar el rendimiento esperado e identificar tendencias en el comportamiento térmico y de reactivos de la red. Estos estudios son una fuente importante de información para proyectar condiciones en los picos de las estaciones futuras.

Se hace coordinación de fallas (interrupciones) en la generación y la transmisión de manera que no violen los criterios de confiabilidad de PJM y los criterios del mercado que no sólo se limita a la reducción de potencia; Se incluyen también cambios en la información de la curva D (D-Curve), estado de la regulación de voltaje y otras fallas en equipos que puedan ocasionar la salida de varios generadores en una planta específica.

El propósito de los análisis de confiabilidad de corto plazo es asegurar que se puede llevar a cabo un plan exhaustivo de operación que satisfaga todos los requerimientos de confiabilidad. Tales análisis traen consigo información disponible sobre los cortes, topología

del sistema, pronóstico de carga, compromiso de las unidades, y transferencias programadas como entradas para el análisis.

De acuerdo con el manual de coordinación de confiabilidad (M-37), PJM tiene unos indicadores como:

- IROL (límite operativo de confiabilidad interconectada - Interconnected Reliability Operating Limit) que se define como un límite de operación del sistema que, si es violado, pueda llevar a inestabilidad, o fallas en cascada que pueden impactar adversamente la confiabilidad de la red eléctrica de potencia. PJM lleva a cabo un análisis IROL y SOL (Límites de operación del sistema-System Operating Limits) en horizontes de tiempo de planeación y operación. El caso base para el estudio generalmente usa pronósticos de nivel de carga diversificada y no diversificada. La metodología operacional de PJM para determinar los IROL simula transferencias a través de una instalación o combinación de éstas y comparando violaciones térmicas y de voltaje. Las violaciones térmicas que no resulten en violaciones generalizadas de voltaje se controla mediante procedimientos para tomar acciones de emergencia como alivio de carga para recuperar flujos.
- SOL todas las instalaciones que no sean consideradas IROL serán consideradas SOL.

Un procedimiento que realiza PJM cuando se determina condiciones de sobrecarga en parte de alguna instalación se lleva a cabo procedimientos de alivio de carga en la transmisión para restaurar el servicio bajo límites seguros de operación.

PJM cuenta con un plan de confiabilidad consistente con las normas de la NERC y la RRO (organización de confiabilidad regional-Regional Reliability Organization) que incluye procedimientos para operaciones de emergencia, de día actual y de día siguiente, restauración del sistema, acuerdos de coordinación e intercambio de datos.

K.3. Referencias

PJM, PJM Manual 35: Definitions and Acronyms. April 2014.

<http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/M35.ashx>

NERC, NERC Rules of Procedure - Effective 1-30-2014

<http://www.serc1.org/Documents/Compliance/NERC%20Rules%20of%20Procedure%20-%20Effective%201-30-2014.pdf>

PJM, PJM Manual -37 Reliability Coordination. April 2013

<http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m37.ashx>

PJM, PJM Manual -38: Operations Planning. December 2012

<http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m38.ashx>.

Anexo L: Nueva Zelanda (TRANSPOWER)

L.1. Descripción del mercado eléctrico

La estructura del mercado eléctrico de Nueva Zelanda se encuentra conformado por 3 sectores: generación, transmisión, distribución. La comercialización de energía se realiza en dos mercados, el mercado minorista en donde los participantes que compran la electricidad al por mayor y en lo venden a los consumidores en sus instalaciones individuales y el mercado mayorista que está compuesto por dos mercados: el mercado spot y el mercado de contratos en donde los generadores compiten por el derecho a generar para satisfacer la demanda, y los minoristas compran electricidad para en venta a los consumidores.

Las entidades del sector eléctrico son el Ministerio de Energía y Recursos (Ministry of Energy and Resources), la Autoridad Eléctrica (*Electricity Authority*) y el operador del sistema es Transpower. La "Electricity Authority" es el organismo que promueve la competencia, la confiabilidad de suministro y la operación eficiente del sector eléctrico de Nueva Zelanda para el beneficio a largo plazo de los consumidores. Los procedimientos y normas están contenidos bajo el *Electricity industry Act 2010*. El código (*The Code*) de participación del sector eléctrico (*Electricity Industry Participation Code*) aprobado por el Ministerio de Energía y Recursos define las funciones y operaciones del sector en virtud del *Electricity industry Act 2010*. En este se definen las políticas asociadas a operación, seguridad de suministro y servicios complementarios.

El operador del sistema es Transpower y se encarga de la programación en tiempo real y el despacho de la generación para satisfacer la demanda y garantizar los estándares de calidad y seguridad de suministro definidos por ley. Las políticas de seguridad se encuentran definidas en el *Transpower's connection contract*. Adicionalmente el *Policy Statement and Procurement Plan*, proporciona la información detallada sobre las políticas de seguridad.

Finalmente el mercado cuenta con instrumentos financieros de cobertura (*Hedge Market*), utilizada para gestionar la volatilidad de los precios del mercado spot tanto para generadores como compradores de electricidad. Las coberturas son definidas en el código (*The Code*) en el código como los contratos de gestión de riesgos. Las coberturas se acuerdan ya sea directamente entre las partes (conocidas como *Over-The-Counter - OTC*) o mediante compras de derivados de la Bolsa de Valores de Australia (ASX) mercado de futuros de electricidad. También existe un mecanismo especializado independiente denominado FTR (Financial Transmission Rights) para ayudar a las partes a gestionar el riesgo que enfrentan por parte de las grandes e impredecibles diferencias de los precios mayoristas de la electricidad entre las islas Norte y Sur.

L.1.1. Matriz de energía eléctrica

A finales del 2013, la capacidad instalada total efectiva en Nueva Zelanda fue de 7.082 MW. El mayor aporte en términos de capacidad, es la hidroelectricidad (2.846 MW) seguida del gas natural (1.500 MW), el carbón (1.000 MW) y la geotermia (888 MW). Los otros recursos representan cerca del 12% de la matriz, de los cuales 367 MW corresponden a cogeneración, 326 MW eólicos y 155 MW corresponden a Diésel.

En la Figura L-1 se presenta la capacidad instalada de energía en Nueva Zelanda a diciembre de 2013 (Transpower, 2014).

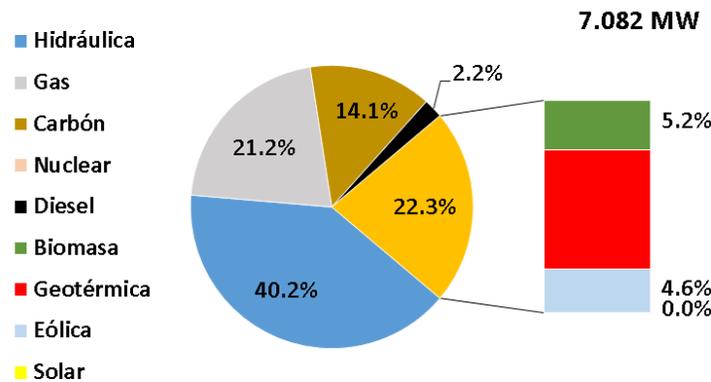


Figura L-1: Capacidad instalada (Transpower, 2014)

En la Figura L-2 se ilustra la composición de matriz de energía eléctrica en 2013. Se observa que se mantiene la hidroelectricidad como el recurso energético que más aporta a la matriz de generación con 22.815 GWh seguido el gas natural con 8.099 GWh, la geotermia con 6.053 GWh, carbón con 2.242 GWh muy cercano a los 1.997 GWh eólicos. Los demás recursos energéticos alcanzan el 1.5% de la generación eléctrica, la que alcanzó el 2013 lo 41.844 GWh.

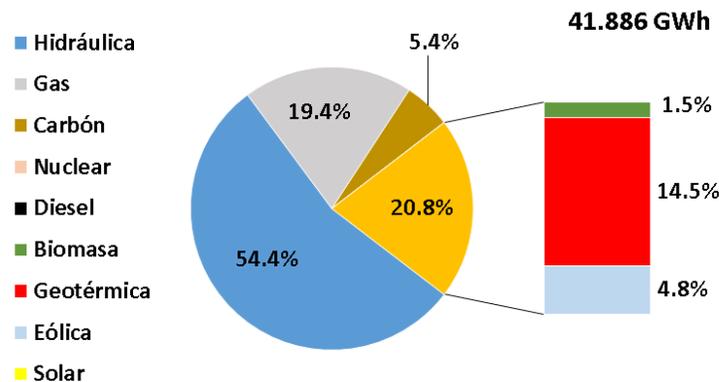


Figura L-2: Generación de energía (Transpower, 2014)

L.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

Red de transmisión HVAC de Nueva Zelanda suministra la mayor parte de los principales centros de carga, y se compone de una red troncal de red de líneas de transmisión de 220 kV que se extiende lo largo de cada isla.

También hay una red de 110 kV que se utiliza generalmente en paralelo al sistema 220 kV. El sistema de 110 kV era la columna vertebral cuadrícula original, en gran parte sustituidas por la introducción de la red de 220 kV desde la década de 1950. El sistema de 110 kV ahora

se utiliza sobre todo para la transmisión de algunas regiones que no disponen de 220 kV, o para la sub-transmisión a las subestaciones dentro de una región.

Figura L-3 y la Figura L-4 muestran los mapas de la red de transporte, tanto para las Islas Norte y Sur y en la Tabla L-1 se resumen los principales activos del sistema de transmisión.

Tabla L-2: Resumen de activos de las redes de transmisión en Nueva Zelanda

Descripción de activos de transmisión	Descripción
Longitud de las líneas de transmisión	11,764 km
Número de subestaciones (incluyendo HVDC)	178
Niveles de tensión de las líneas HVAC	220, 110, 66, 50 kV
Niveles de tensión de las líneas HVDC	350 kV
Capacidad del enlace HVDC	1200 MW
Bancos de Capacitores y filtros	86
Bancos de transformadores	350
Condensadores síncronos	9
StaticVar Compensators/STATCOMS	8
Reactores shunt	3
Reactores serie	2



Figura L-3: Mapa del sistema de transmisión de Nueva Zelanda – Isla Norte (Transpower, 2014)



Figura L-3: Mapa del sistema de transmisión de Nueva Zelanda – Isla Sur (Transpower, 2014)

L.2. Operación del sistema de potencia

La Autoridad de Electricidad tiene una serie de funciones para facilitar el eficaz funcionamiento del día a día del sistema de energía y los mercados de conformidad con el Código de Participación del Sector Eléctrico (“*the Code*”), aprobado por el Ministro de Energía y Recursos. En virtud de la Ley del Sector Eléctrico de 2010, Transpower es el Operador del Sistema con la responsabilidad en el marco del 'Código' a la oferta y demanda de recursos coordinar para mantener la seguridad en tiempo real.

Garantizar la seguridad en tiempo real requiere que el operador del sistema programe y despache la electricidad para mantener continuamente un equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad, y evitar la interrupción del suministro. Para ello, el operador del sistema determina la combinación óptima de los generadores y proveedores de reserva de cada periodo de negociación (media hora). Luego, el operador del sistema indica los generadores de cuándo y cuánta electricidad para generar y gestionar cualquier evento que pueda hacer que el equilibrio entre oferta y demanda sea interrumpido.

Además de su papel de despacho en tiempo real, el rol de operador del sistema implica la planificación del sistema para diferentes períodos que van desde los años a minutos antes de la operación en tiempo real. Ejemplos de ello son la coordinación de generación y transmisión e interrupciones, facilitando la puesta en marcha de las nuevas plantas de generación, y la contratación de servicios auxiliares de apoyo a la operación del sistema de potencia.

L.2.1. Descripción de la confiabilidad

La seguridad del suministro (Security of Supply – SoS) hace referencia a la necesidad de contar con suficiente generación, capacidad de transmisión y suministro de combustible para almacenar (como el agua, gas y carbón) de manera de mantener el suministro normal a los consumidores.

Debido a que Nueva Zelanda es un sistema aislado y con alta dependencia de la generación hidroeléctrica, el principal riesgo para la seguridad del suministro es un escenario hidrológico seco (bajos niveles de energía en los lagos).

Si bien es responsabilidad de la industria de la electricidad proporcionar seguridad de suministro, es responsabilidad de la autoridad asegurar que el entorno normativo promueva que los consumidores se beneficien de un nivel eficiente de confiabilidad (por ejemplo, el costo de proporcionar la seguridad de suministro sea un adecuado *trade-off* frente a los costos y riesgos asociados con la pérdida de suministro).

Transpower, como operador del sistema, tiene la responsabilidad operativa de suministro de información sobre todos los aspectos asociados a la seguridad del suministro y la gestión de del suministro ante emergencias.

L.2.2. Confiabilidad en la operación

En referencia a las obligaciones de desempeño del operador del sistema, este deberá actuar como un operador razonable y prudente del sistema con el objetivo despachar los activos disponibles de manera de evitar fallas en cascada en el sistema que originen la pérdida de demanda y que surgen de (i) variaciones de frecuencia o tensión y (ii) desequilibrios de la

oferta y demanda y en referencia a la frecuencia del sistema la que debe mantenerse dentro de la banda normal de operación y de acuerdo a lo programado en donde se garantice que las variaciones momentáneas de frecuencia se mantengan entre los 47 Hertz y 52 Hertz.

El operador podrá solicitar a los participantes con el objetivo de identificar la naturaleza de fallas verificar el cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y calidad de suministro en el punto de conexión a la red. Las mediciones solicitadas que deberán estar disponibles son las asociadas a:

- New Zealand Electrical Code of Practice (NZECP 36.1993) para los niveles de armónicos, en su versión última versión.
- Norma Australiana (AS2279.4 1991) para los niveles de flicker de tensión
- Hacer los esfuerzos necesarios y razonables para mantener la tensión de secuencia negativa en menos del 1%, y para asegurarse de que la secuencia negativa no sea superior al 2% en cualquier punto de la red.

En referencia a la seguridad de suministro se ha definido que el margen de reserva debe encontrarse entre el 14% y 16% en toda Nueva Zelanda, así mismo el margen de reserva en invierno para la isla sur es debe estar entre un 25,5% - 30%. Así mismo la capacidad de seguridad de suministro en invierno establece un margen entre los 630 – 780 MW en la isla norte.

En referencia a las variaciones momentáneas de frecuencia, éstas no excedan el equivalente estadístico en los siguientes niveles:

Tabla L-2: Rangos de frecuencia

Banda de Frecuencia (Hertz) (donde “x” sea la frecuencia durante una fluctuación momentánea)	Máximo número de ocurrencias por periodo (iniciados a partir del 1 de marzo de 2004)
52.00 > x ≥ 51.25	7 en cualquier periodo de 12 meses
51.25 > x ≥ 50.50	50 en cualquier periodo de 12 meses
49.50 ≥ x > 48.75	60 en cualquier periodo de 12 meses
48.75 ≥ x > 48.00	6 en cualquier periodo de 12 meses
48.00 ≥ x > 47.00	1 en cualquier periodo de 60 meses

En referencia a la entrega de información de previsión corto y mediano plazo y de todos los aspectos de la seguridad del suministro el operador debe preparar y publicar una previsión de la calidad de suministro y su política asociada. También debe¹⁷:

- (i) preparar y publicar al menos anualmente una evaluación de la seguridad de suministro que contiene las previsiones de oferta y demanda detalladas de al menos 5 años, que asiste a las partes interesadas para evaluar si la seguridad energética de la norma de suministro y la seguridad de la capacidad de suministro cumplen con los estándares estándar;
- (ii) consultar con las personas que el operador del sistema considere que son representativos de los intereses de las personas que puedan verse afectadas de manera sustancial con la evaluación de seguridad elaborada antes de la publicación de dicha evaluación;
- (iii) preparar y publicar la información que asiste a los interesados para supervisar la capacidad de generación hidráulica y térmica, los activos del sistema de transmisión, combustibles primario y servicios auxiliares están siendo utilizados para gestionar los riesgos de escasez, incluidos los períodos secos prolongados; y
- (iv) publicar, en relación con la información publicada en los apartados (i) y (iii), con detalle suficiente los datos usados en los modelos, supuestos y metodologías que el operador del sistema ha utilizado para preparar esa información, de manera de permitir a los interesados a que recrean información (pero sin publicar información que sea confidencial, a cualquier participante);

L.3. Referencias

Transpower. (2014a) Annual Planning Report 2014, Sitio Web: <https://www.transpower.co.nz/resources/annual-planning-report-2014>

Electricity Authority, <http://www.ea.govt.nz/>

Electricity Authority. (2010a) Electricity Industry Participation Code
Sitio web: <http://www.ea.govt.nz/code-and-compliance/the-code/>

Electricity Authority. (2010b) Electricity Industry Act 2010
Sitio Web: <http://www.ea.govt.nz/code-and-compliance/act-and-regulations/>

Ministry of business, Innovation & Employment. (2013a) Energy in New Zealand, Modelling and Sector Trends. Sitio web: <http://www.med.govt.nz/sectors-industries/energy/energy-modelling/publications/energy-in-new-zealand-2013/Energy-in-New-Zealand-2013.pdf>.

¹⁷ Mayores detalles de la política de seguridad y mecanismos de medición y exigencias están detalladas en el capítulo 7 del código.

Anexo M: Perú (COES)

M.1. Descripción del mercado eléctrico

El marco regulatorio del sector eléctrico peruano se rigen principalmente por las siguientes normas con rango de Ley: Ley de Concesiones Eléctricas 25.844/1992, la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica 28.832/2008 y el Decreto Legislativo N° 1041/2008 (COES, 2014a). Las entidades del sector eléctrico son el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGIM), el Centro Nacional de Planeamiento Estratégico (CEPLAN) y el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La operación del sistema de potencia está bajo la responsabilidad del COES, entidad privada independiente, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público e integrado por todos los agentes de Sistema Eléctrico Interconectada Nacional (SEIN). Las funciones del COES son coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo y con el cumplimiento de los criterios de seguridad del sistema. A su vez, optimizar el uso de los recursos energéticos, así como planear la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

En cuanto a la operación del mercado de corto plazo del sistema, se consideran los decretos supremo 027-2011-EM Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad, 020-97-EM Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), RD No. 014-2005-EM/DGE Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, la RM N° 214-2011-MEM Código Nacional de Electricidad y los procedimientos para la programación de corto plazo.

M.1.1. Matriz de energía eléctrica

A finales del 2013, la capacidad total efectiva del SEIN fue de 7.813 MW El mayor aporte, en términos de capacidad, es el gas natural (3.496 MW) seguida de la hidroelectricidad (3.171 MW). Los otros recursos representan aproximadamente un 15%, de los cuales 861 MW corresponden a Diesel, 140 MW a base de Carbón, 65 MW a base de bagazo/biogás y 80 MW a paneles fotovoltaico. En la Figura M-1 se presenta la capacidad instalada de energía eléctrica en Perú a finales de 2013 (COES, 2014a).

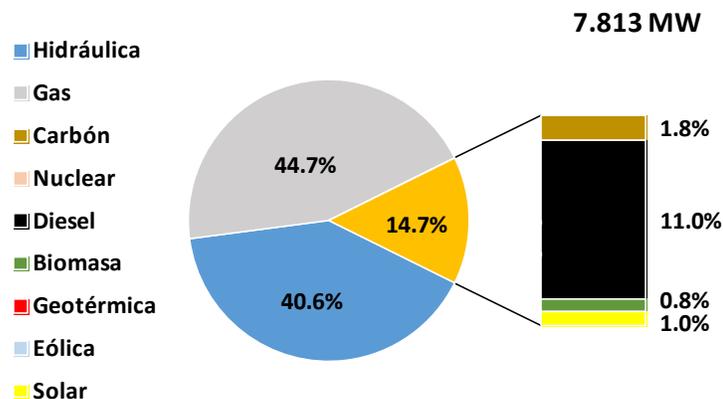


Figura M-1: Capacidad instalada (COES, 2014a)

En la Figura M-2 se ilustra la composición de la matriz de energía eléctrica en 2013, se observa que a diferencia de la capacidad instalada, el recurso energético que más apporto a la matriz de generación fue la hidroelectricidad con 21.129 GWh seguido por el gas natural con 17.027 GWh y el Carbón con 837 GWh. Los demás recursos energéticos no superaron el 1% de la generación de energía eléctrica, la cual en total alcanzó 39.669 GWh durante el 2013 (COES, 2014a).

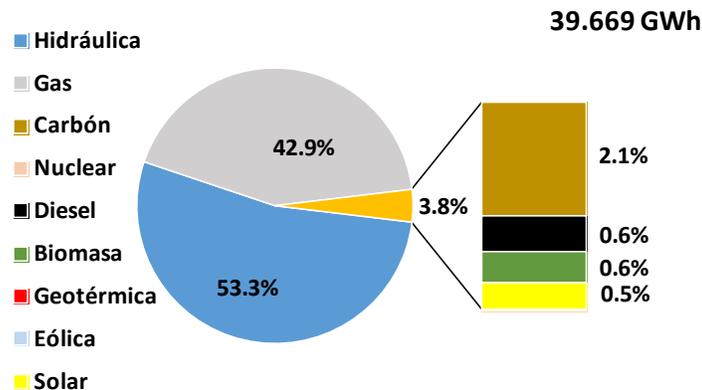


Figura M-2: Generación de energía (COES, 2014a)

M.1.2. Sistema de transmisión de energía eléctrica

El sistema de transmisión del Perú, SEIN, se identifican dos tipos de instalaciones principales, las cuales guardan relación con la metodología de inversión y remuneración de la actividad de transmisión. El Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT). El SGT está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean el resultado de un proceso de licitación pública, mientras que el SCT de la iniciativa propia de uno o varios agentes. La actividad de la transmisión se rige bajo el Reglamento de Transmisión (Decreto Supremo No. 027, 2007), el cual establece los mecanismos para asegurar el reforzamiento y la expansión de los activos de transmisión en el SEIN.

En la actualidad, el sistema de transmisión se compone de 23.899 km de línea. El 6% corresponde a instalaciones de 500 kV, el 43% y 51% corresponden a instalaciones de 220/230 kV y menores a 22^o kV, respectivamente. En la Figura M-3, se muestra el SEIN vigente, en el cual se destaca que dicho sistema se caracteriza por ser principalmente radial (COES, 2014a).



Figura M-3: Mapa del sistema de transmisión - COES.

Tomado de <http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/mapasein.aspx>

M.2. Operación del sistema de potencia

En el corto plazo, el COES realiza dos tipos de programaciones, la diaria y la semanal. En general, las programaciones del despacho diario (PDO) y semanal (PSO) tienen por objetivo operar el sistema minimizando los costos de operación y racionamiento para el conjunto de instalaciones del SEIN, preservando la seguridad y calidad de servicio. La programación diaria cubre a lo mínimo tres (3) días y el PSO siete (7) días. El PSO se puede reprogramar cuando la suma de variaciones de energía es mayor o igual al 2% de la energía total programada en la PSO.

En la actualidad, se encuentra en revisión y en proceso de aprobación un nuevo procedimiento para la operación del corto plazo con el propósito de integrar el PR1-Semanal (Operación de Corto Plazo Programación Semanal del SINAC), PR2-Diario (Programación de la Operación Diaria del Sistema Interconectado Nacional) y PR32-Despacho (Criterio y Metodología para la Programación de la Operación de corto plazo de las centrales de Generación del COES) dado que estos abarcan el mismo tema (COES, 2014b, 2012a, 2012b).

M.2.1. Descripción de la confiabilidad

De acuerdo al procedimiento del COES PR32 Criterio y Metodología para la Programación de la Operación de corto plazo de las centrales de Generación del COES, la confiabilidad de la operación se refiere a lo siguiente (COES. 2014b):

“Cualidad del SEIN para suministrar de forma continua el servicio de energía eléctrica a los Usuarios del SEIN”

A su vez, la seguridad se refiere a la capacidad del SEIN para garantizar el suministro de energía eléctrica a los Usuarios del SEIN y bajo ese contexto la operación por seguridad se refiere a la operación de una unidad de generación por fuera del despacho económico programado por el COES con el objetivo de mejorar la seguridad del SEIN (COES. 2014b).

M.2.2. Confiabilidad en la operación

En la actualidad, se encuentra en elaboración el procedimiento técnico “Criterios de seguridad, confiabilidad y calidad para la planificación operativa del SEIN”. Sin embargo, se puede considerar que el nuevo procedimiento recogería los procedimientos vigentes y los articula con el procedimiento de seguridad operativa para el SEIN (COES. 2014c).

En general, la seguridad operativa del SEIN incluye a los activos de transmisión con tensiones ≥ 100 kV y unidades de generación ≥ 10 MW (el COES puede incluir otros tipos de activos eléctricos).

El COES realiza análisis en estado estacionario para el PDO (3 simulaciones, demanda máxima, media y mínima), el PSO (una simulación diaria considerando la demanda media) y se considera que la topología base es N-0 luego de incluir los mantenimientos de generación y transmisión y el despacho económico.

La programación considera la potencia máxima a transmitir por las líneas de transmisión en función de tres (3) parámetros: 1) el límite térmico del conductor, 2) la máxima capacidad

de sus transformadores de corriente o 3) el límite por estabilidad. Respecto a los generadores se consideran márgenes de reserva para control de frecuencia y hasta 90% de capacidad reactiva, tal que la operación se mantenga en el rango de $\pm 2.5\%$ de la tensión de operación hasta -5% de la tensión nominal.

La programación y simulaciones en operación normal no admiten sobrecargas permanentes y esta solo se pueden considerar en situación excepcional (esta es declarada por el Ministerio de Energía y Minas). A su vez, se analiza posibles reconfiguraciones del sistema para evitar/mitigar restricción en el suministro de recursos energéticos (COES. 2014c).

En el análisis de contingencias (COES. 2014c), el COES realiza un listado de activos eléctricos en que se evalúa contingencias (N-1). En este análisis se consideran sobrecargas de capacidad hasta por $t \leq 30$ minutos, tensiones barras del SEIN $\pm 10\%V_n$, la desconexión de carga o generación con permanencia de estabilidad con tensiones en barras ≤ 0.8 p.u. hasta por 700 ms. En caso de no lograrse condiciones satisfactorias se realizaría un redespacho del sistema.

Finalmente, el COES puede incluir un despacho por seguridad el cual se basa en un análisis de árbol de probabilidades y estadística de falla de 10 años. La metodología hace una comparación entre el costo de la ENS (multiplicada por la probabilidad de falla) y el costo de operar unidades de generación por fuera del despacho económico. El costo del despacho por seguridad lo asumen los generadores.

M.3. Referencias

Comité de Operación Económica del Sistema. (2014a). Estadística Anual de Operación 2013. 3 de Julio de 2014, de COES Sitio web: <http://www.coes.org.pe>

Comité de Operación Económica del Sistema. (2012a). Procedimiento 01 "Operación de Corto Plazo Programación Semanal del SINAC". 23 de Junio de 2014, de COES Sitio web: <http://www.coes.org.pe>.

Comité de Operación Económica del Sistema. (2012b). Procedimiento 02 "Programación de la Operación Diaria del Sistema Interconectado Nacional". 23 de Junio de 2014, de COES Sitio web: <http://www.coes.org.pe>.

Comité de Operación Económica del Sistema. (2014b). Procedimiento 32 "Criterio y Metodología para la Programación de la Operación de corto plazo de las centrales de Generación del COES". 23 de Junio de 2014, de COES Sitio web: <http://www.coes.org.pe>.

Comité de Operación Económica del Sistema. (2014c). Propuesta de Procedimiento "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN". 23 de Junio de 2014, de COES Sitio web: <http://www.coes.org.pe>.