



INSTITUTO GLOBAL DE ALTOS ESTUDIOS EN CIENCIAS SOCIALES (IGLOBAL)

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

Análisis Técnico, Económico Y Regulatorio De La Seguridad En El Sistema
Eléctrico Dominicano

Tesis para optar por el título de

MÁSTER EN REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proponente

Tommy Francisco Novas Balbuena

Director

Alexis Baldomero Vásquez Fermín

Tutor

Luis Rouco

07 de julio de 2014

Santo Domingo, República Dominicana

Autorizada la entrega de la tesis de máster del alumno:

Tommy Francisco Novas Balbuena

EL DIRECTOR

Alexis Baldomero Vásquez Fermín

Fdo.: 

Fecha: 24 / 07 / 2014

EL TUTOR

Luis Rouco

Fdo.: 

Fecha: 24 / 07 / 2014

Vº Bº del Coordinador de Tesis

Luís Olmos

Fdo.: 

Fecha: 23 / 07 / 2014

Resumen

En la constante búsqueda de sistemas eléctricos competitivos y eficientes, la desagregación de las actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización), ha conllevado una significativa evolución del tamaño del sector, formando nuevas estructuras y organizaciones que intervienen en su desarrollo. El creciente número de actores y participantes del sector eléctrico, ha hecho que la toma de decisiones concernientes a la operación del sistema y su análisis, tengan un mayor grado de dificultad, sobretodo en la búsqueda de criterios que afiancen el funcionamiento adecuado, equilibrado y sustentable del sistema.

Esto representa una barrera al tratar de establecer marcos y definiciones para los conceptos de seguridad, suficiencia, calidad del servicio y confiabilidad del sistema, además de la aplicación en la planificación y operación de los sistemas de potencia.

Dentro de estos aspectos, la seguridad es de vital importancia, puesto que los criterios de seguridad surgen a raíz de las manifestaciones de restricciones que afectan la operación del sistema y el uso óptimo de los recursos. El caso dominicano no es la excepción; las restricciones por seguridad afectan considerablemente la capacidad de transferencia de energía entre zonas, ocasionando la formación de islas económicas. Es evidente que este problema afecta a cada uno de los integrantes del sistema sin importar su nivel de consumo o el nivel de tensión en que esté conectado.

Los criterios operativos de seguridad aplicados al sistema eléctrico dominicano han sufrido conmutaciones importantes desde el inicio de su restructuración en el año 1999. Dichos cambios responden en primer lugar al cambio de estructura de regulación, al desarrollo del sistema y el mercado eléctrico dominicano, con la inclusión de más generación, la expansión de la red y el crecimiento de la demanda.

La normativa existente contiene pifias conceptuales las cuales a su vez repercuten en el proceder, estas debilidades han mermado la maximización de beneficio social del sistema y han servido de abono para el acrecentamiento de trabas heredadas previo a la cambio de estructura del sistema y al surgimiento de nuevos problemas que repercuten en todas las actividades del sector eléctrico. Estos resultados negativos se evidencian en la rentabilidad de las empresas distribuidoras, la paralización de nuevas inversiones en tecnologías de generación y las condiciones de congestión permanente en enlaces importantes de la red de transporte. Todos estos problemas han ido degradando paulatinamente la calidad de suministro, y en efecto en los niveles de confiabilidad del sistema.

En este sentido, la presente investigación de tesis se concentra en analizar la seguridad del sistema eléctrico dominicano, verificando las distintas aristas de la problemática (técnica, económica y regulatoria). En ese orden, se dedica el capítulo 1 a describir el problema, a plasmar las ideas de justificación de los análisis, objetivos y la metodología de análisis.

En el capítulo 2 se desarrolla una descripción del estado del arte, a partir de los conceptos de confiabilidad, seguridad y la calidad en el servicio, verificando como estos se relacionan entre si y pormenorizando las consideraciones respecto a la seguridad de manera particular en función de la escala temporal.

En el capítulo 3 se analizan los diferentes métodos de evaluación de la seguridad de sistemas de potencia. Esta revisión comienza con los conceptos fundamentales de la seguridad del sistema eléctrico y progresa a través de evaluaciones de seguridad de los distintos marcos temporales. Los enfoques deterministas y probabilísticos para la evaluación de la seguridad se abordan y las limitaciones de cada uno de estos enfoques resaltadas. La literatura sobre las evaluaciones de seguridad basados en el riesgo también es crítica. Los enfoques alternativos, como las técnicas híbridas que combinan las evaluaciones deterministas y probabilistas, también se discuten. El capítulo concluye con una revisión crítica de la investigación existente y pone de relieve aún más los beneficios de los resultados del trabajo descrito en esta tesis.

El capítulo 4 presenta una sinopsis histórica del sistema eléctrico dominicano, además de detallar su composición estructural y funcionamiento. Se presenta un examen del estado de la problemática en el sistema eléctrico dominicano, verificando la normativa referente al tema, los criterios técnicos y su impacto desde el punto económico y técnico, considerando el desarrollo del mercado y la operación del sistema.

En el capítulo 5 presentamos nuestras propuestas de un criterio de seguridad para el sistema eléctrico dominicano, apoyándonos en las mejores prácticas aplicadas en mercados de energía eléctrica similares al dominicano; presentado un esquema de medidas normativas y operativas, para luego definir un criterio de seguridad basados en análisis de costo vs beneficio y los indicadores de seguimiento para medir el nivel de seguridad según los parámetros establecidos.

Los planteamientos de solución a la problemática de la seguridad del Sistema Eléctrico Dominicano Interconectado (SENI), plasmados internalizan el efecto de los mismos sobre las variables críticas de la operación, de modo que al determinar el impacto económico no impliquen un sobre costo.

La metodología de propuestas contempla un enfoque integrador, considerando:

1. La suficiencia al ser un problema relacionado en mayor medida con la planificación del sistema, determina la estructura e incorpora criterios a los cuales se debe ceñir la red y su diseño.
2. La seguridad por su parte, determinada básicamente por las políticas y procedimientos de operación, establece el grado de robustez y respuesta del sistema.
3. Claramente los servicios complementarios, como parte de la seguridad tienen relación directa con la calidad, en relación tanto con variables técnicas, como en su rol en la continuidad y en la previsión de fallas en el sistema.

Finalmente se sintetiza el trabajo de tesis abordando las conclusiones principales del análisis realizado sobre la seguridad en el SENI, exponiendo las debilidades y fortalezas encontradas en la normativa, los criterios de operación utilizados y la metodología de evaluación de la seguridad, para finalizar con las recomendaciones que dan solución a los problemas identificados.

Tabla de Contenido

Resumen.....	3
1 . Introducción	18
1.1 Descripción de la Problemática	18
1.2 Justificación.....	20
1.3 Alcance de la Investigación	20
1.4 Objetivos de la Tesis	21
1.5 Metodología y Estructura de la Tesis	22
1.6 Antecedentes	24
2 . Seguridad y Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	27
2.1 Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	28
2.1.1 Seguridad en la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.	28
2.1.2 Criterios de Seguridad	34
2.1.3 Función de la Seguridad.	37
2.1.4 Análisis de Seguridad en Tiempo Real	40
2.2 Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia	42
2.2.1 Definición de Confiabilidad	42
2.2.2 Criterio de Confiabilidad	45
2.2.3 Descomposición Funcional Para el Análisis de la Confiabilidad	45
2.2.4 Escalas de Tiempo en el Análisis de Confiabilidad	48
2.3 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia	50
2.3.1 Estandarización de la Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	51

2.3.2	Comparación Entre Confiabilidad, Estabilidad y Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia.	52
2.3.3	Nuevas Tecnologías Para Mejorar la Confiabilidad y Seguridad del Sistema	53
2.4	Experiencia Internacional.....	55
2.4.1	Sistema eléctrico de Estados Unidos	55
2.4.2	Sistema Eléctrico de España.....	60
2.4.3	Sistema Eléctrico de Colombia.....	67
2.4.4	Sistema Eléctrico de Chile.....	77
2.4.5	Sistema Eléctrico del Reino Unido	85
2.4.6	Análisis Comparativo del Tratamiento de la confiabilidad en los Países Analizados	98
3	. Evaluación de la Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia	102
3.1	Introducción.....	102
3.2	Herramientas de Análisis de la Seguridad	103
3.3	Evaluación de la Seguridad Estática	105
3.3.1	Método Determinístico.....	109
3.3.2	Método Probabilístico	111
3.3.3	Comparación de los enfoques probabilísticos y determinísticos	113
3.4	Evaluación de la Seguridad en Tiempo Real	115
3.5	Evaluación de la Seguridad Dinámica.....	117
3.6	Evaluación de la Seguridad Transitoria	121
3.7	Evaluación de la Seguridad de Voltaje	122
3.8	Técnicas de Planificación y la Seguridad	123
3.8.1	Técnicas de Planificación	123
3.8.2	Planificación Generación	124
3.8.3	Planificación de la Transmisión.....	126

3.8.4	Planificación de las Técnicas de Operaciones.....	128
3.8.5	Programación de la Generación	129
3.8.6	Operación en Tiempo Real.....	130
3.8.7	Control Carga / Frecuencia.....	130
3.8.8	Verificación de las Reservas de Operación	132
3.9	Análisis de Riesgos Basados en el Método Probabilístico	135
3.9.1	Riesgo Basado en la Capacidad de Transferencia Disponible.....	138
3.9.2	Riesgo de Sobrecarga de una Línea de Transmisión.....	141
3.9.3	Riesgo de Sobrecarga de un Transformador.....	142
3.9.4	Riesgo Compuesto de energía del sistema de seguridad	145
4	. Sistema Eléctrico Dominicano: Análisis de la Situación Actual	146
4.1	Descripción del Sistema Eléctrico Dominicano	146
4.1.1	Sinopsis Histórica del Sistema Eléctrico Dominicano.....	146
4.1.2	Generación.....	151
4.1.3	Transmisión.....	156
4.1.4	Demanda.....	161
4.1.5	Estructura del Mercado Eléctrico Dominicano	164
4.1.6	Funcionamiento del Mercado Eléctrico Dominicano.....	167
4.2	Legislación y Normativa Vigente en el SENI Relativa a la Seguridad y Confiabilidad.....	172
4.3	Criterios Operativos de Seguridad.....	174
4.3.1	Criterio de Seguridad N-1	178
4.3.2	Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC)	184
4.3.3	Esquema De Desconexión Automatizado de Generación por Alta Frecuencia (EDAGAF)	186
4.3.4	Esquema de Desconexión Automatizado de Generación (EDAG)	188

4.4	Consideración de la Seguridad en la Programación de la Operación y Planificación de Largo Plazo	189
4.5	Consideración de la Seguridad en las Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Mayorista	192
4.5.1	Compensaciones por Despacho Forzado	192
4.6	Evaluación de la Seguridad en Tiempo Real	195
4.7	Impacto Técnico y Económico de la Aplicación de los Criterios de Seguridad Vigentes	196
4.8	Estado de la Seguridad en el Sistema Eléctrico Dominicano	209
5	Propuesta de Criterio de Seguridad Para el Sistema Eléctrico Dominicano	212
5.1	Introducción	212
5.2	Revisión de los Aspectos Técnicos y de Mercado: Síntesis de la Situación Pasada y Presente	213
5.2.1	Aspectos técnicos	213
5.2.2	Aspectos de Mercado	220
5.3	Propuesta de un Criterio Normativo de Seguridad	224
5.4	Propuesta de un Criterio Técnico de Seguridad	234
5.5	Definición de Método de Evaluación de la Seguridad	241
5.5.1	Evaluación de Seguridad Estática	241
5.5.2	Evaluación de Seguridad Dinámica	243
5.6	Técnicas de Evaluación de Riesgos Aplicables al Sistema Eléctrico Dominicano	250
5.6.1	Curvas de Severidad de Riesgo Probadas en Sistemas de Distribución	253
5.6.2	Los datos Requeridos para Medir Riesgo y la Severidad	254
5.6.3	Índice de Severidad del Riesgo	255
5.6.4	Vinculación de la Severidad y Frecuencia de Aparición	259
5.6.5	Identificación y Gestión de Riesgos	260

5.7	Indicadores del nivel de seguridad del sistema.....	261
5.8	Esquemas Alternativos de Seguridad Para la Operación del SENI	264
5.8.1	Situación Actual de la Zona Este.....	265
5.8.2	Sistema de Deslastre Automático de Generación en la Zona Este.....	268
5.8.3	EDAG Propuesto	268
5.8.4	Funcionamiento del EDAG	269
5.9	Propuesta Mejora Res. SIE 056-2013, Compensaciones por Despacho Forzado y Seguridad.	270
5.9.1	Análisis Económico de la Operación de las Centrales y Determinación de Beneficiarios.	270
5.9.2	Simulación de Efecto Propuestas.....	274
5.10	Resumen	283
6	. Conclusiones y Recomendaciones	285
6.1	Conclusiones.....	285
6.2	Recomendaciones	294
7	. Bibliografía.....	296

Índice de Tablas

Capítulo 2

Tabla 2-1. Descripción de los estados de operación.	32
Tabla 2-2. Criterios adoptados para la seguridad del sistema.	36
Tabla 2-3. Criterios estándares de estabilidad.	51
Tabla 2-4. Estado de los parámetros del sistema ante distintas contingencias (Caso español) 65	
Tabla 2-5. Parámetros para la fijación del Uplift 2000/01.	97
Tabla 2-6. Análisis comparativo de los aspectos más relevantes en materia internacional	101

Capítulo 3

Tabla 3-1. Nivel de seguridad estático según el índice de seguridad estático.	108
Tabla 3-2. Nivel de seguridad dinámico según el índice de seguridad dinámico.	118
Tabla 3-3. Nivel de seguridad transitorio según el índice de seguridad transitorio.	122

Capítulo 4

Tabla 4-1. Capacidad instalada por unidad en el 2012 [MW].	151
Tabla 4-2. Resumen transacciones económicas del MEM año 2012.	169
Tabla 4-3. Costo marginal de corto plazo de energía por bloques horarios [RD\$/MWh].	170
Tabla 4-4. Principales flowgates del SENI.	181
Tabla 4-5. Resumen máximo intercambio entre zonas.	182
Tabla 4-6. Resumen máximo intercambio intrazonas.	183

Tabla 4-7. Distribución del EDAC entre las distribuidoras y UNR [%]	186
Tabla 4-8. Carga a deslastrar por etapa y por empresa [MW]	186
Tabla 4-9. Centrales y unidades participantes en EDAGAF.	187
Tabla 4-10. Generadores participantes en el EDAG.	189
Tabla 4-11. Mecanismo de Compensación para atender la seguridad.	194
Tabla 4-12. Mecanismo de Compensación para atender la demanda.	195
Tabla 4-13. Desacoples físicos y económicos observados durante el 2012.	199
Tabla 4-14. Desacoples físicos y económicos observados durante el 2010.	201
Tabla 4-15. Desacoples físicos y económicos observados durante el 2011.	203
Tabla 4-16. Horas mensuales de restricción del enlace Palamara-Valdesia-Pizarrete para el año 2012.	208

Capítulo 5

Tabla 5-1. Situación actual de la regulación de frecuencia en el SENI.....	214
Tabla 5-2. Comparación entre concepto de las transacciones económicas 2013.....	216
Tabla 5-3. Montos de RPF y RSF para el 2013	216
Tabla 5-4. Situación actual de la regulación de voltaje en el SENI	218
Tabla 5-5. Niveles de tolerancia admisibles para los indicadores.	219
Tabla 5-6. Número de horas de déficit de generación en el SENI periodo 2010 – 2012.....	222
Tabla 5-7. Criterios de clasificación los circuitos en función de la gestión de cortes aplicada.	233
Tabla 5-8. Nodos pilotos por zona y generadores con influencia sobre estos.....	263
Tabla 5-9. Voltaje promedio de los nodos pilotos para el mes de mayo 2013.....	264
Tabla 5-10. Costos por restringir exportación de energía del área este a la central	268
Tabla 5-11. Compensación y cargos por despacho forzado marzo 2014, según propuesta. ..	274
Tabla 5-12. Compensaciones aprobadas marzo 2014.....	275
Tabla 5-13. Diferencias (%): Simulación propuesta – Compensaciones aprobadas marzo 2014	276
Tabla 5-14. Compensación y cargos por despacho forzado marzo 2014, según propuesta transitoria.	279
Tabla 5-15. Compensación y cargos por despacho marzo 2014 aprobados.....	280

Tabla 5-16. Diferencias (%): Simulación propuesta Transitoria - Compensaciones aprobadas marzo 2014.....	281
--	-----

Índice de Figuras

Capítulo 2

Figura 2-1. Transición de estados SEP.....	31
Figura 2-2. Aspectos relacionados el análisis de la seguridad.....	34
Figura 2-3. Arquitectura simplificada de un sistema SCADA.	39
Figura 2-4. Procedimiento de análisis de contingencias.	40
Figura 2-5. Esquema de análisis de la seguridad en tiempo real.....	41
Figura 2-6. Segregación de la seguridad desde el punto de vista de los operadores del sistema.	44
Figura 2-7. Niveles jerárquicos del SEP.....	46
Figura 2-8. Clasificación de la estabilidad del SEP.	50
Figura 2-9. Componentes de traspasos entre agentes del mercado eléctrico Inglés.....	87
Figura 2-10. Flujos de pagos bajo los distintos esquemas existentes entre generadores, comercializadores, NGC y los grandes clientes.....	94
Figura 2-11. Esquema básico para incentivos del TSU.....	96

Capítulo 3

Figura 3-1. Modos del proceso de evaluación de la seguridad.	104
Figura 3-2. Estructura de análisis de la seguridad en tiempo real.	117
Figura 3-3. Curva monótona de carga – Probabilidad de pérdida de carga (LOLP).	125
Figura 3-4. Componentes del modelo de dos estados.	133
Figura 3-5. Procedimiento general para el cálculo del ATC.	140
Figura 3-6. Procedimiento para el cálculo de la sobrecarga del transformador.....	143

Capítulo 4

Figura 4-1. Diagrama estructural de dependencia ente las instituciones del MEM.	150
Figura 4-2. Capacidad instalada por tecnología [2000-2012].....	154
Figura 4-3. Evolución de la energía generada en el SENI [2000 – 2012].	154
Figura 4-4. Energía mensual generada por tecnología para el año 2012.	155
Figura 4-5. Generación total del SENI por tecnología para el año 2012.	155
Figura 4-6. Diagrama zona central, detalle anillos transmisión.....	156
Figura 4-7. Diagrama unifilar zona este.	157
Figura 4-8. Diagrama unifilar zona norte.	158
Figura 4-9. Diagrama unifilar zona sur.	159
Figura 4-10. Red de transporte del SENI.	160
Figura 4-11. Áreas de la red de transporte del SENI.	160
Figura 4-12. Total de retiros demanda máxima real 2000-2012.	161
Figura 4-13. Curva de carga agregada del SENI para el año 2012	162
Figura 4-14. Curva de carga monótona del SENI para el año 2012.	163
Figura 4-15. Transacciones en el mercado de contratos	164
Figura 4-16. Interacción de los agentes en el mercado spot.....	165
Figura 4-17. Estructura del MEM.....	167
Figura 4-18. Costo marginal de corto plazo de energía [RD\$/MWh] año 2012.	170
Figura 4-19. Costo marginal de corto plazo de energía 2001 - 2012 [RD\$/MWh].....	171
Figura 4-20. Estados de operación del SENI.	175
Figura 4-21. Forma de cálculo del flowgate o corte.	180

Capítulo 5

Figura 5-1. Comparación capacidad instalada vs Demanda Máxima real [2001-2012].	221
Figura 5-2. Mecanismo de Despacho Forzado con $CMg < CVP < CMgTope$	223
Figura 5-3. Relación integral de la suficiencia, seguridad y calidad del servicio.	226
Figura 5-4. Esquematización de los factores que componen los criterios operacionales.	235

Figura 5-5. Proceso de implementación de un sistema de ESD para la operación en tiempo real.	244
Figura 5-6. Piedra Angular de los conceptos de gestión de riesgos.	251
Figura 5-7. Reducción de la severidad e impacto del beneficio.	252
Figura 5-8. Curva logarítmica resultante del ordenamiento descendente del SAIDI diario.	253
Figura 5-9. Ejemplo de evaluación de riesgos de SEP para eventos de riesgo significativo. ..	259
Figura 5-10. Diferentes métodos de medición de riesgo / severidad.	261
Figura 5-11. Diagrama zona central situación actual.	265
Figura 5-12. Diagrama zona este situación actual.	266
Figura 5-13. Diagrama zona central situación futura.	267
Figura 5-14. Diagrama zona central situación futura congestionada.	267
Figura 5-15. Lógica de control del DAG.	269
Figura 5-16. Representación de periodos con costos de desabastecimiento.	271
Figura 5-17. Representación de periodos con costos de desabastecimiento y efecto CMG tope.	271
Figura 5-18. Comparaciones ente costos variables de despacho de las centrales.	272

1 . Introducción

La complejidad de los sistemas eléctricos en general, la constante desagregación del sector (generación, transmisión y distribución), y la evolución del tamaño ha dado lugar a nuevas estructuras y organizaciones que intervienen en su desarrollo. Esto representa una barrera al tratar de establecer marcos y definiciones para los conceptos de seguridad, suficiencia, calidad y confiabilidad del sistema, y la aplicación de los mismos en los análisis de contingencia de los sistemas eléctricos de potencia.

En la constante búsqueda de sistemas competitivos y eficientes, el creciente número de actores y participantes del sector eléctrico, ha hecho que la toma de decisiones concernientes a la operación del sistema y su análisis, tengan un mayor grado de dificultad, sobretodo en la búsqueda de criterios que afiancen el funcionamiento adecuado, equilibrado y sustentable del sistema.

Nuestra preocupación radica en cómo abordar el tema de la seguridad en la red de transmisión eléctrica, para ello se utilizan en este trabajo los métodos determinístico y probabilístico; los cuales nos permiten estudiar la respuesta del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (SENI) frente a contingencias de tipo N-1.

1.1 Descripción de la Problemática

El criterio de seguridad operativo ha sufrido variaciones importantes antes y después del comienzo del sistema de mercado eléctrico en el año 2001; inicio marcado con la promulgación de la Ley General de Electricidad (LGE-125-01) y el Reglamento para la aplicación de la misma (RALGE 125-01). Dichos cambios responden en primer lugar al cambio de estructura de

regulación y al desarrollo del sistema y el mercado eléctrico dominicano, con la inclusión de más generación, la expansión de la red y el crecimiento de la demanda.

Los criterios de seguridad son restricciones que afectan la operación del sistema y el uso óptimo de los recursos. El caso dominicano no es la excepción; las restricciones por seguridad afectan considerablemente la capacidad de transferencia de energía entre zonas y como consecuencia la creación de subsistemas económicos. Es evidente que este problema afecta a cada uno de los integrantes del sistema sin importar su nivel de consumo o el nivel de tensión en que esté conectado.

La programación, operación y planificación del sistema se ve afectada con la aplicación de estos criterios.

En el caso de distribución los criterios de seguridad son de bastante relevancia, dado que estos son considerados en la creación de tarifas, definición de nuevas inversiones y en el establecimiento de los parámetros de la calidad del servicio, debido a que mantienen una relación directa con la manera en que se lleve a cabo la aplicación de dichos criterios.

La presente investigación intentará analizar las distintas aristas de la problemática (técnica, económica y regulatoria). En este sentido, se analizará el estado del arte, revisando temas relacionados con la creación y aplicación del criterio. Además se analizará la experiencia en otros países, a fin de identificar buenas prácticas aplicables al caso dominicano.

En definitiva, es necesario hacer un análisis crítico, descriptivo y cuantitativo del criterio de seguridad actual, analizando los puntos de relevancia, todo el proceso de formación y desarrollo de éste; a fin de disponer de una perspectiva más completa que permita lograr el entendimiento del criterio actual, describiendo sus bondades y analizando sus fallas o imprecisiones con el objetivo de presentar propuestas de mejora.

1.2 Justificación

La presente investigación de Tesis merece ser desarrollada por analizar una de las problemática más importante del sistema eléctrico dominicano en la actualidad, la seguridad operativa del SENI. Este análisis enfoca el tema desde diferentes aristas (técnicas, económicas y regulatorias), exponiendo en detalle el nivel de impacto en la operación del sistema y el desarrollo del mercado eléctrico dominicano.; esto con la finalidad de proponer esquemas alternativos que apunten a la mejora y/o a la corrección de la problemática de la seguridad operativa, tomando en cuenta como prioridad las señales económicas involucradas en su tratamiento, dadas las carencias del sistema dominicano.

Los resultados obtenidos en esta tesis sirven de guía para la entidad reguladora en la tarea de definir el nivel de seguridad deseado en el SENI, tomando en cuenta el sobrecosto en la operación por su consideración; con lo que se beneficiarían todos los integrantes del sistema, además de que ayuda al tratamiento de las restricciones de transmisión por seguridad y por ende a la optimización del uso de la generación.

1.3 Alcance de la Investigación

El análisis de seguridad considerado en la investigación sólo considera las restricciones del sistema de transmisión (líneas y transformadores) ante la falta de K elementos de los N existentes; no se toma en cuenta casos que involucren la generación ni la demanda. En este sentido las medidas propuestas y las conclusiones presentadas sólo abarcan los criterios de seguridad relacionados directamente con el sistema de transmisión.

1.4 Objetivos de la Tesis

Con el desarrollo de este trabajo se pretenden alcanzar los siguientes objetivos:

- **Objetivo General**

- Mediante un análisis de la situación actual de la problemática de la seguridad en sistema eléctrico dominicano, se propone definir las medidas técnicas y regulatorias optimas de seguridad operativa, considerando el impacto económico de su implementación y las limitaciones del sistema de transmisión.

- **Objetivos Específicos**

- Analizar los aspectos más relevantes de la legislación y normativa actual referente a la seguridad del SENI y compararla con la de otros países de Latinoamérica con sistemas similares.
- Describir y comparar con estándares internacionales los criterios de seguridad operativos actuales verificando su impacto desde el punto de vista técnico y económico.
- Definir el costo actual de la seguridad del SENI.
- Determinar las restricciones N-1 más críticas del sistema de transmisión.
- Proponer un conjunto de medidas alternativas técnico-regulatorias que mejoren la seguridad operativa y la calidad en el servicio considerando el impacto económico de las mismas.
- Crear indicadores de seguridad que permitan mejorar la operación del sistema.

-
- Verificar la aplicabilidad y funcionalidad de las medidas propuestas, mediante la ejecución de simulaciones de las operaciones y transacciones económicas donde se confirme el impacto cuantitativo de las soluciones presentadas.
 - Proponer un adecuado mecanismo regulatorio que favorezca la creación de señales económicas que incentiven a la minimización y/o eliminación de los males de las restricciones de seguridad en la operación y desarrollo económico del sistema.
 - Establecer un mecanismo de incorporación de las señales económicas generadas por las restricciones de seguridad en la elaboración de los planes de expansión de la red de transmisión.

1.5 Metodología y Estructura de la Tesis

Para poder comprender y describir el estado del arte en que se encuentra el mecanismo de tratamiento de la seguridad hemos fraccionado el desarrollo de la investigación en 6 apartados:

1. Introducción.

En este capítulo se da un prelude general del tema de investigación, detallando el problema, definiendo el alcance de la investigación, los objetivos y la metodología para alcanzarlos.

2. Seguridad y Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

El capítulo 2 presenta tres conceptos importantes relacionados con los problemas de la operación de sistemas de potencia, los cuales son: estabilidad, seguridad y confiabilidad de sistemas de potencia. La confiabilidad de sistemas de potencia incluye dos aspectos: seguridad y suficiencia. Un sistema confiable puede ser inseguro en ocasiones. En otras palabras, este puede ser operado en estado de emergencia o pasar a una condición insegura cuando se somete a una perturbación determinada; hasta un sistema estable también puede ser inseguro lo comparamos con otros sistemas. Los criterios de confiabilidad y seguridad del sistema son promulgados por varias organizaciones en acorde con situaciones diferentes. Se trata de las

normas y estándares de diseño utilizados por los ingenieros eléctricos para el diseño de la red, que se presentan en este capítulo. Por otra parte, el concepto de estabilidad de sistema de potencia y la interconexión entre los tres conceptos mencionados se presenta al final.

3. Evaluación de la Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

En el capítulo 3 se revisa la literatura relevante para este proyecto de investigación. Esta revisión comienza con los conceptos fundamentales de la seguridad del sistema eléctrico y progresa a través de evaluaciones de seguridad de los distintos marcos temporales. Los enfoques deterministas y probabilísticos para la evaluación de la seguridad se abordan y las limitaciones de cada uno de estos enfoques resaltadas. La literatura sobre las evaluaciones de seguridad basados en el riesgo también es crítica. Los enfoques alternativos, como las técnicas híbridas que combinan las evaluaciones deterministas y probabilistas, también se discuten. El capítulo concluye con una revisión crítica de la investigación existente y pone de relieve aún más los beneficios de los resultados del trabajo descrito en esta tesis.

4. Sistema Eléctrico Dominicano: Análisis de la Situación Actual.

El capítulo 4 muestra en inicio una breve descripción del sistema eléctrico dominicano y su funcionamiento. Se presenta un examen del estado de la problemática en el sistema eléctrico dominicano, verificando la normativa referente al tema, los criterios técnicos y su impacto desde el punto económico y técnico, considerando el desarrollo del mercado y la operación del sistema.

5. Propuestas de un Criterio de Seguridad Para el Sistema Eléctrico Dominicano

Teniendo como base las lecciones aprendidas en los capítulos anteriores nos adentramos en la elaboración de nuestra propuesta de un criterio de seguridad para el sistema eléctrico dominicano, apoyándonos en las mejores prácticas aplicadas en mercados de energía eléctrica similares al dominicano; presentado un esquema de medidas normativas y operativas, para luego definir un criterio de seguridad basados en análisis de costo vs beneficio y los

indicadores de seguimiento para medir el nivel de seguridad según los parámetros establecidos.

6. Conclusiones

En el capítulo 6 se resumen las principales conclusiones de este proyecto de investigación y presentan recomendaciones para futuras investigaciones. En particular, la importancia de establecer criterios de seguridad adaptables a un sistema de potencia tan particular como el dominicano.

1.6 Antecedentes

La forma tradicional de planificar y operar un sistema de transmisión de energía implica el criterio determinista N-1. En este método, el sistema de potencia se hace funcionar de tal manera que, después de cualquier contingencia de un único elemento, el sistema se mantiene estable y en un nuevo punto de operación sin sobrecargas ni violaciones de tensión alcanzadas.

Las probabilidades de diferentes fallas tradicionalmente no se tendrán en cuenta, en su lugar todos las fallas que pueden limitar la capacidad de transmisión son tratadas por igual. Este método puede conducir a la utilización conservadora de la red. La liberalización de los mercados eléctricos ha hecho una apelación para el uso de la red de transporte más eficiente que antes. Además, se ha vuelto más difícil obtener derechos de paso para la construcción de nuevas líneas de transmisión, lo que aumenta la presión para transferir más potencia a través de las líneas existentes.

En la Ley del Mercado Eléctrico dominicano se afirma que el operador del sistema (Centro de Control de Energía – CCE) es responsable de "coordinar las acciones para garantizar la seguridad del sistema...", esto por ser la entidad responsable de la operatividad técnica del sistema. En efecto es compromiso del CCE la tarea de analizar y definir los criterios de fiabilidad y seguridad para la operación, aunque en la normativa no lo detalle tácitamente.

Los sistemas de energía suelen ser grandes, complejos y, en muchos sentidos, no lineales. El estado post-falla en un sistema de potencia es de naturaleza dinámica y depende de la conexión y los flujos de carga en diferentes partes de la red. Así, el análisis de la seguridad de un sistema de energía es una tarea difícil.

Desde los inicios del sistema de mercado en el 2001 el CCE operaba el sistema bajo el criterio N-1 sólo cuando se presentaban condiciones atmosféricas adversas bajo las cuales existía una alta probabilidad de los enlaces de transmisión más importante.

En junio 2006 el operador del mercado (Organismo Coordinador – OC) realizó un estudio de “Diagnostico del Sistema de Eléctrico Nacional Interconectado”, con el objetivo de analizar las restricciones operativas presentes a esa fecha e indicar las medidas técnicas que se habrían de implementar para la solución de las mismas.

En marzo 2010 el OC realizó una revisión detallada de todos los parámetros de los activos del sistema de transmisión con el fin de actualizar los modelos de análisis, confirmar la información registrada en base de datos y verificar los equipamientos con restricciones (sobrecarga, falla del sistema de protección, etc.)

En abril 2010 se presenta el primer análisis para la definición de un criterio de seguridad en la operación del sistema; el regulador aprueba la aplicación del criterio N-1 en la operación del SENI, el cual a partir de esa fecha se utiliza bajo el esquema de flowgates o cortes de capacidad de transmisión en ciertos enlaces por restricción seguridad del sistema.

Los efectos de un sistema de transmisión de energía poco fiable pueden ser generalizados y afectan a millones de personas, como fue el caso de los apagones que se suscitaron en julio y agosto del 2010. Como consecuencia de esto, a partir de noviembre 2010 se incluyen las restricciones de seguridad como objeto de análisis en la programación de la operación de largo plazo.

Hasta la fecha el sistema es operado bajo restricciones de seguridad sin saber cuál es el sobre costo operativo exacto por la inclusión de estos criterios.

En este sentido pretendemos seguir los estudios planteados con el fin de proponer medias técnicas y regulatorias específicas para el tratamiento de la seguridad operativa, considerando el impacto económico de la implementación de dichas medidas.

2 . Seguridad y Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

La confiabilidad es uno de los propósitos trascendentales en el diseño y operación de sistema de potencia. Un sistema de potencia confiable debe ser seguro la mayor parte del tiempo. Para el sistema ser seguro tiene que ser estable, por lo que en la búsqueda de dicha condición no basta con incluir los problemas clásicos de estabilidad, también deben hacerse consideraciones adicionales que no estén incluidas en el esquema tradicional.

Por lo tanto, es fundamental entender estos conceptos y las interconexiones entre ellos, para construir un sistema de potencia en correspondencia a las normas y criterios que se derivan de

las consideraciones de seguridad, estabilidad y confiabilidad establecidas para la operación del sistema, con el fin de mejorar la fiabilidad y calidad de la operación del mismo además de satisfacer los requerimientos de los clientes.

2.1 Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

2.1.1 Seguridad en la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.

Con la creciente demanda de energía eléctrica, los sistemas de energía eléctrica son operados cerca de su límite de estabilidad cada vez más, por lo que la operación de los mismos se vuelve más complicada y menos segura. Además, como resultado de la reestructuración de los sistemas eléctricos, el problema de la seguridad se ha convertido en un factor preponderante en la operación, y aún más en aquellos sistemas con una marcada desregularización.

En el North American Electric Reliability Corporation [NERC97], el término “Seguridad” se define como la capacidad de los sistemas eléctricos para soportar perturbaciones repentinas, tales como cortocircuitos o la pérdida inesperada de un elemento del sistema, sin afectar el suministro a los clientes.

Esto hace de la seguridad un factor más bien dinámico, dado la respuesta instantánea que ha de tener el sistema y los pequeños periodos de tiempo en consideración. En este sentido, la realización de estudios de estabilidad en estado transitorio ante distintos tipos de eventualidades resulta ser una importante herramienta para el análisis.

El objetivo del análisis de seguridad es mejorar la capacidad del sistema de potencia para operar de forma segura y económica. La seguridad se refiere a la robustez del sistema ante perturbaciones inminentes y, por lo tanto, depende de la condición de operación del sistema, así como la probabilidad de perturbaciones contingente.

Un sistema de potencia opera en estado normal si las condiciones siguientes se cumplen:

-
1. Hay un equilibrio perfecto entre la generación y la demanda y, en consecuencia, las ecuaciones de flujo de carga quedan satisfechas.
 2. La frecuencia (f) es constante en todo el sistema.
 3. La magnitud de la tensión de barra $|V_t|$ está dentro del límite prescrito, es decir,

$$|V_t|_{\min} \ll V_t \ll |V_t|_{\max}$$

4. Ninguno de los componentes del sistema debe ser sobrecargado.

En el sistema eléctrico, los equipos suelen estar protegidos por dispositivos automáticos que pueden sacarlos fuera de servicio de manera inmediata una vez estos sean operados fuera de sus límites.

A la pérdida sucesiva incontrolada de los elementos del sistema provocado por un incidente en cualquier, le llamamos fallos en cascada. Si este proceso de fallos secuenciales se extiende, la continuidad del servicio se ve afectada y el sistema puede sufrir un colapso parcial o total. Por lo que podemos decir que las condiciones anteriores no son suficientes para mantener un sistema en el estado de operación normal. Para esto es necesario determinar la seguridad del sistema para soportar la perturbación en distintas condiciones de operación.

La seguridad del sistema, depende directamente de las acciones de control y en particular de los procedimientos adoptados en la operación. Un marco que resulta ser de utilidad en este sentido, es el propuesto para describir los estados de operación de un sistema eléctrico de potencia (SEP) [FINK87]. A continuación se realiza un análisis, enumerando los distintos estados y las restricciones asociadas a la transición entre los distintos estados.

2.1.1.1 Estados de operación de un SEP

La operación del sistema queda determinada por tres conjuntos de ecuaciones, uno diferencial y dos algebraicos (I: Igualdad, DI: desigualdades). El conjunto de ecuaciones diferenciales,

tiene que ver con todos los fenómenos físicos y dinámicos que gobiernan el sistema. Por otra parte, las algebraicas pueden ser separadas en restricciones de igualdad y en restricciones de desigualdad. La igualdad (I) guarda relación con el balance entre generación y demanda, mientras que las desigualdades (DI) se establecen para fijar los límites de las variables en los distintas componentes del sistema, como el voltaje, la frecuencia, flujos por líneas, etc.

Para caracterizar la operación del SEP, se pueden definir cinco posibles estados de operación, los cuales de acuerdo a sus características, cumplen con algunas de las ecuaciones anteriormente mencionadas. Estos estados son:

- Estado normal.
- Estado de alerta.
- Estado de emergencia
- Estado de emergencia extrema
- Estado de recuperación.

Como se ve en la Figura 2-1 y de acuerdo a la transición entre estados, en estado normal todas las ecuaciones asociadas al sistema se cumplen y las variables se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal.

Si disminuyen los márgenes de reserva o la seguridad del sistema, el sistema pasa al estado de alerta (amenaza de inseguridad), donde puede que algunas de las restricciones de desigualdad sean violadas de producirse alguna perturbación. Si se produce una contingencia lo suficientemente severa, el sistema evoluciona hacia un estado de emergencia (inseguridad), donde no se cumplen las restricciones de desigualdad, aunque el sistema sigue intacto. Si las medidas de control no son tomadas a tiempo o resultan ser ineficaces, el sistema efectúa la transición hacia el estado de emergencia extrema (seguridad nula, colapso total o parcial del sistema), donde comienza a desintegrarse el sistema. Luego de tomadas las medidas

adecuadas, comienza la re sincronización a partir del estado de restauración (restablecimiento del nuevo estado normal).

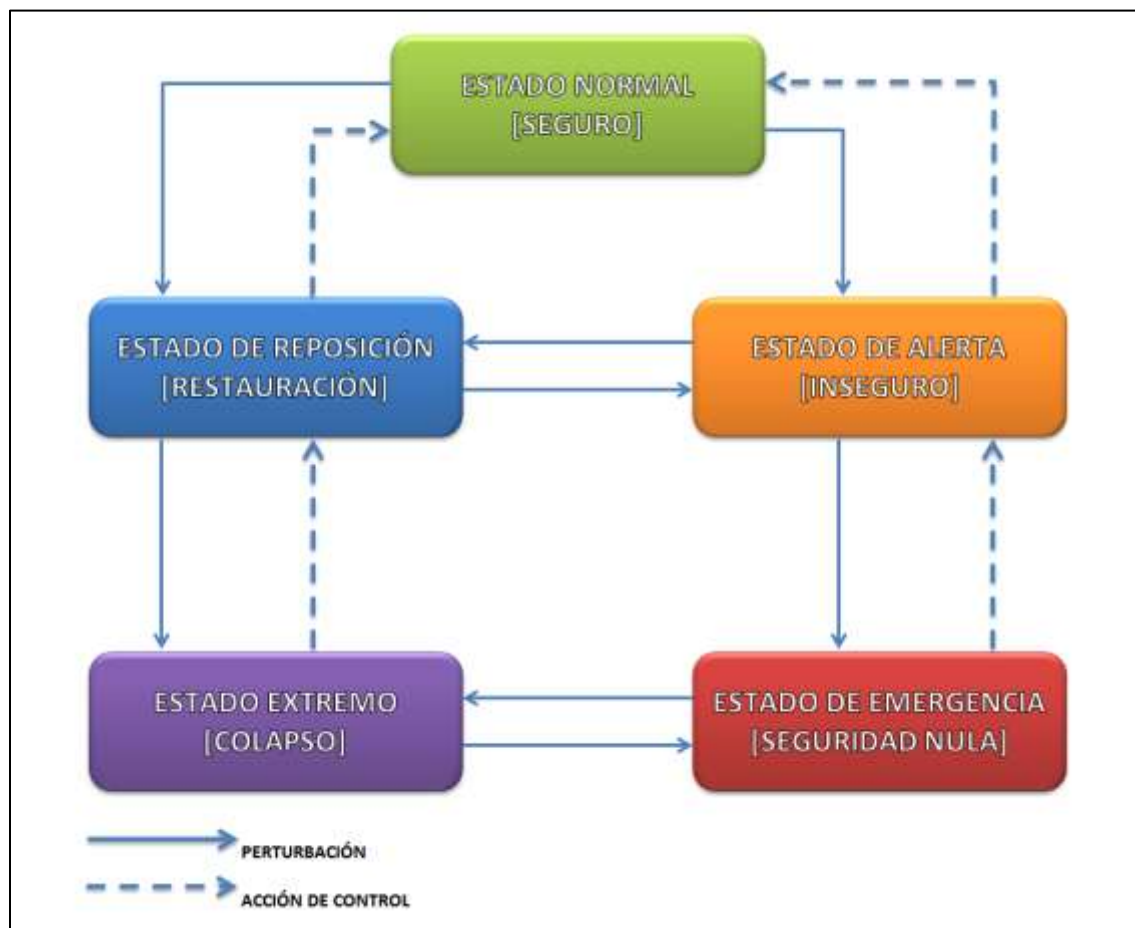


Figura 2-1. Transición de estados SEP

El marco descrito carece de significado, si no se definen las características específicas a las que se debe ceñir cada estado de operación del sistema. No obstante, este marco provee una herramienta importante para conducir la operación y guiar la toma de decisiones del operador del sistema, ante ciertas condiciones.

En este sentido, el esquema otorga un marco bastante genérico para el tratamiento de la seguridad, dada su importancia en el sistema y como aspecto esencial de la confiabilidad del mismo.

Numerosos países han incluido la definición de estados para guiar la operación y la definición de procedimientos, a decir Colombia, España y la NERC, entre otros. En este sentido, cobra importancia la implementación de una regulación acorde a estándares de seguridad predefinidos, ya que sin una previa delimitación y caracterización de los estados, el término seguridad se podría abordar sólo en el sentido heurístico.

Tabla 2-1. Descripción de los estados de operación.

ESTADO	DESCRIPCIÓN	CUMPLIMIENTO RESTRICCIONES	SEGURIDAD
NORMAL	Variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de operación normal y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias establecidos.	✓ I ✓ D	SEGURO (Sistema Intacto)
ALERTA	Aún con valores adecuados de las variables del sistema no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.	✓ I ✓ D	INSEGURO (Sistema Intacto)
EMERGENCIA	Uno o más variables del sistema presentan valores fuera de los márgenes de operación normal.	✓ I ✗ D	SEGURIDAD NULA (Sistema Intacto)
RESTAURACIÓN	Pérdida del suministro en una zona eléctrica o en la totalidad del sistema eléctrico, y donde el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.	✗ I ✗ D	INSEGURO (Sistema No-intacto)
EXTREMO	Sistema se encuentra dividido en islas, pudiéndose perder el sistema en su totalidad si no se toman medidas de control extremas.	✓ I ✗ D	Colapso (Sistema No-intacto)

✓ Se cumplen restricciones

✗ No se cumplen las restricciones

La seguridad queda determinada básicamente por los siguientes aspectos:

-
- Por una parte, por los márgenes de reserva que presenta el sistema, como los márgenes de transmisión o flujos por las líneas respecto de su capacidad nominal o el margen de generación de acuerdo a los distintos requerimientos de reservas, además de su incidencia en la toma de acciones de control (disponibilidad de tiempo y recursos).
 - Implementación de los servicios complementarios, como la capacidad de respuesta y soporte a los procedimientos de la operación.
 - Por la probabilidad de ocurrencia de ciertas contingencias, ante determinadas condiciones.
 - Por último, la importancia de los procedimientos y criterios adoptados en la operación del sistema.

No obstante la importancia de la operación, no se puede ignorar la relación existente de la seguridad en del sistema con la suficiencia, y por lo tanto la adecuada planificación en éste. En algunas literaturas se hace referencia a la seguridad, como un logro u objetivo que depende únicamente de la solución de un problema de planificación.

En la etapa de planificación, es donde se determina la incorporación de ciertos criterios de seguridad al diseño del sistema, que pueden o no, estar relacionadas a la suficiencia. Éstos, mayoritariamente determinísticos, como el criterio N-1, al cabo determinan ciertas situaciones que a priori, debiera soportar el sistema en el caso de que se presentasen. Por lo tanto, inicialmente se podría plantear el siguiente esquema, para de esta manera definir la relación de la seguridad e importantes aspectos (Figura 2-2).



Figura 2-2. Aspectos relacionados el análisis de la seguridad.

Como se ve en la figura anterior, la seguridad queda determinada principalmente por los procedimientos y acciones de control adoptados en la operación, donde se incluyen los servicios complementarios necesarios para la operación, y los criterios utilizados en la etapa de diseño o expansión del sistema. Por ello, el análisis de la seguridad existente en la red, debiera abarcar tanto consideraciones de largo como de corto plazo.

2.1.2 Criterios de Seguridad

Suponiendo que damos un conjunto de perturbaciones para un sistema de energía eléctrica de uno en uno. Si el sistema también puede operar en el estado de operación normal bajo esta condición, entonces se dice que el sistema es seguro.

En la práctica, todos los sistemas eléctricos no pueden evitar ser afectado por fallas impredecibles y fracasos, como la caída de rayos en las líneas de transmisión, fallas mecánicas en las centrales eléctricas o incendios en subestaciones. En virtud de que la naturaleza de estos fenómenos son inevitables y que suceden con relativa frecuencia, todos los sistemas de

potencia deberán ser destinados a soportarlos sin necesariamente estar en estado de emergencia. Con el fin de evitar apagones y/o desconexiones a los consumidores. El sistema debe operar con un margen suficiente para tal fin, dicho margen puede explicarse en términos de dos elementos: reserva de generación y reserva de capacidad de transmisión.

- Reserva de generación: Dejar suficiente capacidad de generación de reserva en caso de la pérdida de una unidad generadora.
- Reserva de capacidad de transmisión: Mantener la suficiente capacidad de transmisión como para asimilar el flujo a través de la línea en falla o desconectada.

Es importante señalar que es imposible disponer de un sistema 100% seguro, ya que un sistema puede estar sujeto a un sin número de contingencias increíbles. En este sentido, el principio fundamental sólo requiere que el sistema sea capaz de soportar la ocurrencia de las contingencias más probables, las cuales se conocen como contingencia N-1 y contingencia N-2. Cuando el sistema está sometido a una perturbación como la pérdida de cualquiera de sus N componentes y sigue funcionando normalmente, se dice que dicho sistema es de seguridad “N-1”; mientras que un sistema con seguridad “N-2” es aquel que ante la pérdida súbita de dos elementos del sistema, el abastecimiento de la demanda no se ve afectado. La contingencia de seguridad del tipo N-1 son generalmente una referencia para los operadores medir la seguridad del sistema de potencia.

En general, se debe distinguir la medición de aspectos estáticos y dinámicos asociados a la seguridad, resaltando su relación con la programación de la operación. Generalmente, las formas para medir la seguridad del sistema, vienen dadas por márgenes de control en las variables del sistema o acciones para guiar la operación ante la ocurrencia de determinadas contingencias. Así también, se encuentran los criterios determinísticos incorporados en la etapa de planificación (suficiencia), como el criterio N-1, el N-2, o la determinación de condiciones que debe cumplir el sistema ante una determinada contingencia.

En la Tabla 2-2, se enumeran los criterios incorporados al sistema en los distintos segmentos de planificación, los que en su mayoría corresponden a criterios determinísticos:

Tabla 2-2. Criterios adoptados para la seguridad del sistema.

ESCALA DE TIEMPO	ETAPA DE PLANIFICACIÓN	CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS
CORTO PLAZO	OPERACIÓN	• ESTADOS DEL SISTEMA • ANÁLISIS DE ESTABILIDAD • NORMAS Y PROCEDIMIENTOS, PARA DETERMINAR: ➤ MÁRGENES DE RESERVA: • Capacidad del Sistema de Transmisión. • Generación: Regulación de frecuencia primaria, secundaria y terciaria ➤ CONTROL DE VOLTAJE: • Control y regulación del aporte y consumo de reactivos. ➤ LÍMITES TÉRMICOS ➤ VARIABLES EN ESTADO TRANSITORIO Y POST-TRANSITORIO ➤ ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICO DE CARGA (EDAC). ➤ ESQUEMAS DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN (EDAG). ➤ USO DE FACTS

ESCALA DE TIEMPO	ETAPA DE PLANIFICACIÓN	CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS
MEDIANO Y LARGO PLAZO	EXPANSIÓN	• CRITERIO N-1 • CRITERIO N-2 • PREVENCIÓN DE CONTINGENCIAS • ESTADOS DEL SISTEMA • ESTADOS DE LAS VARIABLES DEL SISTEMA ANTE DETERMINADAS SITUACIONES

2.1.3 Función de la Seguridad.

La seguridad en los sistemas eléctricos de potencia puede ser dividida en tres modos:

1. La seguridad en estado estacionario la cual se crea bajo la condición de estabilidad de un sistema eléctrico.
2. La seguridad dinámica que se refiere a la respuesta del sistema del orden de unos pocos minutos.
3. Seguridad transitoria la cual hace referencia al estado transitorio de un sistema cuando se somete a una perturbación (pocos segundos).

En la evaluación de la seguridad, es recomendable encontrar un indicador para cada modo de seguridad, el cual puede ser revelado por diversas normas de toma de decisión y la función de seguridad, en caso de que el indicador esté representado por funciones matemáticas. Por lo general, la función de seguridad se lleva a cabo en un centro de operaciones y contempla tres aspectos principales:

1. Sistema de monitoreo.

2. Análisis de Contingencias.

3. Seguridad con restricciones de flujo óptimo.

La información sobre la actualización continua de las condiciones del sistema de energía se da a los operadores a través de la supervisión del sistema. En base a esto, algunas cantidades tales como, la tensión, las corrientes, los flujos de energía y el estado de los equipos eléctricos como interruptores automáticos y seccionadores en cada subestación del sistema pueden ser medidos y monitoreados. Adicional a estos parámetros, la información del comportamiento de la frecuencia, las salidas de alguna unidad de generación y las posiciones del cambiador de tomas de los transformadores también pueden ser recogida y transmitida al centro de control.

Debido a su naturaleza y complejidad, los datos deben ser procesados por computadores y luego estar dispuestos en una base de datos que dé la oportunidad a los operadores de verificar y analizar la información en línea. Además, el ordenador también puede identificar la condición de sobrecarga o violaciones de voltaje en los equipos, mediante la comparación de la información entrante con los límites señalados y al mismo tiempo emitir señales de alerta a los operadores con el fin de accionar a tiempo.

En la práctica, los sistemas de control de supervisión, son sistemas que permiten a los operadores controlar los seccionadores, los interruptores de desconexión y el cambiador de tomas de los transformadores de manera remota. Esto es lo que se llama Sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos, conocido en el inglés con el nombre de Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA). El sistema SCADA permite el control en tiempo real y la corrección de sobrecargas o limitación de tensiones fuera de los límites. Una estructura simplificada de SCADA puede verse en la Figura 2-3:

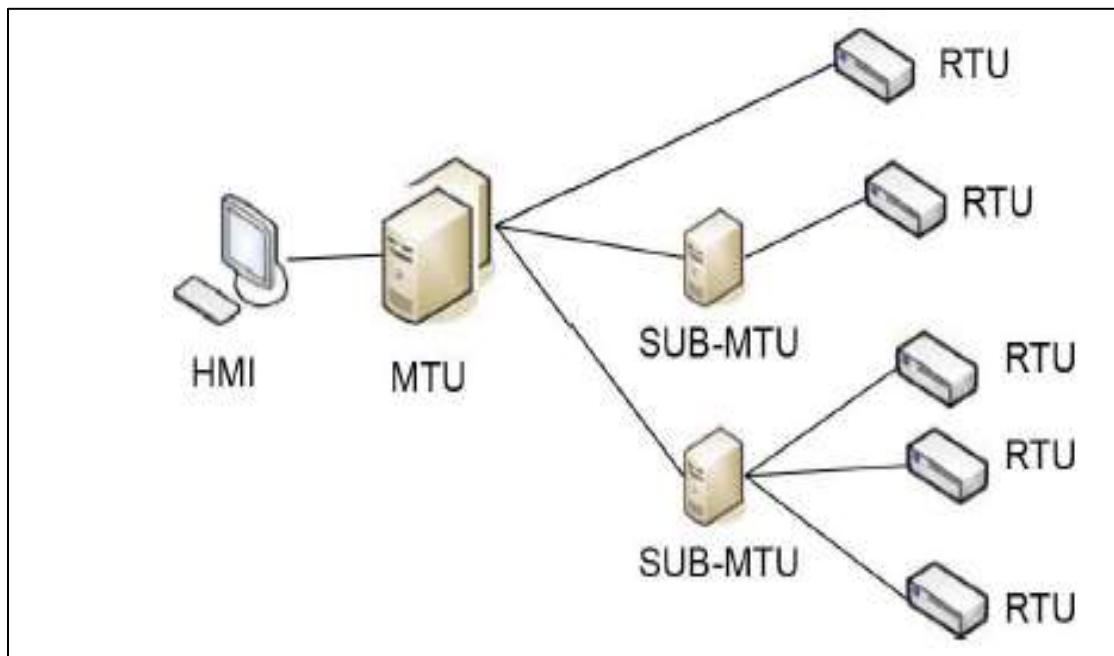


Figura 2-3. Arquitectura simplificada de un sistema SCADA.

Por lo general, un sistema SCADA se compone de tres tipos de equipos de comunicación: interfaz hombre-máquina (en inglés Human module interface - HMI), maestro de la unidad terminal (en inglés Master Terminal Unit - MTU) y la unidad terminal remota (en inglés Remote Terminal Unit - RTU).

La función de análisis de contingencia tiene por objeto hacer frente a los problemas que ocurren dentro de un corto período. Como ocurre tan rápidamente ningún operador puede tomar medida a tiempo. Esto a menudo ocasiona la salida del sistema debido a fallas en cascada. Con el fin de evitar el colapso del sistema, en la práctica se utilizan los programas de análisis de contingencia en los ordenadores para analizar y eliminar los problemas lo más pronto posible antes de que surjan.

El procedimiento general para el análisis de contingencia en la evaluación de la seguridad se muestra en la Figura 2-4.

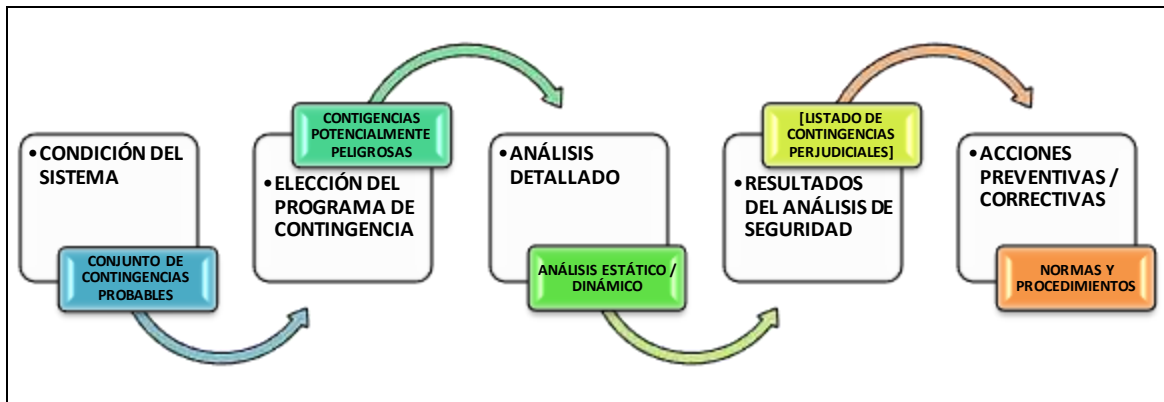


Figura 2-4. Procedimiento de análisis de contingencias.

En la realidad, la función principal del flujo óptimo con restricciones por criterios de seguridad, se genera mediante una segunda función. Esta finaliza con el análisis de la contingencia, basándose en el método de flujo óptimo de potencia (OPF¹). Con el implemento de un análisis de OPF, podemos encontrar la mejor solución para el despacho óptimo de la generación, así como otros ajustes de acuerdo con la función objetivo dado, de modo que no existan violaciones a los límites de las variables monitoreadas.

2.1.4 Análisis de Seguridad en Tiempo Real

El análisis de seguridad de sistema de eléctrico de potencia tiene tres objetivos principales:

1. Determinación del tiempo más probable de contingencia.
2. Predicción del impacto sobre el sistema.
3. Identificación de las acciones de control apropiadas para reducir el riesgo de fallas.

En la práctica, el análisis de seguridad de un sistema de potencia se realiza generalmente de acuerdo con los criterios de contingencia N-1. Algunos trabajos de investigación ya se han

¹ OPF: Optimal Power Flow.

hecho en busca de la optimización y creación de nuevas tecnologías de análisis de seguridad de sistemas de potencia.

El análisis y gestión de la seguridad en tiempo real incluye tres aspectos: vigilancia, evaluación y control. La conexión entre ellos se puede ver en la Figura 2-5.

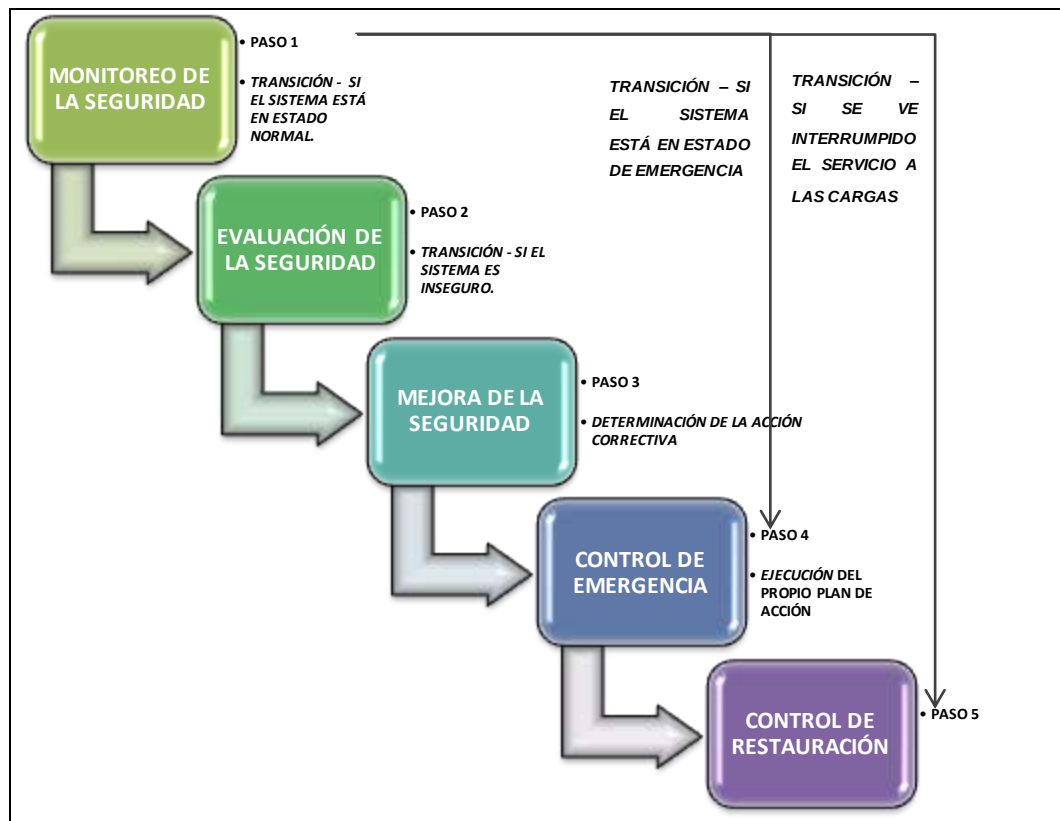


Figura 2-5. Esquema de análisis de la seguridad en tiempo real.

En el paso 1, se utiliza el sistema de monitoreo en tiempo real (SCADA) para reconocer si el sistema está funcionando normalmente o no. Si está en estado normal, entonces se pasa a la etapa 2 en la que se analiza la seguridad de este, sometiéndolo a una serie de contingencias para ver si es seguro o no. Si como resultado de la evaluación de la seguridad del sistema encontramos que el sistema es inseguro, se debe seguir al paso 3 para decidir qué acción podría ser utilizada para hacer que el sistema vuelva a estado normal. La ejecución de las acciones correctivas que significa utilizar los medios apropiados para que el sistema vuelva a

su estado normal y el último paso se utiliza para restaurar el servicio a las cargas del sistema una vez se ha perdido el sistema o una parte de este.

2.2 Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

2.2.1 Definición de Confiabilidad

Por lo confuso y ambiguo que puede resultar el definir y enmarcar el término confiabilidad resulta de útil comenzar planteando algunas definiciones que se dan para la confiabilidad según investigaciones, organismos internacionales y códigos de red de otros países:

“Es una medida de la habilidad de una empresa de servicio público para entregar un servicio eléctrico ininterrumpido a sus clientes”.²

“Probabilidad de buen funcionamiento de algo”³

“Probabilidad de que cierto equipo opere sin fallas sobre un determinado periodo de tiempo”.⁴

“Es la probabilidad de que el sistema de potencia tenga suficientes fuentes de generación, capacidades de control en la demanda (ejemplo: Control de carga) y suficiente capacidad en las redes de transmisión para abastecer la demanda de energía eléctrica, sin tener que

² Fuente: “An encyclopedia of energy utility terms”, Second edition, Pacific Gas and Electric Company, 1992.

³ Fuente: Real Academia de la Lengua Española – RAE.

⁴ Fuente: IEEE Standards.

involuntariamente interrumpir el suministro de sus clientes (por ejemplo: Desprendimiento de carga involuntario, apertura de línea, etc.)”.⁵

La confiabilidad de un sistema de potencia se refiere a la probabilidad de su operación satisfactoria a largo plazo. Denota la capacidad de suministrar el servicio eléctrico adecuado, sobre una base casi continua, con pocas interrupciones durante un período de tiempo prolongado. De acuerdo con la definición de NERC, la confiabilidad es la composición de dos aspectos: la seguridad y la suficiencia. Por un lado, la suficiencia es la capacidad del sistema eléctrico para abastecer, en todo momento, la demanda agregada de energía eléctrica, teniendo en cuenta las salidas programadas y las salidas no programadas a causa de interrupciones razonablemente probables de los equipos del sistema. Por otro lado, la seguridad es la capacidad de los sistemas para soportar las perturbaciones repentinas, tales como cortocircuito o pérdida imprevista de los elementos del sistema, manteniendo la continuidad en el servicio.

En general, puede resultar conflictivo mencionar términos asociados a la confiabilidad, y como se ve en las definiciones entregadas, suelen traslaparse los términos utilizados. Es así, como por ejemplo la confiabilidad puede quedar limitada exclusivamente a lo que es continuidad, considerándose como parte de la calidad o de la seguridad del sistema, o simplemente reflejar una operación adecuada. Una forma de representar los aspectos comprometidos con la confiabilidad, consiste en asumir una definición inicialmente genérica. Similar a lo planteado por la NERC y otras investigaciones, donde de acuerdo a la generalidad que se asume para la confiabilidad del sistema, se agrupan la seguridad y suficiencia como aspectos que forman parte de ésta.

De hecho, la comprensión de la confiabilidad a la vista de los operadores, es que cualquier consecuencia de una perturbación creíble requiere un límite. Desde su punto de vista, también

⁵ “Power system reliability standards and guidelines for market intervention”, Discussion paper for public consultation, National Electricity Market Reliability Panel (NECA: National Electricity Code Administrator), Australia, Febrero 1998.

se puede llamar "seguridad", si le damos más contenido al redefinirlo. La redefinición de "seguridad" se puede catalogar en tres aspectos, como puede verse en la Figura 2-6:

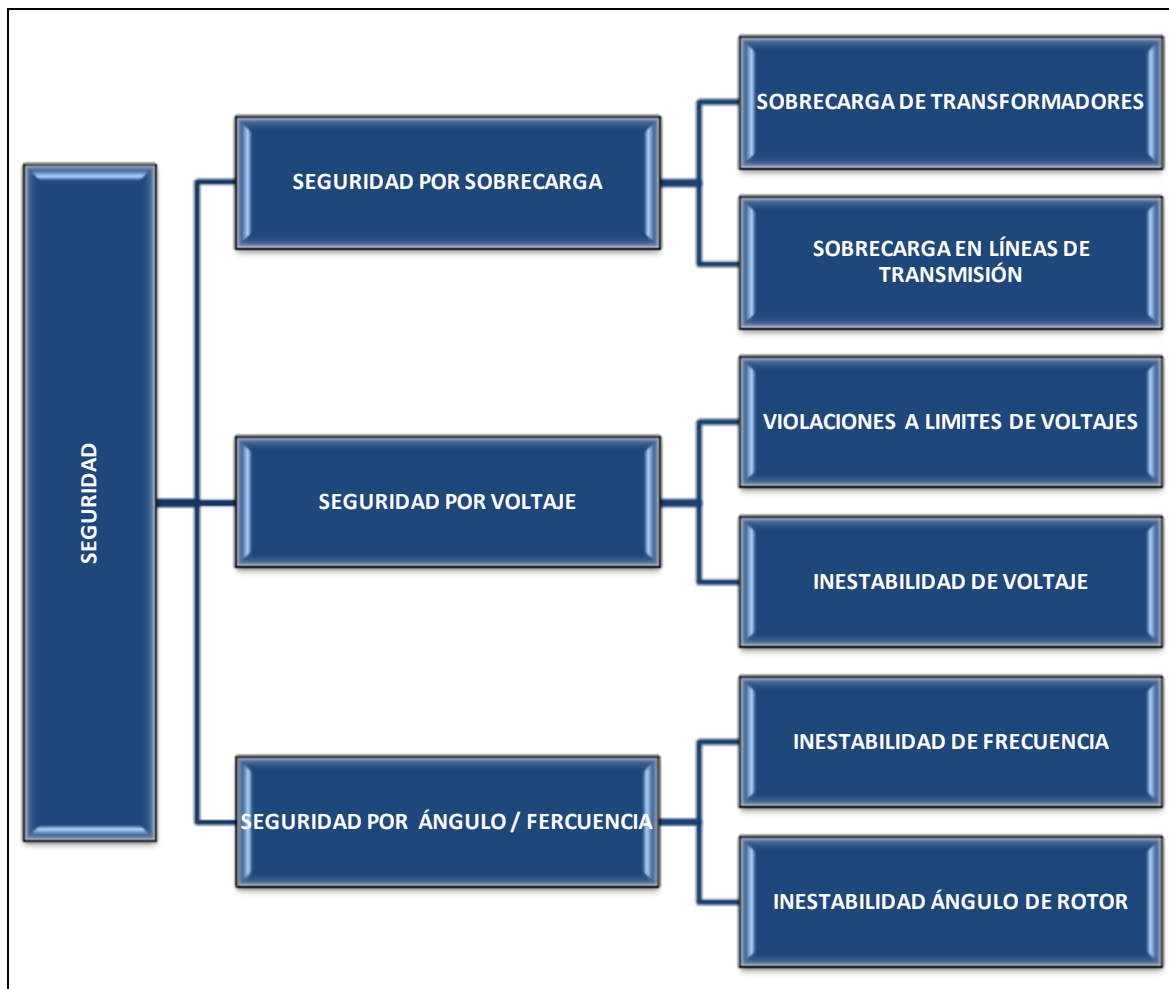


Figura 2-6. Segregación de la seguridad desde el punto de vista de los operadores del sistema.

Sobre la base de las declaraciones anteriores, no es difícil saber que las dos ramas de la confiabilidad pueden dar una nueva definición a la seguridad corresponden a la seguridad dinámica, abarcando la seguridad por voltaje, ángulo y frecuencia; mientras que la seguridad estática se refiere a la suficiencia, restricciones por sobrecarga y violaciones a los límites de voltaje.

2.2.2 Criterio de Confiabilidad

La experiencia demuestra que los casos de inestabilidad usualmente no son ocasionados por fallas trifásicas cerca de grandes centros de generación tal como se especifica normalmente en los criterios determinísticos de confiabilidad. Más bien son el resultado de una combinación de fallas y circunstancias inusuales.

El criterio de confiabilidad para falla trifásica a menudo se considera un criterio general para trastornos menos predecibles que involucran múltiples fallos, tales como cortocircuitos monofásicos con desconexión de líneas sin falla. De mayor preocupación son las fallas múltiples que involucran líneas en el mismo derecho de paso o con terminaciones comunes.

Los criterios de confiabilidad son reglas por las cuales se puede medir el rendimiento de un sistema de energía eléctrica, como aceptable o inaceptable, ante la aparición de fallas o emergencias en alguno de los componentes. Los criterios de confiabilidad han de ser definidos para cada sistema según nivel de desarrollo existente en cada sistema, por lo cual cada sistema presenta criterios con matices variados, aunque se puede distinguir una estructura general en lo concerniente al cumplimiento de ciertos criterios de confiabilidad, la cual claramente no es única.

Por ejemplo los criterios definidos por la por NERC como máxima autoridad en términos de confiabilidad, y utilizado por los distintos concejos de confiabilidad de Estados Unidos, nos da un nivel crítico para la planificación y operación del sistema. Esta norma se articula con exigencias de un mayor nivel de rendimiento, generalmente para las perturbaciones que tienen una mayor frecuencia de ocurrencia y es a menudo integrado en los llamados criterios de rendimiento de perturbaciones, que especifican las diferentes clases de rendimiento admisible para diferentes clases de perturbaciones.

2.2.3 Descomposición Funcional Para el Análisis de la Confiabilidad

Dada la importancia que cobra el análisis de la confiabilidad del sistema en la orientación de una adecuada planificación del mismo, se han desarrollado diferentes variantes de análisis,

dependiendo del nivel de detalle que se requiera modelar y de los objetivos de aquel. Estas distintas alternativas son los análisis que, efectuando simplificaciones en la modelación y operación de un sistema real, consideran sólo ciertos niveles de este último, los llamados niveles jerárquicos de un sistema eléctrico; los cuales no son otra cosa que combinaciones entre las partes funcionales (generación, transmisión y distribución). Se puede mencionar de acuerdo a lo anterior tres niveles de estudio: el nivel jerárquico I (generación), el nivel II (generación-transmisión) y el nivel III (generación-transmisión-distribución).

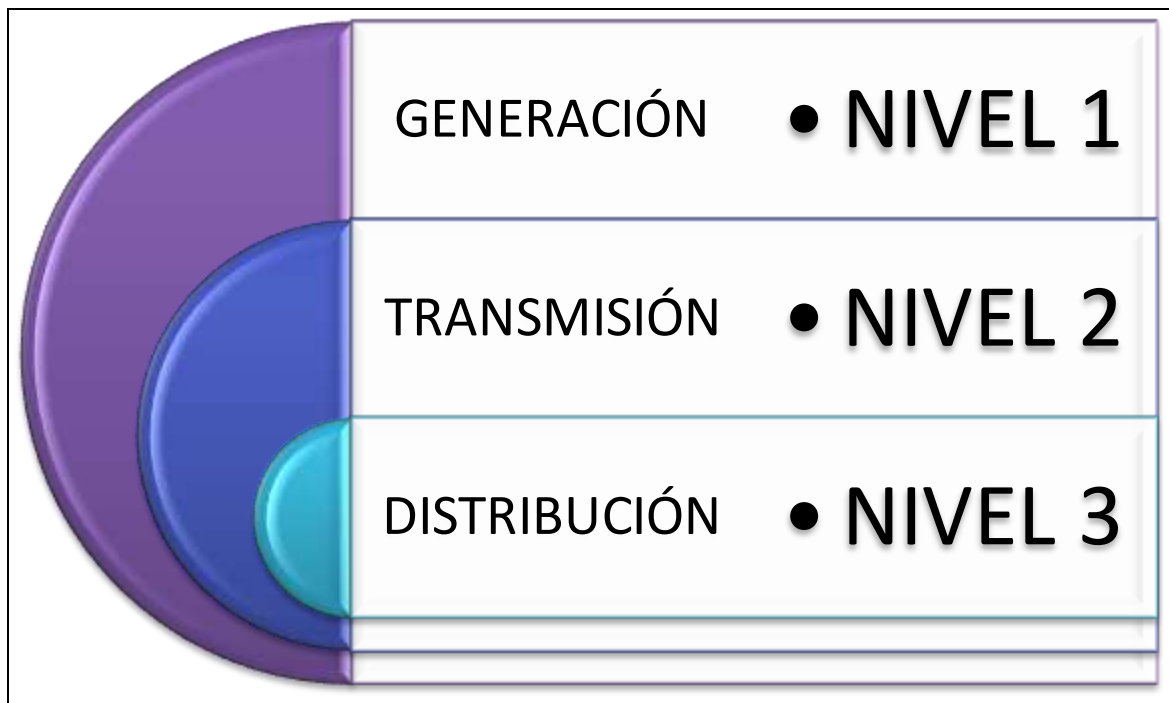


Figura 2-7. Niveles jerárquicos del SEP.

2.2.3.1 Nivel Jerárquico 1: Sistema de Generación

En el nivel jerárquico 1 se estudia la confiabilidad de la generación bajo representación del sistema mediante un nodo único, agrupando la generación y la demanda total en una misma barra. Los estudios en este nivel se utilizan, sobre todo, para la planificación del sistema de generación y determinan la suficiencia evaluando criterios para tener la capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda del sistema junto a otros requerimientos.

En este nivel se utilizan criterios tanto determinísticos como probabilísticos, para evaluar la suficiencia del sistema, lo que a priori junto a la implementación de criterios y procedimientos adecuados para la operación, determinan la seguridad y calidad que prevalecerá en la red.

Los índices que son utilizados son la probabilidad de pérdida de carga (LOLP⁶), la pérdida de demanda esperada (LOLE⁷) y la pérdida de energía esperada (LOEE⁸), dentro de otros, todos los cuales son valores medios esperados de una cierta variable aleatoria y que serán descritos posteriormente en el análisis de la suficiencia. Las técnicas para determinarlos pueden ser ya sea analíticas o de simulación mediante el proceso de Monte Carlo.

2.2.3.2 Nivel Jerárquico 2: Sistema de Generación-Transmisión

En el nivel jerárquico 2 y como se ve en el esquema, para efectos de análisis, al sistema de generación se le agrega el troncal del sistema de transmisión.

Con respecto a esta segregación de los segmentos, se puede decir que no resulta del todo válida, ya que generalmente se evalúa la confiabilidad de cada segmento de manera aislada. No obstante, el marco resulta útil para estudiar la confiabilidad en forma integral y genérica (es importante señalar que sólo se evalúa parte de la confiabilidad, la parte estática y relacionada con la suficiencia de las instalaciones).

En este nivel se debe considerar la satisfacción de la demanda y las características para las variables de tensión y frecuencia, manteniendo los flujos por las líneas dentro de márgenes

⁶ LOLP: Loss Of Load Probability. Es un índice de confiabilidad; es la probabilidad de que no haya generación suficiente para abastecer la demanda eléctrica.

⁷ LOLE: Loss Of Load Expectation. Es un índice de confiabilidad; es la medida de cuánto tiempo, en promedio, la capacidad de generación disponible es probable que caiga por debajo de la demanda de carga. Se utiliza para evaluar la suficiencia o adecuación de la generación.

⁸ LOEE: Loss Of Energy Expectation. Es un índice de confiabilidad; mide la energía esperada que no será suministrada debido a un fallo de generación.

normales. Así también se debe considerar la capacidad del sistema para soportar perturbaciones predeterminadas, incorporando criterios como el N-1 u otros, ya que si bien este último corresponde a un criterio de seguridad, dependiendo de su etapa de aplicación, también determina características de suficiencia del sistema. Para este nivel se suelen utilizar los índices probabilísticos mencionados para el nivel 1, no obstante se pueden utilizar técnicas de simulación, aparte de la medición de seguridad enumerando contingencias, ejecutando los conocidos flujos de potencia o mediante la realización de estudios de estabilidad para analizar la respuesta dinámica.

2.2.3.3 Nivel Jerárquico 3: Sistema de Generación-Transmisión-Distribución

Al incorporar el sistema de distribución, integrando los tres segmentos y para efectos de análisis, el problema práctico resulta tener un alto grado de complejidad. Por ello la zona de distribución generalmente se analiza en forma independiente. Los objetivos en este nivel, son principalmente la obtención de índices de continuidad en los puntos de consumo final. Los índices primarios son la frecuencia esperada de fallas, su duración promedio y la indisponibilidad anual en los puntos de consumo, determinando características de calidad y suficiencia principalmente. Otros índices, como la carga desconectada esperada o la energía no suministrada también pueden ser obtenidos.

2.2.4 Escalas de Tiempo en el Análisis de Confiabilidad

Los estudios de confiabilidad tienen ciertas variantes, que se relacionan estrechamente con el objetivo de los mismos y los horizontes de análisis considerados. Dichas diferencias aparecen en lo que se refiere a las variables que resultan relevantes en cada caso y que, por consiguiente, requieren de una modelación más fina. En general, a través del tiempo se han considerado tres escalas de tiempo principales. Ellas están asociadas a tareas que se desarrollan en los sistemas eléctricos de potencia: planificación de largo plazo, planificación de la explotación y explotación en tiempo real.

2.2.4.1 Planificación de Largo Plazo

El análisis efectuado en este caso es realizado considerando un horizonte típico de 5 a 25 años. Por tal razón existe una incertidumbre importante asociada a la demanda prevista y a los costos de inversión y operación correspondientes al sistema. El objetivo fundamental de estos estudios es establecer de manera gruesa el tipo, dimensión e instante de puesta en servicio de un cierto equipo o instalación y, adicionalmente, la obtención de valores esperados de índices de confiabilidad que orienten de alguna manera los refuerzos o nuevas instalaciones a objeto de considerar restricciones de seguridad de servicio impuestas al sistema.

2.2.4.2 Planificación de la Explotación

El horizonte de análisis en este caso se extiende desde horas hasta típicamente un año aunque, ocasionalmente, este límite puede ser ampliado hasta alrededor de 5 años. En esta situación, las instalaciones existentes se suponen conocidas y la decisión se reduce a la determinación de cuáles de esas instalaciones serán las que en definitiva serán utilizadas para abastecer la demanda de los consumidores, respetando por supuesto criterios técnicos (dados fundamentalmente por las restricciones de operación), económicos (minimización de los costos totales) y legales (criterios impuestos al servicio eléctrico a través de estándares mínimos de calidad de servicio) evaluados en términos de la condiciones de explotación previstas por el planificador.

2.2.4.3 Explotación en Tiempo Real

Corresponde a un análisis en tiempo real, evaluando la reacción de las instalaciones disponibles frente a cambios de demanda y capacidad de generación y topología de las redes del sistema. El objetivo es uno de minimizar el costo total, respetando por supuesto las restricciones técnicas de explotación de las instalaciones y teniendo presente las consideraciones relativas a la seguridad de servicio exigida al sistema compuesto.

2.3 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

Como un aspecto de la seguridad, la estabilidad del sistema de potencia es la capacidad de este, para una condición de operación inicial dada, para recuperar un estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables de sistema delimitado de manera que prácticamente la totalidad del sistema permanece intacta.

Según la característica física de la inestabilidad del sistema de potencia, el tamaño de la perturbación, así como el intervalo de tiempo de ocurrencia, el proceso y los dispositivos que se incluyen en la investigación de problemas de estabilidad del sistema de potencia. Podemos dividir el sistema de potencia como tres tipos principales que se pueden ver en la Figura 2-8:

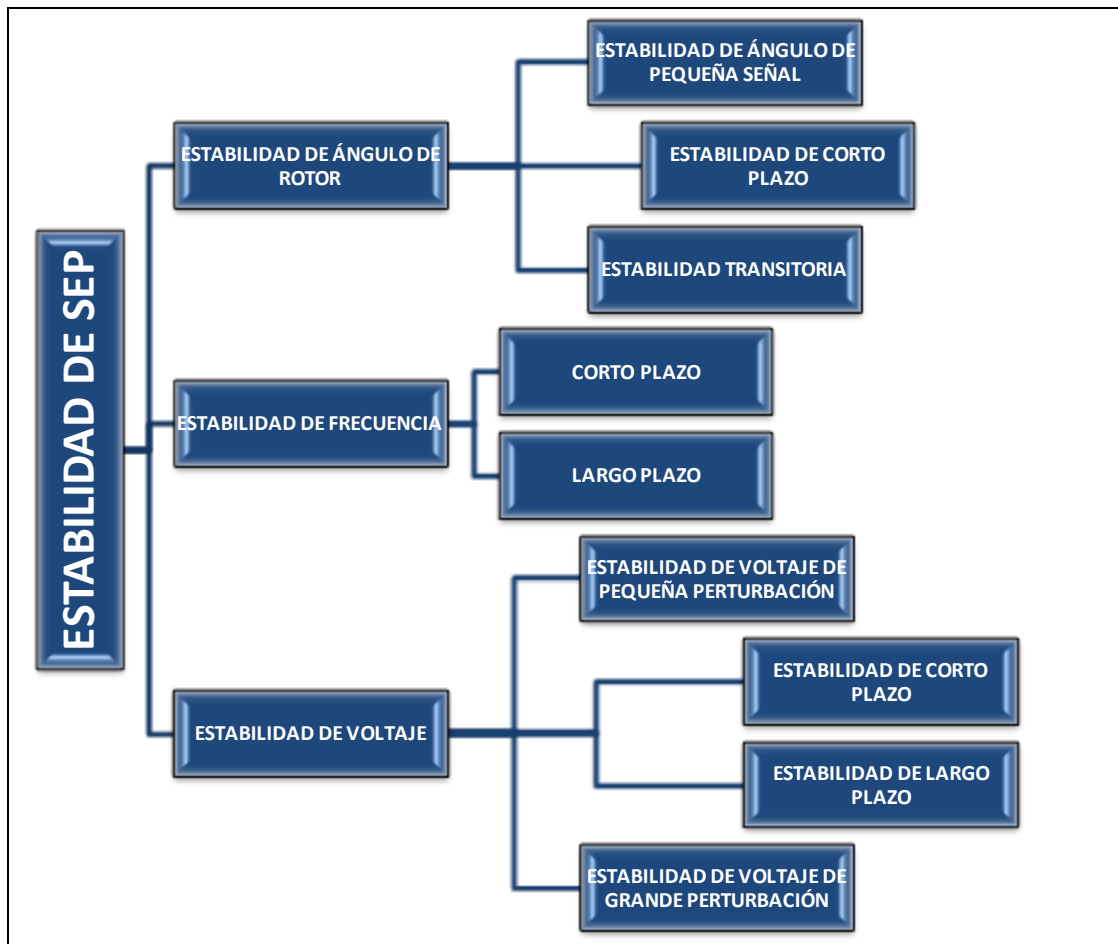


Figura 2-8. Clasificación de la estabilidad del SEP.

La clasificación de la estabilidad del sistema en adecuadas categorías ofrece la ventaja de poder identificar los factores críticos que ocasionen inestabilidad y la creación de filosofías de mejoramiento operativo en estado normal. Además, contribuye a la correcta selección y simplificación de los modelos de dispositivos y de las tecnologías de análisis de modo que el estado de operación razonable, así como la estrategia de control de mejora del nivel de la seguridad del sistema puede obtenerse científicamente.

2.3.1 Estandarización de la Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

Los requisitos de estabilidad se muestran en la Tabla 2-3:

Tabla 2-3. Criterios estándares de estabilidad.

DESCRIPCIÓN	CONTINGENCIAS NORMALES DE DISEÑO			CONTINGENCIAS EXTREMAS
	I	II	III	Contingencias extremas superior a sus contingencias gravedad normales de diseño.
CRITERIO DE SEGURIDAD	N-1	N-2	N-3	N-k
CONSECUENCIAS ACEPTABLES	Operación Estable sin intervención del sistema de protección	Operación Estable con la intervención del sistema de protección		La inestabilidad es aceptable. La Integridad del sistema está garantizada por el sistema de protección y la intervención del operador.
CONDICIONES NORMALES	Durante las contingencias de diseño La estabilidad del sistema de potencia debe mantenerse durante la máxima transmisión de potencia activa permitida, considerando variaciones de flujo al azar.			

DESCRIPCIÓN	CONTINGENCIAS NORMALES DE DISEÑO	CONTINGENCIAS EXTREMAS
	- La máxima transferencia de potencia activa permitida debe satisfacer los estándares de estabilidad en estado estacionario condiciones normales. - La máxima transferencia de potencia activa permitida no debe exceder los límites de estabilidad transitoria adecuados para todas las contingencias de diseño con la debida consideración intervención del sistema de protección.	Durante y después de extremas contingencias el sistema de protección y la intervención del operador no debe dar lugar a interrupciones en cascada y la pérdida de una cantidad significativa de usuarios (carga).
CONDICIONES POST-FALLO	Después de las contingencias de diseño - La transmisión de potencia activa debe satisfacer los márgenes de estabilidad estandarizados en estado estacionario en condiciones de post- fallo - La transmisión de potencia activa debe satisfacer el límite térmico	

2.3.2 Comparación Entre Confiabilidad, Estabilidad y Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

La estabilidad, la seguridad y la confiabilidad son tres aspectos que son ampliamente utilizados para describir la capacidad de los sistemas para sobrevivir a partir de los acontecimientos inesperados que pueden destruir el estado de equilibrio de la operación. A veces se relacionan unos con otros, sin embargo, todavía existen algunas diferencias entre ellos:

- La confiabilidad es el objetivo global en el diseño del sistema de potencia y su operación. Para un sistema de potencia ser confiable, debe ser seguro la mayor parte

del tiempo. Para ser seguro, el sistema debe ser estable y ser capaz de soportar contingencias que no serían clasificadas como problemas de estabilidad, por ejemplo, el daño a equipos tales como una falla explosiva de un cable, caída de torres de transmisión debido a la carga de hielo o sabotaje, etc. Además, un sistema debe ser estable después de experimentar una contingencia, aun siendo inseguro en las condiciones de post-fallas debido a sobrecargas en equipos o violaciones en los límites de tensión.

- La seguridad del sistema puede ser más distinguida de la estabilidad en términos de las consecuencias resultantes. Por ejemplo, dos sistemas pueden ser estable y tener márgenes de estabilidad iguales, pero uno puede ser relativamente más seguro porque las consecuencias de la inestabilidad son menos graves.
- La seguridad y la estabilidad son variables en el tiempo. Son atributos que pueden ser utilizado para juzgar el sistema de potencia por estudiar el rendimiento bajo un conjunto particular de condiciones. La confiabilidad es una función del tiempo promedio de rendimiento de la red eléctrica.
- La seguridad y la confiabilidad podrían ser considerado como el mismo problema a veces, sin embargo, también se pueden distinguir por la suficiencia o adecuación. Pero no debemos pasar por alto, el hecho que incluso los sistemas más confiables no evitarán llevar a cabo periodos de grave inseguridad.

2.3.3 Nuevas Tecnologías Para Mejorar la Confiabilidad y Seguridad del Sistema

La red inteligente (Smart Grid) es el nuevo producto que se generó en el siglo 20 para satisfacer el requisito de los clientes y sustituir la red eléctrica por envejecimiento gradual. Tiene muchas contribuciones al aumento de la confiabilidad del sistema:

1. Mejor conocimiento de la situación y asistencia de un operador.

-
2. Acciones autónomas de control para mejorar la confiabilidad mediante el aumento de la resistencia en contra de fallos de los componentes y los desastres naturales, y al eliminar o reducir al mínimo la frecuencia y magnitud de los cortes de energía eléctrica sujetos a las políticas de reglamentación, los requisitos de operación, limitaciones del equipo y las preferencias de los clientes. Estas acciones de control pueden ser más sensibles que las acciones de un operador humano.
 3. Optimización del rendimiento al maximizar la utilización de activos.
 4. Resistencia contra ataques maliciosos en virtud de mejores protocolos de seguridad física y de tecnología informática (TI).
 5. Integración de los recursos renovables, incluyendo la solar, eólica, y varios tipos de almacenamiento de energía. Dicha integración puede ocurrir en cualquier ubicación de la red, que van desde los lugares de consumo final hasta las centrales de generación. Esto ayuda a hacer frente a las preocupaciones ambientales y ofrecer un auténtico camino hacia la sostenibilidad global mediante la adopción de tecnologías "verdes", incluyendo el transporte eléctrico.
 6. Comunicación en tiempo real entre el consumidor y la utilidad para que los usuarios finales puedan participar activamente y adaptar su consumo de energía basado en las preferencias individuales (precio, las preocupaciones ambientales, etc.)
 7. Mejora de la eficiencia del mercado a través de soluciones innovadoras para los tipos de producto (energía, servicios auxiliares, riesgos, etc.) a disposición de los participantes del mercado de todos los tipos y tamaños.
 8. Mayor calidad de servicio libre de huecos de tensión y picos, así como otros disturbios e interrupciones - para alimentar una economía cada vez más digital.
-

2.4 Experiencia Internacional

2.4.1 Sistema eléctrico de Estados Unidos

El sistema eléctrico de EE.UU opera en forma interconectada con los sistemas de Canadá y parte del norte de México (Baja California). Este se encuentra compuesto, en forma gruesa por tres interconexiones: Este, Oeste y la interconexión de ERCOT. Para efectos de organización, el sistema se encuentra dividido en alrededor de 200 áreas de control, las cuales a su vez se encuentran agrupadas en torno a diez consejos regionales. El alto grado de enmallamiento y la organización descrita inciden en una alta confiabilidad.

De acuerdo a esta organización, se definen una serie de requerimientos para todos los elementos constitutivos del sistema, a partir del área de control y para cada agente del sistema en particular. Bajo este esquema, al área de control se define como un sistema eléctrico delimitado por una interconexión, capaz de controlar directamente su generación para efectuar el balance entre lo programado y su intercambio actual, y que coopera en la regulación de frecuencia para la interconexión y en la estabilización de esta misma con áreas o sistemas vecinos. Además, se establece el control y monitoreo directo, a partir de las áreas de control para abarcar la totalidad del sistema y sus interconexiones, para de esta forma operar el sistema en forma confiable y segura.

Dentro de las entidades reguladoras, es la National Electricity Regulatory Commission, NERC de ahora en adelante, la más importante entre otras. La NERC, matriz que agrupa a los diez consejos regionales: ECAR, ERCOT, FRCC, MAAC, MAIN, MAPP, NPCC, SERC, SPP, WSCC; es la encargada de promover la confiabilidad en el suministro energético, junto con proponer y monitorear el cumplimiento de políticas, estándares, guías y principios, tanto para la planificación como la operación del sistema. Tanto para las áreas de control, consejos regionales, como para cualquier miembro de la NERC, se establece obligatoriedad en el cumplimiento de normas y requerimientos que esta imparte (hasta hace un tiempo no existía el principio de obligatoriedad).

Por otra parte, si bien la NERC dictamina las normas a seguir, es responsabilidad de cada consejo regional y de cada sistema en particular, dictar sus propias normas, las cuales deben ser consistentes y complementarlas con aquellas propuestas por la NERC y donde además, se deben establecer requerimientos en cuanto a confiabilidad, de igual o mayor exigencia a las que esta determinase, primando aquellas de mayor exigencia.

Otra entidad importante es la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), organismo regulador independiente perteneciente al Ministerio de Energía, el cual está encargado de regular aspectos del mercado energético, particularmente se encarga de regular el sistema de transmisión y el mercado energético mayorista (transacciones interestatales), dictando normas obligatorias para todos los participantes de la red. En conjunto con la NERC y otros organismos estatales, regulan y supervisan el funcionamiento adecuado del sistema.

2.4.1.1 Marco Para el Tratamiento de la Confiabilidad

A raíz del nuevo entorno de los sistemas eléctricos competitivos, con libre acceso a las redes de transmisión y para efecto del planteamiento de guías de operación y planificación, se reconoce la creciente demanda por acceder a las redes de transmisión, por lo que enfocándose en esta y su habilidad para soportar transferencias competitivas, se reconocen sus limitaciones eléctricas y su capacidad para soportar la variedad de condiciones esperadas de operación a las que se encuentra sujeta. Así, de acuerdo a la NERC, se plantea que el reto para la confiabilidad de los sistemas eléctricos es planificar y operar los sistemas de transmisión, de tal manera de que este provea las transferencias de energía y potencia requeridas, manteniendo la confiabilidad global del sistema.

Bajo este contexto, la confiabilidad se suscribe a la consideración de dos elementos básicos del SEP, suficiencia y seguridad, además de la definición para los estados de operación del SEP. La suficiencia se define como la habilidad del SEP para proveer la demanda agregada y los requerimientos de energía de sus consumidores en todo instante, en consideración de las salidas, tanto programadas como no programadas (razonablemente esperadas) de los elementos del sistema.

Por su parte, la seguridad se define como la habilidad del SEP para contrarrestar o soportar perturbaciones intempestivas, como cortocircuitos o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema.

2.4.1.2 Políticas y Procedimientos

Para efectos de la elaboración de procedimientos y políticas, la NERC divide conceptualmente la confiabilidad, como se mencionó anteriormente, en dos aspectos funcionales básicos: suficiencia y seguridad. Cabe notar que según la NERC, son las normas relacionadas a la planificación las que determinan la suficiencia del sistema, a diferencia de la seguridad, que según gente relacionada al organismo regulador, queda determinada por la operación y puede ser resuelta a través del mercado (implementación mercado para los SC).

Con respecto a las políticas y procedimientos elaborados por la NERC, dentro de los más importantes se encuentran el manual de operación y los estándares para la planificación. En ambos, se establecen normas específicas para la generación y transmisión especialmente.

a) Estándares para la Operación

En el aspecto operativo, el total de áreas de control comparte los beneficios de la operación interconectada y mediante su participación en la NERC, reconocen la necesidad de operar promoviendo la confiabilidad, para así no afectar otras áreas interconectadas. En este sentido, para la operación y planificación del SEP, la NERC establece el cumplimiento del criterio N-1. Así, la inestabilidad y la separación incontrolada o la salida en cascada de elementos del sistema, no pueden ser resultado de la contingencia simple más severa aplicada al sistema.

Además para mayor seguridad y para medir la robustez del sistema, también se consideran salidas intempestivas múltiples con probabilidad aceptable de ocurrencia como contingencias más severas. Todos los análisis deben ser realizados por los organismos encargados, como consejos regionales u operadores, evaluando sus riesgos y consecuencias.

En el caso del sistema de transmisión se impone un lapso de 30 minutos, como límite máximo para restablecer el sistema, ello posterior a la violación de los Límites de seguridad para la operación, y según los valores definidos para la mantención de niveles de seguridad adecuados (estado normal o previo a contingencia). Otro aspecto importante, lo constituye la existencia de los coordinadores de seguridad, los cuales asesoran la seguridad y coordinan la operación en caso de emergencia, ello a nivel regional o sub-regional, siendo obligatoria su existencia.

En cuanto a la generación, se establecen rangos de operación para transitorios y estados previos y posteriores a contingencias. Asimismo, se hacen requerimientos para distintos tipos de reservas, estableciéndose que la reserva en giro debe ser al menos el 50% de la reserva total disponible. Además se establecen disposiciones, en cuanto al análisis y evaluación de la suficiencia de recursos, controlándose y estableciéndose periodos de reposición para distintas variables.

En cuanto a seguridad y como política para la operación del sistema, para la generación se impone el control sobre el ACE (Area Control Error), parámetro que mide la frecuencia entre áreas de control y la de transferencias entre distintas interconexiones. Ante la ocurrencia de una contingencia, se deben tomar las medidas para cumplir con el standard de control de perturbaciones (DCS: Disturbance Control Standard), junto a la adopción de medidas precautorias en el caso de la presentación de una nueva contingencia. En este sentido, se debe cumplir que el ACE debe volver a cero o estar dentro de los niveles normales previo a la perturbación, dentro de un lapso de 10 minutos.

Al igual que para la planificación del sistema, en la operación se incluyen una serie de normas y reglamentos, dentro de los cuales se incluyen requerimientos para el control automático de generación, adquisición de datos, tiempos de respuesta, restauración del suministro, funciones y procedimientos para los coordinadores de seguridad, dentro de otros.

b) Estándares para la Planificación

En general, dentro de los estándares de planificación y con respecto a la seguridad y suficiencia del sistema, se establecen criterios para el sistema de transmisión, la evaluación de la confiabilidad, requerimientos para las conexiones, soporte de voltaje y energía reactiva, capacidad de transferencia y el monitoreo de perturbaciones. Con respecto al sistema de transmisión, a través de estándares se establecen los siguientes criterios y principios:

- Deben ser planificados, diseñados y contruidos de forma tal que la red sea capaz de entregar energía para todos los niveles de demanda, en estado previo y bajo condiciones de contingencia, por la pérdida de cualquier elemento del sistema (criterio N-1). Este estándar también se aplica cuando se producen múltiples contingencias, caso en el cual se especifica que la interrupción controlada de los consumos, la desconexión programada de generación o la interrupción de transmisiones firmes, pueden ser necesarias para cumplir con este.
- El sistema de transmisión debe ser también capaz de tolerar la salida programada por mantenimiento de elementos del sistema y continuar operando dentro de los límites preestablecidos para el voltaje, térmicos y para la estabilidad.
- Deben ser evaluados de acuerdo a riesgos y consecuencias bajo contingencias extremas.
- Otros estándares importantes, en cuanto a la planificación del sistema surgen como parte de la evaluación de la confiabilidad, donde se especifica las guías y criterios de planificación junto con la confiabilidad global (suficiencia y seguridad) de las interconexiones de los SEP regionales, deben ser revisadas y evaluadas para asegurar que estas sean consistentes con los estándares para la planificación de la NERC.

Otros estándares impuestos tienen relación con la telemetría del sistema, requerimientos para la modelación de elementos, esquemas de protecciones y de desprendimiento de carga junto a requerimientos para la restauración del suministro, como partida en negro y restauración automática de carga, dentro de otros. Todo lo anterior, se complementa con reglamentos y

políticas de orden regional y de cada área de control en particular, ello junto a los organismos que son los encargados de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las normas.

2.4.2 Sistema Eléctrico de España

Al igual que muchos sistemas eléctricos del mundo, España avanza en la implantación de un modelo de libre competencia. A partir del año 1998, comenzó a funcionar el mercado mayorista, mercado donde se realizan transferencias de energía y de servicios complementarios, como regulación de frecuencia secundaria y terciaria junto a los servicios requeridos para la regulación de voltaje, dentro de otros. A cargo del funcionamiento del sistema se encuentran dos organismos: el Operador del Sistema, responsable de la gestión técnica del Sistema Eléctrico (a cargo del transmisor Red Eléctrica de España S.A) y el Operador del Mercado, responsable de la gestión económica del Sistema (OMEL S.A).

El mercado funciona básicamente sobre la base de dos mercados, el diario y el intradiario, los cuales operan de la siguiente manera:

- En el mercado diario se realizan las transferencias de compra y venta de energía eléctrica, gestionado por el operador del mercado.
- Por otra parte, en el mercado intradiario se negocian cantidades adicionales de energía para efectuar el balance entre oferta y demanda. Este proceso está a cargo del operador del sistema, proceso para el cual cuenta con la ayuda del operador del mercado.
- Las restricciones técnicas que surgen como consecuencia de las limitaciones derivadas de la red de transporte y del sistema en general, son incorporadas a la programación diaria a través de un procedimiento conjunto entre el operador del sistema y el operador del mercado.
- La secuencia que se sigue en la operación del mercado y la programación, es la siguiente:

-
- Obtención de la programación base en el mercado diario (en base a ofertas).
 - Análisis de las restricciones técnicas, modificándose el programa base, para posterior convocatoria del mercado de servicios complementarios, para satisfacer los requerimientos por regulación secundaria y terciaria.
 - Luego se convoca al mercado intradiario, obteniéndose así la programación horaria, la cual igualmente está sujeta a modificaciones que pudieran surgir en la operación en tiempo real.

La operación del sistema, brevemente descrita anteriormente, junto a todos los aspectos involucrados en el sector eléctrico, se encuentran afectos a la regulación que lleva a cabo la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (hoy en día CNE), organismo público dependiente del Ministerio de Energía. La misión esencial de la CNE es la de velar por la competencia efectiva y la transparencia y objetividad en el funcionamiento del sistema eléctrico, en beneficio de todos los sujetos que operan en el sistema y de los consumidores.

Este organismo es el encargado de elaborar y fiscalizar la ejecución de normas y procedimientos establecidos por el Ministerio, teniendo injerencia directa sobre la planificación del sistema, la elaboración de disposiciones generales, tarificación y retribución de servicios.

2.4.2.1 Marco Para el Tratamiento de la Confiabilidad

En el caso del sistema español, para efecto de elaborar los criterios de confiabilidad (especialmente sobre seguridad) que deben aplicarse en la operación del sistema eléctrico, se toman en consideración los criterios utilizados en el diseño y planificación de la red de transporte, de manera que exista una coherencia entre las condiciones de diseño y las de utilización de la red, es decir entre las disposiciones para el corto y el largo plazo. Estos criterios son obligatorios para todas las instalaciones de la red gestionadas por el operador del sistema (OS) y para todas las instalaciones de generación conectadas directamente a la red de transmisión.

A diferencia de lo que sucede en los sistemas anteriormente estudiados, en el sistema español no se encuentra un marco explícito para el tratamiento de la confiabilidad.

Para el sistema se establecen estados de operación junto a procedimientos para la operación del sistema, para definir y efectuar las maniobras de control necesarias, para la transición del sistema entre estados. En el caso del sistema español los estados del SEP se definen de la siguiente manera:

- Estado normal: Situación en la que todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias indicados.
- Estado de alerta: Situación correspondiente al caso en que, aun siendo adecuados los valores de las variables del sistema, no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.
- Estado de emergencia: Situación en la que una o más variables del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal. Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.
- Estado de reposición: Situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico (cero nacional), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

Para efectuar el control sobre el estado en el cual se encuentra el sistema se definen los siguientes parámetros: Frecuencia, tensiones en los nudos de la red y los niveles de carga en los diferentes elementos del sistema transmisión.

2.4.2.2 Políticas y Procedimientos

a) Operación

En orden de normar las condiciones para los distintos estados del sistema, se definen márgenes de variación admisibles para los parámetros de control en la operación. Para el funcionamiento normal del sistema, se establecen los siguientes aspectos y disposiciones:

1. Frecuencia: Por encontrarse el sistema eléctrico peninsular conectado al sistema europeo, los márgenes de variación de la frecuencia vienen dados por las consignas emitidas por la ENTSO-E⁹.
2. Tensión: En los Procedimientos de Control de Tensión de las diferentes zonas eléctricas, se establecen los perfiles de tensión que deberán mantenerse en funcionamiento normal en los diferentes nudos. Estos procedimientos tienen en cuenta las restricciones de tensión impuestas por los márgenes de diseño de las instalaciones y por las condiciones de entrega de energía establecidas en los nudos frontera de la red de transporte, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas de transporte.
3. Carga: Los niveles de carga de los elementos de transporte no pueden superar la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transmisión.

⁹ ENTSO-E: La Red Europea de Gestores de Transporte de Electricidad (ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity), representa a todos los TSO eléctrica en la UE y otros conectados a sus redes, para todas las regiones, y para todas sus cuestiones técnicas y de mercado. Antes era la UCPTe: The Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity, hasta el año 1999 y luego pasó a ser la UCTE - Union for the Coordination of the Transmission of Electricity, hasta el 2011. La UCTE coordinaba la operación y desarrollo de la red de transporte para el sistema interconectado del continente europeo, ofreciendo así una plataforma fiable para todos los participantes del mercado eléctrico interior y más allá.

También se define el comportamiento que tiene que presentar el sistema frente a contingencias, aplicándose el criterio N-1, N -2 e incorporándose al igual como lo estipula la NERC, el análisis de contingencias extremas. El estado que deben presentar las variables que definen el estado del sistema junto a los requerimientos se resume en la Tabla 2-4, la que se adjunta a continuación.

De acuerdo a la tabla, se puede apreciar que bajo la aplicación del criterio N-1 o N-2, no se producen pérdidas de suministro. Adicionalmente a los criterios anteriores en todos los casos se debe garantizar la no-existencia de una condición de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en una situación de colapso de tensión.

En los casos de tramos de líneas radiales en doble circuito, se limita la aplicación del criterio N-1, dado que ante el fallo o indisponibilidad programada de una de ellas, se deja de cumplir automáticamente el criterio. En estos casos se dispone de la adopción de medidas tendientes a reducir al máximo los efectos que pudieran derivarse del fallo posterior de la otra línea, teniéndose también que valorar el riesgo de fallo de la otra en el caso de programación de trabajos con indisponibilidad de una de ellas.

Para mayor seguridad del sistema, también se contempla la realización de un estudio complementario de estabilidad (falla trifásica franca con correcta actuación de los sistemas de protección, ubicada en la posición más desfavorable de la línea o doble circuito). Por otra parte y ante situaciones especiales, como eventos de interés público o condiciones climatológicas adversas, el operador del sistema puede tomar las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos de los descritos en puntos anteriores.

En cuanto a la operación en sí del sistema, se establecen disposiciones en cuanto a reserva, para regulación de la frecuencia y potencia (reserva primaria, secundaria y terciaria), para hacer frente a desviaciones entre la generación y el consumo y otros servicios complementarios como regulación de voltaje.

Si bien la reserva primaria es obligatoria para todos los agentes del mercado y se reconoce como un servicio complementario, tanto la reserva secundaria como la terciaria son transadas en el mercado, de acuerdo a ofertas propuestas por cada generador (orden de mérito).

Tabla 2-4. Estado de los parámetros del sistema ante distintas contingencias (Caso español)

CONDICIONES	REQUERIMIENTOS
Sin fallo	- La frecuencia sigue las consignas de la UCPTE. - No existen sobrecargas. - Las tensiones siguen los valores establecidos en los Procedimientos de Control de Tensión.
Fallo simple de línea, Transformador, grupo o reactancia (Criterio (N-1))	- No hay cortes de carga. - No existen sobrecargas en las líneas (transitorias de hasta un 15% y duración inferior a 20 minutos). - Se admiten sobrecargas en transformadores de: 10% invierno (Nov. a Marzo, incluido). 0% en el resto del año. - Tensiones comprendidas entre: Nivel de 400 kV: 380 - 435 kV Nivel de 220 kV: 205 - 245 kV
Fallo de doble circuito, o Grupo más línea	- No hay cortes de carga. - Se admite un 15% de sobrecarga en las líneas. - Se admiten sobrecargas en transformadores de: 20% invierno (Nov. a Marzo, incl.) 10% verano (Junio, Julio y Agosto) 15% en los restantes meses - Tensiones comprendidas entre: Nivel de 400 kV: 375 - 435 kV Nivel de 220 kV: 200 - 245 kV - No hay situación de riesgo de colapso de tensión

b) Planificación

En este aspecto, la normativa vigente no profundiza de la misma forma que en lo referente a la operación. Un aspecto que resulta relevante es el análisis de la seguridad en la cobertura y para la previsión del abastecimiento en el mediano y corto plazo, para lo cual el operador del sistema debe, con un horizonte anual móvil analizar los siguientes aspectos:

- Análisis de seguridad en nudo único.
- Análisis de seguridad zonal, previendo posibles problemas de cobertura

El primero de estos, evalúa el riesgo de fallo de suministro que podía derivarse de los propios recursos de producción, teniendo en cuenta la disponibilidad de combustibles, las reservas hidroeléctricas en los embalses, la disponibilidad de grupos generadores y el caudal hidrológico, con diversos escenarios de demanda. El análisis toma en cuenta la utilización prevista de los recursos de generación e incluye la evolución global de las reservas hidráulicas anuales e hiperanuales, con diferentes probabilidades de ocurrencia. Los índices de riesgo en este caso son el valor esperado de la energía demandada y no suministrada y el margen de reserva.

El análisis zonal por su parte, pone de manifiesto las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación y de transporte para evitar situaciones que supongan una reducción de la seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas.

Como ya se mencionó en la sección anterior, las contingencias incluidas utilizan la aplicación del criterio N-1 y N-2 (líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 Km de su trazado), considerándose también el fallo del mayor equipo generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

En cuanto a requerimientos en generación se establece lo siguiente:

-
- Reserva de regulación primaria (AGC): 1,5% de la potencia nominal para cada generador, obligatoria para todos los generadores.
 - Reserva de regulación secundaria: los requerimientos para este tipo dependen de la carga horaria (Margen del regulador secundario, corresponde al margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, utilizada como reserva o banda a subir o a bajar)
 - Reserva de regulación terciaria: se establece que esta reserva debe ser igual a la potencia del mayor grupo generador para cada bloque de programación por un 2% de la carga del sistema (Reserva para estar en operación dentro de 15 minutos, movilizada con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria).

Si bien estos últimos se relacionan a la planificación de la operación y al corto plazo (caso de reserva secundaria y terciaria), los requerimientos para el establecimiento de ciertos porcentajes de reserva primaria dan una señal para las inversiones en el largo plazo, limitando de manera no despreciable la capacidad a la cual operaran las centrales.

2.4.3 Sistema Eléctrico de Colombia

A comienzos de los años 90's, un estudio realizado a las empresas del sector eléctrico colombiano, en esa época integradas verticalmente y de propiedad estatal, mostró resultados altamente desfavorables en términos de eficiencia administrativa, operativa y financiera, razón por la cual a partir de los años 91-92 se comienza a reformular la estructura del sector, incentivando la participación de privados y estableciendo el libre acceso a las redes de transmisión, adoptándose un modelo básico similar al esquema inglés (diferencias en lo relativo al negocio de comercialización).

Bajo este esquema, teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran y promovieran la libre competencia en los negocios de Generación y Comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los

negocios de Transmisión y Distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

En la actualidad, el mercado eléctrico colombiano se estructura en torno al Mercado Eléctrico Mayorista, el cual se encuentra en funcionamiento desde el año 1995. En este mercado, se transan bloques de energía eléctrica entre generadores y comercializadores, ya sea mediante la utilización de contratos a largo plazo y/o en bolsa sobre cantidades y precios definidos ("pool de generadores"), donde se transan cantidades en el contexto de un mercado spot. En este último, se reciben las ofertas horarias de cada uno de los generadores, junto a su disponibilidad (la mejor estimación de la Disponibilidad esperada) para participar del mercado, creándose junto a ello un cargo por capacidad para así incentivar a aquellos generadores que aportan potencia firme al sistema y otorgar señal para la expansión del sistema, reduciendo así también la volatilidad presente en los precios de la bolsa.

El organismo encargado de desarrollar el entorno regulatorio y los mecanismos adecuados para el funcionamiento de este mercado fue la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), la cual en forma continua en conjunto con otros organismos, revisa y dicta nuevas resoluciones y modificaciones a las ya existentes. La CREG, posee dentro de otras las siguientes atribuciones:

Regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía.

- Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional.
- Crear las condiciones que garanticen la oferta energética.
- Liberar el mercado hacia la libre competencia.
- Definir metodologías para cálculos tarifarios a usuarios regulados y finales, bajo criterios económicos, sociales, ambientales y de competencia.

Bajo este entorno, resulta importante la identificación de los actores del sector. Dentro de estos, se encuentra el Coordinador Nacional de Despacho (CND), organismo encargado de operar el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Así también resulta importante el Consejo Nacional de Operación (CNO), organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. Por último se encuentran los generadores, el sistema de transmisión Nacional (STN), los comercializadores y distribuidores como también los clientes libres y consumidores.

2.4.3.1 Marco Para el Tratamiento de la Confiabilidad

Al igual que en el sistema español, no se encuentra un marco explícito para la confiabilidad, aunque se diferencia el tratamiento de la confiabilidad, seguridad y calidad.

Se asocia la confiabilidad especialmente a las interrupciones del servicio y su duración, separando la continuidad como parte de la calidad (compuesta por armónicos y frecuencia) y tratando la seguridad en forma independiente.

No se da un marco del todo coherente, ya que para la planificación del sistema de transmisión se dan herramientas para evaluación de la confiabilidad, que se basan en métodos probabilísticos (mediante índice) o determinísticos (mediante la incorporación del criterio N-1).

De forma similar a lo estudiado en los otros sistemas, aparecen estados de operación: normal, de alerta, de emergencia y restaurativo.

2.4.3.2 Políticas y Procedimientos

En el aspecto normativo, se distingue la existencia de un código de redes, el cual se encuentra compuesto por los siguientes códigos específicos:

- Código de Planificación.
- Código de Operación.

-
- Código de Conexiones.
 - Código Comercial.

Para efectos del presente estudio, resultan especialmente relevantes los dos primeros, en cuanto a disposiciones para la mantención de la confiabilidad en la red y como parte de la planificación del sistema.

a) Operación

En el aspecto operativo, el sistema colombiano se encuentra estructurado sobre la base de áreas operativas (y sub-áreas), las cuales se definen como "el conjunto de activos de transporte, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad en más de dos sub-áreas Operativas, presentan alguna restricción en la infraestructura del STN, lo cual exige generaciones forzadas en el área y/o limita los intercambios con el resto del SIN".

Bajo esta estructura, es el CND el encargado de la coordinación, supervisión y control de la operación del SIN, en conjunto con los centros de despacho regionales (CRD), bajo los cuales se agrupan las áreas y sub-áreas operativas. El CND recomienda, para aprobación del CNO, las modificaciones a las áreas operativas cuando sea necesario de acuerdo con cambios en la configuración del SIN.

El Planeamiento Operativo Eléctrico se divide en cuatro etapas denominadas Largo, Mediano, Corto y muy Corto Plazo. En cada una de las etapas se efectúa análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico, abarcando lapsos de tiempo que van desde los 5 años a la situación horaria. Mediante los estudios realizados en esta etapa, se determinan los requerimientos del sistema en cuanto a reservas, compensación, regulación y se establecen las áreas operativas, para mantener los niveles de confiabilidad expuestos en los códigos.

Adicionalmente y en el código de operación del sistema, y con el fin de garantizar la operación integrada de los recursos de generación y transmisión para cubrir la demanda de potencia y energía del SIN con una adecuada calidad y seguridad, se toman en consideración una serie

de criterios generales, dentro de los cuales se encuentran los límites de tensión, disposiciones para definir las condiciones para los estados de operación, cumplimiento del criterio N-1 en estado estacionario y una serie de otras consideraciones, especialmente en cuanto a fallas a considerar, tiempos de actuación, características de los elementos y la incorporación de los análisis de estabilidad.

Por otra parte y para dar soporte al sistema, se establecen distintos tipos de reservas junto a otros requerimientos como control automático de generación, regulación de voltaje y el establecimiento de esquemas de desconexión automática de generación y carga (DAC). Las reservas que se definen para la operación del sistema son las siguientes: Reserva de regulación primaria (obligatoria), Reserva de regulación secundaria (para prestar este servicio, los generadores hacen declaratoria de disponibilidad junto a la oferta, ya sea en la bolsa o vía contratos con otros agentes), Reserva operativa y Reserva rodante.

Junto a requerimientos para la generación de reservas y generación forzada o de seguridad (tratamiento similar a mercado para servicios complementarios), resulta importante para la seguridad, el establecimiento y diseño de esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia, para lo cual se dispone del cumplimiento de una serie de disposiciones, dentro de las cuales se encuentra que el disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema no debe activar la primera etapa de desconexión.

Para efectos del diseño de este esquema se establece que cada empresa distribuidora debe habilitar hasta el 60% de su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia con el fin de que el SIN pueda soportar la salida de grandes plantas de generación y en consecuencia evitar en lo posible colapsos totales. Por otra parte se especifica que en donde el esquema de desconexión nacional sea insuficiente, por ejemplo, en áreas radiales o que a pesar de ser enmalladas se prevé su aislamiento del SIN, las empresas que están localizadas en estas áreas deben instalar esquemas suplementarios que permitan conservar parte de su carga y generación en condiciones de aislamiento.

Resulta importante recalcar que se considera la salida de la unidad generadora más grande del sistema, ello dentro de los esquemas de desconexión de carga.

En forma general, se puede constatar la existencia de una regulación que incorpora numerosos aspectos relacionados con la seguridad en la red. Se reconoce la utilización del criterio N-1, aunque para efectos de determinación de generación de seguridad se utiliza para efectos de cálculo la salida de más de un elemento.

No obstante las áreas del sistema deben soportar la salida de cualquier elemento perteneciente a este y se cuenta con una serie de servicios que refuerzan la seguridad en la operación del sistema, como reservas, regulación junto a los DAC. Parte de estos servicios son ofertados en la bolsa de energía o son contratados de acuerdo a necesidades propias de los distintos agentes o cuando el regulador así lo estipula.

b) Planificación

Para efectos de la planificación del sistema, en el código de redes se especifica que la expansión del STN se debe realizar a corto (3 años), mediano (5 años) y largo plazo (mayor a 10 años), mediante planes de expansión flexibles que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos.

Por otra parte y para efectos de la evaluación de confiabilidad en la planificación del STN, se permite el uso de métodos tanto determinísticos como probabilísticos, a criterio del Transportador. El criterio de confiabilidad debe mostrar que es la alternativa de mínimo costo incluyendo: costos de inversión, operación, mantenimiento de la red, pérdidas, y energía no suministrada por indisponibilidad del sistema de transmisión. El criterio de mínimo costo debe ser equivalente al de los planes de expansión de referencia utilizados para el cálculo de los ingresos regulados de la actividad de transmisión. Así, se hacen las siguientes distinciones para ambos métodos:

- **Método probabilístico:** Para el análisis de confiabilidad por métodos probabilísticos el criterio será que el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP), en cada uno de los nodos donde existe demanda, sea inferior al 1% medido en el nivel de 220 kV. Para

calcular el VERP se tomará como referencia un valor de máxima indisponibilidad del 1% acumulado anual por cada 100 Km de línea y por cada circuito.

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

Para mayor seguridad del sistema, el STN se debe planear en concordancia con la planificación de la generación para que, entre Transportadores y Generadores y bajo la coordinación del CND, se garanticen los siguientes aspectos, dentro de otros:

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV.
- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV.

Con relación a la generación, si bien no se plantean requerimientos específicos en cuanto a reservas como porcentaje de la capacidad instalada, se busca incentivar la inversión y expansión mediante los cargos por capacidad, otorgando la señal económica adecuada para la expansión en el largo plazo. Buscando disminuir el riesgo asociado a transar en la bolsa, sobretodo en el caso de generadores entrantes, se fija un piso de ingresos al aportar potencia firme al sistema, pago que se fija en función de costos de capital eficientes (Costo asociado a turbinas [\$/kW])

Con respecto al sistema eléctrico colombiano resulta interesante la forma en que se traspasan los costos de seguridad, los cuales pasan desde los prestadores del servicio, los generadores usualmente, ya sea hacia comercializadores u operadores del sistema, los que luego son traspasados a través de los contratos. Junto a ello, existen mecanismos que resuelven parte de las imperfecciones que pueden surgir al ofrecer estos servicios, que puede no resulten del todo competitivos.

En general se encuentra cierta coherencia entre las disposiciones del largo plazo y las del corto plazo, ello debido a los aspectos que se involucran en la planificación del sistema y lo dispuesto para la operación del mismo, sobre todo en materia de seguridad. De esta manera, a través de la planificación y lo que compete al organismo regulador, se determinan los requerimientos del sistema, en cuanto a reservas y los demás requerimientos vistos a través de esta sección, los cuales deben ser consistentes con lo que se determine en la operación real al hacer disposiciones por generación de seguridad y soporte al sistema, integrándose por otra parte la generación y transmisión a través de disposiciones, por ejemplo en criterios a cumplir en la planificación del sistema.

c) Generación por seguridad

Otro aspecto importante en materia de seguridad, se determinó mediante la resolución 038, dictada el año 1999 (una modificación a la normativa vigente a ese tiempo), donde se dispone el requerimiento para la generación de seguridad (además de las disposiciones en cuanto a seguridad y confiabilidad en el SEP, establecidas en códigos de operación y planificación). Esta resolución abarca numerosos aspectos importantes en cuanto a prestación de servicios para reforzar aspectos comunes a la confiabilidad del sistema, definiéndose de la siguiente forma:

- Generación de Seguridad (GS): Generación forzada que se requiere para suplir las Restricciones Eléctricas u Operativas del SIN [GS].
- Generación de Seguridad Fuera de Merito: Generación forzada requerida para suplir las Restricciones del SIN, cuyo precio de oferta es superior al precio de bolsa.

La determinación de la Generación de Seguridad es función del Centro Nacional de Operación (CNO), en cuanto a identificar y clasificar las restricciones del SIN, así como, definir las Generaciones de Seguridad asociadas con dichas Restricciones en cada Sub-Área y Área Operativa del Sistema.

Entre las restricciones consideradas en la generación de seguridad se encuentran las siguientes: Requerimientos por soporte de reactivos, cumplimiento de criterio de confiabilidad

(ya sea de criterio determinístico o probabilístico), indisponibilidad prevista en el despacho y redespachos, entre otros. Para la determinación de la Generación de Seguridad, el procedimiento y los aplicables que se establecen se enumeran a continuación:

1. Se considera el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia para los análisis que permiten establecer la Generación de Seguridad del SIN.
2. Se determina la generación forzada requerida por la existencia de restricciones en la infraestructura de los STR's (Sistema de Transmisión Regional) y/o SDL's (Sistema de distribución local), o por requerimientos de soporte de reactivos en dichos Sistemas (GS0 y GS'0).
3. Se determina la generación forzada requerida para dar cumplimiento, allí donde físicamente sea posible, a los siguientes criterios de desempeño por Sub-Área Operativa y Área Operativa del SIN:
 - Criterio Determinístico: Contingencia N-1.
 - Criterio Probabilístico: Confiabilidad VERPC.
4. Se determina la generación forzada adicional, requerida por restricciones en activos de interconexión internacional.
5. Se determina la generación forzada adicional, requerida por consideraciones de soporte de reactivos o estabilidad del STN.
6. Se determina la generación forzada requerida por exigencia adicional atribuible a una exportación internacional.

En general, se establece que la generación de seguridad (GS) debe ser suficiente en cada área y Sub-Área operativa, de tal manera que el sistema resista la falla más crítica bajo el criterio N-1, en conjunto con generaciones forzadas que pudieran surgir a causa de limitaciones en el STN o el STR.

De importancia resulta el tema de la reconciliación de costos asociados y la responsabilidad de cada uno de los agentes del SIN. En esta materia se reconocen los siguientes tipos de costos:

- Costos de Reconciliación Positiva por Desviaciones: Costos asociados con desviaciones admisibles de generación.
- Costos de Reconciliación Positiva por Generaciones de Seguridad: Costos asociados con Generaciones de Seguridad Fuera de Merito.
- Costos de Reconciliación Negativa: Costos asociados con generaciones desplazadas en el despacho real por Generaciones de Seguridad Fuera de Merito o por desviaciones admisibles de generación.

Los costos en los cuales se incurre son traspasados a ya sea, operadores o comercializadores, los cuales luego son traspasados a clientes finales, todo ello a prorrata de la potencia y energía contratada.

Cabe hacer notar que los costos son asignados solo si son despachados por sobre el despacho ideal, ya que en caso contrario, su cuenta por liquidaciones en materias de reconciliación decrece (se supone esto como una medida para desincentivar la participación solo de este mercado, ya que el precio al cual se vende puede resultar en la mayoría de los casos mayor al spot para suministrar energía).

A través de la resolución se mencionan aspectos de suma importancia para la evaluación de la seguridad tanto como objetivos y precisiones en la adopción de esta misma, esto en cuanto a precisar los aspectos relativos a la determinación, asignación y pago de la Generación de Seguridad.

De esta manera se busca direccionar las señales económicas a los agentes, separar la generación competitiva de la no competitiva y ejercer un control efectivo sobre el

comportamiento de los agentes en relación con las ofertas de la Generación de Seguridad. También se sientan las bases metodológicas para identificar y clasificar las restricciones y las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, así como los criterios generales y procedimientos para evaluar la relación Beneficio/Costo de levantar las distintas restricciones del STN.

2.4.4 Sistema Eléctrico de Chile

El sector eléctrico chileno se encuentra reformado desde el año 1982, cuando en el afán de desregular e introducir la libre competencia al sistema se dicta la Ley General de Servicios Eléctricos o DFL N°1 Chile en este sentido fue país pionero, experiencia que después adoptaron muchos países alrededor del mundo.

Las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas en Chile por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen una amplia libertad para decidir acerca de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento, en cumplimiento de las obligaciones que imponen las leyes, reglamentos y normas que en conjunto componen el marco regulatorio del sector.

1. Estructura del mercado

a) Sistemas Eléctricos

El sistema eléctrico chileno está constituido por cuatro sistemas interconectados, los cuales son los siguientes:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre Arica y Taltal con un 28,06% de la capacidad total instalada en el país, correspondientes a 4,581 MW. Este sistema es esencialmente térmico, posee generación de centrales a carbón, fuel, diésel y de centrales de ciclo combinado.

-
- El 90% del consumo del SING está conformado por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios.
 - Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre Taltal y Chiloé con un 71,03% de la capacidad instalada, correspondientes a 9,118,2 MW. Las unidades de generación están constituidas en un 53,46% por centrales hidráulicas y un 46,34% por centrales térmicas de carbón, fuel, diésel y de ciclo combinado a gas natural; y un 0,2% por centrales eólicas.

A diferencia del SING, este sistema provee de energía mayoritariamente a clientes regulados, los cuales constituyen aproximadamente el 90% de la población total del país.

- Sistema de Aysén que atiende el consumo de la XI Región con un 0,29% de la capacidad.
- Sistema de Magallanes, que abastece la XII Región con un 0,62% de la capacidad nacional.

Bajo este contexto, la coordinación de la operación de las centrales generadoras es efectuada en cada sistema eléctrico por un Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo conformado por las principales empresas de generación, transmisión y subtransmisión. El CDEC es el encargado de planificar la operación óptima del sistema y de valorar económicamente las transferencias de energía que se producen entre todos los generadores, siendo en el caso del sistema del Norte el CDEC-SING y en el caso del SIC el CDEC-SIC.

c) Organismos reguladores

Los organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico en Chile son principalmente: la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión

Nacional del Medioambiente y la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS). La SEC, la SVS, y los organismos de defensa de la competencia cumplen además un rol fiscalizador.

Dentro de los más importantes se podía que se encuentran la CNE, el Ministerio Economía, Fomento y Reconstrucción y la SEC, cuyas funciones se detallan a continuación:

Comisión Nacional de Energía: La CNE es una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada y autónoma, que se relaciona directamente con el Presidente de la Republica. Su función es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Particularmente en el sector eléctrico, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y de calcular los precios regulados que la legislación ha establecido (informes técnicos). Actúa como ente técnico, informando al Ministerio de Economía cuando se plantean divergencias entre los miembros de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), a objeto que dicho ministerio resuelva.

Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción: Este organismo es el encargado de fomentar la modernización de la estructura productiva del país, el fortalecimiento y expansión de la economía chilena y su inserción activa en los mercados internacionales. Con este objetivo implementa mecanismos destinados a corregir las distorsiones de los mercados y a ampliar su transparencia.

En el sector eléctrico es el encargado de fijar las tarifas de distribución eléctrica, los precios de nudo y de resolver los conflictos entre los miembros de los CDEC, en todos los casos, previo informe de la CNE. Además, otorga las concesiones definitivas previo informe de la SEC.¹⁰

¹⁰ Superintendencia de Electricidad y Combustibles: La SEC es un organismo descentralizado, regido por la Ley N°18.410, de 1985, que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Es el organismo encargado de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad.

También es el responsable técnico en la entrega concesiones provisionales y de informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción sobre las solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión (la solicitud de concesión definitiva no es obligatoria en estos últimos tres casos). Asimismo, la SEC es responsable de verificar la calidad de los servicios prestados.

2. Funcionamiento del mercado

A nivel generación se transa energía eléctrica en el mercado spot, en donde sobre la base del costo marginal instantáneo se valorizan las transferencias entre generadores. Estos, que ya sea pueden ser deficitarios o excedentarios, compran o venden energía a otros generadores del mercado.

El costo marginal instantáneo es determinado por el CDEC, el cual también determina las transferencias físicas y monetarias entre todos los agentes participantes del sistema.

Los clientes libres (consumo mayor a 2 MW) contratan directamente con generadoras, distribuidoras su potencia y energía. El precio de los clientes libres junto al de los clientes regulados se debe mover en una banda entorno al 10%, para de esta manera tener coherencia en ambos mercados, ejercicio que es realizado para cada fijación.

Por su parte los clientes regulados se encuentran sujetos a los precios de nudo, los cuales se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada a través de un informe técnico que elabora la CNE y su fijación que se realiza mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

El precio de nudo tiene dos componentes: el precio de la energía y el precio de la potencia. Estos precios se determinan y fijan para todas las subestaciones que conforman el sistema de generación-transporte y para cada nivel de tensión, en cada uno de los cuatro sistemas eléctricos del país.

En el caso de la energía, este corresponde a un promedio ponderado de costos marginales de corto plazo esperados, en el caso del SIC un promedio ponderado de 16 trimestres, a diferencia del SING donde es de 8 trimestres. En el caso de la potencia, este corresponde al costo marginal de desarrollo de la unidad que la potencia de punta del sistema.

El precio que paga el usuario final regulado, corresponde a la suma del precio de nudo y la componente de VAD (Valor Agregado de Distribución), el cual refleja los costos medios de las redes distribución y representa un costo fijo para los clientes finales.

2.4.4.1 Marco para el Tratamiento de la Confiabilidad

La legislación para el sector eléctrico chileno se encuentra determinada básicamente por Ley General de Servicios Eléctricos DFL N°1 de 1982 y sus modificaciones; actualmente la legislación vigente es el Decreto con Fuerza de Ley N° 4.

En el DFL N°4, se definen los conceptos de confiabilidad, seguridad y la calidad, pero no se detalla el tratamiento para los mismos de manera explícita. Se hace un tratamiento bastante global en esta materia, sin embargo las normas dan tratamiento para algunos temas específicos de la operación y planificación del sistema.

El artículo de mayor importancia con respecto al tema en estudio es el Art. N° 137 DFL N°4, donde se hace mención de las condiciones en las cuales ha de operar el SEP. Contenido en la sección donde se trata la explotación de los servicios eléctricos y del suministro energético, se aborda la obligación de interconexión, para lo cual se estipula lo siguiente:

"La operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

-
- *Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;*
 - *Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico;*
 - *Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión...”*

2.4.4.2 Políticas y Procedimientos

En primer lugar y al igual que en el DFL N°4, se definen los objetivos de coordinación los cuales son planteados en los mismos términos como: preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico, garantizar la operación a mínimo costo para el conjunto de las instalaciones del sistema y garantizar el derecho de servidumbre por parte de entidades generadoras sobre líneas de transporte de terceros.

Sin un mayor aporte en lo conducente a afianzar la confiabilidad en relación con la programación de la operación de los sistemas interconectados se cita lo siguiente:

*"La programación de mediano y largo plazo derivara de estudios de planificación de la operación del sistema eléctrico que, **preservando la seguridad de servicio instantánea global del sistema**, lleven a minimizar su costo total actualizado de operación y falla..."*

En relación con las leyes analizadas, se puede ver la normativa no se hace un trato y análisis detallado en cuanto a la confiabilidad de la red eléctrica. Si bien puede que se mencionen conceptos como margen de reserva, no se plantean requerimientos explícitos para estas, tanto para reservas operacionales como en fino, las cuales resultan ser parte fundamental en cuanto a la seguridad en el aspecto operativo.

Por otra parte, se plantea que el servicio se debe proveer con una seguridad adecuada, omitiéndose la definición y requerimientos necesarios para esta. No se mencionan planes de operación como tampoco planes ante contingencias, dentro de los cuales se debieran incluir

esquemas de liberación de carga (planes que en conjunto resultan ser parte fundamental de la mantención de la seguridad en el corto plazo).

La norma técnica de seguridad y calidad del servicio como complemento regulatorio da solución a los problemas planteados, asignándole un rol importante a los Centro de Despacho Económico de Carga; responsabilizándolos de la realización de estudios de seguridad y calidad del servicio, los procedimientos para tal fin, además de la planificación de la operación bajo dichos criterios. Por otra parte impone exigencias a la generación, transmisión, distribución y clientes libres, en cuanto a las características de las instalaciones y a criterios de operación.

Ajeno al marco regulatorio, el desempeño del sistema en términos de operación real puede ser considerado adecuado. Ello por cuanto generalmente se cumple con los estándares técnicos mínimos impuestos y el número de interrupciones en el suministro se mantiene dentro de márgenes normales.

No obstante, el sistema no está ajeno a los problemas de confiabilidad. Se podía decir que el problema del SIC es un problema principalmente de suficiencia seguido del factor seguridad en menor grado, a diferencia del SING, donde el problema es de seguridad. A continuación se realiza un análisis de ambos sistemas en materia de confiabilidad.

a) Situación SIC

El problema de suficiencia y energía del SIC, se hizo notorio ante el problema de sequía y racionamiento vivido durante los 90's. En ese escenario se constata la presencia de dos factores:

Primero, la alta dependencia del sistema de un factor netamente estocástico, como lo es la hidrología, en un sistema hidrotérmico y con gran dependencia del factor generación hidráulica.

Segundo, la falta de señales para incrementar la capacidad instalada en el sistema o bien la falta de reglamentación obligatoria, como sucede en otros países, considerando hidrologías reales y requerimientos para la planificación del sistema explícitos y claros.

Para solucionar estos problemas se optó principalmente por la aplicación de multas. Las multas alcanzaron valores despreciables para todas las empresas involucradas y la generación adicional, esencialmente de turbinas, las cuales presentaban bajas tasa de operación debido al alto costo operativo que involucran.

Además y con relación al problema de la incertidumbre asociado a la hidrología se comenzó a actualizar la serie hidrológica utilizada en la fijación de los precios de nudo, lo cual de cierta forma mejoró la suficiencia en términos aleatorios, dependiendo del tipo de hidrología que se esté incorporando al análisis.

Por otra parte, el compromiso para contar con unidades de reserva no está del todo claro y el monto de reserva suele ser inadecuado para salidas forzadas.

Algo similar ocurre en la provisión de regulación primaria, donde las señales tampoco son claras, aunque se posee la generación suficiente para efectuar el seguimiento de carga, generalmente asignada a las centrales de Antuco, El Toro o Abanico. Este proceso dista de ser óptimo, por cuanto no se valora el costo del agua que se está desembalsando v/s el costo de la central marginal en el momento, que suelen ser los ciclos combinados de la zona central, Nehuenco o San Isidro.

Los problemas de seguridad vienen dados por problemas de regulación de reactivos en la zona Norte del troncal del sistema de transmisión y la falta de normativa para la provisión de servicios complementarios. Lo anterior junto al no cumplimiento del criterio N-1 en algunas zonas del sistema y capacidades de elementos sobrepasadas.

b) Situación SING

En el caso del SING, un sistema principalmente térmico y de grandes consumos, corresponde a un sistema débil e inseguro. El problema en este caso viene dado principalmente por un problema en el suministro de potencia, ya que la caída de una unidad generadora o un consumo importante arrastra de manera instantánea todo el sistema.

En primer lugar no existen reservas de potencia, ni una forma eficiente para valorizarlas, considerándose antieconómica su provisión. Por otra parte las interrupciones del suministro resultan tener un alto costo, debido a la lenta re sincronización y partida del sistema.

Principalmente en el SING, se hace necesaria la rápida implementación de un mercado para los SC, valorizando dentro de otros aspectos la partida autónoma del sistema y los esquemas de desconexión de carga (RBF).

No obstante, en el último se incorporan señales importantes para la confiabilidad, adoptando criterios similares a los adoptados en otros países del mundo. De importancia en este sentido resulta la incorporación del criterio N-1, esquemas de desconexión de carga, procedimientos para el establecimiento de reserva, la creación de un mercado para los servicios complementarios, dentro de otros. El problema radica en que se tendrá que esperar un lapso de tiempo considerable para que estas disposiciones sean una realidad (por el gran número de manuales y reglamentos a dictarse en el futuro).

2.4.5 Sistema Eléctrico del Reino Unido

El sector eléctrico inglés se encuentra reestructurado desde el año 1989, año en el cual se dicta la Electricity Act. En esta se sientan las bases para introducir la libre competencia en la generación y la comercialización de electricidad, junto a la creación de mecanismos para promover la eficiencia económica en los sectores que se establecen como monopolios regulados (transmisión y distribución).

El sistema del Reino Unido y Gales, que se interconecta con el sistema de Escocia y Francia, se encuentra regulado por el Offer (Office Of Electricity Regulation). El Offer, organismo independiente creado por la Electricity Act, se encuentra a cargo de un director general, el cual posee dentro de otras funciones, la de velar por los intereses de los consumidores junto a la promoción de la libre competencia, creando junto a ello, los mecanismos regulatorios apropiados para el desenvolvimiento de los agentes del mercado. Este organismo forma parte

del Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), el cual regula el mercado energético en general.

El mercado eléctrico inglés se encuentra estructurado en torno a un "pool", donde concurren generadores y comercializadores. En este, la electricidad es tratada como un "commodity abierto", por lo que se valorizan las transacciones sobre la base de potencia. En este contexto, los generadores ofertan capacidad y precio por [kW] para el día siguiente, esquema que produce que el mercado este sujeto a un alto grado de volatilidad en los precios.

Por este motivo y para contrarrestar este efecto, existen contratos de corto y largo plazo en el Pool, contratos denominados Contratos por Diferencia (CFD), los cuales permiten tener cierto grado de control sobre los precios del pool. Estos contratos gestionan en forma independiente entre los generadores y los comercializadores, y suelen poseer un precio de ejercicio para una cantidad de potencia y un periodo de tiempo especificados, re liquidándose la diferencia según corresponda. Los CFD son esencialmente instrumentos financieros para manejar el riesgo y se usan para casi el 90% de la potencia transada en el Mercado.

Es opción de cada consumidor la elección de quien le provee el suministro energético. En este entorno, el sistema de tarificación para los segmentos de transmisión, distribución y comercialización que se adopta es el Price Cap, donde por medio de RPI - X se controla el nivel de precios, dando incentivos para la eficiencia de las compañías, esto a partir de las ganancias y parámetros fijados durante el periodo de control de precios.¹¹

Es la NGC (National Grid Company), operador del sistema y dueño de las líneas de transmisión, el encargado de programar y despachar las unidades en tiempo real, previa determinación del despacho ideal (irrestriccta). Posteriormente, la inclusión de las restricciones del sistema de transmisión, las nuevas declaraciones de disponibilidad de generadores y los

¹¹ RPI es el Retail Price Index, equivalente al índice de precios al consumidor o IPC, como medida para la inflación. Por otra parte, X es una variable que toma cierto valor, dependiendo de las condiciones para el periodo de fijación. A través de esta modalidad, no se permite que el ingreso promedio se incremente allá de un nivel X especificado, por debajo de la tasa de inflación.

ajustes para abastecer la demanda, otorgan el Costo Marginal del Sistema (CMG), al cual se realizan las transacciones en el mercado spot.

Al CMG, al igual que en el sistema colombiano, se le agrega un cargo por capacidad, el cual provee un incentivo para mantener un adecuado margen de reserva por sobre el nivel de demanda. Aspa este cargo puede ser cero si existe suficiente capacidad o puede alcanzar altos valores en situaciones de emergencia o cuando el margen disminuye.

Al sumar el CMG o SMP (System Marginal Price) con el pago por capacidad, se obtiene el Precio de Compra en el Pool o PPP (Pool Purchase Price), precio al cual venden los generadores. Por su parte, los comercializadores compran al Pool en el PSP (Pool Selling Price) o precio de venta, el cual se compone del ya mencionado PPP más los costos que surgen por el suministro de otros servicios, dentro de los cuales están los servicios complementarios dentro de otros, los cuales son conocidos como “Uplift Costs”. Este precio finalmente es traspasado a consumidores finales, dependiendo de su localización geográfica a través de factores de penalización. Lo antes mencionado, se puede esquematizar gráficamente como se muestra a continuación:

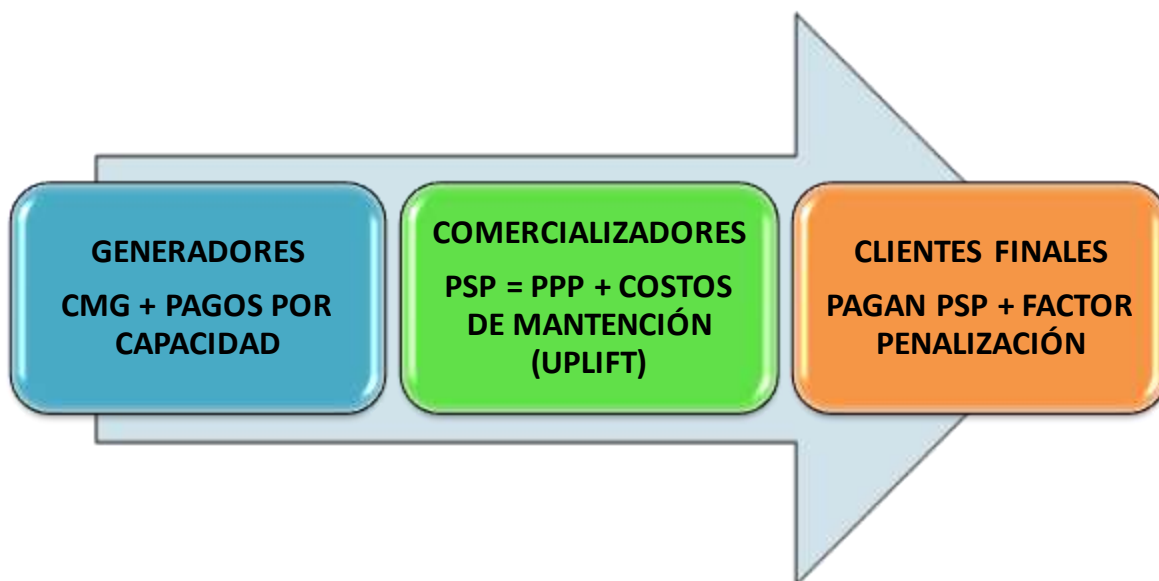


Figura 2-9. Componentes de traspasos entre agentes del mercado eléctrico inglés

Los costos pertenecientes al Uplift, incluyen una serie de costos en los cuales se incurre en la operación del sistema, como por ejemplo:

- Pagos por disponibilidad no despachada (unidades que se encuentran disponibles pero que no son utilizadas).
- Costos de generación adicional resultante de la diferencia entre el pronóstico de demanda y la demanda real, junto a la diferencia entre la disponibilidad pronosticada de generadores y su real disponibilidad al momento del despacho.
- Pagos originados por servicios complementarios para la operación confiable de la red.

2.4.5.1 Marco para el Tratamiento de la Confiabilidad

No se establece un marco conceptual para el tratamiento de la confiabilidad, aunque se abarcan conceptos como la seguridad y la calidad en el suministro.

La seguridad se asocia a la entrega del suministro en forma continua, junto al establecimiento de formas eficientes para la provisión de los SC y el mantenimiento de la estabilidad del sistema, lo que en conjunto produce que el sistema opere en forma confiable. Por otra parte, a la calidad se le asocia con la mantención de la frecuencia y el voltaje dentro de límites razonables (1% de variación).

Como sucede en otros países estudiados, se establecen requerimientos para distintos estados de operación, previo y post contingencia, aunque este marco no es explícito.

2.4.5.2 Políticas y Procedimientos

Para efectos del estudio, en cuanto a confiabilidad de la red, resulta especialmente importante el concepto de los costos derivados del Uplift. En este sentido, es responsabilidad de la NGC, como operador del sistema y dueño del sistema de transmisión de Inglaterra y Gales, mantener y operar el sistema, desarrollando y manteniendo un sistema eficiente, coordinado y

económico, para así facilitar la competencia en la comercialización y la generación de electricidad.

En el orden de mantener la estabilidad eléctrica en el sistema, se debe mantener el equilibrio entre generación y consumo, manteniendo la frecuencia dentro de límites prefijados. Los costos para mantener la seguridad y la calidad en el suministro, junto a los costos para proveer de disponibilidad de generación a la NGC y los costos asociados con la provisión de suficiente capacidad para la restauración del sistema, son conocidos en su conjunto como los costos (Uplift Costs), los cuales son de responsabilidad de la NGC.

Este esquema para la provisión de servicios, que hacen que el sistema opere de manera más confiable junto al sistema remuneratorio y de gestión implementado, se estudia con posterioridad.

a) Operación

Se separa el tratamiento para sistemas con demanda superior a los 1500 [MW], entre 300 y 1500 [MW] e inferiores a 300 [MW]. En general y en materia de seguridad, se realiza la planificación de la operación del sistema considerando las contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia.

El sistema está sujeto al cumplimiento del criterio N-1 y N-2 en algunos casos, considerándose para efectos del análisis la salida de la unidad generadora de mayor envergadura de las zonas consideradas.

En condiciones de operación normal como de contingencia, no se permite la interrupción en la entrega del suministro. En el sistema principal y en zonas con demanda superior a los 1500 [MW], se especifica que la aplicación del estándar es válida solo si no se producen pérdidas económicas considerables al aplicarlo, teniéndose procedimientos alternativos para estos casos. En el caso de zonas con demanda inferior a los 1500 [MW], se dispone de generación fuera de mérito para hacer cumplir el estándar.

Para las fallas consideradas en la aplicación del criterio N-1 o N-2 (perdida de un simple o doble circuito, transformador, generador), se hacen requerimientos en cuanto a límites para las variaciones de voltaje y frecuencia junto a condiciones de estabilidad. Además se dispone de esquemas de desconexión de carga y requerimientos en la sobrecarga de elementos del sistema.

En cuanto a calidad se refiere, no se hacen requerimientos específicos, ya que lo antes mencionado guiada relación con la seguridad del sistema, según como se aborda en el estándar. Ello se limita a la interpretación, puesto que se encuentran y tratan variables técnicas asociadas a la calidad.

Los servicios necesarios para cumplir con estos estándares son tratados a través de un mercado para los SC, el cual como se mencionó anteriormente tiene características particulares, ello tanto en su provisión como en el papel que juega la NGC.

b) Planificación

En cuanto a la planificación del sistema, se separa el tratamiento en estándares aplicables a la conexión de nuevas centrales al sistema (diseño desde la unidad generadora hasta el troncal de la red) y estándares aplicables al sistema de transmisión principal, primando la mantención de la seguridad del sistema por sobre análisis de los perjuicios económicos para los consumidores (ello por cuanto no se han realizado estudios de costos-beneficios involucrados).

Se dispone de requerimientos de diseño para la seguridad de las interconexiones, estableciéndose en primer lugar el cumplimiento del criterio N-1 en las instalaciones de inyección, situación en la cual la central debe ser capaz de evacuar su potencia máxima por el restante circuito.

En la aplicación del criterio N-1 y N-2 en el sistema troncal, se establece que estos no pueden causar perdida de generación mayor o igual a la suma de los dos generadores de mayor envergadura en el sistema, condición en la cual la frecuencia y el voltaje deben permanecer dentro de rangos normales.

De no cumplirse lo dispuesto en los estándares, se penaliza económica y técnicamente. Otros estándares se refieren a la cantidad de circuitos para la conexión al troncal, dependiendo de la potencia instalada de la central y los factores de carga, dentro de otros.

Con respecto a la planificación del sistema troncal de transmisión, el cual a diferencia del anterior se realiza procurando garantizar la seguridad en condiciones de punta invernal del sistema, se establece que bajo condiciones de contingencia (nombradas en la sección anterior) no se pueden producir cortes de mercado ni restricciones en la potencia que entregan las centrales generadoras en condiciones de punta.

El cumplimiento del estándar es obligatorio, salvo en casos en los cuales de acuerdo a argumentaciones económicas globales del sistema y por la generación forzada fuera de mérito, se justifique el limitar la capacidad de transmisión del sistema.

También se establecen estándares para la capacidad de transferencia entre áreas de demanda superior a los 1500 [MW], condiciones en las cuales las líneas de interconexión deben ser capaces de transferir toda la energía incluso ante la salida de dos circuitos o bien de uno de ellos. Ello junto a estándares para calcular la capacidad de los sistemas.

c) Estudio del Uplift

Inicialmente, durante el periodo de reformas a comienzos de los años 90's, los costos pertenecientes al Uplift representaban la diferencia entre el precio pagado a los generadores y el pagado por los comercializadores (PPP-PSP). Entre los costos se distinguían los siguientes componentes:

- Resultado operacional: costos provenientes de la diferencia entre la programación irrestricta para el día siguiente y el despacho en tiempo real.
- Servicios complementarios: Cargo impuesto para pagar por contratos de servicios esenciales requeridos para la calidad y seguridad del suministro.

-
- Disponibilidad no-despachada: Pagos hechos a los generadores que no están incluidos en la programación ideal, pero están disponibles como reserva del sistema para generar en un breve lapso.

Hasta los años 94-95, estos costos eran traspasados directamente a los comercializadores, periodo durante el cual presentaron una creciente alza llegando casi a un 200% respecto de su valor original, esto durante los primeros cuatro años de funcionamiento del pool. Ante esta situación, se decidió traspasar la responsabilidad en parte de las componentes del costo del Uplift del pool a la NGC y proveer esquemas de incentivos financieros para controlar los costos derivados de la operación segura de la red. Estos esquemas han evolucionado y en la actualidad se incentiva a la NGC en tres elementos del Uplift:

- Servicios de transmisión (TSU: Transmission Services Uplift): Los costos resultantes de la operación y relacionados con la transmisión, junto a los costos por servicios complementarios (Se agrupa la antigua disponibilidad no despachada y parte de los SC, como respuesta, reserva y respuesta de frecuencia, excluyendo la energía reactiva).
- Energía reactiva (RPU: Reactive Power Uplift): Costos que surgen por contratos de servicios complementarios por energía reactiva (pagos solo por utilización y no por capacidad).
- Energía (EU: Energy Uplift): Costos remanentes del resultado operacional por causa de cambios en la disponibilidad de generadores, fallas o errores en el pronóstico de la demanda (Ajustes en el despacho, antiguamente componente de resultado operacional).

Para entender de mejor forma los costos y restricciones involucradas en el Uplift, la NGC desglosa las componentes reconociéndose como las de mayor importancia las siguientes:

- Restricciones de transmisión (TSU): Costos resultantes de limitaciones físicas en el sistema de transmisión (por ejemplo, límites térmicos en caso de contingencia). Lo
-

anterior produce la modificación de la programación ideal, dejando fuera de la lista de mérito unidades previamente despachadas. Los costos asociados a la restricción se determinan de acuerdo a la diferencia en los precios de los generadores afectados.

- Respuesta de frecuencia (TSU): servicios complementarios para la provisión de respuesta y regulación.
- Reserva operativa (TSU): Es necesario para la NGC sostener una cantidad de reserva de generación para corregir los errores en el pronóstico de la demanda, cambios en disponibilidad de generación y para reemplazar la respuesta de frecuencia posterior a la ocurrencia de una falla.
- Energía reactiva (EU): Se compone de los pagos hechos a los proveedores del servicio de energía reactiva.
- Partida autónoma (TSU): Pagos hechos a las unidades generadoras capaces de partir sin suministro externo.

Bajo el esquema actual, tanto el RPU como el TSU son actividades que se encuentran bajo licencia de la NGC. De esta manera, el pool publica el precio por estos servicios, el cual se compone del RPU y el TSU. Esto significa que la NGC paga al pool por las componentes del Uplift que ellos suministran, los que luego se traspasan a los comercializadores y consumidores ajustados de acuerdo a los esquemas de incentivos. Dada la responsabilidad delegada en la NGC, en cuanto a recargar directamente a los comercializadores por los costos del Uplift, se impone una restricción de ingresos que incorpora los incentivos para manejar y gestionar el sistema y servicios (RPU y TSU) de transmisión.

El pago de los comercializadores por otras componentes del Uplift, como el de energía y la disponibilidad no-despachada, es arreglado a través del pool, agregándolos al precio de venta de los generadores o PSP. Dado que la NGC puede influenciar los costos de la EU, los comercializadores pueden negociar directamente con la NGC para fijar esquemas de incentivos

para esta componente de mantención, las que luego son incorporadas a las reglas del pool. El traspaso de costos en forma global se esquematiza en la Figura 2-10.

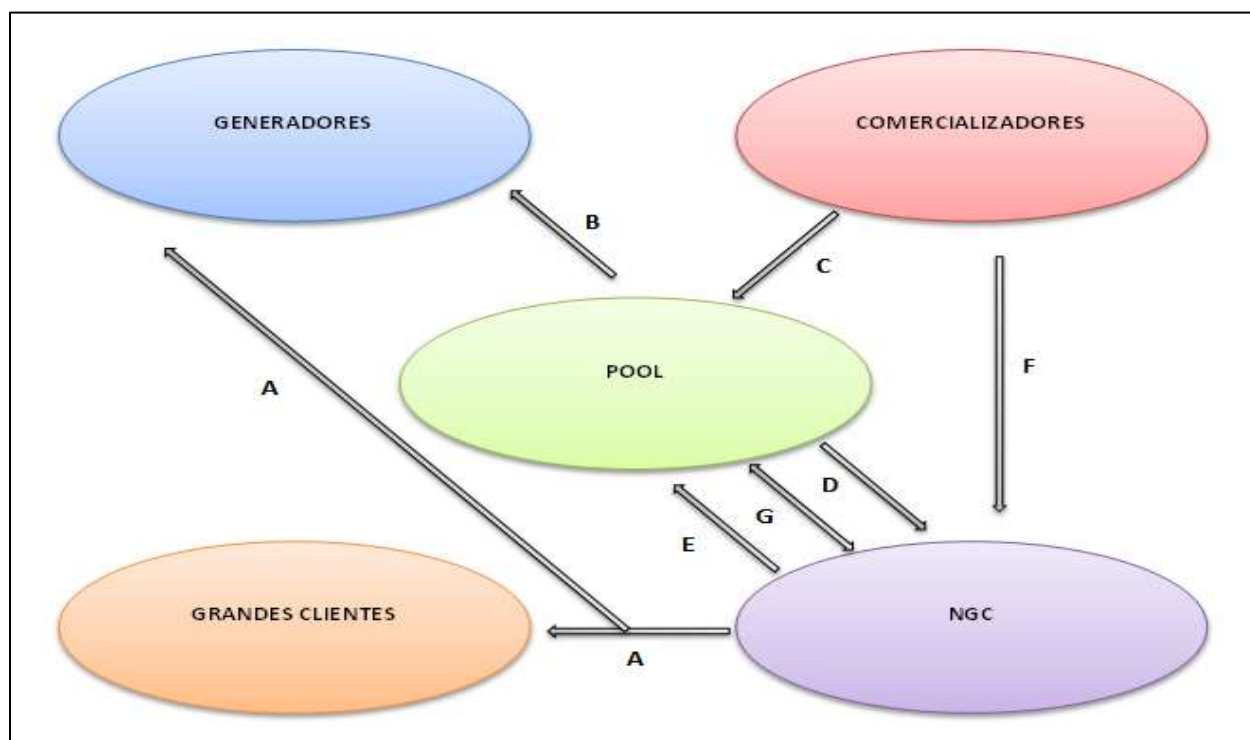


Figura 2-10. Flujos de pagos bajo los distintos esquemas existentes entre generadores, comercializadores, NGC y los grandes clientes.

- A: Pagos por servicios complementarios.
- B: PPP + pagos por disponibilidad no-despachada + pagos del Uplift para los generadores.
- C: Precio de venta (PPP+ pagos por disponibilidad no-despachada + Uplift de energía) + pagos por pérdidas.
- D: Cargo diario por servicios complementarios.
- E: TSU + RPU
- F: Sistema de cargos por uso del sistema de transmisión.
- G: Pagos/ingresos por incentivos para las pérdidas de transmisión y el EU bajo esquemas de incentivos.

Los recargos originados por los costos del Uplift son pagados por la NGC al pool, los que luego esta recupera directamente a partir de la demanda de consumidores (previo traspaso entre la NGC y los comercializadores). Los consumidores pagan de manera uniforme sobre la base de energía, es decir por kWh, con recargos que son calculados en periodos de alta demanda, donde es más probable que se incurra en los costos originados del Uplift.

Los esquemas de incentivos que se utilizan actualmente son de escala variable y se componen de lo siguiente:

- Objetivos para niveles de costos.
- Factores compartidos para proveer de incentivos a la NGC en la reducción de costos por debajo de los objetivos trazados (estos determinan la pendiente de la recta de la Figura 2-11 y generalmente son asimétricos).

Límites a los ingresos o pérdidas que pudieran surgir en el caso estar por bajo o sobre los niveles de manera considerable.

La metodología básica se ilustra en la Figura 2-11 y consiste en fijar un cierto objetivo de costo para todos los elementos del Uplift, en este caso particular para el RPU (análogo para el TSU). Para efectos de fijar los incentivos para la NGC, en este caso se fija un objetivo de 201,2 [M€].

Se fija una banda limite, superior e inferior, donde los incentivos presentan distintos factores compartidos dependiendo si el objetivo finalmente alcanzado se encuentra por sobre o bajo el trazado inicialmente. Dependiendo si se está bajo el objetivo fijado para los costos (entre 159,2 y 201,2 [M€], como se ve en la Figura 2-11), la NGC presenta ganancias y viceversa.

Si se sobrepasan los límites, los montos de ya sea pérdidas o ganancias son fijos, de esta manera se controlan desviaciones considerables del objetivo (en este caso una pérdida de 21 [M€], en el caso de sobrepasar límite superior de 243,2 [M€]).

Cabe mencionar que los objetivos son fijados por el Ofgem, con participación y discusión de las empresas y organismos involucrados, como la NGC, consejos regionales (REC: Regional Electricity Companies) y el OFFER, entre otros.

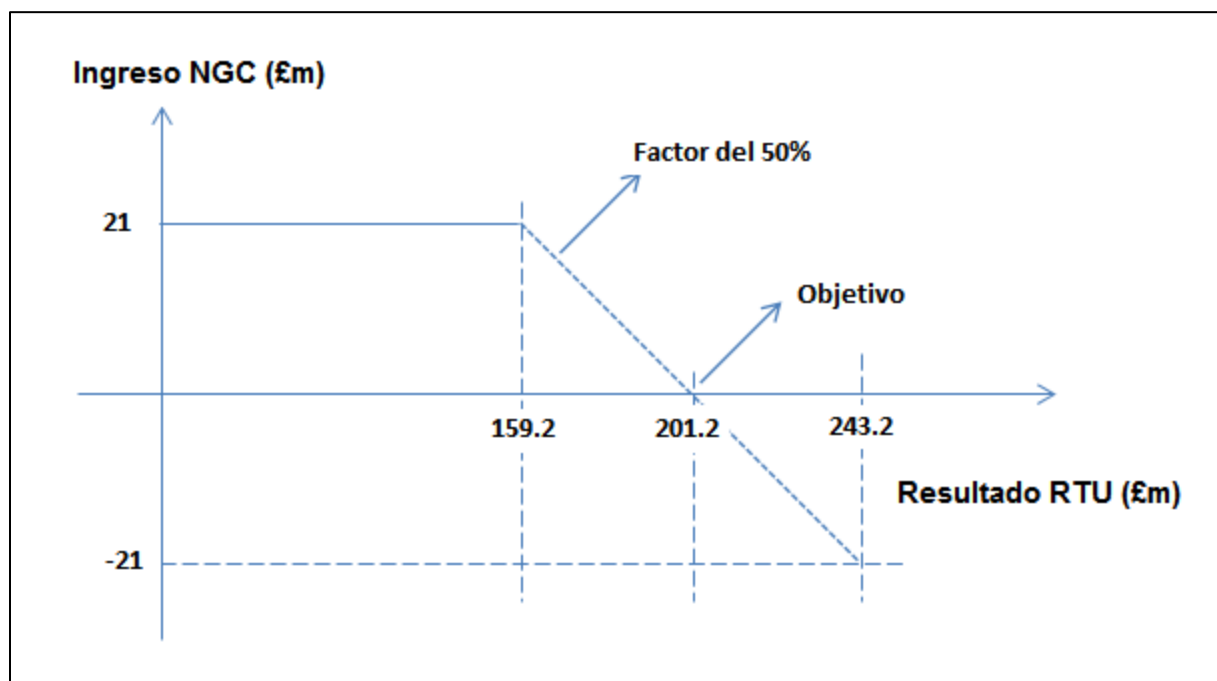


Figura 2-11. Esquema básico para incentivos del TSU.

En general, los factores compartidos se fijan de manera asimétrica, lo que no sucede para la presente fijación. Mediante factores asimétricos, fijándose valores más bajos para el factor compartido hacia abajo, es decir cuando el objetivo de costos es sobrepasado, las pérdidas para la NGC se incrementan de manera más rápida (ej. la recta presenta menor pendiente), a medida que se acrecientan los resultados finalmente alcanzados.

Los valores de los parámetros para la fijación 2000/01 se adjuntan en la siguiente tabla, solo como datos de referencia:

Tabla 2-5. Parámetros para la fijación del Uplift 2000/01.

	VALOR OBJETIVO	FACTOR HACIA ARRIBA	FACTOR HACIA ABAJO	LÍMITE DE GANANCIAS DE NGC	LÍMITES A PAGOS DE NGC
TSU	£198.8+RPI=£201.2m	50%	50%	£21m	£21m
RPU	£46+RPI=£46.5m	50%	50%	£2,5m	£2,5m

Para la fijación del 2000/01, se fijan objetivos que están bajo de los impuestos para años anteriores, presentándose en general una disminución progresiva en los costos totales del Uplift. Lo anterior queda ilustrado en Figura 2-11 donde se ve una clara tendencia a la baja y por lo tanto la eficiencia del modelo de gestión y control de costos implementado.

En la actualidad, los ingresos en cuanto incentivos para la NGC, los que también han ido disminuyendo progresivamente.

Como conclusión, se puede decir que los esquemas propuestos en el sistema eléctrico inglés, han resultado ser una herramienta bastante eficaz en el control de los costos derivados de los servicios complementarios y otros, que bajo el marco del sistema estudiado son conocidos como Uplift Costs. Se presenta un marco bastante completo donde se reconocen los distintos elementos que son necesarios para una operación adecuada del sistema, reconociendo junto a ello los costos que se encuentran involucrados en su prestación.

Se implementa un sistema que maneja en el despacho diario un mercado por los servicios complementarios, donde es la NGC la encargada de comprar los SC necesarios y se propone la utilización de un esquema de incentivos para promover la eficiencia en su provisión, la cual queda demostrada en los resultados obtenidos posterior a su implementación. Ello en conjunto con permitir una leal competencia en el mercado de los SC, permite afianzar la confiabilidad del sistema, especialmente reforzando la calidad y seguridad en el suministro.

2.4.6 Análisis Comparativo del Tratamiento de la confiabilidad en los Países Analizados

Según lo estudiado, los distintos sistemas poseen regulaciones que si bien no incorporan en su totalidad los mismos criterios, presentan varios temas que se tratan de manera similar. En términos comparativos se podía decir lo siguiente:

En todos los sistemas se nota la separación para la normativa conducente a regular entre lo que es la planificación o expansión del sistema y la planificación de la operación del mismo, fijándose estándares claros para ambas etapas (lo que hasta hace poco tiempo en Chile no se hacía o por lo menos no se tenía información pública clara respecto de ello, situación previo publicación Decreto N° 327 y reglamento interno CDEC - SIC).

Solo en el caso de EEUU se define un marco conceptual para el tratamiento de la confiabilidad, en donde aparece la suficiencia como un aspecto relacionado directamente al diseño del sistema, y que puede ser medido en términos de los porcentajes de reserva existentes o de otra forma probabilística- determinística, como lo podía ser el LOLP. Como parte de la confiabilidad aparece también la seguridad, factor que se relaciona al aspecto operativo.

En los restantes sistemas estudiados, si bien aparecen normas para regular lo que es la calidad y la seguridad de servicio, el termino confiabilidad está sujeto a distintas interpretaciones. Por ejemplo en Colombia se relaciona directamente a lo que es la continuidad, en España se enmarca bajo la calidad y seguridad, lo mismo que sucede en el sistema del Reino Unido.

Solo en el caso de los sistemas de los Estados Unidos y el sistema español, se definen explícitamente los estados de operación del sistema, de manera similar a la que planteara. Lo anterior incide en que se planteen normas para las distintas condiciones en las que se puede encontrar el sistema, ya sea previo, post o en la misma ocurrencia de una contingencia.

Ello implica una operación más segura y en el caso de fallas una reposición del suministro más ordenada. Lo anterior también radica en el hecho de que los países en donde se utilizan, se imponen normas y procedimientos para los distintos segmentos del SEP en los distintos estados de operación.

Con respecto a la seguridad del sistema, en todos los sistemas estudiados se requiere del cumplimiento de al menos el criterio N-1, tanto como condición de diseño del sistema de transmisión como en la operación misma. En sistemas como el del Reino Unido y EEUU se aplica también el criterio N-2, aunque restringido al tipo de falla.

Con relación a la seguridad, también se fijan otros requerimientos, como esquemas de desconexión de carga, análisis de estabilidad y límites de variación para los rangos de voltaje y frecuencia, entre otros.

En el caso de España se fijan porcentajes para reservas de regulación, la que en el caso de regulación primaria debe ser de un 1,5% de la potencia instalada de cada unidad generadora.

Con respecto a la calidad, esta queda supeditada básicamente a lo que son rangos de variación de frecuencia y voltaje, incorporándose en algunos casos la continuidad (aunque no se aborda de manera explícita en las normas estudiadas).

En todos los sistemas se reconocen los servicios complementarios como parte importante del afianzamiento de la seguridad y calidad del suministro, lo que también queda sujeto a la interpretación y definición que se tenga para ellos. Cualquiera sea el caso, se esgrime la idea de una operación más confiable y segura de la red.

En todos los sistemas ya se encuentra implementado el mercado para los servicios complementarios, apareciendo en el caso del sistema colombiano como una generación forzada por seguridad, para el tratamiento de algunos de estos. Se estudian dos formas distintas de implementarlos, en el caso del sistema colombiano y en el caso del Reino Unido, caso en donde a través del operador y dueño de la transmisión (NGC), se fija de un esquema de incentivos y un mercado para los SC.

A continuación se presenta una tabla comparativa resumen (Tabla 2-6). A través del estudio de distintos sistemas, se ha buscado extraer las principales normativas en lo que se refiere a la confiabilidad del sistema. Si bien hay una tendencia a reglamentar lo que es la seguridad, se ha tratado de esbozar y nombrar los ámbitos de mayor relevancia de cada uno de ellos.

No se trata el mercado para los SC de todos los sistemas, ya que su análisis detallado escapa al fin último del estudio, no así su relación e importancia para con la confiabilidad.

Tabla 2-6. Análisis comparativo de los aspectos más relevantes en materia internacional

	EEUU	ESPAÑA	COLOMBIA	CHILE	REINO UNIDO
DEFINICIÓN	MARCO CONCEPTUAL GENÉRICO: SUFICIENCIA Y SEGURIDAD	NO EXPLÍCITA: SEGURIDAD Y CALIDAD	NO EXPLÍCITA: ASOCIADA A FRECUENCIA Y Nº DE INTERRUPCIONES	NO EXPLÍCITA: ASOCIADA A FRECUENCIA Y Nº DE INTERRUPCIONES	NO EXPLÍCITA: SEGURIDAD Y CALIDAD
DEFINICIÓN EXPLÍCITA	SI	NO	NO	NO	NO
ASPECTOS DE LA CONFIABILIDAD	SEGURIDAD Y SUFICIENCIA COMO PARTE DE LA CONFIABILIDAD	SEGURIDAD Y CALIDAD	CONFIABILIDAD, CALIDAD Y SEGURIDAD COMO ASPECTOS INDEPENDIENTES NO DEL TODO COHERENTE	SEGURIDAD, SUFICIENCIA Y CALIDAD COMO PARTE DE LA CONFIABILIDAD	SEGURIDAD Y CALIDAD
CONFIABILIDAD	• CRITERIO N-1 + CONTINGENCIAS MÁS SEVERAS • COORDINADORES DE SEGURIDAD • OTROS REQUERIMIENTOS: ESTADOS DE OPERACIÓN, LÍMITES DE VARIACIÓN DE LA FRECUENCIA Y EL VOLTAJE	• CRITERIO N-1 Y N-2 • ESTADOS DE OPERACIÓN • LÍMITES DE VARIACIÓN PARA LA FRECUENCIA Y EL VOLTAJE	• CRITERIO N-1 • LÍMITES DE VARIACIÓN PARA LA FRECUENCIA Y EL VOLTAJE • SEPARACIÓN EN ÁREAS OPERATIVAS	• CRITERIO N-1 • LÍMITES DE VARIACIÓN PARA LA FRECUENCIA Y EL VOLTAJE • SEPARACIÓN EN ÁREAS OPERATIVAS	• CRITERIO N-1 Y N-2 • LÍMITES DE VARIACIÓN PARA LA FRECUENCIA Y EL VOLTAJE
MERCADO PARA LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	SI	SI	ALGUNOS SON OFERTADOS EN LA BOLSA Y OTROS TRATADOS DENTRO DE LAS GENERACIONES POR SEGURIDAD	LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS SON TRANSABLES EN EL MERCADO	SI

3 . Evaluación de la Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia

3.1 Introducción

El objetivo fundamental de un sistema de energía eléctrica es suministrar a sus clientes energía eléctrica de la manera más económica posible y con una garantía razonable de la continuidad y calidad del servicio. Para mantener estos estándares de seguridad es necesario que los sistemas de energía eléctrica sean confiables.

La confiabilidad de un sistema de energía eléctrica no es más que el reflejo de la suficiencia y la seguridad del mismo. La suficiencia como una relación compuesta por la generación y transmisión se refiere a la existencia tanto de la capacidad de generación suficiente para abastecer la demanda de energía, así como también a la capacidad asociada a las instalaciones de transmisión requeridas para transportar la energía a los principales puntos de carga del sistema.

La evaluación de la seguridad es una de las principales preocupaciones en la planificación y operación de sistemas de energía eléctrica. Las secciones de este capítulo, revisan la literatura relevante para el análisis de los problemas de seguridad en sus tres modos – estática, dinámica y transitoria. De manera particular, cubre los conceptos fundamentales de seguridad del sistema de potencia, los enfoques determinísticos y probabilísticos para la seguridad, además de las técnicas utilizadas en la suficiencia y las evaluaciones de seguridad.

3.2 Herramientas de Análisis de la Seguridad

En términos de una planificación y operación apropiada, tener un sistema seguro significa que después de una perturbación, (1) el sistema de potencia tendrá la capacidad de pasar a una condición de estado estacionario aceptable luego de una falla transitoria, y (2) en esta nueva condición de estado estacionario, todos los componentes estarán operando dentro de los límites establecidos. El análisis utilizado para el primer requisito es el análisis de transitorios o evaluación de seguridad dinámica (Dynamic Security Assessment, DSA). El análisis de la segunda condición es la evaluación de la seguridad estática (Static Security Assessment, SSA). Por otro lado, además de estos análisis, el control de voltaje se ha convertido en una preocupación cada vez mayor por lo que se considera como un tercer análisis la evaluación de la seguridad de voltaje o voltaje (Voltage Security Assessment, VSA); cabe resaltar que este análisis a menudo se superpone con la SSA y DSA.



Figura 3-1. Modos del proceso de evaluación de la seguridad.

Típicamente, la evaluación de seguridad estática (ESE) se lleva a cabo primero, seguida de la evaluación de seguridad dinámica (ESD). La ESE evalúa el estado estacionario después de ocurrida la contingencia del sistema, dejando de lado el comportamiento transitorio y cualesquiera otras variaciones dependientes del tiempo. Para la ESE en tiempo real, las velocidades de los equipos computacionales modernos permiten realizar estudios de flujo de carga de un gran número de contingencias en línea.

Este tipo de programa informático es un componente estándar de los sistemas de gestión de energía (Energía Management Sistema, EMS), este programa por lo general no calcula directamente los márgenes de seguridad, sino que simplemente evalúa límites estáticos. Existen varias técnicas disponibles para llevar a cabo de forma rápida y fiable la ESE, a pesar de que no se utilizan ampliamente en la práctica.

La ESD evalúa la transición en función del tiempo de la pre-contingencia al estado posterior a la contingencia para determinar la estabilidad del sistema de, tanto para las pequeñas

perturbaciones como grandes. Dos problemas dinámicos, la estabilidad y el colapso de voltaje, se deben considerar cuando se realiza un estudio de seguridad dinámica.

La evaluación de la estabilidad transitoria es la principal preocupación en la ESD para sistemas de energía de múltiples máquinas, analizando si un fallo en el sistema, o la pérdida de un generador grande, puede dar lugar a grandes oscilaciones electromecánicas entre las unidades generadoras que conlleven al colapso del sistema por pérdida de sincronismo.

Los métodos para la ESD en tiempo real todavía no están en pleno operación, están siendo probados y evaluados con algunos enfoques en la actualidad. La investigación sobre la ESD en línea se ha centrado en el uso de métodos rápidos para determinar prontamente la estabilidad del sistema, incluyendo ambas simulaciones en el dominio del tiempo para los índices de estabilidad transitoria y diversos métodos en función de la energía. Esto está en marcado contraste con los estudios completos y detallados que requieren mucho tiempo empleados en la planificación operativa. Las técnicas convencionales para el análisis de seguridad dinámica requieren tiempo computacional excesivo. Por lo tanto, estos son generalmente indeseables para los propósitos en línea.

La evaluación de seguridad de voltaje (ESV) se ha basado principalmente en los métodos estáticos o pseudo-dinámico, con algunas herramientas útiles disponibles en línea. El problema de estabilidad de voltaje se asocia generalmente con el aumento de la carga de las líneas de transmisión largas e insuficiente suministro de energía reactiva local. Una caída de voltaje inicial gradual, seguido por una disminución o colapso acelerando rápidamente, caracteriza a estos tipos de fenómenos. El intervalo de tiempo de la fase de caída de voltaje lenta típicamente es entre 1 a 10 minutos, que a menudo se da tiempo para que el operador pueda ejercer una acción correctiva.

3.3 Evaluación de la Seguridad Estática

La evaluación de la seguridad de estado estacionario se refiere principalmente a la cuestión de la suficiencia o adecuación de la capacidad de generación y transmisión para satisfacer la

demanda. En la evaluación de la seguridad, hay dos aspectos en la falla del sistema que deben ser considerados, uno es la restricción de carga y el colapso del sistema.

La seguridad estática es la capacidad de un sistema de energía eléctrica para llegar a un punto de operación en estado estacionario sin violar las restricciones del sistema operativo después de una contingencia. Las violaciones son definidas en base a los límites térmicos de las líneas de transmisión, transformadores, generadores, etc. y en base los límites de voltaje de las barras.

Los componentes principales en la evaluación de la seguridad del sistema son:

1. Supervisión o monitoreo del sistema
2. Análisis de contingencia
3. Acciones correctivas y predictivas

El prerequisite para la evaluación de la seguridad del sistema es conocer los estados de operación del mismo. Por lo tanto, la supervisión y el monitoreo del estado de operación del sistema es el primer paso.

Con la ayuda de los dispositivos de medición dispersos por todo el sistema se obtiene una imagen del estado de operación actual del sistema. Las mediciones pueden ser en forma de inyecciones de potencia, flujos de potencia, voltaje, corriente, estado de los interruptores, seccionadores, tomas de los transformadores, de salida del generador, etc., todas esta información es enviada en paquete de señales de telemetría hacia el centro de control.

Por lo general, dichas señales son procesadas y analizadas en el centro de control mediante un estimador de estado, el cual presenta de forma resumida el comportamiento de las variables de interés y del estado del sistema.

El sistema de medición y control se conoce comúnmente como sistema de control, supervisión y adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA).

Una vez que se conoce el estado de operación actual, la siguiente tarea es el análisis de contingencia. Los resultados de análisis de contingencia permiten que el sistema sea operado a la defensiva. Los principales componentes del análisis de contingencia son:

- Definición de las contingencias
- Selección de las contingencias
- Evaluación de las contingencias

La definición de las contingencias consiste en preparar una lista de posibles contingencias.

El proceso de selección de contingencia consiste en escoger el conjunto de la de las contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia; las cuales han de ser evaluadas en términos de riesgo potencial para el sistema.

Finalmente, las contingencias seleccionadas son listadas en orden de seguridad tomando en cuenta el número de elementos con violaciones a los criterios de operación establecidos.

En la práctica convencional, la evaluación de la seguridad en estado estable se realiza analíticamente por el modelado de la red y el uso de técnicas rápidas de solución de flujo de carga, como el flujo en corriente continua, el cual permite evaluar rápidamente los riesgos asociados con cada contingencia. Este enfoque tradicional implica gran número de simulaciones intensivas computacionalmente. Por esto el análisis en detalle de un gran número de contingencias es una difícil tarea.

La determinación del nivel de seguridad, para las condiciones de operación dadas, se ha hecho tradicionalmente con el método determinista donde una condición de operación se identifica como seguro o inseguro en función de que todas y cada una de las variables monitoreadas satisfaga los criterios de operación especificados.

Si uno o más contingencias causan violaciones de estas condiciones de operación, a continuación, se toman medidas para mover al sistema a la región segura de operación. Si no hay imprevistos que causen violaciones, entonces no se precisa de la acción correctiva, en

cambio se pueden tomar acciones para mejorar la eficiencia económica de la entrega de energía a los usuarios finales.

Por último, las contingencias seleccionadas se clasifican por orden de seguridad, hasta que no se observa una violación de los límites de operación.

El índice de seguridad estática – ISE (Static Security Index – SSI), se utiliza para evaluar el nivel de seguridad estática del sistema para una condición de operación dada ante la ocurrencia de una contingencia. El índice de seguridad estático se obtiene mediante el cálculo del índice de sobrecarga de línea y el Índice de desviación de voltaje, correspondiente a cada línea y barra del sistema respectivamente.

La lista de atributos utilizados en el cálculo del vector de patrón para la seguridad estática es:

$$X_{ESE} = \{ |V|_b, \theta_b, S_{Gb}, S_{Lb}, S_{ij} \} \quad 3-1$$

En la Tabla 3-1 se muestra el nivel de seguridad estática según el rango de variación del índice de seguridad estático.

Tabla 3-1. Nivel de seguridad estático según el índice de seguridad estático.

INDICE DE SEGURIDAD ESTATICO [ISE]	CLASE / NIVEL DE SEGURIDAD ESTATICO
ISE = 0	Clase A : SEGURO
ISE > 0 & ISE <= 5	Clase B : SEGURIDAD CRITICA
ISE > 5 & ISE <= 15	Clase C : INSEGURO
ISE > 15	Clase D : INSEGURIDAD EXTREMA

Luego se requieren acciones preventivas y correctivas para mantener una operación segura del sistema o para llevarlo a un estado de operación seguro.

Las acciones correctivas son de corta duración y por lo regular se realizan de manera automática.

Las acciones preventivas, tales como la reprogramación de generación implican escalas de tiempo más largas. Los análisis de flujo de potencia óptimo con restricciones de seguridad son un ejemplo de la reprogramación de las generaciones en el sistema con el fin de garantizar un funcionamiento seguro.

Los enfoques de evaluación de seguridad se pueden clasificar en, determinístico o probabilístico. Los métodos determinísticos proporcionan una regla muy simple para su uso en la toma de decisiones. Sin embargo, con el énfasis de la industria en materia de competencia económica, y con el aumento de la vulnerabilidad de la red asociada, los investigadores han buscado otras técnicas que pueden indicar si el sistema es lo suficientemente seguro mientras que funciona económicamente como sea posible.

3.3.1 Método Determinístico

En la evaluación de la seguridad con el método determinista, la decisión se basa en el requisito de que los resultados obtenidos para cada evento de interrupción del sistema, del conjunto de contingencias establecidas, cumplan con los criterios de operación predeterminados en la evaluación de desempeño.

Para la definición del estudio se requiere una cuidadosa reflexión y discernimiento, porque el número de topologías de red posibles, el rango de condiciones operativas y el número eventos de salida de elementos concebible son bastante grandes, por lo que el estudio en detalle de todas las combinaciones de ellos no es en general razonable.

En consecuencia, en los sistemas eléctricos el enfoque determinista se ha desarrollado con el fin de minimizar el esfuerzo de análisis para proporcionar resultados útiles de manera rápida.

Este enfoque depende de la aplicación de dos criterios durante el desarrollo del estudio:

- Credibilidad: Selección de la topología de red, eventos de interrupción, y las condiciones de operación que son discretamente probables de ocurrir.

-
- Severidad de la amenaza o Gravedad: La medida en que se violan los criterios de operación predeterminados para cada equipamiento. Obviamente, estados de operación en los que se presenten sobrecargas en líneas de transmisión de 104 % y 110 % son diferentes en gravedad. El evento de salida, la configuración de red y el estado operativo en el que se basa la decisión debe ser la condición de operación del sistema más severa, o sea que no ha de existir ningún estado de operación del sistema más crítico que este.

Los parámetros de estudios prácticos utilizados para determinar los límites de operación son los flujos en las principales rutas de transferencia entre zonas, los niveles de generación, o los niveles de carga para un periodo específico y los niveles de voltaje.

La práctica actual y tradicional utiliza métodos deterministas con márgenes de seguridad para cubrir todas las posibles incertidumbres desconocidas. En la evaluación de seguridad con el método determinístico hay seis pasos básicos en la construcción de un límite de seguridad. Estos son:

1. Desarrollar casos base de flujo de cargas correspondientes al período de tiempo (día, mes, estación del año, etc.), y las condiciones de carga (pico, llano, valle) necesarias para el estudio. En cada caso base, el despacho de las unidades y la topología de red se seleccionan sobre la base de las condiciones previstas para el período de tiempo elegido. Las topologías seleccionadas son normalmente todos los circuitos en servicio: aquí, la credibilidad tiene prioridad sobre la gravedad. A veces también se realizan estudios de sensibilidad si para el futuro próximo se tienen topologías débiles.
2. Selección del conjunto de contingencias. Normalmente este conjunto se compone de eventos creíbles para los que las condiciones operativas post-contingencia podrían verse afectadas. En los estudios deterministas el criterio "N -1" se utiliza a menudo para identificar los casos más probables; en esta técnica los eventos se limitan a sólo los relacionados con la pérdida, considerando la salida de un componente a la vez.

-
3. Selección de los parámetros de estudio y determinación de las áreas de distribución identificadas a partir de las condiciones operativas previstas durante el período de tiempo de interés, es considerado como el rango de estudio.
 4. Identificar el evento o eventos (en base al índice de seguridad) que ocasionan violaciones a los criterios de operación del sistema, tal como el incremento del estrés operacional dentro del rango de estudio. Nos referimos a estos eventos como las contingencias limitantes. Si no hay tales violaciones dentro del rango de estudio, la región de operación no es insegura, y el estudio se ha completado.
 5. Identificar el conjunto de condiciones de operación dentro del rango de estudio que provocan violaciones más críticas a los criterios de operación del sistema para una contingencia limitante determinada. Este conjunto de condiciones de operativas definen una línea (para dos parámetros de estudio), una superficie (por tres parámetros de estudios) o una hiper superficie (para más de tres) que dividen el rango de estudio. Esta línea, superficie o hiper superficie es el límite de seguridad.
 6. Condensar el límite de seguridad en un conjunto de gráficos o tablas que puedan ser fácilmente comprendidos y utilizados por el operador. Los nomogramas son una de las formas comunes de expresar los límites de seguridad.

3.3.2 Método Probabilístico

Los sistemas de energía han pasado de un sistema regulado a un incierto entorno de mercado competitivo. Esto ha llevado a los operadores para hacer frente a una mayor presión ante los imperativos económicos del mercado, para operar los sistemas de energía con menores márgenes de seguridad. Para hacer funcionar el sistema más cerca de los límites deterministas tradicionales, o incluso más allá de ellos, se necesitan métodos más refinados para la evaluación de la seguridad del sistema de potencia que dan cuenta de la naturaleza probabilística de variables inciertas en la toma de decisiones.

Algunos estudios usan enfoques analíticos (a veces llamados enumeración de contingencia) para resolver problemas de probabilidad, mientras que otros utilizan la simulación de Monte Carlo para el mismo propósito. Los métodos analíticos basados en la probabilidad condicional son computacionalmente intensivos cuando se aplican a un sistema con muchos componentes. Sin embargo, los métodos basados en las simulaciones Monte Simulación Carlo son adecuados para el análisis de sistemas complicados.

Los métodos de simulación de Monte Carlo permiten obtener resultados mediante la recopilación y el análisis por muestreo de los datos basados en experimentos estadísticos. Hay dos enfoques básicos para la simulación de Monte Carlo, la simulación secuencial y la simulación no secuencial.

En la simulación no secuencial también llamado muestreo aleatorio, un estado del sistema puede ser determinado por muestreo aleatorio basado en las distribuciones de probabilidad de la componente establecida independientemente de las secuencias de ocurrencia. Es difícil calcular el índice de frecuencia utilizando este enfoque.

La simulación secuencial se basa en la duración del estado de las componentes. Se procede mediante la generación de una secuencia de eventos utilizando números aleatorios y distribuciones de probabilidad de variables aleatorias. Además, hay dos técnicas en la simulación secuencial de Monte Carlo, el método de intervalo fijo y el método de evento siguiente. En el método de intervalo fijo, los estados del sistema se actualizan con un intervalo fijo. En el método de evento siguiente, los estados del sistema se actualizan a la ocurrencia de un evento.

La simulación de Monte Carlo es adecuada para el análisis de sistemas complejos tales como un sistema de energía, pero también requiere gran cantidad de tiempo de cálculo para lograr la convergencia estadística satisfactoria y la caracterización de los muestreos de estados repetidos en la evaluación de la seguridad.

Al igual que el método determinístico, en la evaluación de seguridad con el método probabilístico también se tienen los seis pasos básicos en la construcción de un límite de

seguridad. En este caso particular, los pasos del 1 al 4 se mantienen igual que en el método determinístico, sin embargo los pasos 5 y 6 son diferentes:

5. Evaluar el índice probabilístico en todo el rango de estudio. Establecer un límite específico a partir del cual la operación se considera inaceptable.
6. Identificar el conjunto de condiciones operativas dentro del rango de estudio que tienen un índice de evaluación igual al nivel umbral. Este conjunto de condiciones operativas puede constituir una línea (para dos parámetros del estudio), una superficie (por tres) o un hiper superficie (más de tres) que divide el rango de estudio. Esta línea, superficie o hiper superficie representa el límite de seguridad aceptable para las diferentes regiones de operación.

El conjunto de condiciones operativas identificadas permiten definir las regiones de operación segura (nomogramas) entorno a las variables analizadas.

3.3.3 Comparación de los enfoques probabilísticos y determinísticos

Los métodos probabilísticos constituyen herramientas poderosas en muchos tipos de problemas de toma de decisiones. Las evaluaciones probabilísticas juegan un papel importante cuando un resultado se asocia con incertidumbres.

Sin embargo, la aceptación de los enfoques probabilísticos es lento, principalmente porque no tienen adquirido el nivel de credibilidad, que se concede a los métodos deterministas en base a su sencillez y su transparencia.

A continuación se presentan algunas diferencias relevantes entre ambos métodos:

- Efecto de la probabilidad en los eventos de salida: El enfoque determinista no distingue entre la probabilidad de ocurrencia de las contingencias dentro del conjunto de contingencias seleccionadas, ya que estas pueden tener diferentes posibilidades de presentarse o no, y el enfoque probabilístico da la facilidad de representar esto. Por lo

tanto, puede haber algunas situaciones en las que una violación determinista presenta muy bajo riesgo debido a que la probabilidad de interrupción es extremadamente baja. Sin embargo, puede haber otras situaciones en las que una violación determinista presente muy alto riesgo debido a una muy alta probabilidad de interrupción.

- Efecto de las contingencias no limitantes y condiciones de fallo: El enfoque determinista sólo evalúa las contingencias más restrictivas y las condiciones de falla correspondientes; es decir, que no reconoce la influencia del nivel de seguridad de las contingencias menos restrictivas o condiciones de falla. Por otro lado, el enfoque probabilístico hace capturar el aumento del riesgo causado por múltiples limitaciones, ya que resume riesgo asociado con todas las contingencias y condiciones de fallo, es decir, el enfoque probabilístico es capaz de componer riesgo de eventos múltiples y múltiples condiciones de fallo, reflejando a su vez la composición del riesgo total y no simplemente el nivel de riesgo obtenido a partir de la única contingencia más restrictiva.
- Efecto del riesgo de la región insegura: El enfoque determinista no proporciona información acerca de las regiones inseguras, sin embargo, un límite a una región de alto riesgo es más amenazante que un límite a una región de bajo riesgo. El método probabilístico prevé un despliegue de varios contornos de iso-riesgo, de los cuales uno puede considerar efectivamente la variación del riesgo en toda la región de operación. Este atributo es especialmente importante cuando las pequeñas variaciones en las condiciones de operación en la frontera causan grandes variaciones de riesgos.
- Efecto de la incertidumbre en las condiciones de operación: El enfoque determinista no puede hacer frente a la incertidumbre en las condiciones de operación. Esta limitación impide el análisis riguroso de cerca a las condiciones futuras de operación del sistema, ya que el futuro es inherentemente incierto. Por otra parte, la evaluación probabilística trata incertidumbre en condiciones de operación muy bien y es por consiguiente ésta es adecuada para evaluar las condiciones futuras.

Los beneficios anteriores se obtienen con el coste de la recolección de datos necesarios para proporcionar modelos de probabilidad razonables.

La importancia de los puntos señalados anteriormente radica en el hecho de que el método probabilístico refleja mejor los atributos que determinan la seguridad de un sistema eléctrico y a su vez proporciona una mejor idea de ésta, lo que conlleva a una mejor manera para la toma de decisiones operativas.

En última instancia, esto implica la selección de un valor del índice de seguridad para delimitar las regiones de operación como aceptables e inaceptables. En principio, esto se puede hacer (a) utilizando el juicio basado en la experiencia, (b) en relación con los criterios ya existentes, y (c) la relación costes-beneficios de optimizar.

3.4 Evaluación de la Seguridad en Tiempo Real

La evaluación de la seguridad en tiempo real es una de las principales preocupaciones en los sistemas que presentan restricciones operativas por límites de estabilidad.

Una evaluación de la seguridad en tiempo real:

- Proporciona al operador del sistema la información sobre el estado de seguridad del sistema
- Determina los límites de operación para garantizar la seguridad dinámica del sistema en caso de ocurrencia de cualquier crítico contingencias
- Identifica las contingencias que limitan y calcula los índices que cuantifiquen el grado de la estabilidad o inestabilidad para cada caso.

Hay un conjunto de criterios que han de ser satisfechos con la evaluación de la seguridad en tiempo real. Ellos son:

- La estabilidad transitoria inicial (modo planta y modo zona, para una o varias barras de referencia).

-
- Fluctuaciones de voltajes (disminución o aumento) más allá del nivel de umbral especificado y duración.
 - Los criterios de margen de relé.
 - Amortiguación mínima ante la ocurrencia de contingencias predefinidas.

Estos análisis por lo general son realizados con aplicaciones comerciales especializadas para evaluación de sistemas de potencia. Por lo regular los sistemas SCADA tienen módulos de análisis que permiten realizar cada una de estas valoraciones.

Estos aspectos son utilizados en el análisis dinámico con el objetivo de:

1. Determinar el tiempo más probable de contingencia
2. Predecir el impacto de la contingencia en todo el sistema
3. Identificar las acciones de control apropiadas para reducir el riesgo de fallas

El análisis y control en línea de seguridad incluye tres aspectos relevantes para la operación del sistema, la supervisión, la evaluación de estado y el control del mismo.

La Figura 3-2 muestra la estructura de análisis de la seguridad en tiempo real. En etapa 1, a través del sistema de supervisión se escanean las condiciones actuales del sistema, a fin de reconocer el estado de operación, determinar si éste está operando normalmente o no. Si está en estado normal, a continuación, pasamos a la etapa 2; evaluación de la seguridad, a través de simulaciones el sistema es sometido a una serie de contingencias para ver si es seguro o inseguro. Cuando nos encontramos con que el sistema es inseguro, vamos a llevar a cabo la etapa 3.

En la etapa 3 se evalúan las medidas que se podrían utilizar para hacer que el sistema vuelva al estado normal. La etapa 4 contempla la ejecución de las acciones correctivas, lo que significa utilizar medidas apropiadas para que el sistema vuelva a su estado normal luego de entrar en estado de emergencia. La etapa 5, el último paso, se utiliza para restaurar el servicio a las cargas del sistema.

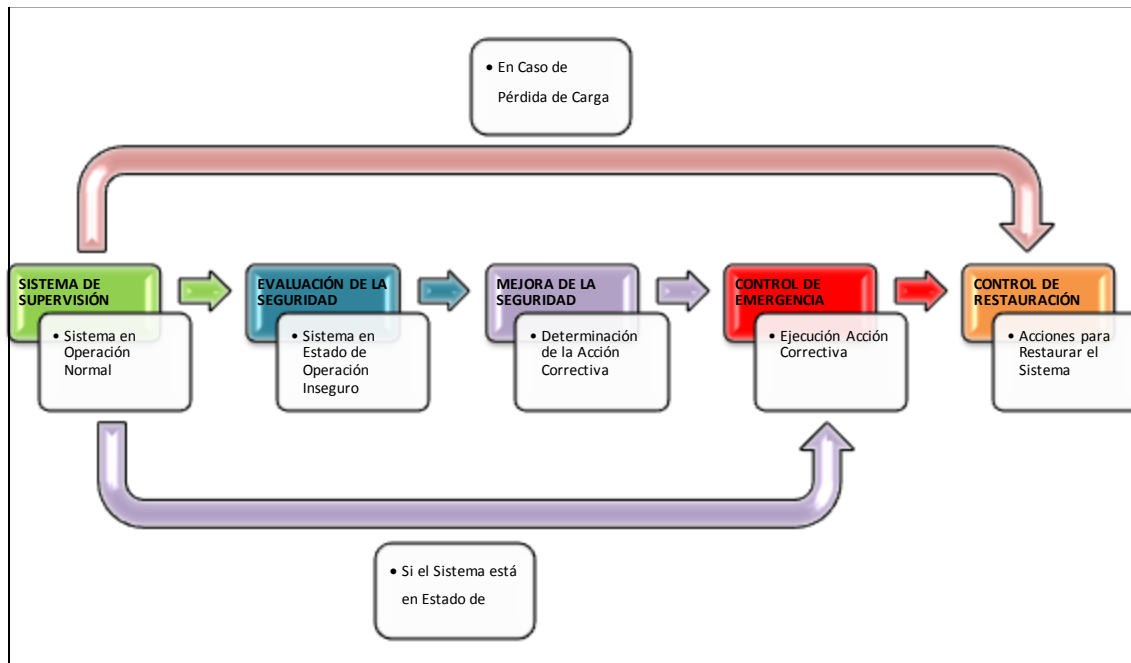


Figura 3-2. Estructura de análisis de la seguridad en tiempo real.

3.5 Evaluación de la Seguridad Dinámica

La evaluación de la seguridad dinámica (ESD) determina la capacidad del sistema para soportar todas las contingencias creíbles, teniendo en cuenta el detalle de las características dinámicas del sistema. Se dice que un sistema es dinámicamente seguro, si todos los generadores son capaces de mantener el sincronismo por un largo periodo, después de que se ha determinado que es transitoriamente seguro. Este es un fenómeno de estabilidad a largo plazo, con un marco de tiempo de estudio del orden de unos pocos segundos a diez (10) minutos.

Este tipo de evaluación de seguridad requiere un modelado detallado de los componentes del sistema de potencia que describen la dinámica de las máquinas y sus elementos de control. Los análisis se realizan a través de simulaciones en el dominio del tiempo, en donde todas las ecuaciones dinámicas del sistema se integran numéricamente.

El nivel de seguridad dinámica se define en base al cálculo de un término llamado Índice de Seguridad Dinámica (ISD), que a su vez depende del cálculo del tiempo de despeje crítico (TDC) de una perturbación transitoria especificada.

La lista de atributos utilizados en el cálculo del vector de patrón para la seguridad dinámica es:

$$X_{ESD} = \{ |V|_i, \theta_i, S_{Gi}, S_{Li}, S_{ij}, P_{mk}, \delta_k^0, \delta_k^{cl}, \omega_k^{cl} \} \quad 3-2$$

En la Tabla 3-2 se muestra el nivel de seguridad dinámica según el rango de variación del índice de seguridad dinámico.

Tabla 3-2. Nivel de seguridad dinámico según el índice de seguridad dinámico.

INDICE DE SEGURIDAD DINAMICO [ISD]	CLASE / NIVEL DE SEGURIDAD DINAMICO
ISD = 0	Clase A : SEGURO
ISD > 0 & ISD ≤ 20	Clase B : SEGURIDAD CRITICA
ISD > 20 & ISD ≤ 60	Clase C : INSEGURO
ISD > 60	Clase D : INSEGURIDAD EXTREMA

Fuente: IEEE

Además de la supervisión, la evaluación de estado y el control del mismo (considerados en la evaluación de la seguridad en tiempo real), en el análisis de la seguridad dinámica se consideran los siguientes aspectos:

1. Determinar el tiempo más probable de contingencia
2. Predecir el impacto de la contingencia en todo el sistema

3. Identificar las acciones de control apropiadas para reducir el riesgo de fallas

En muchos sistemas el análisis de la seguridad dinámica del sistema se realiza, por lo general, de acuerdo a criterios de contingencia N-1, por la facilidad de uso y obtención de resultados útiles para la toma de decisiones.

La evaluación de la seguridad dinámica identifica los cortocircuitos o contingencias que provocan inestabilidades. Para un sistema debidamente planificado las contingencias no deben hacer el sistema inestable si este opera dentro de sus límites. Sin embargo, como se ha señalado antes, en la operación de tiempo real las condiciones de funcionamiento del sistema pueden terminar en condiciones que no se previeron cuando se realizó la planificación. Esto resalta la importancia de comprobar si las contingencias pueden hacer que el sistema inestable. El problema es que los cálculos de estabilidad requieren mucho más tiempo que los cálculos de flujo de potencia y la verificación en línea de la estabilidad para el conjunto de posibles contingencias es una tarea de enormes proporciones.

Con el avance de los sistemas de potencia, la evaluación de la seguridad dinámica se ha convertido en una exigencia de primera línea, por lo que la demanda de recursos informáticos para cumplir con esto aumenta cada día más. Las técnicas aprendidas a lo largo de los años de operación y a través de la evaluación seguridad estática, junto con el desarrollo de la tecnología de información y los nuevos algoritmos han permitido el desarrollo de útiles herramientas de evaluación dinámica de la seguridad.

La identificación de las contingencias requiere un método rápido de aproximación que permita determinar la estabilidad del sistema. El método tradicional y preciso es la solución de flujo de potencia en el dominio del tiempo; análisis que permite retratar el comportamiento estable o inestable de las trayectorias. Los métodos aproximados desarrollados hasta ahora calculan la solución de flujos de potencia en el dominio del tiempo por sólo un corto tiempo, por lo general un poco más allá del despeje de las fallas.

Las diversas técnicas consisten en utilizar la energía transitoria y sus márgenes, el criterio de áreas iguales, diferentes medidas de coherencia, y la energía de la señal. Estas medidas

también proporcionan los índices de estabilidad que pueden ser utilizados para clasificar las contingencias de acuerdo a la gravedad de las mismas. Una vez que los peores casos son determinados, la solución de los flujos de potencia en el dominio del tiempo tradicional se puede utilizar para determinar con precisión la estabilidad del sistema.

Estas técnicas mencionadas aquí funcionan muy bien para los sistemas que son vulnerables o son inestables por la falta de potencia de sincronizada. Estas inestabilidades se producen rápidamente, en el orden de un segundo o menos, y puede ser detectado por una menor cantidad de cálculos. En la actualidad existen varios programas experimentales operando en diversas partes del mundo y paquetes comerciales para centros de control ya están disponibles.

Las inestabilidades que ocurren después de varias oscilaciones es debido a la amortiguación negativa son difíciles de detectar sin una simulación detallada, la cual resulta ser más prolongada por el análisis modal.

En aquellos casos excepcionales en los que la evaluación de la seguridad dinámica detecta la inestabilidad, el operador, necesita tomar medidas preventivas una vez que son alertados. Esto es porque una vez que la contingencia se produce, la aparición de la inestabilidad es muy rápida y no hay posibilidad de que el operador pueda tomar acciones correctivas de forma manual después de haber ocurrido el hecho. En algunos casos, el operador puede ser capaz de recurrir a los dispositivos de protección especiales para deslastrar la carga o generación que garantice la estabilidad.

La acción preventiva, más común, a disposición del operador es la modificación del patrón de generación. Dado que esto aumenta el costo de operación, los investigadores están tratando de encontrar métodos para calcular rápidamente los cambios mínimos necesarios para mantener la estabilidad para contingencias de este tipo en particular. La forma más sencilla de hacerlo es volviendo a calcular los límites de flujo de potencia en una línea de transmisión en particular.

3.6 Evaluación de la Seguridad Transitoria

La evaluación de la seguridad transitoria - EST (Transient Security Assessment, TSA), consiste en determinar si las oscilaciones del sistema, después de la ocurrencia de una falla o una gran perturbación de un conjunto de contingencias, causará la pérdida de sincronismo entre los generadores del sistema.

Este problema pertenece a la estabilidad del ángulo del rotor del sistema de potencia. La estabilidad del ángulo del rotor se ocupa de la capacidad del sistema para permanecer en sincronismo después de una gran perturbación. Un método directo de análisis de estabilidad transitoria que utiliza el modelo de la máquina clásica es la llamada función de energía transitoria - FST (Transient Energy Function, TEF), ésta se utiliza para determinar el nivel de seguridad transitoria. La función de energía transitoria es la suma de la energía cinética y potencial de todos los generadores del sistema.

El método de la FST consiste en el cálculo de dos energías: la energía transitoria del sistema y la energía crítica en el despeje de fallas. La energía transitoria del sistema es el exceso de energía que posee el sistema en el instante de despeje de la falla, que debe ser absorbida por la red para que la estabilidad se mantenga. Mientras que la energía crítica indica la capacidad máxima del sistema para absorber la energía acumulada durante la perturbación.

El nivel de seguridad transitoria se define sobre la base del cálculo de un término llamado índice de seguridad transitorio - IST (Transient Security Index, TSI) para una condición de operación del sistema dada y una perturbación especificada.

La lista de atributos utilizados en el cálculo del vector de patrón para la seguridad dinámica es:

$$X_{EST} = \{ |V|_i, \theta_i, S_{Gi}, S_{Li}, \delta_k^0, \omega_k^0, E_{qk}^0, E_{dk}^0, E_{fdk}^0, T_{mk}^0, \delta_k^{cl}, \omega_k^{cl}, E_{qk}^{cl}, E_{dk}^{cl}, E_{fdk}^{cl}, T_{mk}^{cl} \} \quad 3-3$$

En la Tabla 3-3 se muestra el nivel de seguridad transitorio según el rango de variación del índice de seguridad transitorio.

Tabla 3-3. Nivel de seguridad transitorio según el índice de seguridad transitorio.

INDICE DE SEGURIDAD TRANSITORIO [IST]	CLASE / NIVEL DE SEGURIDAD TRANSITORIO
IST = 0	Clase A : SEGURO
IST > 0 & IST ≤ 20	Clase B : SEGURIDAD CRITICA
IST > 20 & IST ≤ 50	Clase C : INSEGURO
IST > 50	Clase D : INSEGURIDAD EXTREMA

Fuente: IEEE

3.7 Evaluación de la Seguridad de Voltaje

Un caso diferente de la inestabilidad es cuando la voltaje se vuelve inestable, conocida como voltaje colapsar. A diferencia de la inestabilidad eje del generador se ha mencionado anteriormente, que es causada por un desequilibrio en la capacidad real en el sistema, el colapso de voltaje es causado por el desequilibrio de potencia reactiva en un área del sistema. La inestabilidad del voltaje puede ocurrir muy lentamente y la evaluación de esta por lo las mismas técnicas utilizadas en el análisis de seguridad dinámica no funcionan bien, dado que no permite la detección de colapso de voltaje. Análisis de seguridad de voltaje requiere el uso de programas especializados.

La principal herramienta utilizada para estudiar el colapso de voltaje es el flujo de potencia continuo, que utiliza una técnica especial para obtener la convergencia de la solución de flujo de potencia cerca de las condiciones de colapso de voltaje (curva P-V y Q-V). Esto proporciona un método para determinar los límites para evitar colapso de voltaje.

Existen propuestas de aplicaciones en base a esta misma técnica pero, la real aplicación de este análisis se realiza en el centro de control. Los instrumentos de evaluación de la seguridad estática y dinámica proporcionan mucha información sobre el comportamiento del voltaje del sistema en tiempo real en virtud de contingencias, por lo que estos métodos son utilizados para predecir el colapso de voltaje.

Por ejemplo, en la evaluación de la seguridad estática se calculan los voltajes para cada contingencia; los casos en que los voltajes son particularmente bajos indican que el sistema

está cerca del límite colapso de voltaje. Si el flujo de potencia no converge para una contingencia, puede ser una señal de un posible colapso de voltaje, por lo que dicho debe ser estudiado por el flujo de potencia continuación.

3.8 Técnicas de Planificación y la Seguridad

Garantizar la seguridad en el largo plazo, es decir, planificar la inclusión de suficiente capacidad de generación y también de transmisión pueden llegar a ser bastante complicado. Dado que en los sistemas eléctricos desregulados las empresas de generación ya no tienen la obligación legal de servir, sino que dicha responsabilidad cae sobre el regulador; además la experiencia ha demostrado que bajo ambos esquemas de la generación apropiada no es siempre garantizada. En los sistemas eléctricos con esquemas de mercado se supone que el incentivo financiero se elevará lo suficiente para fomentar la disponibilidad adecuada generación.

Por tal razón la seguridad se vuelve un aspecto de vital importancia a tratar dentro de la planificación.

3.8.1 Técnicas de Planificación

La planificación a largo plazo se centra en la instalación de generación y transmisión adecuada para satisfacer el crecimiento de la carga prevista. Pueden pasar varios años a partir de la decisión inicial a la instalación de nuevas plantas o líneas de transmisión. Por lo tanto, las proyecciones de carga, basadas en crecimiento económico y demográfico previsto, y la disponibilidad de generación se necesitan para varios años en el futuro. Estas previsiones a más largo plazo están sujetas a una significativa cantidad de error y debe ser tratada por métodos estadísticos.

En la actualidad la ampliación de las instalaciones existentes se ha visto limitada por más preocupaciones públicas elevado de impacto ambiental. Esto ha significado un mayor énfasis en una planificación precisa. Las nuevas medidas para desregular buscan proporcionar

estudios de planificación cada vez más detallados, aunque el ambiente sea completamente diferente de mercados competitivos para las empresas de generación y transmisión.

El nivel de precisión que se puede incluir en los estudios está inversamente relacionado con el marco de tiempo de interés. Estudios de planificación a más largo plazo deben centrarse necesariamente en métodos estadísticos para analizar la adecuación de la infraestructura propuesta para una variedad de posibles escenarios futuros.

3.8.2 Planificación Generación

La capacidad de generación requerida en un sistema de energía depende de la disponibilidad de unidades generadoras y el patrón de carga. La capacidad de generación disponible debe ser suficiente para cubrir las interrupciones imprevistas o forzosas de las centrales del sistema, así como el mantenimiento normal de las unidades.

La disponibilidad de los generadores se mide con mayor frecuencia en términos de la tasa de paro forzado de la unidad, que es la fracción de tiempo esperada para una unidad estar indisponible exclusivamente por las salidas programadas.

El patrón de carga sobre una base diaria y estacional también juega un papel importante, ya que el sistema debe ser capaz de suministrar la energía requerida en los picos de carga. Estas cargas esperadas, se modelan normalmente organizando las cargas diarias en orden descendente durante el período de estudio, por ejemplo los datos de un año en particular. Esta curva utilizada para representar el consumo eléctrico se denominada curva monótona de carga.

A partir de esta curva se obtiene la distribución de probabilidad de carga, la cual a su vez se puede combinar con las estadísticas de capacidad de generación para calcular la probabilidad de que demanda excede la capacidad en un día determinado. Esto se conoce comúnmente como la probabilidad de pérdida de carga (Loss of load probability - LOLP). Una curva de distribución de la probabilidad de carga, se muestra en el lado derecho de la Figura 3-3. El área sombreada resultante es la energía insatisfecha esperada.

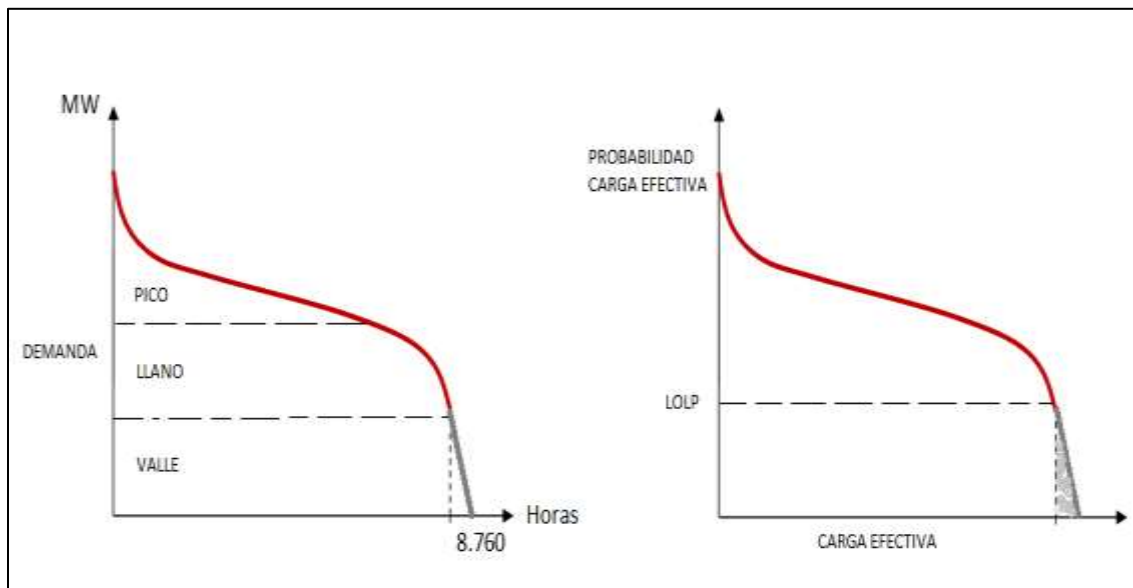


Figura 3-3. Curva monótona de carga – Probabilidad de pérdida de carga (LOLP).

La NERC establece que la energía no satisfecha debe ser menos de 1 día en 10 años. En caso de no cumplir con este criterio, las nuevas unidades de generación deben ser previstas.

Los índices básicos descritos anteriormente se utilizan ampliamente, pero no logran dar una idea de la frecuencia, o la duración, de los cortes. Las estadísticas sobre las horas previstas de las salidas de generadores para reparación y la duración de carga son necesarias para calcular los tiempos de interrupción previstos. Las tasas de transición entre las diferentes condiciones del generador, es decir, en operación o en reparación, se puede utilizar para modelar la disponibilidad de generación proyectada a través de métodos de Markov. Esto proporciona una comprensión más profunda de la fiabilidad para puntos de carga específicos en el sistema. Para sistemas grandes, no es práctico modelar todas las combinaciones posibles de los estados de las unidades y los patrones de carga, sólo se emplean modelos simplificados de carga y de interrupciones.

La planificación de la generación cambia por completo si dicha actividad está liberalizada. La instalación de nueva generación será una función de las previsiones de ventas y contratos de las empresas de generación en lugar de la carga prevista en un área dada.

3.8.3 Planificación de la Transmisión

El disponer sólo de capacidad de generación suficiente no garantiza el abastecimiento de la demanda por completo. También debe haber adecuadas instalaciones de transmisión para entregar la potencia requerida. El sistema de transmisión es una compleja interconexión de líneas de transmisión, transformadores, condensadores, etc., con múltiples caminos entre generadores y cargas.

Para garantizar una operación viable de los equipos se deben realizar análisis en estado estacionario a través de los flujos de potencia a fin de determinar los niveles de cargabilidad de los enlaces.

Además, los sistemas de transmisión por lo regular atraviesan vastas áreas geográficas lo que resultan en amplia exposición a una variedad de elementos duros (en su mayoría relacionados con el clima, pero también fenómenos inusuales, tales como tormentas geomagnéticas). Por lo tanto, junto con las fluctuaciones normales de carga, el sistema experimenta perturbaciones adicionales y este debe ser capaz de responder dinámicamente a ambas condiciones y establecerse en un estado de equilibrio satisfactorio.

Los ingenieros diseñan el sistema con el fin de soportar numerosas fallas de los equipos. El criterio N-1 establecido por la NERC requiere que los sistemas sean planificados y operados de forma que resistan todo tipo de contingencias individuales, esto es, salida de una línea de transmisión, salida de una unidad de generación, etc., llamados caso de estudios; de los cuales se selecciona el peor caso.

Durante la etapa de planificación, estos estudios son realizados sobre la base de los peores escenarios y considerando los picos de demanda proyectados. Estos estudios deben considerar todas las interconexiones del sistema de potencia en lugar de sólo un área específica.

Además de la operación de estado estacionario, el sistema de potencia debe sobrevivir eventos dinámicos.

Los modelos utilizados durante el análisis transitorio se rigen por ecuaciones algebraicas diferenciales genéricas de la forma

$$y = f(x, t) \quad 3-4$$

$$x = g(x) \quad 3-5$$

Donde $f(\cdot)$ representa las ecuaciones mecánicas y electromagnéticas del generador, mientras $g(\cdot)$ representa las ecuaciones de flujo de potencia. La dinámica puede ser altamente no lineal para grandes perturbaciones por lo que son analizados por el dominio del tiempo mediante métodos de integración numérica.

Los estudios típicos se centran en los primeros segundos después de una perturbación cuando se producen la mayoría de las inestabilidades; Sin embargo, hay fenómenos más lentos de segundos hasta varios minutos que pueden convertirse en inestabilidades. Tales inestabilidades no sólo pueden requerir nuevas instalaciones de transmisión, sino también control y protección.

Las metodologías anteriores son utilizadas para calcular la adecuación general del sistema, pero no reflejan problemas en determinados puntos de carga del sistema. A nivel de la distribución, la red es radial principalmente con sólo redundancia de la red secundaria, por lo que hay una necesidad específica de identificar el rendimiento en diferentes puntos en el sistema. El diseño para la confiabilidad en este caso se centra en la capacidad de aislar las fallas por el sistema de protección. Las evaluaciones en el nivel de distribución son aún más variadas que el nivel de transmisión, ya que el número y tipo de clientes adquiere tanta importancia como la carga interrumpida. Las compañías de distribución evaluarán el desempeño en términos de duración de la interrupción, el número de cortes de clientes, tipos de interrupciones (tales como permanente o momentáneo) y la carga interrumpida.

En la actualidad no está muy claro cómo se realizará la planificación de la transmisión cuando la industria de la energía es completamente desregulada. Se espera que las empresas de

transmisión se mantendrán regulada y la operación de la transmisión dentro de una región particular, será la responsabilidad de un ente regulador neutral que garantice la seguridad de la potencia sistema. Lo que no está claro es si habrá suficientes incentivos financieros en el mercado de generación para construir la nueva transmisión o si se necesitarán regulaciones para obligar a la empresa de transmisión bajo ciertas condiciones.

El costo de la energía sin duda aumentará en un área donde la generación es escasa provisión. Esto conlleva a la creación de incentivos para la construcción de nuevas plantas de generación dentro de la zona o para construir líneas de transmisión para traer el exceso de capacidad de un área distante.

3.8.4 Planificación de las Técnicas de Operaciones

Mientras que durante la planificación a largo plazo durante la etapa de diseño se centran casi exclusivamente en los picos demandas, la operación segura en el corto plazo requiere la consideración específica los requisitos de la carga. Los programas de despacho de generación para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo y con las condiciones de seguridad, se toman en cuenta las proyecciones horarias de demanda para los periodos diarios y semanales.

Una vez que las unidades están programadas, sus efectos sobre la transmisión deben ser estudiadas a través de flujo de energía y los programas de estabilidad transitoria para garantizar una operación segura. Estos estudios son similares a los estudios de planificación de transmisión mencionados anteriormente, excepto que los casos base son los peores escenarios de carga proyectados para este período más corto, digamos una semana. El criterio para soportar contingencias individuales N-1 a menudo se utiliza para garantizar la seguridad. Después de la reestructuración industria de la energía, este tipo de estudios para garantizar la seguridad del sistema eléctrico en el corto plazo (es decir, días de antelación) es responsabilidad del operador independiente del sistema, en lugar de la empresa de servicios públicos bajo el esquema de integración vertical.

3.8.5 Programación de la Generación

Mediante la función de minimización del coste de abastecimiento, la programación determina el despacho de generación específico para cada unidad que se ha comprometido a suplir la demanda al mínimo costo. Los costos de combustible pueden ser modelados con precisión, como una función cuadrática de la potencia despachada o, como es a menudo el caso, por curvas lineales que representan el costo incremental. El período de estudio para el despacho de las unidades va de un día a una semana.

El despacho debe satisfacer las restricciones de seguridad en los flujos de potencia. El despacho óptimo de las unidades bajo tal restricción se denomina despacho económico como garantía limitada. Si los niveles de voltaje se consideran, la formulación se denomina flujo de potencia óptimo. Normalmente, en la fase de asignación del despacho económico de las unidades, se ignoran las restricciones de red y posteriormente estas son analizadas análisis de flujo de potencia y estudios de estabilidad.

Existen dos métodos fundamentales para la resolución del problema de despacho de carga: Programación Dinámica y Relajación Lagrangiana; el primero, garantiza una solución óptima mediante la programación dinámica global, pero es extremadamente compleja por el número de patrones de unidades a considerar para realizar el despacho de carga, lo cual aumenta con el número de unidades en el sistema, el número de limitaciones y la longitud del período de estudio. Los Métodos de relajación de LaGrange son computacionalmente eficiente, pero no pueden garantizar el óptimo. Hoy en día, la mayoría de las empresas basan sus programaciones en una combinación heurística y métodos más sistemáticos de programación matemática.

Una complicación adicional para la programación es considerar el combustible, o el agua en el caso de plantas hidroeléctrica. Muchas empresas subscriben contratos de que determinan la cantidad de combustible que se consume durante un período de tiempo, para estos casos, la programación es realizada para considerar el combustible que se tendría disponible durante semanas o meses. Del mismo modo, los recursos hídricos son necesariamente limitados y en la programación de sistemas hidrotérmicos se requiere utilizar el agua disponible de manera

eficiente. Los programadores buscan mantener determinados niveles en los embalses y alcanzar un uso más eficaz de los recursos hídricos.

3.8.6 Operación en Tiempo Real

La operación segura del sistema de energía en tiempo real requiere una evaluación de las condiciones del sistema que cambia rápidamente. Dado que las condiciones se desarrollan a lo largo del día, cambios en la demanda pueden provocar fallas de los equipos. . Por un lado, no hay tiempo suficiente para realizar los estudios de planificación por lo que esos enfoques deben simplificarse para permitir soluciones aproximadas que se puedan encontrar rápidamente.

La operación en tiempo real también depende en gran medida de la experiencia de los operadores, ya que ante determinadas situaciones pueden identificar rápidamente las condiciones de deterioro y dirigir el sistema de lejos de las condiciones de vulnerabilidad.

3.8.7 Control Carga / Frecuencia

Aunque se tiene previsto que la capacidad de generación coincida con las previsiones de carga por hora, la carga fluctúa a lo largo de la hora, de hecho, un segundo a otro, y la energía generada debe seguir la demanda cambiante. Cualquier desequilibrio de generación o de la carga debido al crecimiento de la demanda hace que los generadores descarguen la energía cinética de sus masas rotantes hacia la red, o que sea absorbida en caso de que se presente una disminución de la demanda. En lugar de medir cada carga y ajustar el despacho de los generadores, lo que sería muy difícil, los gobernadores de turbinas responden a estas desviaciones de velocidad o frecuencia, aumentando o disminuyendo la potencia de salida del generador según se requiera. En general, los gobernadores en un área se ajustan a la respuesta precisa características que se rigen por la expresión

$$\Delta P = \frac{1}{R} \Delta f \quad 3-6$$

Donde Δf es la desviación de frecuencia, R es una constante regulación y ΔP es el cambio en salida de potencia mecánica de la turbina. Esta acción automática del gobernador es el principal control que corrige continuamente la salida de generación para equilibrar las cargas cambiantes.

Las grandes desviaciones de frecuencia ocasionadas por las variaciones de carga o generación pueden poner en peligro la seguridad del sistema. Debido a las desviaciones constantes y la naturaleza del problema el tema debe ser tratado de manera automática, dado que todos los generadores reaccionan a la desviación de frecuencia, lo que a su vez lleva a la aparición de flujos no programados en las líneas de enlace de la zona. Para mantener la interconexión entre áreas, se miden los flujos de potencia a través de los enlaces de interconexión y los gobernadores de algunas unidades seleccionadas reciben una señal de control coordinada. Estas señales de control secundario, conocidas como control automático de generación (Automatic Generation Control - AGC), se envían a los generadores cada pocos segundos añadiendo un factor de corrección en correspondencia con las obligaciones de carga de cada zona.

Esta adaptación continúa de la generación con la carga en tiempo real, conocido también como control carga-frecuencia, es una parte necesaria para mantener la seguridad del sistema. Sin embargo, en los sistemas desregulados no se distingue claramente a quien corresponde esta responsabilidad. Obviamente, las empresas de generación tendrán que proporcionar el servicio de seguimiento a la carga (regulación de frecuencia) por la seguridad del sistema, de sus instalaciones y por la correcta operación del sistema. Existen teorías que plantean que los generadores tendrán que ser reembolsados por separado por la prestación de este servicio auxiliar, sin embargo existe otra vertiente que establece que este servicio es obligatorio ya que todo generador interconectado al sistema tiene que hacerlo por defecto.

El operador del sistema, como la entidad encargada de tratar la seguridad del sistema, es obviamente la responsable de la obtención de este servicio por parte de las empresas generadoras y luego aplicarlo enviando las señales de control a los generadores.

3.8.8 Verificación de las Reservas de Operación

A medida que las condiciones de operación cambian en tiempo real, las limitaciones de la seguridad preestablecida deben verificarse. Las reservas de generación deben estar disponibles para sobrevivir la pérdida de generación más crítica, además de ser lo suficientemente rápida para ser útil. Por ejemplo, las grandes unidades con rampas lentas no son efectivas como reserva en caso de emergencia. Según lo determinado por NERC, sólo la potencia que pueda estar disponible dentro de 10 minutos puede ser considerada como reserva caliente.

Esta reserva puede consistir en la reserva rodante ya sincronizada más cualquier generación, como turbinas de combustión, que puedan entrar a línea rápidamente. Las reservas se calculan en el centro de control de los programas de despacho y los operadores están en constante alerta ante cualquier disminución de esta que se produzca. Además, los operadores siguen de cerca el desarrollo de las condiciones de carga durante todo el día para anticipar el despacho de unidades generadoras adicionales para mantener las reservas adecuadas.

Las dos grandes categorías de evaluación de reservas en sistemas de potencia son los compuestos enfoque determinista y probabilístico. El criterio determinista incluye consideraciones como el porcentaje de carga del sistema o la capacidad de operación, márgenes de capacidad fijos, y la cargabilidad de la unidad más grande. Tal como hemos dicho este método no reconoce la probabilidad de falla de los componentes.

El enfoque probabilístico es capaz de reconocer la naturaleza estocástica de los componentes del sistema e incorporar este fenómeno en una evaluación de la reserva operacional necesaria. La magnitud de la reserva de operación y la reserva rotante pueden ser determinadas sobre la base del riesgo del sistema. Este riesgo se ha definido como la probabilidad de que el sistema no va a abastecer la carga o ser capaz de simplemente cumplir con la carga durante un tiempo determinado en el futuro.

Esta duración se conoce como el tiempo de espera y las unidades generadoras dañadas normalmente no se sustituyen o son restauradas para servicio durante este período de tiempo.

Además, las disponibilidades e indisponibilidad de los principales elementos del sistema son todas funciones del período de tiempo estudiado, es decir, el tiempo de espera. El riesgo operativo calculado del sistema es, por lo tanto, una función del tiempo de espera.

En el enfoque básico de la evaluación de la capacidad de reserva de operación, cada unidad generadora es representada por un modelo de dos estados como se muestra en la Figura 3-4, que incluye un estado operativo y un estado fallido. En este modelo λ y μ son los estados de operación y falla de la unidad de generación.



Figura 3-4. Componentes del modelo de dos estados.

El tiempo en que las unidades de generación están disponibles e indisponibles son utilizados para crear la tabla de probabilidad de corte de la capacidad de generación. La disponibilidad y la indisponibilidad de una unidad de generación para el tiempo de espera T están dadas por las ecuaciones siguientes respectivamente.

$$P_1(T) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)T} \quad 3-7$$

$$P_2(T) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)T} \quad 3-8$$

Además, las instalaciones de transmisión también pueden ser representadas por el modelo de dos estados mostrado en la Figura 3-4.

Las probabilidades de estado dependientes del tiempo también pueden ser calculadas con las ecuaciones anteriores. La combinación de salidas de instalaciones de generación y transmisión se pueden obtener suponiendo que estas salidas son independientes.

La evaluación de riesgos del sistema compuesto puede considerar una serie de restricciones adicionales tales como niveles de voltajes aceptables en las barras de carga, cargabilidad de las líneas de transmisión y consideraciones de potencia real y reactiva. Con el fin de calcular el riesgo de la capacidad de operación, los elementos del sistema de potencia se pueden clasificar utilizando un grupo de estados operativos mutuamente exclusivos designados en términos del grado en que las restricciones de seguridad son satisfechas. Estos estados de operación son normal, alerta, emergencia, emergencia extrema y restauración.

El procedimiento de evaluación del riesgo compuesto del sistema implica dos pasos básicos: identificar eventos que conducen a cada uno de los estados de operación y el cálculo de las probabilidades de cada estado resultantes de los hechos identificados. De acuerdo con las definiciones de estados de operación compuesto del sistema, en estado normal no se presentan violaciones de restricciones o cortes de carga, lo mismo para el estado de alerta, por lo tanto el sistema no está en riesgo en cualquiera de estos dos estados.

El riesgo compuesto de un estado de operación del sistema se puede calcular con la ecuación 3-9

$$RCEOS = 1 - P_n - P_a \quad \mathbf{3-9}$$

Donde P_n y P_a son las probabilidades del estado normal y alerta respectivamente.

La suma de las dos probabilidades de los estados normal y alerta proporcionan una evaluación de las condiciones favorables asociados con el sistema. El complemento de la suma de estas dos probabilidades representa las condiciones desfavorables y por lo tanto constituye el nivel de riesgo del sistema. En este enfoque, el modelo de Markov continuo, se puede representar como un proceso discreto que se mueve en pasos pequeños, se utiliza para calcular el tiempo requerido probabilidades de estado dependientes.

3.9 Análisis de Riesgos Basados en el Método Probabilístico

Para hacer frente a la creciente complejidad de las operaciones del sistema de energía, es esencial que los métodos nuevos y sofisticados introduzcanse para ayudar a los operadores y planificadores a tomar decisiones. En muchos campos de estudio, la evaluación de riesgos es una disciplina madura. En industrias tales como seguros y finanzas, el riesgo es la piedra angular del proceso de toma de decisiones. Sin embargo, también está empezando a recibir la atención en el campo de análisis de sistemas de potencia.

Los sistemas de energía tradicionalmente operaban en el supuesto de que evitar las violaciones límite de seguridad está entre las más altas prioridades. Por esta razón, un análisis de riesgos de la seguridad se ha visto como innecesario dado que el objetivo final es hacer que el riesgo lo más cerca posible a cero. Lo que causa distorsiones a la hora de determinar el costo de la seguridad.

En la actualidad para los sistemas eléctricos bajo esquema de mercado competitivo el mandato de riesgo cero no es sostenible; pues ya no es aceptable reducir el riesgo a cualquier costo porque la gente no está dispuesta a pagar los altos precios correspondientes por la potencia.

Métodos deterministas todavía se utilizan principalmente para la evaluación de la seguridad en sistemas más desregulados. Se asume que la adhesión a los límites definidos por estos métodos facilita un nivel aceptablemente bajo de riesgo. Sin embargo, estos métodos deterministas no cuantifican incertidumbres en el sistema. Por lo tanto, mediante el uso de métodos deterministas se puede suponer que el riesgo es bajo, pero no es posible determinar cuán bajo realmente es.

Por tal razón, es esencial desarrollar un método global de evaluación de los riesgos presentes en un sistema; un proceso que sea realizado mediante la integración del riesgo de violaciones a los límites de seguridad transcrito en un costo de seguridad para los participantes del mercado.

El índice de seguridad deberá estar basado en el riesgo que se presenta según el nivel de seguridad y debe reconocer la probabilidad y los impactos monetarios de eventos poco probables. El índice mide la exposición del sistema a la insuficiencia considerando los costos de interrupción de carga, daños al equipo, y de oportunidad debido a interrupciones del equipo.

La formulación matemática de base para el cálculo del riesgo está dada por la ecuación 3-10

$$\begin{aligned} \text{Riesgo}(Im|X_t) &= E(Im(X_{t+1}|X_t)) \\ &= \int_{X_{t+1}} \int_{E_i} Pr(E_i, X_{t+1}|X_t) * \text{Riesgo}(Im|E_i, X_{t+1}) dE_i dX_{t+1} \quad \mathbf{3-10} \end{aligned}$$

Donde Im denota el impacto o coste-consecuencia asociada a la interrupción de la carga, daños al equipo, o costo de oportunidad debida a la indisponibilidad de los equipos. El riesgo asociada a la condición de operación pre-contingencia X_t (ej. carga, despacho, perfiles de voltaje) viene dada por los valores esperados del impacto monetario de la operación condición en el próximo período de tiempo X_{t+1} (La próxima hora) dada la condición actual de operación, es decir, $E(Im(X_{t+1}|X_t))$. Esta expectativa es la integral del producto de la probabilidad del evento incierto, definido por E_i (el estado de contingencia) y X_{t+1} (condición de operación en el próximo paso) tiempo de impacto correspondiente sobre el conjunto de todos los eventos posibles.

La evaluación de seguridad basada en el riesgo considera el impacto de un determinado estado de contingencia (E_i) para una condición de operación específica X_{t+1} . El resultado es denotado por $\text{Riesgo}(Im|E_i, X_{t+1})$. El conjunto de estados de contingencia $\{E_i, \forall i = 0, N\}$ incluye la posibilidad que el estado actual permanezca, es decir, no se produce el corte de suministro.

La incertidumbre asociada con el impacto depende de la naturaleza del mismo. Para una la línea sobrecarga, la incertidumbre es asociada con la temperatura ambiente, la velocidad y dirección del viento, y el flujo solar. Para la sobrecarga del transformador, la incertidumbre es la temperatura ambiente y ciclo de carga del transformador. Para la seguridad de voltaje es el nivel de voltaje para el que se produce la interrupción de las cargas en cada barra.

Para la seguridad dinámica, está en el tipo de falla se presente y la localización del circuito afectado correspondiente al estado de contingencia E_i .

Los siguientes beneficios se pueden lograr utilizando evaluación de la seguridad basada en riesgo cuando se aplica a los problemas de seguridad en un sistema de potencia:

- Dado que la evaluación de la seguridad basada en el riesgo se realiza a través del costo esperado por los posibles problemas de inseguridad, se pueden obtener señales del nivel seguridad obtenida y la economía para condiciones particulares de operación. Esta información es vital en la toma de decisiones de seguridad vs. economía; además el operador tiene la opción de mantener la seguridad en el sistema con economía.
- Dado que el índice de riesgo puede llevar la información que se puede relacionar con los siguientes minutos, horas, semanas o años, dicha información se puede utilizar para la toma de decisiones preventivas contra las condiciones de explotación futuras.
- El riesgo es asignado tomando en cuenta los problemas debidos a cada contingencia y cada componente, de este modo se obtiene información vital para identificar particularmente los componentes o condiciones de operación más riesgosas.
- La evaluación de la seguridad basada en el riesgo puede ser utilizada para calcular un índice de riesgo de sobrecarga, problemas seguridad de voltaje y de seguridad dinámica, el cual puede reflejar el nivel de seguridad compuesto en la región.
- El riesgo también puede ser calculado para un período de tiempo mediante la suma sobre todas las instancias de tiempo para cada condición de operación. Tal información sobre el riesgo acumulativo puede ser útil para evaluar la influencia del nivel de seguridad de un plan de instalación particular.

3.9.1 Riesgo Basado en la Capacidad de Transferencia Disponible

La capacidad de transferencia disponible (Available Transfer Capability – ATC) es una medida de la capacidad de transferencia que permanece en la red de transmisión física para una mayor actividad comercial más allá de los usos ya comprometidos. Matemáticamente, el ATC se define como la capacidad de transferencia total (Total Transfer Capability – TTC) menos el margen de fiabilidad de transmisión (Transmission Reliability Margin– TRM), menos la suma de los compromisos de transmisión existentes (que incluye el servicio al cliente al por menor) y el margen de la capacidad de beneficios (Capacity Benefit Margin – CBM).

Capacidad de transferencia total (TTC) se define como la cantidad de energía eléctrica que puede ser transferida a través de la red de transmisión interconectada de manera fiable al reunirse todos en un conjunto específico de condiciones definidas pre-y post-contingencia del sistema.

Margen de confiabilidad de transmisión (TRM) se define como la cantidad de capacidad de transferencia de transmisión necesaria para garantizar que la red de transmisión interconectada es segura bajo un rango razonable de las incertidumbres en las condiciones del sistema.

Margen de la capacidad beneficio (CBM) se define como la cantidad de capacidad de transferencia de la transmisión reservada de las entidades de carga que sirve para garantizar el acceso a la generación de sistemas interconectados para satisfacer los requisitos de fiabilidad de la generación.

Matemáticamente el ATC puede obtenerse con la siguiente ecuación

$$ATC = TTC - TRM - CBM \quad 3-11$$

Entre los diversos enfoques probabilísticos la simulación de Monte Carlo ha sido la considerada para determinar el riesgo. En la figura Figura 3-5 se muestra el procedimiento general para determinar TTC / TRM usando una combinación de simulación de Monte Carlo y la repetición de flujo de potencia.

En esta evaluación el riesgo es definido como:

$$riesgo(T) = \frac{N(ATC(i) \leq T)}{N} = probabilidad(ATC(i) \leq T) \quad \mathbf{3-12}$$

Donde T representa el nivel de transferencia y N representa el número de la muestra de estados y ATC (i) representa el nivel de ATC para el estado i del sistema.

El percentil de la variable probabilística puede ser definida como:

$$probabilidad(ATC(i) \leq valor) = percentil \quad \mathbf{3-13}$$

Se recomienda utilizar el percentil para calificar el riesgo.

En la Figura 3-5 se muestra el procedimiento general para la determinación del ATC.

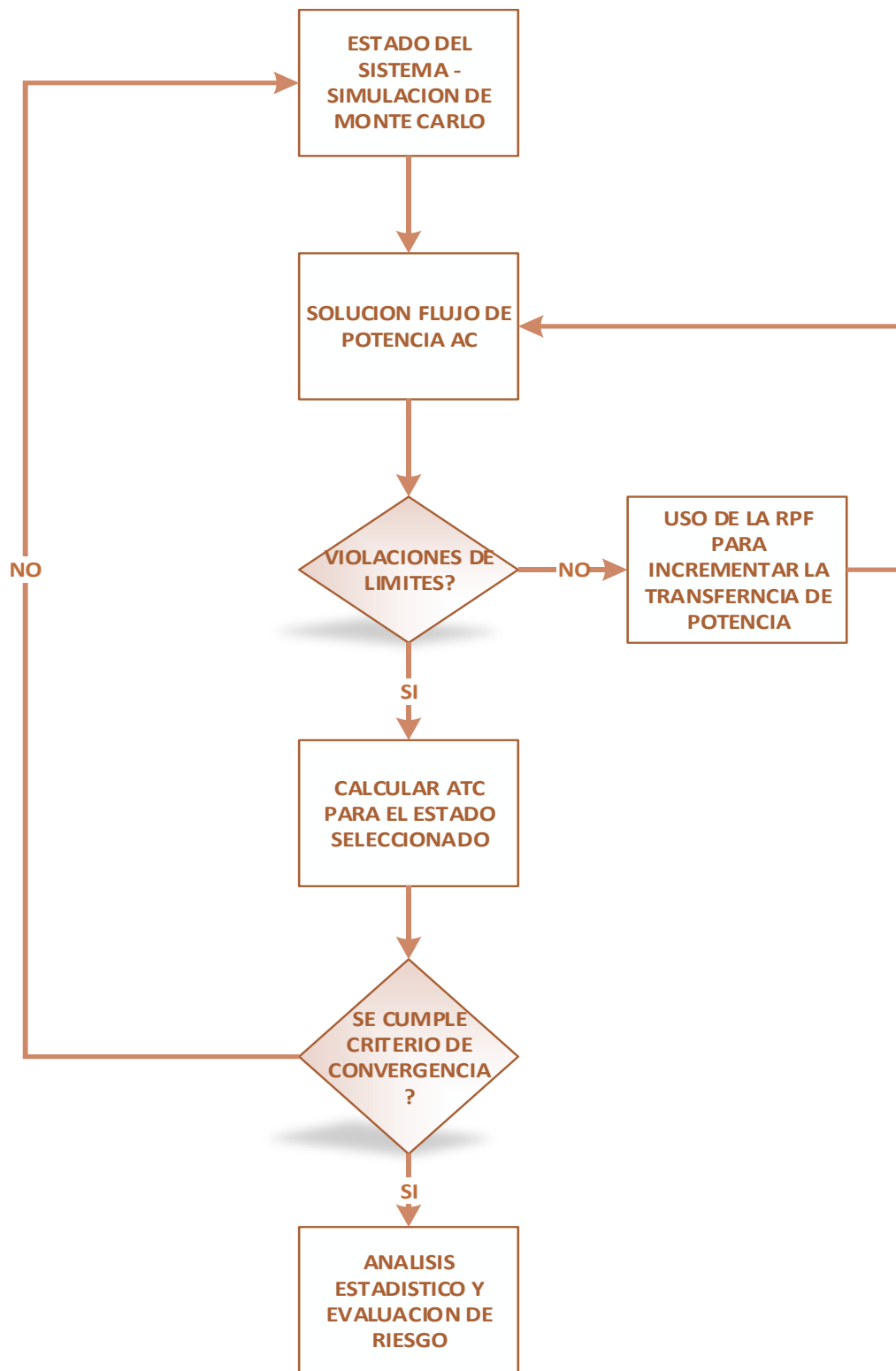


Figura 3-5. Procedimiento general para el cálculo del ATC.

3.9.2 Riesgo de Sobrecarga de una Línea de Transmisión

La transferencia de potencia en un conductor de transmisión está limitada por la máxima temperatura de diseño del conductor, que determina la flecha máxima del conductor y la tasa de recalentamiento. El recalentamiento es la re-cristalización de metal. Los impactos de la sobrecarga térmica se calculan teniendo en cuenta el hundimiento y pérdida de fuerza del conductor.

$$I_{hund}[\theta] = \begin{cases} I[Falla] & \theta > \theta_L \\ 0 & \text{para otra condición} \end{cases} \quad \mathbf{3-14}$$

$$I_{recal}[\theta] = \begin{cases} \frac{\Delta t}{t_0} * C_t & \theta > \theta_{TMD} \\ 0 & \text{para otra condición} \end{cases} \quad \mathbf{3-15}$$

Donde,

$I_{hund}[\theta]$ = Impacto del hundimiento o pandeo de la línea

$I[Falla]$ = Impacto (o coste de financiamiento) correspondiente a la salida del circuito por la sobrecarga

θ_L = Limite de temperatura

θ_{TMD} = Temperatura máxima de diseño

θ = Temperatura del conductor

$I[recal]$ = Impacto del recalentamiento del conductor

Δt = Disminución de la vida esperada del conductor

t_0 = Vida restante esperada del conductor

C_t = Coste de re-conducir el circuito

La corriente de falla depende de las condiciones de operación y su cuantificación requiere de análisis de flujo de potencia y simulación de estabilidad.

Para una corriente dada, el riesgo de sobrecarga térmica se puede expresar como la probabilidad de que la temperatura del conductor sea mayor que la temperatura máxima de diseño.

$$R[I] = \int_{\theta > \theta_{TMD}} P[\theta|I] * (I_{hund}[\theta|I]) d\theta \quad 3-16$$

La temperatura del conductor se ve afectada por la corriente del conductor y las condiciones ambientales. $P[\theta|I]$ es la función de densidad de probabilidad de temperatura para una corriente dada, $I_{hund}[\theta|I]$ es el impacto del hundimiento de la temperatura del conductor para la corriente dada, y $R[I]$ es el riesgo de sobrecarga de la línea.

3.9.3 Riesgo de Sobrecarga de un Transformador

La técnica de evaluación de riesgos para la capacidad de carga del transformador, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza probabilística de tiempo de la carga y temperatura ambiente variable. En un transformador la capacidad de carga está limitada por la temperatura del bobinado y del aislamiento. Esta condición se caracteriza por la temperatura del punto más caliente de arrollamiento (TPC).

La Figura 3-6 muestra el procedimiento de cálculo de riesgo de la carga del transformador.

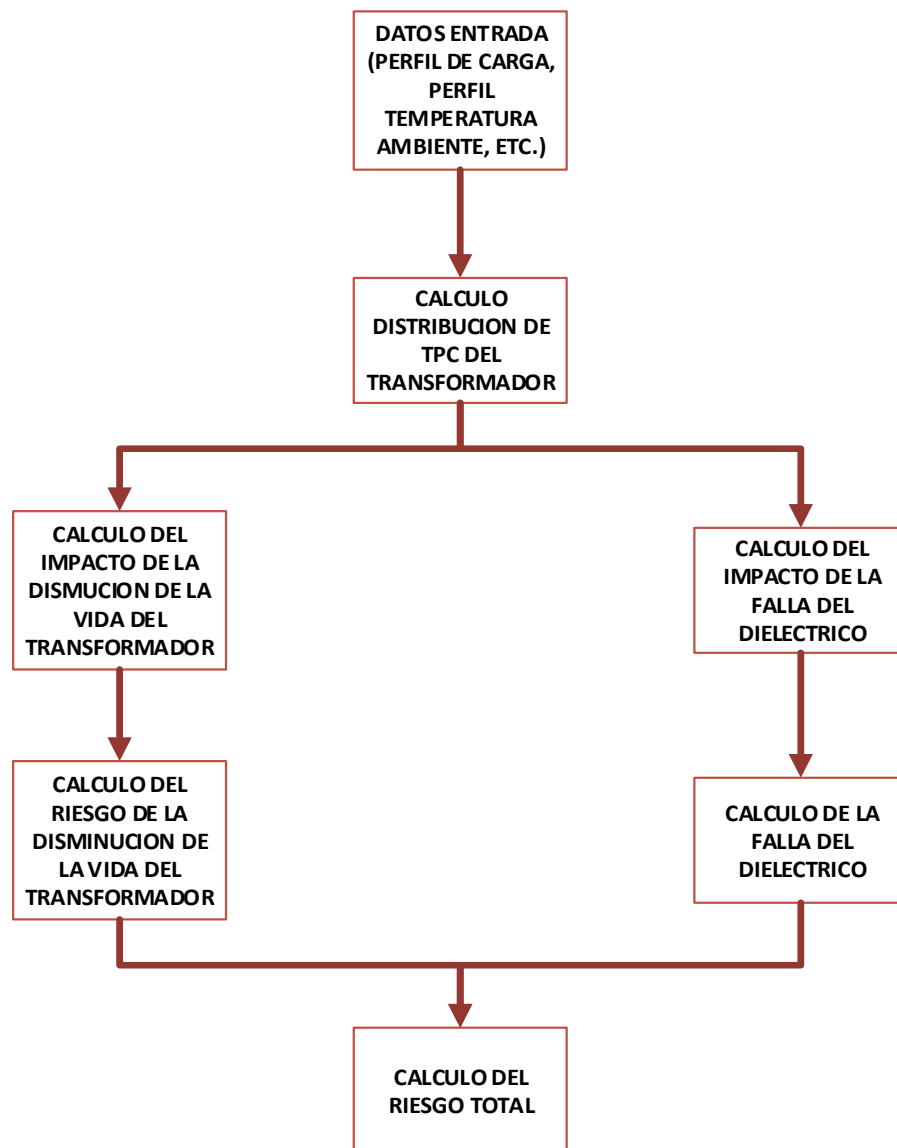


Figura 3-6. Procedimiento para el cálculo de la sobrecarga del transformador.

En el análisis de riesgo, la carga y la temperatura del ambiente pueden ser consideradas como incertidumbres y se puede utilizar simulación de Monte Carlo para calcular la distribución probabilística del TPC del bobinado. La disminución de la vida útil y la probabilidad de falla del transformador se calculan en función del TPC del transformador. El riesgo total del transformador se obtiene sumando el producto de la probabilidad y las correspondientes consecuencias sobre todos los posibles niveles de TPC. Las consecuencias se miden en términos de pérdida de la vida del transformador y de falla el dieléctrico.

El modelo probabilístico toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se asume una distribución normal para los errores de predicción de carga y para los errores al pronosticar la temperatura causados por la incertidumbre del clima.
- Los perfiles de carga se correlacionan con los perfiles de la temperatura ambiente. Por ejemplo en invierno la correlación entre la carga y la temperatura es negativa y en verano es positivo.
- La distribución de la temperatura ambiente y la carga sobre cada hora se supone multivariable normal.

El impacto en la pérdida de la vida se mide por el costo de volver a enrollar el transformador y el porcentaje esperado de la vida restante del transformador. El impacto asociado con falla en el transformador se calcula a través del costo de reemplazar la capacidad del transformador, que incluye la pérdida de la carga, la pérdida de energía producida, y las sanciones.

El impacto total de sobrecargas térmicas del transformador incluye el impacto de la pérdida tanto de la vida y el deterioro total. Bajo una condición de operación especificado X , que es una función de T , el riesgo durante un período de T se calcula utilizando la ecuación 3-17.

$$Riesgo(Im|X) = Riesgo(Im_1|X) + Riesgo(Im_2|X) \quad 3-17$$

Donde, $Riesgo(Im|X)$ es el riesgo correspondiente a la condición de operación X , $Riesgo(Im_1|X)$ es el riesgo de la pérdida de la vida útil debido al sobrecalentamiento correspondiente a la condición de operación X , y $Riesgo(Im_2|X)$ es el riesgo de falla del transformador correspondiente a la condición de operación X .

El riesgo correspondiente a la pérdida de la vida útil debido al sobrecalentamiento está dada por la ecuación 3-18.

$$Riesgo(Im_1|X) = \int_0^T \int_{\theta_0}^{\theta} Pr(\theta|X) * Im_1(\theta) d\theta dt \quad 3-18$$

Donde, $Pr(\theta|X)$ es la función de densidad de probabilidad de θ (temperatura absoluta) dada X (condiciones de servicio), y $Im_1(\theta)$ es el impacto debido a la pérdida de la vida de la sobrecarga térmica.

El riesgo correspondiente a la falla del dielectrico del transformador está dada por la ecuación 3-19.

$$Riesgo(Im_2|X) = \int_0^T \int_{\theta_0}^{\theta} Pr(\theta|X) * H(t|\theta) * \Delta t * Im_2(\theta) d\theta dt \quad 3-19$$

Donde, Im_2 es el impacto asociado a falla en el transformador, $H(t|\theta)$ es la función de peligro (daño) y Δt es la diferencia entre la pérdida de la vida del aislamiento en el punto más caliente del transformador θ_0 y la temperatura absoluta θ .

3.9.4 Riesgo Compuesto de energía del sistema de seguridad

El riesgo compuesto se puede calcular utilizando el riesgo de sobrecarga de la línea de transmisión, riesgo de sobrecarga del transformador, colapso de voltaje, voltaje fuera de límite, y la inestabilidad transitoria para las condiciones de operación definidas mediante la suma de cada uno de los riesgos ya que todos estos riesgos tienen la misma unidad de [\$/h]. Tal evaluación es útil los operadores del sistema para el monitoreo de la presión del sistema en general; aparte de que ofrece una idea clara del costo de las medidas de seguridad adoptadas.

4 . Sistema Electrico Dominicano: Análisis de la Situación Actual

4.1 Descripción del Sistema Eléctrico Dominicano

4.1.1 Sinopsis Histórica del Sistema Eléctrico Dominicano

Antes de la reforma de los 90, el sector energético dominicano se encontraba en una estructura verticalmente integrada y manejado a través de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), propiedad del estado. La operación del sistema y la programación del despacho eran realizadas con criterios de programación un tanto rudimentarios lo que provocaba pérdidas considerables. Las gestiones de la CDE se caracterizaron por grandes pérdidas de energía, bajo cobro con una tarifa equidistante a reflejar los costes reales del negocio, funcionamiento y mantenimiento del sistema deficientes a parte de los altos cortes a la demanda.

Para los 90, el sector energético, en especial la sección eléctrica, presentó un acelerado crecimiento, debido al gran crecimiento económico que experimentó el país durante dicho periodo. La demanda total de electricidad se elevó a una tasa anual del 7,5% en el período 1992-1998, mientras que el crecimiento del PIB fue del 5,9%. Sin embargo, aun con el desarrollo la capacidad de generación no era suficiente para cubrir la demanda en los picos, lo que derivó en constantes restricciones del suministro y apagones masivos de hasta 20 horas.

El 13 de octubre de 1996 mediante la Resolución No. 1193, el Consejo Directivo de la CDE, dio inicio al proceso de reestructuración de esta empresa de cara a los requerimientos del nuevo marco legal que regirá el negocio de la electricidad, procurándole una organización en unidades de negocios claramente definidas con potencialidad y vocación de operar como empresas independientes.

A los fines de reestructurar el sistema eléctrico y la CDE frente un esquema de unidades de negocios definidas e independientes, fue promulgada la Ley General de Reforma de la Empresa Pública No. 141- 97, marco legal que sirvió de base para la capitalización de la Compañía Dominicana de Electricidad (CDE).

Para los efectos de la capitalización establecida en la Ley No. 141-97, se crearon cinco (5) nuevas empresas a partir del aporte de los activos de propiedad de la CDE; de esta división se pueden identificar 5 bloques:

- Bloque de Generación (centrales termoeléctricas). Se crearon dos empresas dedicadas a la actividad de generación de electricidad, Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S. A. (ITABO) y la Empresa Generadora de Electricidad Haina, S.A. (EGEHAINA). Estas empresas fueron capitalizadas en un proceso de licitación internacional, y el Estado quedó con el 50% de las acciones; mientras que el control de las mismas quedó bajo la inversión privada.
- Bloque de Generación Hidroeléctrica. Se aglutinaron todas las centrales hidroeléctricas y se fundó la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), de

propiedad estatal. Esta institución está encargada de gestionar las centrales hidroeléctricas.

- Bloque de Transmisión. Mediante la ley se creó la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), de propiedad estatal, cuyo objetivo principal es operar el sistema de transmisión interconectado para dar servicio de transporte de electricidad a todo el territorio nacional. Entre sus atribuciones está la planificación, operación y mantenimiento de la red de transmisión, así como la operación del Sistema en tiempo real (Operador del Sistema).
- Bloque de Distribución. Se formaron tres empresas para atender la distribución de electricidad: Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EDENORTE), Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDEESTE), S.A. y Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur S.A. (EDESUR), Cada una recibió de la CDE los activos que estaban afectados según el área de concesión asignada a estas nuevas empresas, cuando funcionaban como parte de la única Unidad Corporativa de la CDE.
- Holding de Empresas Eléctricas Estatales. La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), fue creada con la finalidad de liderar y coordinar las empresas eléctricas, llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación rural y suburbana a favor de las comunidades de escasos recursos económicos, así como de la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía con los Productores Independientes de Electricidad (IPP). En esta empresa se agrupan y administran los activos del Estado en el Sector de Eléctrico.

Aunque en la ley 125-01 Art.138 Párrafo III, se especifica que la antigua CDE (actual CDEEE) actuaría provisionalmente como titular de derechos, obligaciones y como fiscalizadora de los bienes públicos en materia de electricidad, al día de hoy luego de 13 años de promulgada la ley esto todavía es así.

Además de estas empresas también se crearon instituciones encargadas de velar por el buen desenvolvimiento del sistema y mercado eléctrico. Las políticas del sector energético son actualmente definidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), creada en 2001 mediante la Ley General de Electricidad. La CNE es responsable de elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria, proponer y adoptar políticas y normas, elaborar planes indicativos, proponerlos al Poder Ejecutivo y velar por su cumplimiento, promover las decisiones de inversión en concordancia con dichos planes y asesorar al Poder Ejecutivo.

La Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana es una institución descentralizada del Estado Dominicano e independiente, la cual se relacionará con el Poder Ejecutivo por intermedio de la Comisión Nacional de Energía. La SIE está llamada a fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad.

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (operador del mercado) fue creado para coordinar la operación de las instalaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad que pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana.

La capitalización permitió la entrada y el fortalecimiento en el mercado eléctrico dominicano de varios jugadores. El resultado neto de la capitalización en el sector de generación ha sido prácticamente la instalación del 90% de la potencia base del sistema, las cuales actualmente generan el 80% de la energía que se consume en el sistema eléctrico nacional interconectado.

La relación de dependencia de manera estructural se muestra en la Figura 4-1:

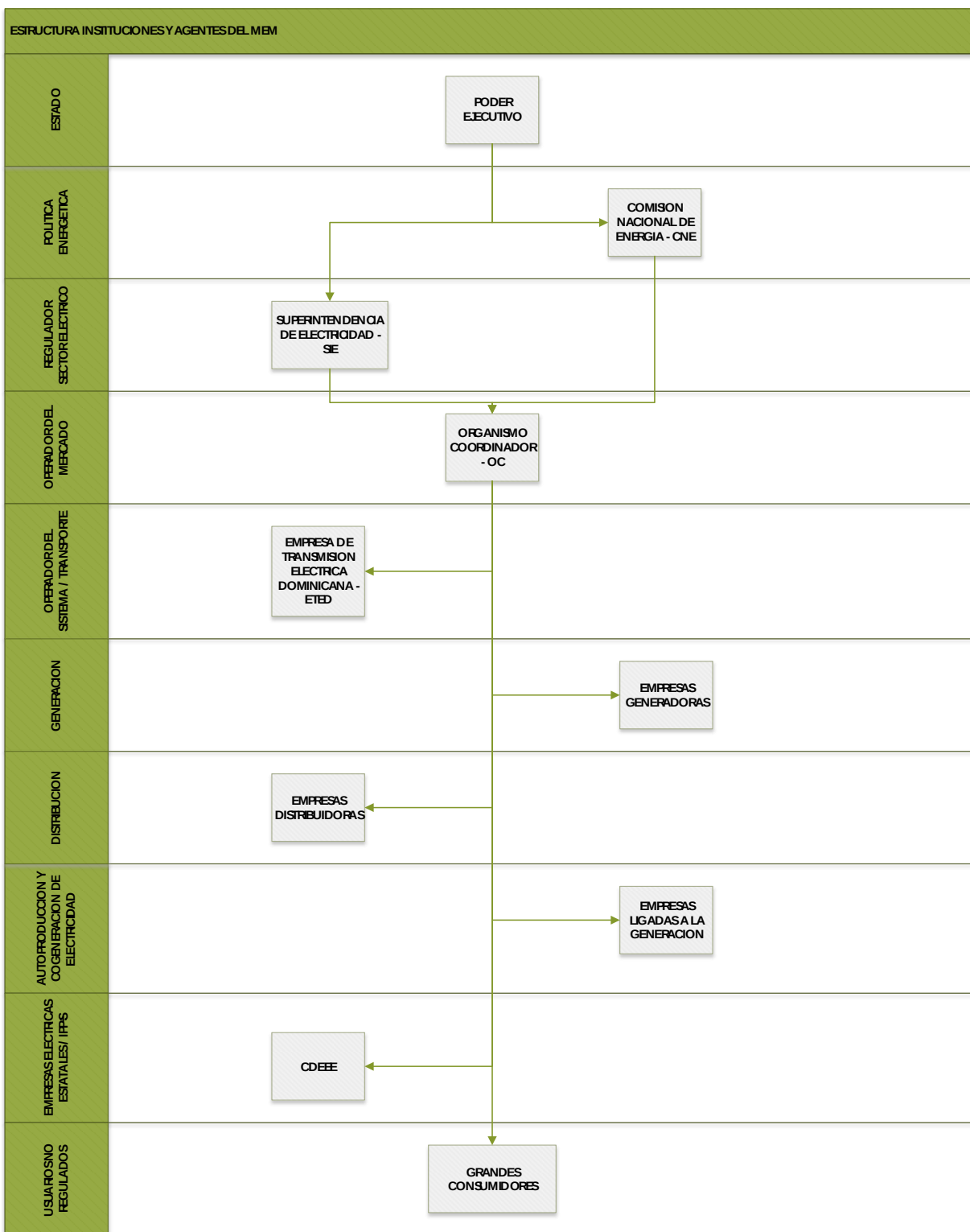


Figura 4-1. Diagrama estructural de dependencia ente las instituciones del MEM.

4.1.2 Generación

Al 2012 el SENI contaba con una capacidad de generación instalada de 3,313.64 MW, de los cuales 604.8 MW corresponden a centrales hidroeléctricas, el 18.3% de la capacidad instalada; 79.45 MW a centrales eólicas, el 2.4% de la capacidad instalada, y 2,629.39 MW a base de centrales termoeléctricas (carbón, gas, fuel oil #2 y #6), lo que representa el 79.3 % de la capacidad de generación instalada en el SENI.

La Tabla 4-1 muestra la capacidad instalada de generación en el SENI al 31 de diciembre de 2012 y que alcanza 3,313.64 [MW].

Tabla 4-1. Capacidad instalada por unidad en el 2012 [MW].

EMPRESA	CENTRAL	FUENTE PRIMARIA DE ENERGIA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]
AES ANDRES	AES ANDRES	GAS	319
CDEEE	RIO SAN JUAN	FUEL # 2	1.9
COMPANIA ELECTRICA DE PUERTO PLATA	CEPP 1	FUEL # 6	18.7
	CEPP 2	FUEL # 6	58.1
COMPANIA ELECTRICA DE SAN PEDRO DE MACORIS	CESPM 1	FUEL # 2	100
	CESPM 2	FUEL # 2	100
	CESPM 3	FUEL # 2	100
COMPLEJO METALURGICO DOMINICANO	METALDOM	FUEL # 6	42
DOMINICAN POWER	LOS MINA 5	GAS	118
	LOS MINA 6	GAS	118
EGE-HAINA	BARAHONA CARBON	CARBON	53.6
	HAINA 1	FUEL # 6	54
	HAINA 2	FUEL # 6	54
	HAINA 4	FUEL # 6	84.9
	HAINA TG	FUEL # 2	100
	PUERTO PLATA 1	FUEL # 6	27.6
	PUERTO PLATA 2	FUEL # 6	39
	SAN PEDRO VAPOR	FUEL # 6	33
	SULTANA DEL ESTE	FUEL # 6	102
	JUANCHO LOS COCOS	VIENTO	25.2
	LOS COCOS 2	VIENTO	46

EMPRESA	CENTRAL	FUENTE PRIMARIA DE ENERGIA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]
EGE-HIDROELECTRICA	AGUACATE 1	AGUA	26
	AGUACATE 2	AGUA	26
	ANIANA VARGAS 1	AGUA	0.3
	ANIANA VARGAS 2	AGUA	0.3
	BAIGUAQUE 1	AGUA	0.6
	BAIGUAQUE 2	AGUA	0.6
	CONTRA EMBALSE MONCION 1	AGUA	1.6
	CONTRA EMBALSE MONCION 2	AGUA	1.6
	DOMINGO RODRIGUEZ 1	AGUA	2
	DOMINGO RODRIGUEZ 2	AGUA	2
	EL SALTO	AGUA	0.7
	HATILLO	AGUA	8
	JIGUEY 1	AGUA	49
	JIGUEY 2	AGUA	49
	JIMENOA	AGUA	8.4
	LAS BARIAS	AGUA	0.9
	LAS DAMAS	AGUA	7.5
	LOPEZ ANGOSTURA	AGUA	18.4
	LOS ANONES	AGUA	0.1
	LOS TOROS 1	AGUA	4.9
	LOS TOROS 2	AGUA	4.9
	MAGUEYAL 1	AGUA	1.5
	MAGUEYAL 2	AGUA	1.5
	MONCION 1	AGUA	26
	MONCION 2	AGUA	26
	NIZAO NAJAYO	AGUA	0.3
	PINALITO 1	AGUA	25
	PINALITO 2	AGUA	25
	RINCON	AGUA	10.1
	RIO BLANCO 1	AGUA	12.5
	RIO BLANCO 2	AGUA	12.5
	ROSA JULIA DE LA CRUZ	AGUA	0.9
	SABANA YEGUA	AGUA	12.8
	SABANETA	AGUA	6.3

EMPRESA	CENTRAL	FUENTE PRIMARIA DE ENERGIA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]
	TAVERA 1	AGUA	48
	TAVERA 2	AGUA	48
	VALDESIA 1	AGUA	27
	VALDESIA 2	AGUA	27
	PALOMINO 1	AGUA	40.8
	PALOMINO 2	AGUA	40.8
EGE-ITABO	ITABO 1	CARBON	128
	ITABO 2	CARBON	132
	SAN LORENZO*	GAS O FUEL #6	34
GENERADORA PALAMARA LA VEGA	LA VEGA	FUEL # 6	87.5
	PALAMARA	FUEL # 6	107
GENERADORA SAN FELIPE LP (GSF)	SAN FELIPE	FUEL # 6 Y #2	185
LAESA	PIMENTEL 1	FUEL # 6	31.6
	PIMENTEL 2	FUEL # 6	28
	PIMENTEL 3	FUEL # 6	51.6
SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL	ESTRELLA DEL MAR	FUEL # 6	73.3
	ESTRELLA DEL MAR 2**	GAS Y FUEL #6	108
CEPM	QUILVIO CABRERA+	VIENTO	8.25
LOS ORIGENES	LOS ORIGENES*****	GAS	25.29
MONTERIO	INCA*****	FUEL # 6	14.2
PVDC	MONTE RIO	FUEL # 6	100.1
TOTAL CAPACIDAD INSTALADA			3313.64

Fuente: Memoria Anual Organismo Coordinador 2013.

La Figura 4-2 muestra la evolución de la capacidad instalada de generación en el SENI en el periodo 2000 – 2012.

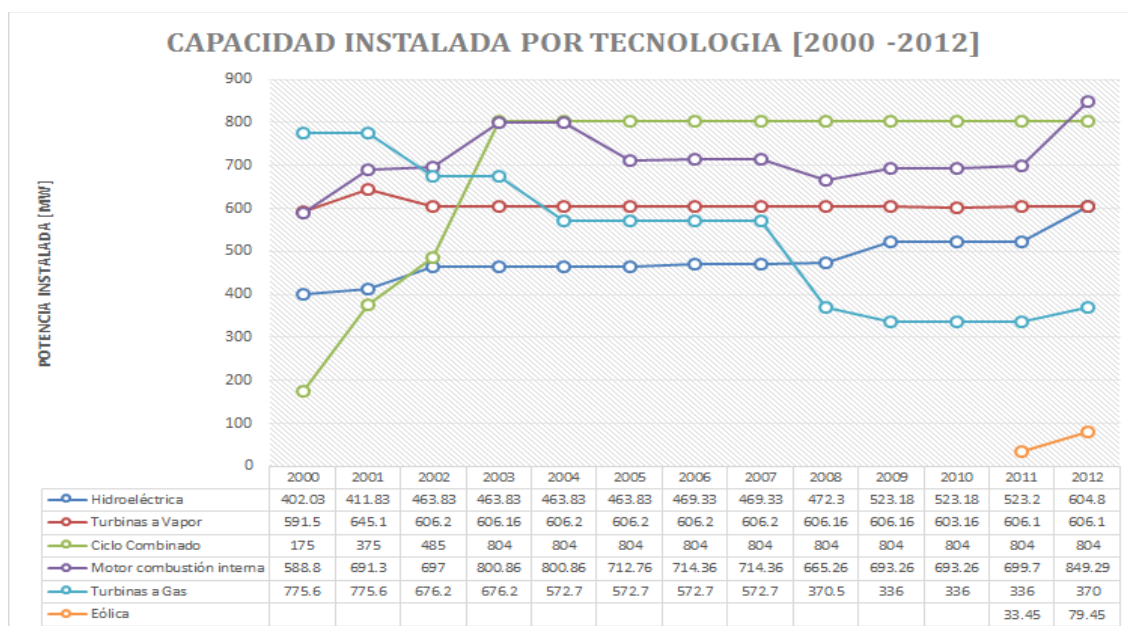


Figura 4-2. Capacidad instalada por tecnología [2000-2012].

En la Figura 4-3 se muestra la evolución de la energía generada en el SENI para el periodo 2001 – 2012.

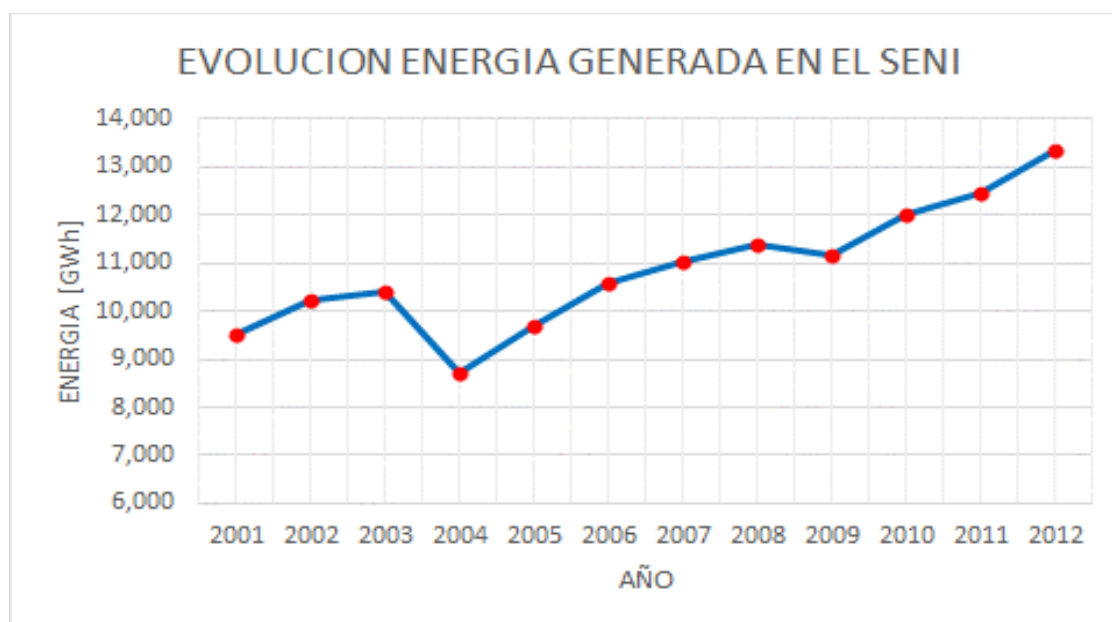


Figura 4-3. Evolución de la energía generada en el SENI [2000 – 2012].

En la Figura 4-4 y Figura 4-5 se muestra la energía generada mensual del SENI por tipo de tecnología de generación para el año 2012.

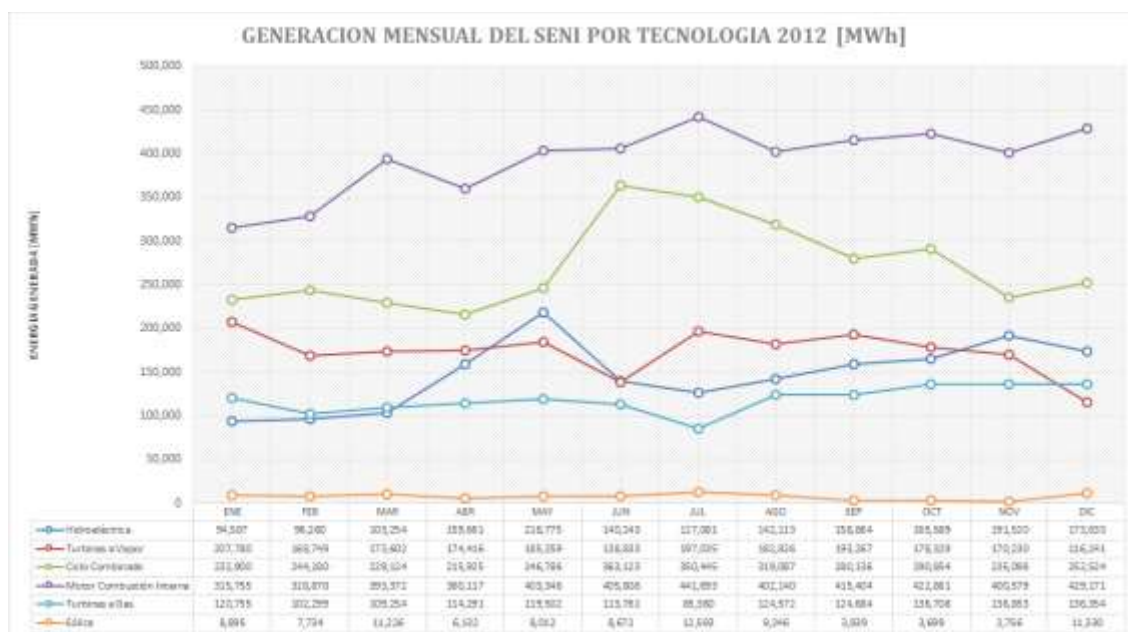


Figura 4-4. Energía mensual generada por tecnología para el año 2012.

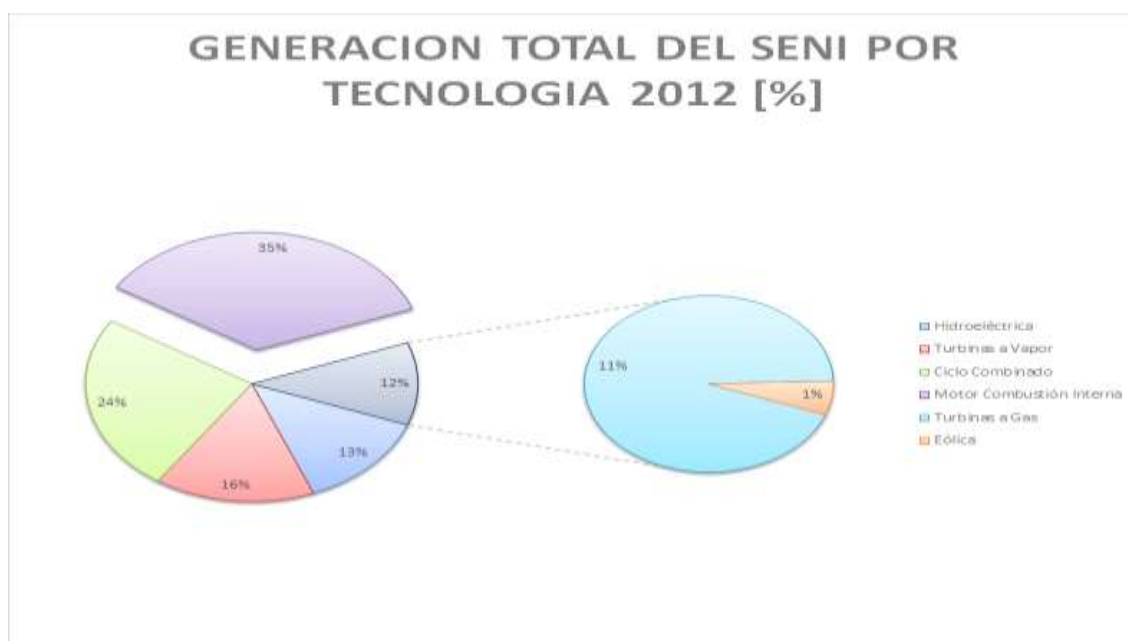


Figura 4-5. Generación total del SENI por tecnología para el año 2012.

4.1.3 Transmisión

Los niveles de tensión de transmisión 345 kV, 138 kV y subtransmisión 69 kV. La red troncal de transporte del SENI de está conformada por líneas de transmisión de muy alta tensión a 345 kV, respaldada por líneas que operan a 138 kV. Estos enlaces permiten identificar de forma clara la composición del sistema de transmisión por cuatro zonas.

Zona Central

Esta zona abarca la Capital de la Republica Dominicana, la Ciudad de Santo Domingo y concentra aproximadamente el 50% de la demanda del SENI. En esta zona se encuentra la barra de referencia, la subestación Palamara 138 kV.

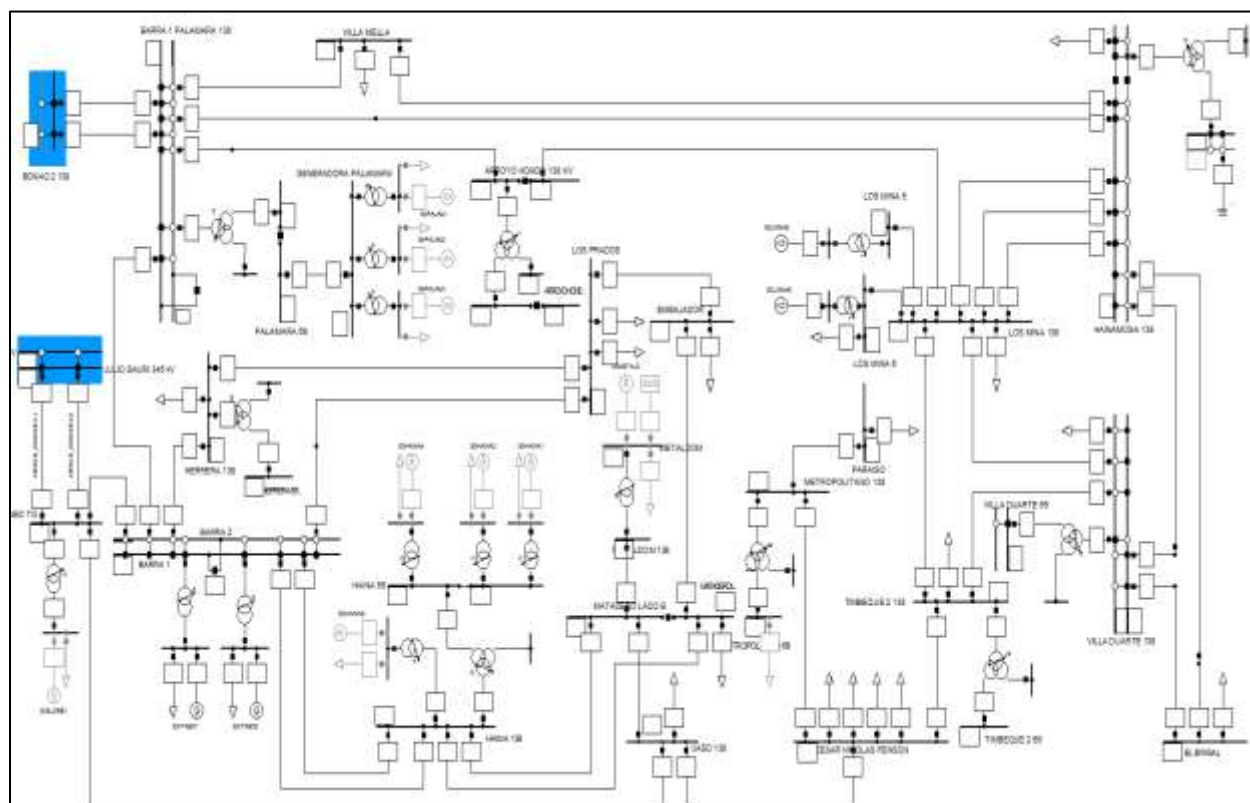


Figura 4-6. Diagrama zona central, detalle anillos transmisión.

La zona central contiene dos anillos a 138 kV, los cuales distribuyen la energía a la carga, así como 3 interconexiones importantes a sistemas de 69 kV. La zona central se interconectará con la zona norte a través de una línea a 345 kV desde la subestación 345/138 kV de Julio Sauri hasta la subestación 345/138 kV El Naranjo y por dos circuitos a 138 kV del enlace Palamara – Bonao 2. La zona central se interconecta a 138 kV con las demás zonas restantes del SENI por medio de dos (2) subestaciones: la subestación de Palamara (conecta con la zona norte y sur) y la subestación de Hainamosa (conecta con la zona este).

Zona Este

Se extiende desde la S/E de Hainamosa hacia la zona este de la Isla. En esta zona se encuentran instalados una cantidad significativa de generación que exporta sus excedentes al resto del SENI a través de su conexión con la zona central.

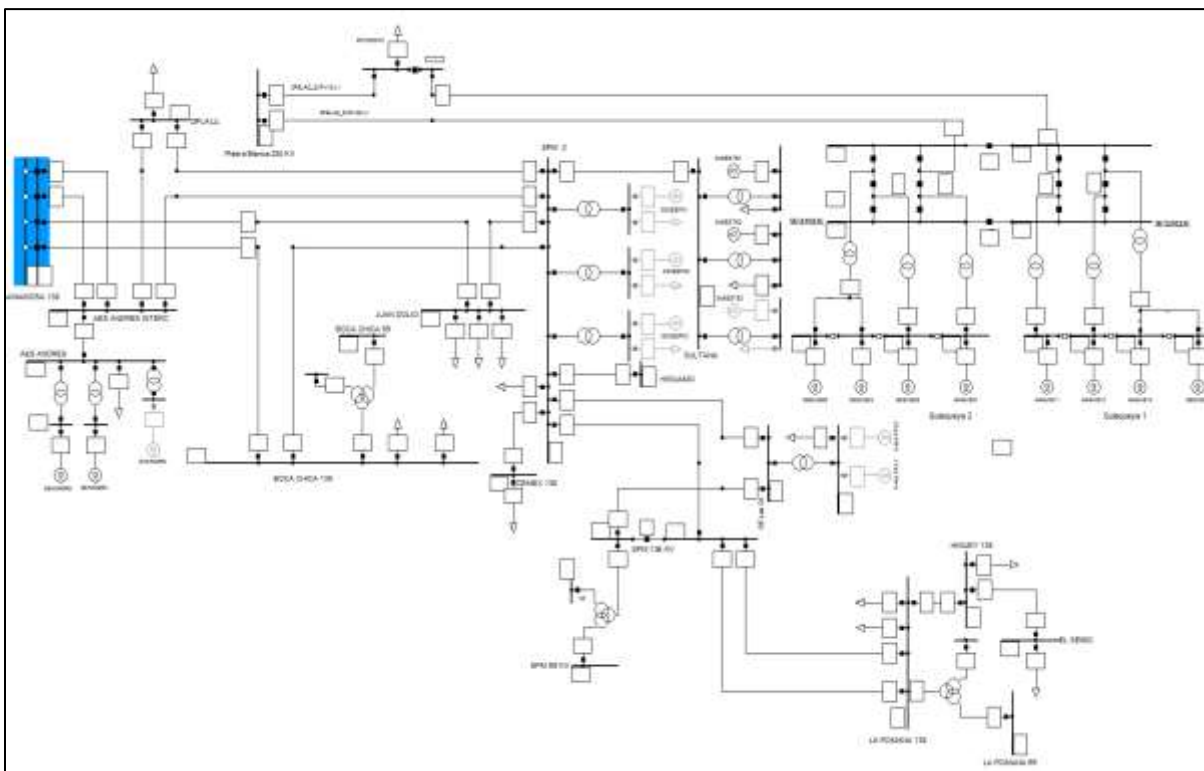


Figura 4-7. Diagrama unifilar zona este.

Zona Norte

La zona norte contemplan todas las instalaciones ubicadas desde la subestación de Bonao 2 hacia el Norte del país. Es la segunda zona con mayor consumo de electricidad en el SENI, aproximadamente un 30% de la demanda se encuentra en esta zona. Solo se interconecta con la zona central del SENI.

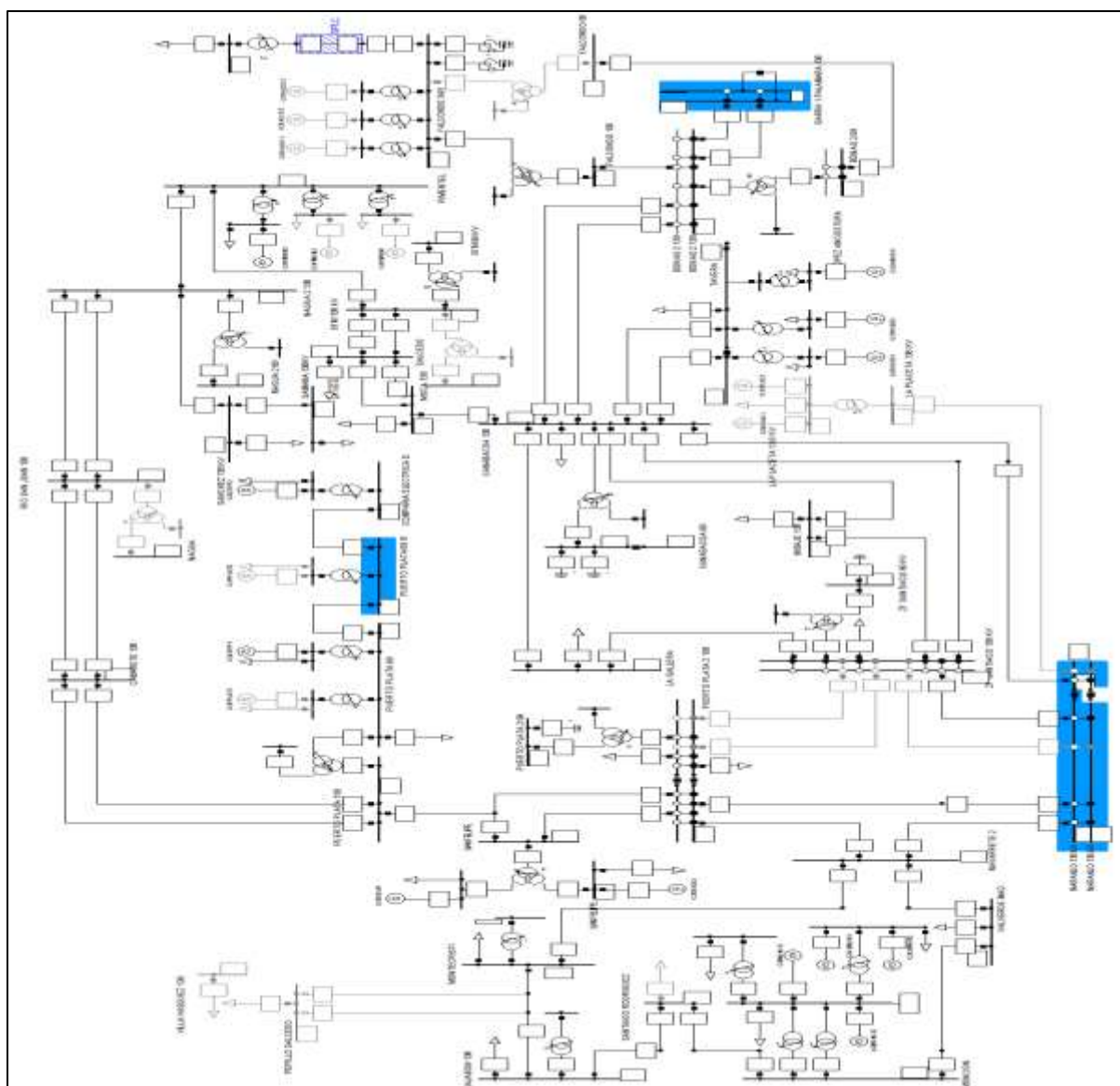


Figura 4-8. Diagrama unifilar zona norte.

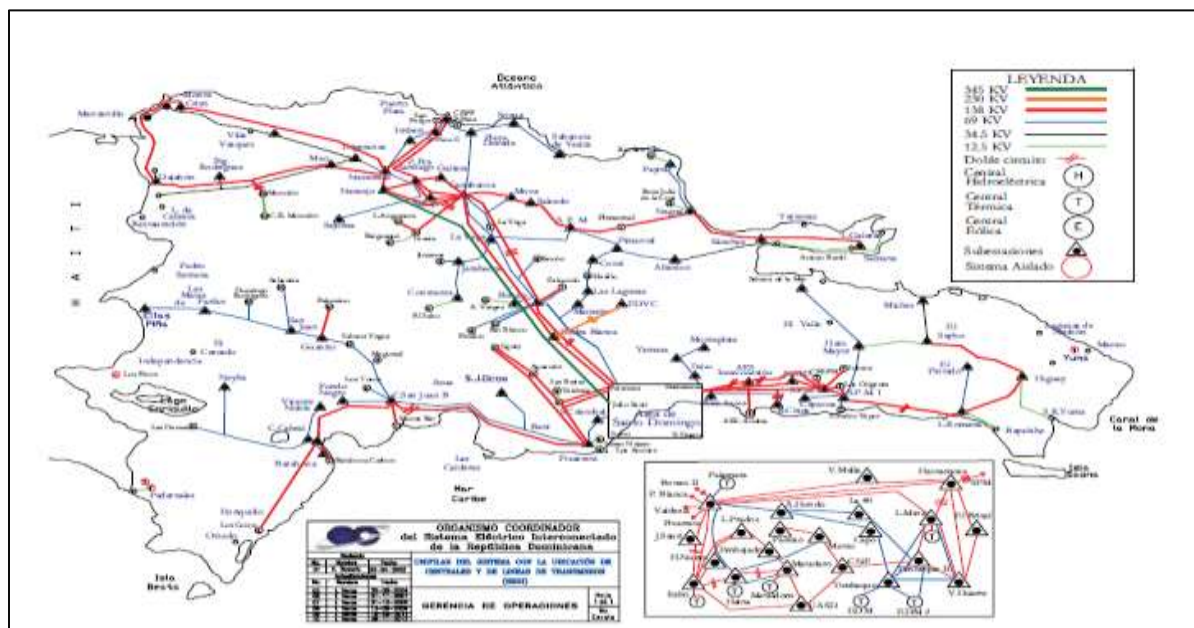


Figura 4-10. Red de transporte del SENI.

Fuente: Organismo Coordinador



Figura 4-11. Áreas de la red de transporte del SENI.

La zona central es donde se encuentra la mayor concentración de carga. La subestación de Julio Sauri es el nodo central en la red trocal a 345 kV y la subestación Palamara (barra de referencia) es el nodo central para la red a 138 kV. La zona norte está interconectada con la zona central a través de los enlaces Julio Sauri – El Naranjo 345 kV y Palamara – Bonao 2 138 kV, la zona sur con los enlaces Julio Sauri – Pizarrete 345 kV y Palamara Pizarrete 138 kV, mientras que la zona este está interconectada a través de los enlaces Hainamosa – a es interconexión 138 kV y Hainamosa – Boca Chica / San Pedro 2 138 kV e interconectada a 345 kV a través de la zona norte con el enlace Julio Sauri / Bonao 2 – Quisqueya 2 345 kV.

La longitud aproximada de líneas 345 kV es de 290 km, en 138 kV es de 1,720.273 km y en 69 kV es de 1,869.95. Como se puede apreciar, la red de transporte del SENI está compuesta por líneas de transmisión a 138 y 69 kV.

4.1.4 Demanda

A continuación se presentan la evolución de la demanda máxima anual real coincidente registrada en el período 2000 – 2012.

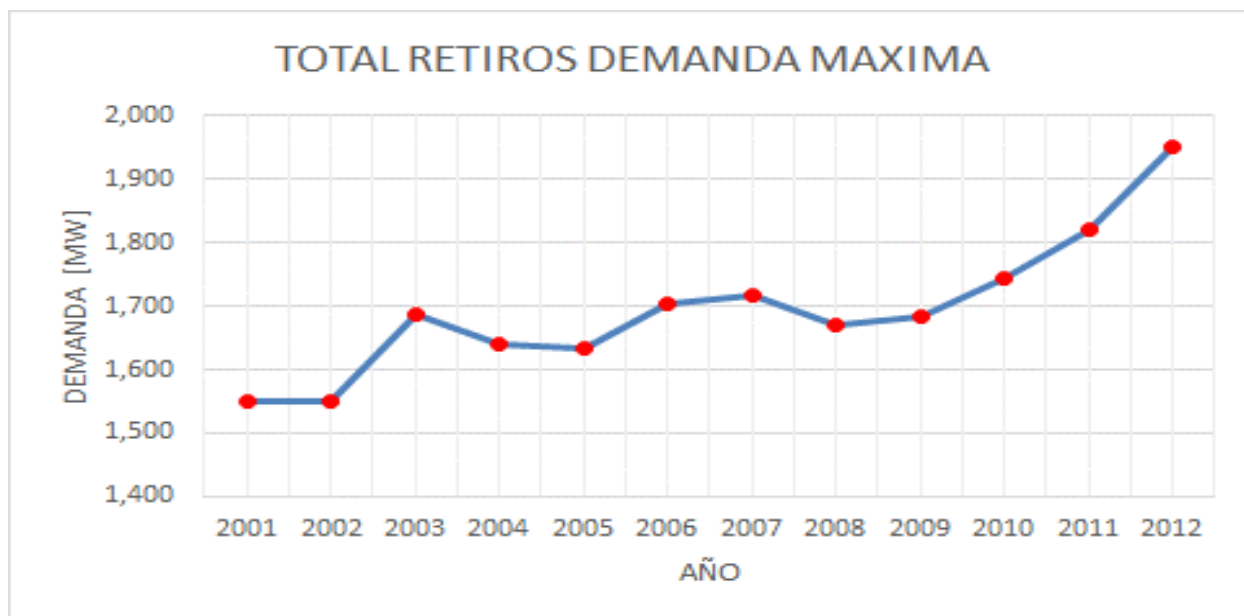


Figura 4-12. Total de retiros demanda máxima real 2000-2012.

La demanda del SENI se encuentra distribuida en tres (3) grandes zonas de concesión correspondientes a las empresas distribuidoras. EDESUR abastece aproximadamente un 38%, EDENORTE un 30% y EDEESTE un 32% de la demanda total del sistema. La demanda máxima abastecida en horas de punta para el año 2012 fue de 1960 MW. Esta demanda corresponde a un valor restringido de abastecimiento.

Es importante señalar que el total de retiros está sujeto a un grupo de variables, como es el producto interno bruto (PIB), el crecimiento de la población, las tarifas de distribución, los precios de los combustibles, los acontecimientos políticos, etc. En el caso puntual que describe la Figura 4-12, los años 2001, 2005 y 2009 registran reducciones en el total de retiros del SENI, en parte debido a que los años que le anteceden (2000, 2004 y 2008) estuvieron marcados por la ocurrencia de procesos de elecciones nacionales, y en el caso de la pendiente negativa que se observa desde el año 2003 al año 2004, fue notoria la crisis generada por la volatilidad creciente en los precios de los combustibles.

El patrón de consumo registrado en el año 2012 presenta el siguiente comportamiento, Figura 4-13:

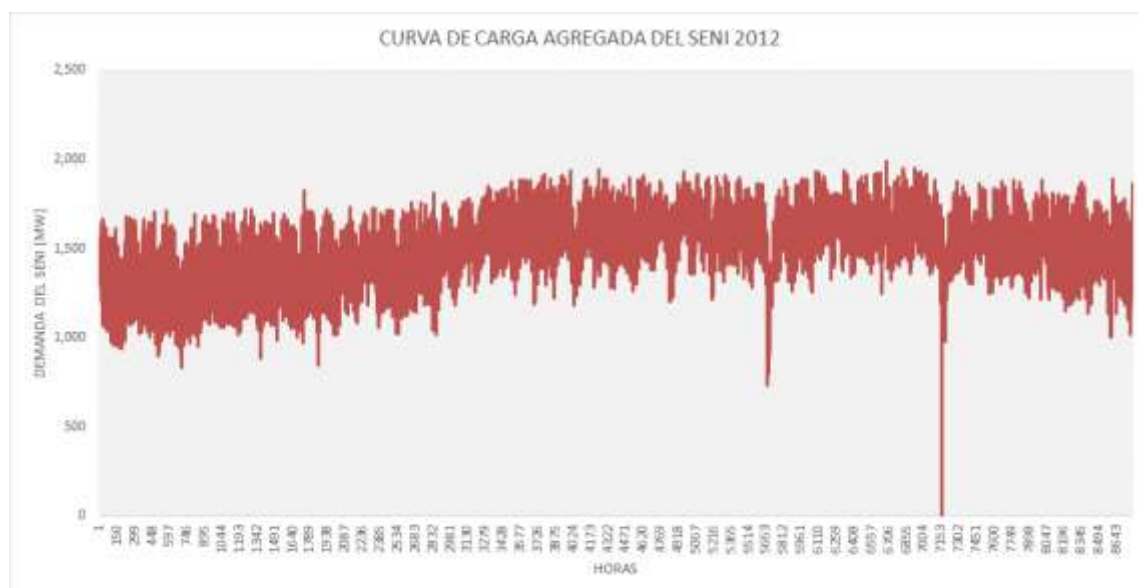


Figura 4-13. Curva de carga agregada del SENI para el año 2012

A partir del perfil histórico de la demanda y otros supuestos, el OC y los Agentes del MEM realizan tareas que tratan de prever las condiciones futuras de operación en el corto, mediano y largo plazo. De acuerdo a la normativa, esta información se desagrega por Agentes (Distribuidoras, Generadoras y Usuarios No Regulados) y por días típicos para determinar el pronóstico de la demanda máxima anual coincidente, como se verifica en los Artículos 410 al 412 del RLGE.

La curva monótona de carga se utiliza de referencia para explicar la cobertura de la demanda con los niveles de potencia y tecnologías disponibles. En el contexto de nuestro parque de generación, para el total de potencia firme correspondiente al año 2012 una base de aproximadamente de 1000 MW, en teoría, se puede cubrir con tecnología centrales termoeléctricas a vapor (carbón) y ciclos combinados con bajo coste de operación, además de hidroeléctrica de pasada, sin embargo, para abastecer el resto del sistema con seguridad y a mínimo coste se utilizan motores diésel y turbinas a gas. En la Figura 4-14 se presenta la curva monótona de carga del SENI para el año 2012.

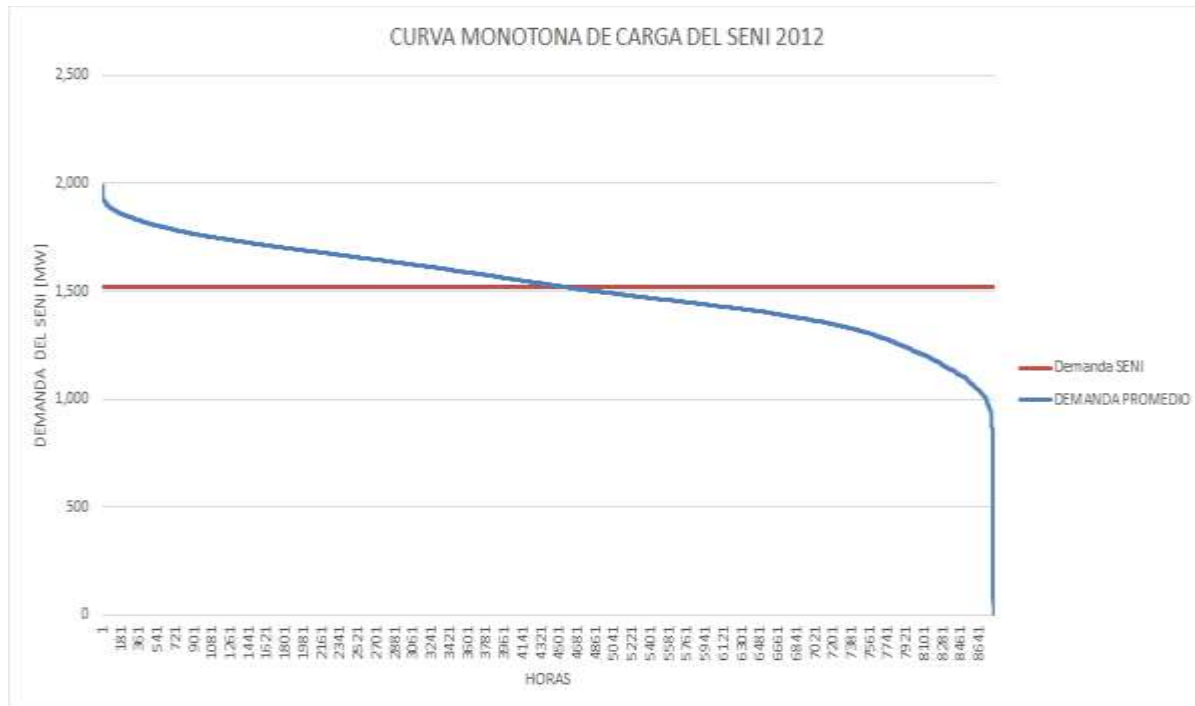


Figura 4-14. Curva de carga monótona del SENI para el año 2012.

4.1.5 Estructura del Mercado Eléctrico Dominicano

El mercado eléctrico dominicano está seccionado en dos bloques:

- a. Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) – división del mercado eléctrico en el que interactúan las empresas eléctricas de generación, transmisión, distribución, comercialización y los usuarios no regulados, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Este a su vez está compuesto por el mercado de contratos y el mercado spot.
- Mercado de Contratos: Es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad basada en contratos de suministro libremente pactados entre los AGENTES. En la Figura 4-15 se muestra la interacción de los agentes en las transacciones en el mercado de contratos.

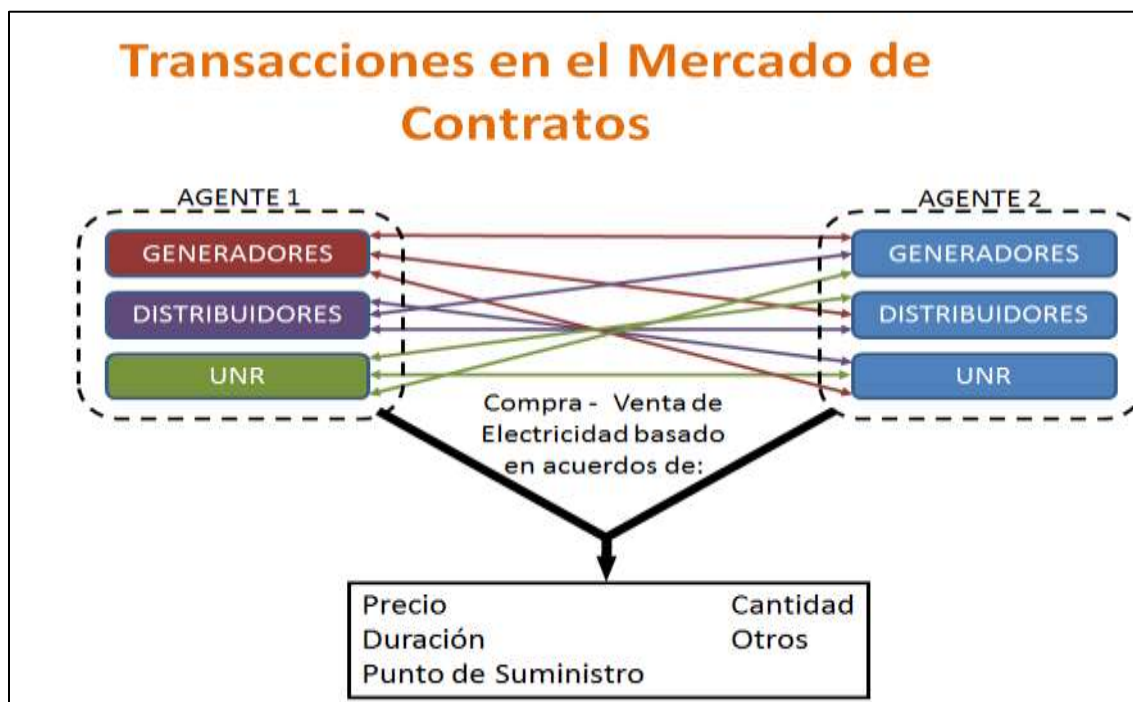


Figura 4-15. Transacciones en el mercado de contratos

Fuente: Organismo Coordinador

- Mercado Spot: Es el mercado de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término cuyas transacciones económicas se realizan al Costo Marginal de Corto Plazo de Energía y al Costo Marginal de Potencia.

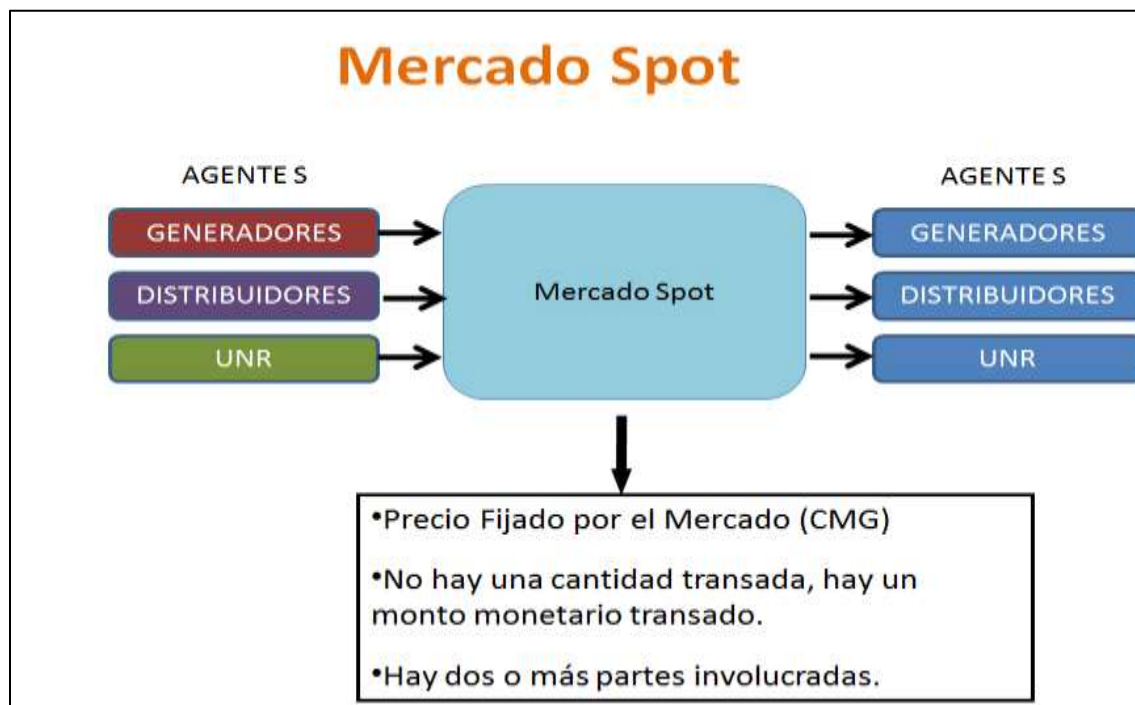


Figura 4-16. Interacción de los agentes en el mercado spot.

Fuente: Organismo Coordinador

- b. Mercado Eléctrico Minorista: Es aquel en el cual actúan las Empresas de Distribución y Comercialización, vendiendo electricidad a los Usuarios Regulados y estos comprando electricidad a las primeras.

A continuación se enumeran los agentes que conforman el Mercado Eléctrico Mayorista:

Empresas de Generación

- AES ANDRES (AES Andrés)
- CEPP (Compañía de Electricidad de Puerto Plata, S. A.)
- DPP (Dominican Power Partners LDC)
- EGEHID (Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana)
- FALCONBRIDGE (Falconbridge Dominicana, C. por A.)
- GPLV (Generadora Palamara - La Vega)
- HAINA (Empresa Generadora de Electricidad de Haina, S. A.)
- ITABO (Empresa Generadora de Electricidad Itabo, S. A.)
- LAESA (Consortio La Electricidad de Santiago, Ltd.)
- LOS ORIGENES (Los Orígenes Power Plant, SRL)
- METALDOM (Complejo Metalúrgico Dominicano, C. por A.)
- PVDC (Pueblo Viejo Dominicana Corporation, S. A.)
- SEABOARD (Transcontinental Capital Corporation (Bermuda), Ltd.)
- MONTERIO (Monte Rio Power Corporation, LTD)
- CESP (Compañía de Electricidad de San Pedro de Macorís) - IPP
- SAN FELIPE (Generadora San Felipe) - IPP

Nota: IPP's (productores privados independientes) realizan las transacciones a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

Empresas de Transmisión y distribución

- Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A.
- Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A.

Junto con estos agentes también está el operador del mercado, el Organismo Coordinador.

En la Figura 4-17 se muestra la estructura del mercado eléctrico mayorista del SENI.

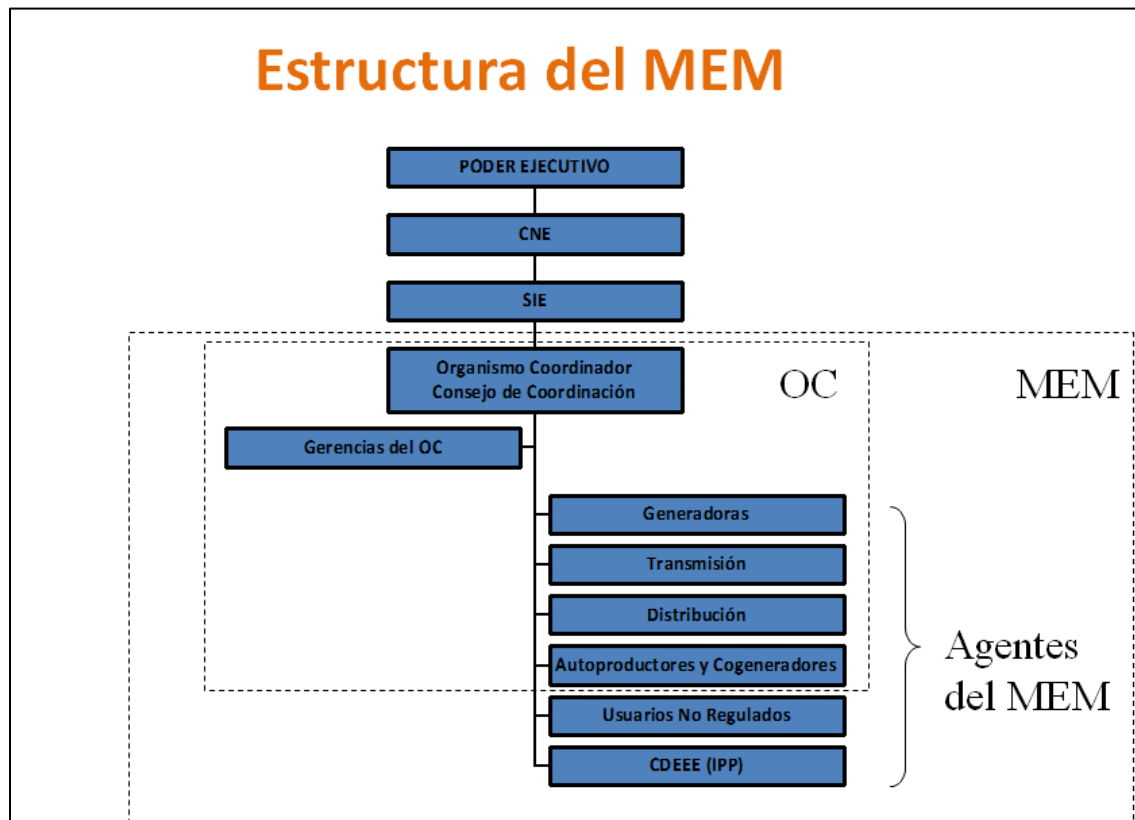


Figura 4-17. Estructura del MEM

Fuente: Organismo Coordinador

4.1.6 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Dominicano

En el mercado eléctrico mayorista se consideran la interacción entre los agentes por las transacciones económicas por:

- Energía
- Potencia
- Peaje de transmisión (Derecho de uso de la red transporte más el pago por el derecho de conexión)
- Compensaciones por regulación de frecuencia

-
- Compensaciones por seguridad y operación forzada (SIE 380-2012)
 - Compensaciones por desvíos (SIE 374-2012)

En el año 2012:

- a. El promedio de los costos marginales de energía para el sistema principal¹² alcanzó el valor de 7,635.73 RD\$/MWh, representando un aumento de 7.67 % con relación al promedio del año anterior (7,091.60 RD\$/MWh). El Costo Marginal de Potencia de Punta Promedio fue de 326.42 RD\$/kW-Mes y el Derecho de Conexión fue de 98.82 RD\$/kW-Mes.
- b. La inyección total de energía fue de 13,355.8 GWh, representando un aumento de 7.03% con relación al registro de energía del año anterior (12,478.3 GWh). Por otra parte, los retiros totales alcanzaron 13,101.53 GWh, de los cuales el 84.6% (11,084.07 GWh)¹³ de este valor representa el consumo total de las distribuidoras. Las pérdidas totales de energía en el sistema representaron el 1.90% de la inyección total de los generadores.
- c. Las Transacciones Económicas en el mercado spot fueron de **MRD\$¹⁴ 29,349.8**. La composición es como sigue:
 - **MRD\$ 19,780.3 (67.4%)** por Transacciones de Energía.
 - **MRD\$ 2,258.9 (7.7%)** por Transacciones Provisionales de Potencia de Punta.
 - **MRD\$ 2,301.3 (7.8%)** por Transferencias de Derecho de Conexión.
 - **MRD\$ 674.8 (2.3%)** por pagos de las generadoras al propietario del Sistema de Transmisión por concepto del Derecho de Conexión.
 - **MRD\$ 2,875.1 (9.8%)** por Compensación Regulación de Frecuencia.

¹² Este promedio se calcula en la barra de la subestación Palamara 138 kV.

¹³ Estos retiros no incluyen las ventas de las Distribuidoras a los UNR.

¹⁴ MRD\$ = Millones de RD\$

- **MRD\$ 1,350.6 (4.6%)** por Compensación por Despacho Forzado según Resoluciones SIE 542-2011 y SIE 380-2012.
- **MRD\$ 108.8 (0.4%)** por Compensación por Desvío según Resoluciones SIE 535-2011 y SIE 374-2012.

Estos datos fueron obtenidos de la Memoria anual del organismo coordinador.

En la Tabla 4-2 se muestra un resumen de las transacciones económicas del MEM para el año 2012 [MRD\$]

Tabla 4-2. Resumen transacciones económicas del MEM año 2012.

[MILLONES DE RD\$]	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
ENERGÍA	1,493.6	1,247.2	1,803.3	1,324.3	2,063.0	2,312.3
POTENCIA	157.2	170.6	184.0	178.9	194.1	198.7
PAGO DC	273.8	231.4	80.1	118.3	257.0	232.5
TRANSFERENCIA DC	75.3	64.5	24.8	32.7	75.0	72.9
FRECUENCIA	185.2	194.2	232.1	246.6	304.9	280.2
COMPENSACIÓN SIE 380-2012	180.4	62.9	65.1	79.2	18.3	249.5
COMPENSACIÓN SIE 374-2012						
TOTAL	2,365.4	1,970.8	2,389.5	1,980.1	2,912.2	3,346.1

[MILLONES DE RD\$]	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	
ENERGÍA	1,623.9	1,271.6	1,524.3	1,838.1	1,754.5	1,524.1	19,780.3	67.4%
POTENCIA	186.5	175.2	186.3	204.8	209.1	213.5	2,258.9	7.7%
PAGO DC	250.3	233.8	224.2	166.3	36.1	197.5	2,301.3	7.8%
TRANSFERENCIA DC	72.1	62.7	65.6	53.3	11.7	64.3	674.8	2.3%
FRECUENCIA	230.2	235.1	234.6	274.0	225.6	232.4	2,875.1	9.8%
COMPENSACIÓN SIE 380-2012	165.2	60.5	36.1	105.0	214.2	114.3	1,350.6	4.6%
COMPENSACIÓN SIE 374-2012		26.4	22.3	23.3	19.0	17.8	108.8	0.4%
TOTAL	2,528.2	2,065.3	2,293.4	2,664.7	2,470.1	2,364.0	29,349.8	100.0%

El siguiente gráfico muestra el comportamiento de los costos marginales de energía del sistema principal en la barra de referencia Palamara 138 kV correspondientes al año 2012. Estos

cálculos consideran la aplicación del Costo Marginal Tope en Barra de Referencia establecidos en la Resolución SIE 541-2011.

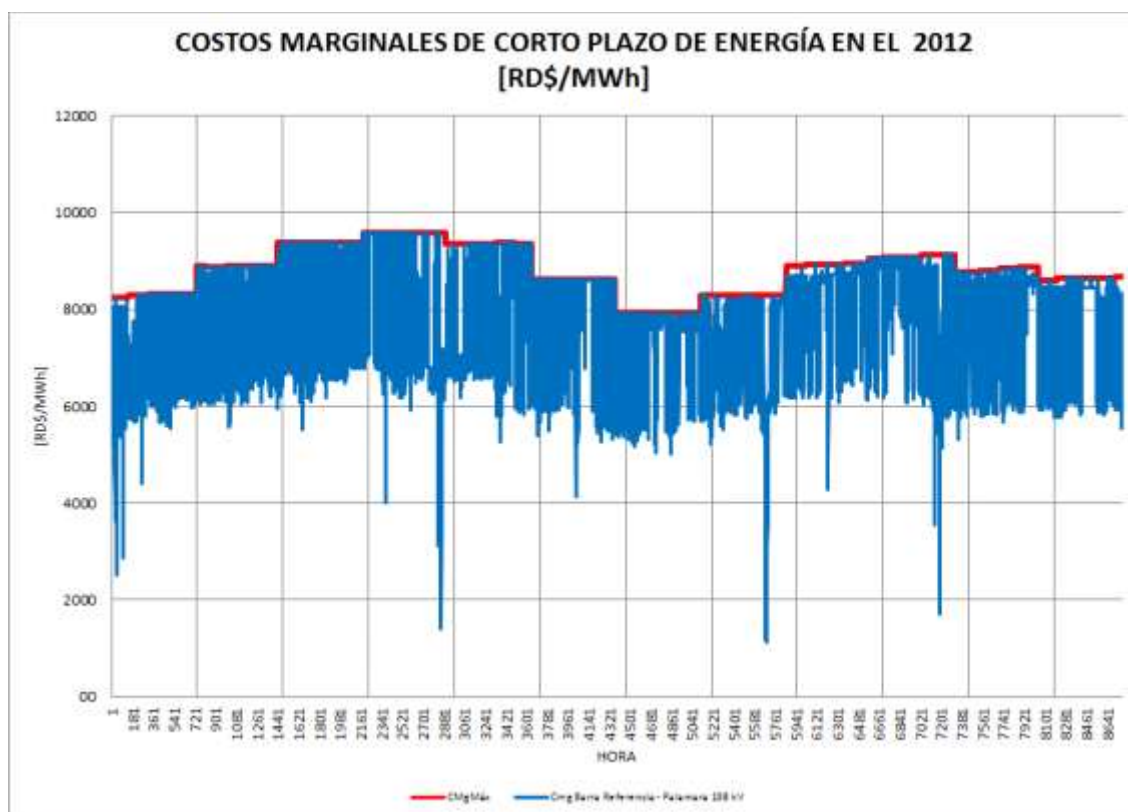


Figura 4-18. Costo marginal de corto plazo de energía [RD\$/MWh] año 2012.

Fuente: organismo Coordinador.

En la Tabla 4-3 se muestran los costos marginales de energía promedios para las horas de pico (Bloque 1: horas 20 a 24), horas de llano (Bloque 2: horas 7 a 19) y horas de valle (Bloque 3: horas 1 a 6).

Tabla 4-3. Costo marginal de corto plazo de energía por bloques horarios [RD\$/MWh].

COSTOS MARGINALES POR BLOQUES		ENE 2012	FEB 2012	MAR 2012	ABR 2012	MAY 2012	JUN 2012
BLOQUE I – PICO	RD\$/MWh	7,409.26	8,323.91	8,487.53	8,163.82	8,301.76	8,317.18
BLOQUE II – LLANO	RD\$/MWh	7,012.70	7,514.64	8,169.18	7,695.68	7,879.84	7,884.00
BLOQUE III - VALLE	RD\$/MWh	6,410.69	6,898.68	7,039.75	6,958.85	6,975.87	7,729.24
PROMEDIO	RD\$/MWh	6,944.82	7,527.00	7,953.15	7,609.00	7,741.75	7,935.55

COSTOS MARGINALES POR BLOQUES		Jul-12	AGO-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	DIC-12
BLOQUE I – PICO	RD\$/MWh	7,591.23	7,587.41	8,246.44	8,423.89	8,366.64	7,634.54
BLOQUE II – LLANO	RD\$/MWh	7,335.51	7,147.02	7,987.78	8,126.29	7,929.31	7,322.32
BLOQUE III - VALLE	RD\$/MWh	7,124.80	6,900.20	7,901.45	7,833.16	7,354.44	7,372.49
PROMEDIO	RD\$/MWh	7,336.10	7,191.69	8,020.09	8,115.01	7,876.70	7,399.91

Fuente: organismo Coordinador.

A continuación, en la Figura 4-19. Costo marginal de corto plazo de energía 2001 - 2012 [RD\$/MWh]. Se muestra la evolución de los costos marginales de energía promedios calculados para el sistema principal durante el período enero 2001 – diciembre 2012.

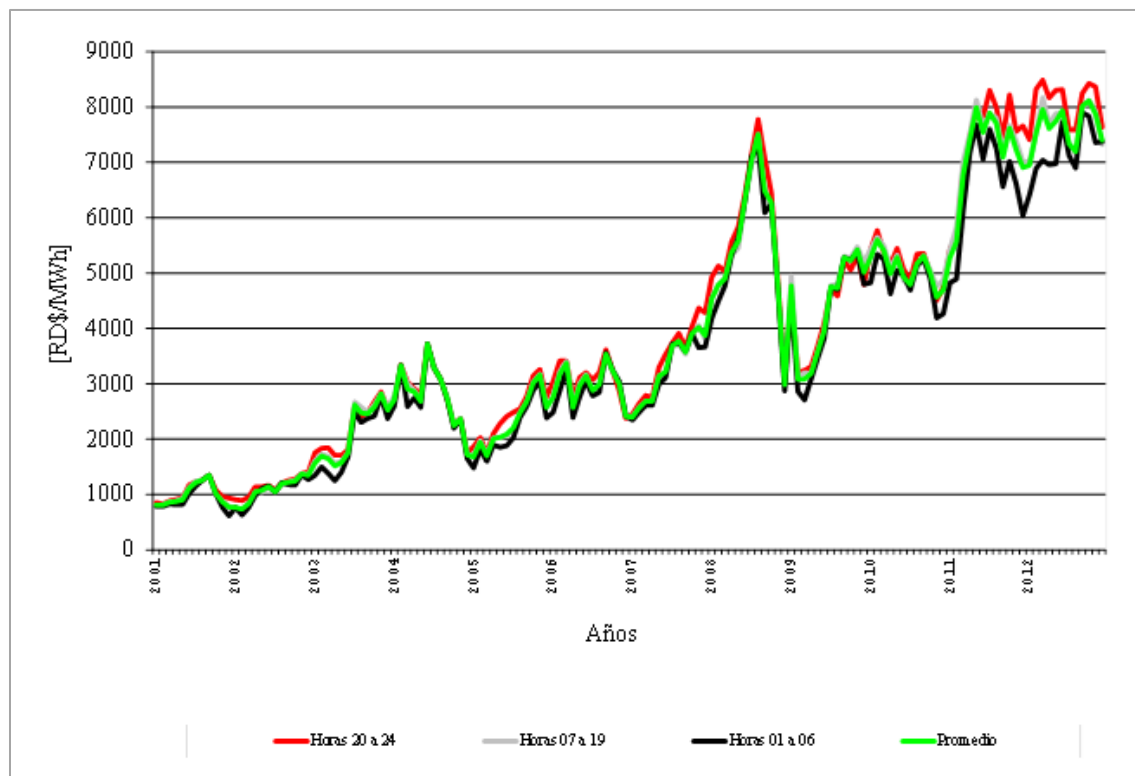


Figura 4-19. Costo marginal de corto plazo de energía 2001 - 2012 [RD\$/MWh].

4.2 Legislación y Normativa Vigente en el SENI Relativa a la Seguridad y Confiabilidad

La seguridad es considerada dentro de los objetivos específicos de la normativa regulatoria, tal como se especifica en el literal a Art. 3 RALGE 125-01. La oferta de electricidad que requiera el desarrollo del país debe ir acorde con las condiciones de calidad, seguridad, y continuidad del servicio.

La SIE es la institución encargada de establecer, modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos, mediante resoluciones, Art. 27 LGE 125-01.

El Centro de Control de Energía (CCE) es el responsable de coordinar acciones para garantizar la seguridad del sistema, la calidad del servicio y la economía del sistema. Dentro de las acciones a tomar, el CCE puede optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del SENI. Estas medidas deben derivar de estudios especializados a cargo del OC, quien las preestablece (Art. 214 y 223 RALGE 125-01).

Adicional a esto al CCE le corresponde disponer la ejecución de toda maniobra que involucre equipos de generación y transmisión; así como de aquellos equipos de distribución y de Usuarios No Regulados que el CCE considere necesario, para mantener la seguridad operativa del SENI (Art. 234 RALGE).

El OC como encargado de la realización del despacho debe realizar la programación preservando la seguridad del SENI, tomando en cuenta todas las restricciones de transmisión, la reserva rotante necesaria, perfiles de voltaje, etc. Mediante el uso de modelos técnicamente apropiados el OC, según el caso, deberá determinar las unidades que por necesidad de seguridad del SENI deben ser despachadas a potencia constante, Art. 211 y 212 RALGE 125-01.

Hasta tanto no se disponga del conjunto de restricciones de transmisión, por razones de seguridad, determinado sobre la base de estudios del SENI, el OC podrá utilizar las recomendaciones que a tal efecto le comunique por escrito el CCE al momento de realizar la programación semanal, la programación diaria y las reprogramaciones diarias (Art. 202 RALGE). La mayoría de las restricciones de transmisión consideradas en la programación son fruto de la misma operación.

El OC también es el encargado de supervisar la operación en tiempo real del SENI en todo momento, velando por el cumplimiento de los programas y políticas de operación. A tal efecto, el OC podrá requerir al CCE información, en tiempo real, sobre las operaciones que se estén llevando a cabo, informes sobre las desviaciones respecto del Programa Diario de Operación, así como cualquier información que pueda ser necesaria para garantizar la seguridad, calidad y economía de la operación del SENI (Art. 216 RALGE).

El CCE en su función de operador del sistema es quien imparte las instrucciones necesarias a los Agentes del MEM para dar cumplimiento a los programas y políticas de operación; tales instrucciones son de cumplimiento obligatorio, salvo causas de Fuerza Mayor comprobables, que incidan en la seguridad de las personas y de las instalaciones.

En el Art. 246 del RALGE, detalla el procedimiento para realizar las restricciones programadas de suministro, una vez realizado el despacho de mínimo costo de acuerdo a las condiciones de seguridad establecidas. Aquí se plantean los pasos a seguir para la programación de las restricciones de suministro en caso de racionamiento del sistema declarado por la SIE.

En cuanto a la suficiencia, en el Art. 69 del RALGE se establece que la potencia firme del parque de generación debe cubrir la demanda máxima esperada con un intervalo de seguridad de 95-98%.

La SIE es quien especifica el alcance del nivel de confiabilidad del SENI sin embargo, actualmente el SENI no consta de un procedimiento que trate el tema.

El capítulo III del RALGE (Art. 158), Condiciones Generales de Seguridad, se plantea a groso modo las exigencias respecto a la seguridad de las instalaciones en miras a evitar el peligro a toda persona o equipamiento. Sin embargo no se detallan los requerimientos básicos de seguridad para la operación del SENI.

La LGE 125-01 y el RALGE 125-01 establecen que es obligación de todas las empresas eléctricas y de los propietarios de las instalaciones de generación, transmisión y distribución cumplir con las condiciones de calidad, seguridad, y continuidad en el servicio exigidas por la SIE (Art. 91 LGE 125-01 y Art. 93 RALGE 125-01).

En la actualidad, por ordenanza de la SIE el OC realiza la programación del despacho considerando la restricción N-1 sólo en los enlaces de transmisión entre áreas.

Es evidente que el sistema eléctrico dominicano cuenta con normas clara para dar tratamiento a la confiabilidad y la seguridad del sistema, lo que dificulta la operación y a la vez no ofrece señales claras del coste de la seguridad.

4.3 Criterios Operativos de Seguridad

Los criterios de seguridad aplicados en el SENI son obtenidos en base al método determinístico aplicados a la evaluación de la seguridad estática del sistema.

En el manual de operaciones del SENI se especifica el orden de prioridad de la seguridad según el estado de operación del sistema.

En la Figura 4-20. Estados de operación del SENI. Se muestran los estados de operación del SENI.

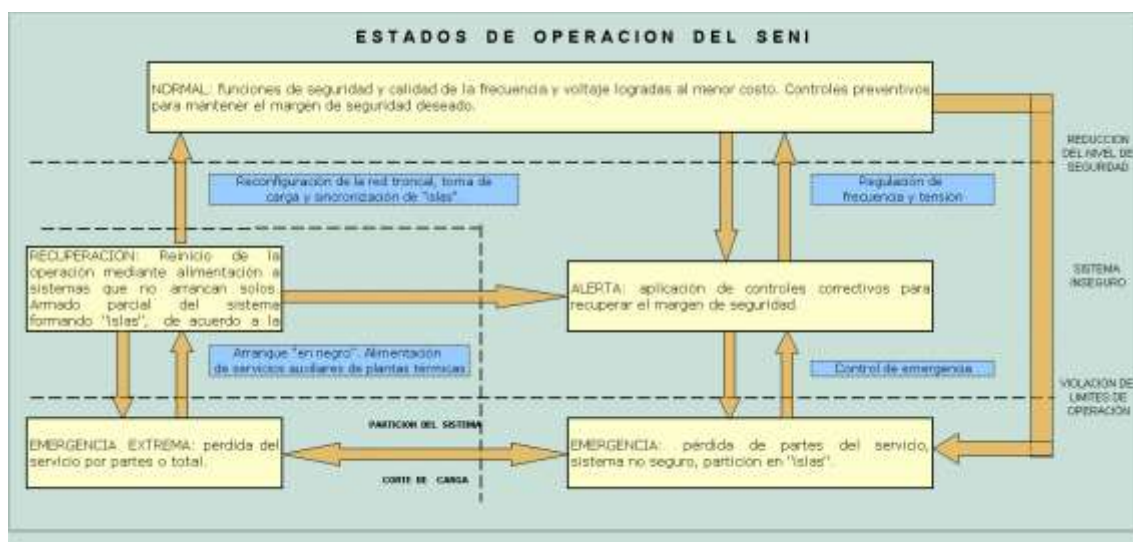


Figura 4-20. Estados de operación del SENI.

Fuente: Manual de Operaciones del SENI / Organismo Coordinador

En el estado de operación normal todas las restricciones están satisfechas, por lo que la generación es adecuada para satisfacer la demanda y no existe ningún equipo sobrecargado. En este estado los márgenes de reserva para generación y transmisión son suficientes para mantener un nivel de seguridad adecuado con respecto a las posibles perturbaciones a las que el sistema sea sometido, de acuerdo con las políticas de operación.

En este estado de operación la seguridad, la economía y la calidad conforme a lo establecido en las normas vigentes, deben primar en el manejo del sistema interconectado para poder satisfacer adecuadamente y en todo momento la demanda cambiante, dependiente del estado de la red de transmisión y de la disponibilidad del parque de generación.

Las consignas a seguir por el despachador en el estado de operación normal son las siguientes:

- Control de la frecuencia
- Control de la configuración topológica del SENI
- Control de la reserva operativa
- Control del perfil de voltaje

e. Control de los flujos de potencia

En el estado de operación de alerta el estándar de seguridad baja del especificado en la normativa, los márgenes de reserva son reducidos, por lo que ante una contingencia en el SENI se pueden dar violaciones de los límites de operación del equipamiento.

En este estado el sistema aún está completo, pero inseguro, por lo que el operador debe tomar todas las acciones a su alcance para regresar al estado normal. Se puede entrar a este estado por una de las siguientes condiciones:

- Agotamiento de la reserva operativa
- Pérdida de generación
- Pérdida de algún enlace de transmisión sin pérdida de carga, etc.

Dentro de las medidas de seguridad para contrarrestar la amenaza y llevar el sistema a su estado de operación normal están:

- a. El despacho de unidades generadoras que ayuden a mantener el margen de reserva adecuado.
- b. Reubicar la generación a fin de evitar que los enlaces de transmisión no presenten sobrecargas.
- c. Suspender temporalmente todos los mantenimientos que incidan en el incremento de la inseguridad del SENI.

En el estado de emergencia algunos componentes del sistema están sobrecargados y la seguridad del sistema está en peligro. En este estado se puede dividir el sistema formando islas recuperables, pero los márgenes de seguridad no son sostenibles.

Bajo la situación de emergencia, dependiendo de la magnitud del disturbio, no necesariamente se produce de inmediato una desarticulación del sistema, pudiendo el despachador con sus

acciones retornar el SENI al estado de operación normal o al menos al estado de alerta, tomando las acciones correctivas siguientes:

- a. Despachar más generación para evitar sobrecarga en los enlaces de transmisión.
- b. Unir las islas eléctricas formadas.

De no contar con las condiciones necesarias para lograr la re sincronización a tiempo en caso de formación de islas eléctricas o no tener a favor una respuesta rápida y adecuada del equipamiento disponible, el SENI puede pasar a un estado de emergencia extrema.

En estado de emergencia extrema se produce la pérdida de servicio por partes, no se satisface gran parte de la demanda y se pierde completamente los márgenes de seguridad establecidos. Toda acción de control en este estado debe dirigirse hacia conservar la mayor parte del sistema funcionando. De no actuar de forma rápida tomando medidas extremas, pudiera producirse una salida total del sistema, a partir de lo cual se entra en estado de recuperación.

Se pudiera lograr llevar el SENI al estado de emergencia tomado las acciones correctivas siguientes:

- Normalizar las condiciones de frecuencia en las diferentes secciones; en este caso el operador puede exiliarse con la desconexión de carga y/o con la desconexión de generación.
- Re-sincronizar las islas eléctricas que se hayan formado

En caso de la pérdida total o parcial del SENI el estado de recuperación se inicia a partir de la formación de islas eléctricas producto de una emergencia extrema y todo esfuerzo de control debe ser dirigido a integrar nuevamente el sistema completo, a fin de abastecer la demanda programada.

El procedimiento para la recuperación del total SENI a partir de emergencias extremas, toma en cuenta las siguientes acciones:

-
- Con la ayuda de la generación disponible tratar de mantener la frecuencia del SENI dentro de niveles aceptables.
 - Mantener los perfiles de voltaje dentro de niveles aceptables mediante la ayuda del equipamiento de control de voltaje y el aporte / disminución de reactivos de los generadores.
 - Mantener los límites de estabilidad para las líneas y transformadores de enlace mediante el despacho de la generación necesaria de tal suerte que no se presenten sobrecarga.
 - Restablecer la demanda fuera comprobando que esta no comprometa al SENI con restricciones de voltaje o de flujo de potencia.
 - Mantener los márgenes de regulación primaria y secundaria de frecuencia (3%), para esto se puede disponer de la reserva fría si se tiene; de faltar reserva y no contar con generación para suplirla, se rotaran/abrirán circuitos adicionales para tener al menos el 3% de reserva en el SENI.

4.3.1 Criterio de Seguridad N-1

En diciembre 2009 el SENI tuvo un colapso total debido a la salida intempestiva de la turbina a gas de la central AES Andrés con 175 MW por problemas internos, a cuya salida le sucedieron salidas de otras centrales generadoras que produjeron niveles críticos de baja frecuencia, la cual no fue recuperada por el sistema de deslastre de carga y la respuesta de RPF de las demás centrales generadoras conectadas al SENI. En enero y marzo del año 2010 se presentaron colapso parcial del SENI, debido perturbaciones en la red de transmisión y a una descoordinación en el sistema de protección.

Para ese entonces las restricciones en la red de transmisión incidían desfavorablemente en la operación segura y económica del SENI.

Ante esta situación la SIE instruyó al Organismo Coordinador a planificar la operación del SENI con el grado de seguridad requerida, para garantizar la continuidad del servicio y la implementación del criterio de seguridad N-1 en los enlaces críticos a 138 kV.

Para tal fin se realizaron análisis para cada zona del SENI tomando en cuenta su propia demanda, límites y configuraciones con el fin de realizar un control de sus entradas y salidas. Para modular de manera general las restricciones de operativas del SENI que permitan definir criterios de seguridad, ante contingencias N-1, se decidió utilizar los flowgates o cortes.

Los flowgates son elementos individuales o conjuntos de elementos que por su ubicación topológica en el sistema crean una restricción recurrente que debe ser controlada con el fin de evitar eventos de tensión, de sobrecargas y de colapsos ante la ocurrencia de contingencias predefinidas. Una vez detectados los cortes se procede a definir los límites, los elementos constitutivos y las condiciones, en las cuales se activa la restricción y sus consecuencias tanto para la condición eléctrica como energética.

Como indicador de seguridad, un flowgate representa una medida del sistema de potencia que se debe monitorear, por representar un punto potencial de congestión. Comercialmente el Flowgate es una restricción que causa diferentes precios marginales a ambos lados donde se presenta el corte o limitación (islas económicas), alteran de este modo las transacciones comerciales.

Es importante resaltar que estos cortes son identificados en base a criterios determinísticos. Para la operación del sistema ofrecen un método de detección de una posible congestión en el que la probabilidad de ocurrencia de un evento futuro en específico, afecte la seguridad del sistema, es desconocida.

El agrupamiento de valores de potencia o corriente por ramas en un flowgate permite reducir la cantidad de información que debe ser monitoreada cuando se hace un análisis del sistema. Esta técnica fue implementada por la NERC - North American Electric Reliability Council.

El Flowgate se calcula como la sumatoria de los flujos de potencia o corrientes en Estado Estacionario en las líneas, ramas o enlaces que lo componen, tal que al realizar la contingencia N-1 más crítica, no se supere el límite operativo de emergencia de las otras líneas, ramas o enlaces y que los voltajes permanezcan dentro de los límites permitidos.

Para identificar la potencia máxima (flowgates y cortes) que pueden transportar los enlaces en condiciones de estado estacionario, se simularon diferentes condiciones de generación y demanda en cada una de las zonas del SENI, de modo que atenúe el aumento del flujo por estos enlaces. Así mismo, se considera un requerimiento mínimo de generación por cuestiones seguridad. Además de considerar los generadores operando en modo de regulación automática de tensión (RAT). En la Figura 4-21 Se detalla la forma de cálculo.

Los flowgates se analizaron en cada uno de los enlaces a 138 kV y se calcularon considerando límites operativos en estado normal y de emergencia para una cargabilidad del enlace del 100% y 120%, esto basado en el hecho de que en los ajuste de protecciones de las líneas y transformadores la ETED considera en las restricciones operativas un 10% de sobrecarga.

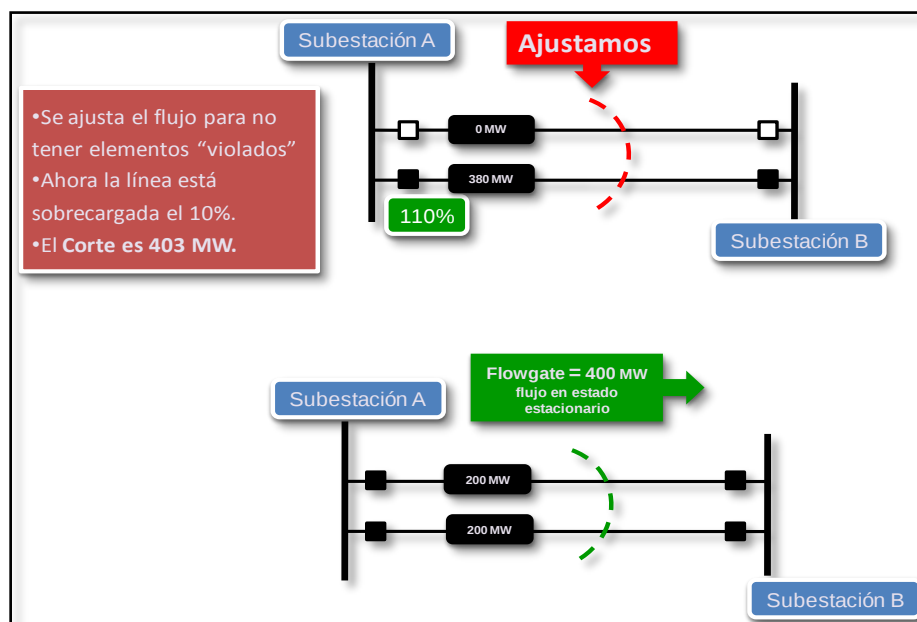


Figura 4-21. Forma de cálculo del flowgate o corte.

Para realizar el análisis de estabilidad, sólo se consideraron aquellos enlaces de transmisión a 138 kV que representan intercambios entre las zonas del SENI, para evidenciar el comportamiento de estos enlaces ante condiciones de contingencia simple o N-1.

Para el análisis de estabilidad, se consideró que los eventos de salidas de líneas son ocasionados por cortocircuitos trifásicos, con una duración de 100 milisegundos y considerando la actuación adecuada de las protecciones.

A continuación se muestran los principales flowgates determinados para la red transmisión actual:

Tabla 4-4. Principales flowgates del SENI.

NOMBRE DEL FLOWGATE	LINEA LIMITANTE	FLOWGATE - CARGABILIDAD 110 %	AREA
AES INTERCONEXION - HAINAMOCA LT1 y LT2	AES INTERCONEXION - HAINAMOCA LT1 y LT2	390	Este
SAN PEDRO 2 - SAN PEDRO LT1 y LT2	SAN PEDRO 2 - SAN PEDRO LT1 o LT2	165	Este
SAN PEDRO - ROMANA LT1 y LT2	SAN PEDRO - ROMANA LT1 o LT2	154	Este
PALAMARA - BONAO LT1 Y LT2 + PALAMARA-PIEDRA BLANCO+JULIO SAURI-EL	BONAO LT1 y LT2	467	Norte
SAN FELIPE - PUERTO PLATA + CANABACOA - GALLERA + CANABACOA - NIBAJE	SAN FELIPE - PUERTO PLATA II	143	Norte
CANABACOA - ZF SANTIAGO + BONAO II - CANABACOA LT1 y NAVARRETE - ZF SANTIAGO	CANABACOA - NIBAJE	178	Norte
	BONAO II - CANABACOA LT1 y LT2	305	Norte
	BONAO II - CANABACOA LT1 y LT2	290	Norte
PUERTO PLATA II -ZF SANTIAGO + BONAO II - CANABACOA LT1	BONAO II - CANABACOA LT1 y LT2	281	Norte
PUERTO PLATA - PUERTO PLATA II - PUERTO PLATA II	PUERTO PLATA II - SAN FELIPE	135	Norte
ITABO VAPOR - HAINA LT1 Y LT2	ITABO - HAINA LT1 o LT2	154	Santo Domingo
HAINA - MATADERO LT1 Y LT2	HAINA - MATADERO LT1 o LT2	216	Santo Domingo
ITABO VAPOR - LOS PRADOS + MATADERO - EMBAJADOR	MATADERO - EMBAJADOR	183	Santo Domingo
ITABO TG - UASD + TIMBEQUE	TIMBEQUE II - CNP	390	Santo Domingo

NOMBRE DEL FLOWGATE	LINEA LIMITANTE	FLOWGATE - CARGABILIDAD 110 %	AREA
II - CNP			
ITABO VAPOR - HERRERA 138 + MATADERO - EMBAJADOR	MATADERO - EMBAJADOR	190	Santo Domingo
TIMBEQUE II - CNP + HAINAMOSA - PALAMARA	HAINAMOSA - PALAMARA	265	Santo Domingo
VILLA DUARTE - TIMBEQUE II + LOS MINA 138 - TIMBEQUE II	LOS MINA 138 - TIMBEQUE II	335	Santo Domingo
HAINAMOSA - EL BRISAL + VILLA DUARTE - EL BRISAL	VILLA DUARTE - EL BRISAL	140	Santo Domingo
LOS MINA 138 - VILLA DUARTE + TIMBEQUE II -VILLA DUARTE + HAINAMOSA - VILLA DUARTE	TIMBEQUE II - VILLA DUARTE y HAINAMOSA - VILLA DUARTE	490	Santo Domingo
HAINAMOSA - LOS MINA 138 LT1 Y LT2	HAINAMOSA - LOS MINA 138 LT1 o LT2	200	Santo Domingo
HAINAMOSA - PALAMARA + HAINAMOSA - VILLA MELLA	HAINAMOSA - VILLA MELLA	196	Santo Domingo
PALAMARA - VALDESIA	PALAMARA - PIZARRETE	135	Sur

Fuente: Organismo Coordinador.

En la Tabla 4-5 y Tabla 4-6 se muestra un resumen de los máximos intercambios de flujo entre zonas e intrazonales.

Tabla 4-5. Resumen máximo intercambio entre zonas.

INTERCAMBIO	MAXIMO INTERCAMBIO [MW]	ZONA EXPORTADORA	MAXIMA GENERACION ZONA EXPORTADORA [MW]
SUR-CENTRAL	390	SUR	531
ESTE-CENTRAL	694	ESTE	871.8
CENTRAL - NORTE	467	CENTRAL	859
NORTE - CENTRAL	582	NORTE	1252.8

Fuente: Organismo Coordinador.

Tabla 4-6. Resumen máximo intercambio intrazonas.

AREA	INTERCAMBIO INTRAZONA	MAXIMO INTERCAMBIO [MW]	OBSERVACION
SUR	Sur Profundo hacia Sur Medio	48.3	El equipo limitante es el autotrafoformador de la S/E Barahona (sobrecargado >125%).
	Sur Profundo-Sur Medio	43.4	Limitación a través de la línea km 15 de Azua- Cruce De Cabral 69 kV.
	Sur Medio hacia Sur Cercano	156	Limitación a través de la línea km 15 de Azua- Pizarrete 138 kV.
	Sur Cercano-Area Central	370	Limitación a través de la línea Valdesia-Palamara.
ESTE	Este Profundo-SPM	156.6	Limitación a través de la línea SPM-La Romana.
	Este SPM-Este Boca Chica	408	Limitación a través de la línea Boca Chica-SPM
NORTE	Noroeste hacia Santiago	175	Limitación a través de la línea Moncion - Mao.
	Puerto Plata hacia Santiago	393	Limitación a través de la línea Playa Dorada - Canabacoa.
	Nordeste hacia Santiago	104	Limitación a través de la línea SFM - La Vega 69 kV.
	Santiago-Norte Cercano-Central	582	Limitación a través de las líneas Palamara - Bonao.
CENTRAL	Central-Norte Cercano-Santiago	467	Limitación a través de la línea Palamara - Bonao.
	Boca Chica hacia Sto. Dgo. Oriental	694	Limitación a través de las líneas AES Interconexión - Hainamosa.
	Sto. Digo. Oriental hacia Pal-VM-JS y Metropolitana	486	Limitación a través de la línea Palamara - Hainamosa.

Fuente: Organismo Coordinador.

4.3.2 Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC)

Los sistemas de potencia operan en estado estable a frecuencia normal cuando la potencia mecánica total de entrada de los generadores es igual a la suma de todas las cargas conectadas más las pérdidas reales del sistema. Cualquier variación significativa de este balance provoca un cambio en la frecuencia del sistema.

Cuando estos cambios en la frecuencia (velocidad) son pequeños, estos son corregidos automáticamente por los gobernadores de las turbinas, los cuales ajustan la potencia mecánica de las unidades generadoras para mantener la frecuencia en los valores normales de operación, esta regulación es denominada regulación primaria. Los puntos de operación normales son retomados con acciones más lentas tendientes a corregir desbalances mediante el uso de controles automáticos que ajustan los puntos de operación de algunas máquinas (regulación secundaria) y mediante la acción del operador del sistema en la reserva rodante de las unidades generadoras (regulación terciaria).

Para corregir la caída rápida de la frecuencia del SENI se utiliza un esquema de deslastre automático de carga (EDAC) selectivo que permita el restablecimiento de la frecuencia a valores normales de operación.

En la sección IV.III. del RALGE (art. 220 y art. 221) se tratan los esquemas de rechazos de carga.

El EDAC fue diseñado para soportar una contingencia extrema en el periodo de demanda mínima. Como contingencia extrema consideraremos la salida simultánea de las centrales más grandes y con mayor probabilidad de disparo del SENI.

Para la selección de la demanda mínima a utilizar en el diseño, se utilizaron las estadísticas de demanda del SENI del año 2011 y 2012. Para determinar el porcentaje de sobrecarga (L) se consideró la salida simultánea de la unidad más grande del sistema y la unidad que presentó mayor probabilidad de disparo.

Con esto resultó que el EDAC debe ser capaz de soportar un disparo simultáneo de las centrales AES Andrés (286 MW, unidad más grande del sistema) y San Felipe (180 MW, unidad con mayor probabilidad de disparo) con un total 466 MW, para un escenario de demanda de 1081.5 MW.

Con los datos dado el porcentaje de sobrecarga a considerar resultó de un 75.7%.

$$\text{Porcentaje de Sobrecarga (L)} = \frac{\text{Pérdida generación}}{\text{Generación total} - \text{Pérdida generación}} \quad 4-1$$

La carga total a deslastrar (d) fue determinada utilizando la siguiente ecuación:

$$d = \frac{\% \text{ reducción de la carga}}{\% \text{ reducción de la frecuencia}} \quad 4-2$$

Utilizando las estadísticas eventos del año 2012, donde se analizaron 42 eventos de disparo de generación donde no actuó el EDAC o sólo actuó el primer escalón del EDAC implementado al momento; se obtuvo que el EDAC del SENI debe deslastrar el 37.5% de la demanda total, para una pérdida de generación que provoque un porcentaje de sobrecarga de 75.7% con una frecuencia mínima de Hz.

Finalmente se definió la demanda en base al 95 percentil de la demanda del año 211 y 2012, 2060 MW. Por otro lado se seleccionaron 6 etapas de actuación.

$$LD = 0.375 \times 2060 \text{ MW} = 772 \text{ MW} \quad 4-3$$

El total de carga a deslastrar equivale a 772 MW, distribuido en 6 etapas de desconexión de la carga.

En la Tabla 4-7 se muestra la distribución del EDAC por distribuidoras y UNR's del SENI.

Tabla 4-7. Distribución del EDAC entre las distribuidoras y UNR [%]

EMPRESAS	EDAC [%]
EDESUR	29.2
EDENORTE	25.0
EDEESTE	24.9
UNR	21.0

En la Tabla 4-8 se muestra un resumen de la carga total deslastrada por empresa para cada etapa del EDAC.

Tabla 4-8. Carga a deslastrar por etapa y por empresa [MW]

ETAPA EDAC	1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA [Hz]	59.2	59.1	59	58.9	58.8	58.7
EDAC EDESUR [MW]	35.5	33.7	48.2	36.0	34.3	36.4
EDAC EDENORTE [MW]	31.9	33.3	28.4	32.0	35.1	33.3
EDAC EDEESTE [MW]	33.4	32.4	29.9	32.7	32.7	32.9
EDAC UNR [MW]	27.0	27.0	24.0	30.0	27.0	27.0
TOTAL CARGA DESLASTRADA [MW]	127.7	126.4	130.6	129.5	129.1	128.1
CARGA EDAC TOTAL [MW]	771.4					

4.3.3 Esquema De Desconexión Automatizo de Generación por Alta Frecuencia (EDAGAF)

El esquema de desconexión automático de generación por alta frecuencia persigue llevar la operación del SENI a su estado normal ante la presencia de frecuencias superiores a los valores de ajustes de protección por alta frecuencia de centrales generadoras, después de ocurrido una perturbación.

El Art. 220 del RALGE establece que el OC efectuará los estudios necesarios para pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga para hacer frente a situaciones de inestabilidad en el SENI.

El Art. 223 del RALGE establece que el CCE puede optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del SENI. Estas medidas deben derivar de estudios especializados a cargo del OC, quien los pres-establece.

Para el diseño del EDAGAF se consideró la desconexión de centrales con motores e hidroeléctricas como grupo principal con disparos instantáneos y temporizados con umbral de frecuencia de 61.3 Hz, y la desconexión de un grupo de centrales de respaldo, con disparos por umbral de frecuencia 61.45 Hz instantáneo. En la Tabla 4-9 se muestra un resumen de las unidades consideradas en el EDAGAF.

Tabla 4-9. Centrales y unidades participantes en EDAGAF.

ZONA	CENTRALES	NO. DE UNIDADES	UNIDADES ASIGNADAS CON DISPARO INSTANTANEO [61.3 HZ]	UNIDADES ASIGNADAS CON DISPARO TEMPORIZADO [61.3 HZ]	UNIDADES ASIGNADAS CON DISPARO INSTANTANEO [61.45 HZ]
ESTE	ESTRELLA DEL MAR	7	#1 Y #2	#3 EN 270.8 ms #4 EN 291.6 ms #5 EN 321.4 ms	#6 Y #7
	SULTANA DEL ESTE*	9	#1	#2 EN 353.8 ms	
NORTE	LA VEGA	5			#1
	RÍO BLANCO	2	#1	#2 EN 312.6 ms	
CENTRAL	PALAMARA	10	#1 Y #2	#3 Y #4 EN 270.6 ms #5 Y #6 EN 291.4 ms #7 EN 321.2 ms #8 EN 333 ms	#9 Y #10
	METALDOM*	4	#1	#2 EN 410.2 ms	

ZONA	CENTRALES	NO. DE UNIDADES	UNIDADES ASIGNADAS CON DISPARO INSTANTANEO [61.3 HZ]	UNIDADES ASIGNADAS CON DISPARO TEMPORIZADO [61.3 HZ]	UNIDADES ASIGNADAS CON DISPARO INSTANTANEO [61.45 HZ]
SUR	MONTE RIO	13	#1 Y #2	#3 Y #4 EN 270.4 ms #5 Y #6 EN 291.2 ms #7 Y #8 EN 312.0 ms #9 Y #10 EN 332.8 ms # 11 EN 374 ms	#12 Y #13
	SABANA YEGUA	1			
	SABANETA	1		#1 EN 150 ms	
	LAS DAMAS	1		#1 EN 270 ms	

4.3.4 Esquema de Desconexión Automatizado de Generación (EDAG)

Este esquema sólo se ha implementado en la zona Sur del SENI, dado que ha presentado en los últimos años, un incremento en las exportaciones de potencia y energía hacia el área Central. Para diciembre 2012 dicho provocó que se restringiera generación en la zona Sur en el 38% de las horas, lo cual ha provocado desacoples económicos considerables en la operación del SENI.

Para cumplir con el criterio de seguridad, establecido en el Artículo 156 del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01, en la actualidad se cuenta con un límite de transferencia de flujos de potencia entre las líneas Valdesia - Palamara y Pizarrete – Palamara a 138 kV de aproximadamente 135 MW hacia la subestación de Palamara.

El principio básico de funcionamiento EDAG, consiste en que si dispara uno de los 2 enlaces de la zona Sur (líneas Pizarrete – Palamara y Valdesia – Palamara a 138 kV), el esquema enviará señales de disparo de generación a los generadores definidos, hasta reducir el flujo a niveles manejables por la línea que permanezca interconectada. Los generadores seleccionados para participar en el esquema se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4-10. Generadores participantes en el EDAG.

CENTRAL	EQUIPO A DISPARAR	PMAX (MW)
MONTE RIO	UN GRUPO	38.5
AGUACATE	UNA UNIDAD	30
JIGUEY	UNA UNIDAD	49
VALDESIA	UNA UNIDAD	25

4.4 Consideración de la Seguridad en la Programación de la Operación y Planificación de Largo Plazo

Según el Art. 176 del RALGE, la planificación de la operación del SENI comprende las programaciones que se indican a continuación:

- a. Programación del Mantenimiento Mayor.
- b. Programación de largo plazo.
- c. Programación de mediano plazo.
- d. Programación de corto plazo.

La programación de corto plazo contempla la programación semanal, la programación diaria y el redespacho en tiempo real.

El Art. 178 del RALGE, establece que la programación de la operación de corto, mediano y largo plazo se determinará con estudios de planificación de la operación, que garanticen una operación confiable y de mínimo costo económico, que lleve a minimizar los costos de operación para el conjunto de las instalaciones de generación y transmisión, con independencia de la propiedad de sus instalaciones y de los contratos de suministro. A la fecha no se dispone de los estudios de planificación especializados que indiquen los criterios de confiabilidad y seguridad que deban ser aplicados al SENI

En los programas de corto plazo se contemplan las restricciones de generación validadas por el OC, las restricciones de transmisión validadas por el CCE, en su mayoría por sobrecarga de los equipos y el programa de mantenimientos.

A partir del 2010 SIE instruyó al OC priorizar el concepto seguridad frente a la demás características del sistema, de modo que se garantizara la seguridad de suministro en todo el territorio nacional. A tal fin, se consideró el criterio de seguridad N-1 para la realización de la programación y la operación del SENI, mediante la implementación de los flowgates o cortes.

Además de contemplar el criterio de seguridad N-1 en la elaboración del programa de despacho de corto plazo, las condiciones de seguridad del SENI son validadas mediante análisis eléctricos en estado estacionario, con los cuales se verifican los perfiles de voltaje, las violaciones a límites de sobrecarga de los equipos y a los flowgates.

A partir del 2013 la SIE ordenó que el criterio N-1 solo sea considerado para los enlaces entre zonas y para aquellas líneas de transmisión que por condiciones atmosféricas u otras que se consideren riesgosas para la operación normal del sistema así lo requieran.

La planificación de la operación a mediano y largo plazo tiene como objetivo verificar la suficiencia del parque de generación y de la red de transporte así como la determinación de la colocación de los mantenimientos de las unidades generadoras a lo largo del periodo analizado (1 año para el mediano plazo y 4 años para el largo plazo).

Para la realización de los programa de mediano y largo plazo se realiza un levantamiento del listado de equipamiento que presentan restricciones operativas (sobrecarga y tasa de falla) con el fin de verificar como estos afectan las proyecciones y los costes esperados.

Como en todo proceso la calidad de los insumo es vital para garantizar el eficacia y veracidad de los resultados; la incertidumbre y la falta de información es bastante marcada en relación a los proyectos futuros de generación y por tal razón los resultados de la planeación de mediano y largo plazo presentan desviaciones considerables.

Al igual que en la programación de corto plazo, para las programaciones de la mediano y largo plazo se realizan análisis eléctricos para verificar los intercambios de flujos de potencia entre las diferentes zonas del SENI, así como el comportamiento de los perfiles de voltajes ante el crecimiento de la demanda esperado.

La ETED en su calidad de propietario de la red de transporte del SENI y operador del sistema es el encargado de realizar la planeación del sistema de transmisión de acuerdo a la proyección de ingreso de nueva generación y a la solución de las restricciones de transporte evidenciadas.

La planificación de la red toma como punto de partida de la determinación de la demanda de potencia no restringida, coincidente con la hora de la máxima demanda del SENI; los datos sobre la ubicación y capacidad de nuevas centrales de generación, tanto térmicas, hidroeléctricas, eólicas y solares incluyendo las fechas de sus puestas en servicio proyectados; la ubicación, capacidad y entrada en servicio de las nuevas subestaciones planificadas por las empresas distribuidoras (partiendo de las previsiones de demanda no restringida). Partiendo de las proyecciones de la demanda y generación, las necesidades de construcción de nuevas subestaciones de distribución y obras de transmisión predefinidas, mediante cálculos de flujos de potencia sucesivos se determinan las obras requeridas que satisfacen los requerimientos futuros, liberan capacidad en el sistema de transmisión actual, eliminan restricciones que limitan el despacho económico de generación y cumplen los criterios de calidad reglamentados.

En este análisis también se incluye el criterio de seguridad N-1 además de criterios de confiabilidad para los casos de enmallamiento y coordinación de las protecciones.

Como criterio de seguridad la planeación del SENI solo considera el criterio N-1 además de la evaluación de estado estacionario para verificar los perfiles voltaje y sobrecarga de los equipos de la red transporte. Es evidente que no se toman en cuenta las evaluaciones de seguridad dinámica del SENI.

4.5 Consideración de la Seguridad en las Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Mayorista

En las transacciones económicas del mercado eléctrico mayorista (MEM), la seguridad es considerada en el cálculo de las compensaciones por despacho forzado (señales de corto plazo), y en el cálculo de potencia firme (señales de largo plazo). Estas compensaciones representan aproximadamente el 5% de las transacciones económicas del MEM.

Las compensaciones por despacho forzado reflejan el impacto económico de los criterios de seguridad utilizados en la programación del despacho y la operación del sistema, a través del uso de centrales de manera forzada por razones de seguridad; mientras que en el cálculo de las transacciones económicas de potencia de punta (pago por potencia firme), el concepto seguridad se utiliza para fijar el nivel de probabilidad con el cual el parque de generación del sistema debe asegurar el abastecimiento de la demanda máxima esperada para un periodo determinado. El objetivo principal del pago por potencia firme es atender la suficiencia.

4.5.1 Compensaciones por Despacho Forzado

Anualmente la Superintendencia de Electricidad (SIE) fija el costo de desabastecimiento y el costo marginal tope de energía de corto plazo para el mercado spot (CMET), en la barra de referencia del sistema (Palamara 138 kV), mediante una fórmula de indexación en base al precio del fuel oil #6 (60%) y el índice de precios al consumidor de los Estados Unidos (40%).

$$CMET_i = CMET_o \times \left(0.40 \times \frac{CPI_{mes\ i-2}}{CPI_{marzo\ 2001}} + 0.6 \times \frac{PFO\#6_{mes\ i-1}}{PFO\#6_{base}} \right) \quad 4-4$$

Siendo $CMET_o$ el valor base del costo marginal de energía fijado en dólares por megavatios-hora [US\$/MWh].

La limitación del costo marginal de corto plazo de energía al costo marginal tope y su extensión a las transacciones económicas del MEM, origina una reducción del excedente del productor

asociado a cada una de las unidades generadoras, que beneficia a los Agentes que efectúan retiros desde el SENI.

En este sentido la SIE estableció un mecanismo de compensación que contemplan destinar una parte de esta reducción del excedente o beneficio para compensar a las unidades generadoras que:

- (i) Prestar servicios auxiliares para garantizar la seguridad del SENI, o,
- (ii) Para atender demanda del SENI, y cuyo costo variable de producción sea mayor que el costo marginal tope de energía de corto plazo en el mercado spot (CMET). Estas unidades serán compensada económicamente por la energía producida, mediante el pago de la diferencia entre su costo variable de producción (CVP) y el costo marginal de corto plazo de energía, correspondiente a su barra de inyección;

En el caso particular de las unidades convocadas a operar en el MEM como compensador sincrónico, serán compensadas económicamente por la energía activa consumida para realizar el servicio, valorizada al costo marginal de corto plazo de energía correspondiente a su barra de inyección.

Las compensaciones económicas antes establecidas se aplicaran únicamente a aquellas unidades generadoras que no estuvieren siendo compensadas por otros servicios auxiliares que estén prestando en el SENI; tales como:

- a. Regulación y soporte de tensión;
- b. Aporte de Reactivo;
- c. Arranque en Negro; o,
- d. Cualquier otro servicio complementario que no esté siendo remunerado directamente;

El mecanismo restituye el costo de producción y deja indiferente al titular de la unidad generadora. Mientras que las unidades en el rango $CMg < CVP < CMgTope$ se ven perjudicadas y sin compensación.

El mecanismo de compensación para atender la seguridad se muestra en la Tabla 4-11. Mecanismo de Compensación para atender la seguridad.

Tabla 4-11. Mecanismo de Compensación para atender la seguridad.

Compensación por Despacho Forzado de Máquinas Generadoras para Seguridad del SENI	
Condición	$CVP > CMgTope$ $CVP > CMG^p$
Convocada para prestar los servicios de:	i. Regulación y soporte de tensión; ii. Aporte de Reactivo; iii. Arranque en Negro; o iv. Cualquier otro servicio complementario que no esté siendo remunerado directamente.
Compensación	$CompA_{ij} = (CVP - CMg_{ij}) * Energía$

Esta compensación será pagada por todos los Agentes del MEM a prorrata de sus retiros de energía del SENI

El mecanismo para atender la demanda se muestra en la Tabla 4-12. El monto total de las compensaciones será pagado por los Agentes del MEM que resulten mensualmente beneficiados por la aplicación del $CMGTope$ en el mercado spot en las transacciones económicas de energía establecidas.

El beneficio se define como Valor positivo de la diferencia de los saldos provenientes de las TEE, calculadas con y sin la participación del $CMGTope$.

Si el $Beneficio < Compensaciones$, la diferencia se pagará:

- 75% Prorrata Retiros
- 25% Agentes deudores de las transacciones económicas de energía

Tabla 4-12. Mecanismo de Compensación para atender la demanda.

Compensación por Despacho Forzado de Máquinas Generadoras para atender Demanda del SENI	
Condición	$CVP > CMG_{Tope}$ $CVP < CMG^P$
Compensación	$CompA_{ij} = (CVP - CMG_{ij}) * Energía$

4.6 Evaluación de la Seguridad en Tiempo Real

No todas las instalaciones del SENI están interconectadas al sistema SCADA del operador del sistema (ETED), sin embargo esta es una de las exigencias para la interconexión según se establece en el código de conexión (sección 10 – Señales al SCADA), y en el art. 170 y 232 de RALGE. Por otro lado, el sistema SCADA del SENI no cuenta con el estimador de estado, lo que dificulta la determinación de las condiciones reales de operación del sistema para evaluar la seguridad estática y dinámica del sistema.

Para la operación en tiempo real del sistema el despachador de turno debe utilizar los lineamientos del manual de operaciones del SENI. En la actualidad las consignas de despacho van en mayor parte dirigidas a corregir las desviaciones de frecuencia debido a las fluctuaciones de carga.

La prioridad de la seguridad depende del estado de operación en que se encuentre el SENI, sin embargo no se dispone de la herramienta informática para realizar las evaluaciones de seguridad en línea. Por lo que la importancia dada a la seguridad durante la operación depende de la experiencia del despachador.

Como indicadores de seguridad se utilizan los flowgates o cortes establecidos para los principales enlaces entre zonas y los perfiles de voltaje en una serie de nodos pilotos del sistema. Los flowgates como indicadores de seguridad carecen del factor probabilidad, ya que estos no consideran la esperanza de ocurrencia esperada ante la ocurrencia de una perturbación en específico.

La previsión de las restricciones es considerada en la elaboración de los re despachos de la generación. Dicho re despacho son realizados cada dos horas, tomando en cuenta actualizaciones de disponibilidad de las unidades generadoras, las condiciones actuales de la red de transporte y los cambios en las previsiones de demanda.

Al igual que en la programación de corto plazo los re despachos son validados mediante análisis eléctricos de estado estacionario con el objetivo de verificar el comportamiento de los perfiles de voltaje y de los intercambios de flujos de potencia entre los enlaces de transmisión de las diferentes zonas del SENI. Adicionalmente se realiza una simulación de estabilidad en la que se considera el disparo de la central más grande en operación.

La evaluación de la seguridad en tiempo real no contempla una evaluación de las características dinámicas del sistema de acuerdo al escenario de operación dado.

4.7 Impacto Técnico y Económico de la Aplicación de los Criterios de Seguridad Vigentes

Para determinar el costo de una decisión, cualquiera que esta sea, es menester conocer los dos extremos; es decir, cuál era el costo antes de que surtiera efecto la decisión tomada y el costo luego del efecto de la decisión.

Todos los criterios de seguridad actualmente vigentes en el SENI, tienen impacto técnico en la forma de programar, planificar y realizar la operación del sistema; cambios que a resumidas cuentan se reflejan en las transacciones económicas del MEM. Por lo tanto, en este análisis nos ocuparemos a traducir en términos de impacto económico la aplicación los criterios técnicos de seguridad en el SENI.

Dado que los criterios de seguridad aplicados al SENI se basan en análisis de estado estacionario utilizaremos comparaciones que nos permitan identificar las variaciones en las variables controladas y monitoreadas para tal fin.

Sobre las variables críticas, definiremos los elementos que resultan con cambio de estado luego de activarse el criterio de seguridad; considerando que antes de esta activación dicho elemento funcionaba en condiciones normales y estable. Es decir, los elementos que no fueron causantes de la activación de la restricción y el mismo elemento en cuestión.

En esencia compararemos los flujos de potencia, incremento o disminución de la generación en una zona determinada, restricciones de sobrecarga en líneas de transmisión y transformadores.

La aplicación del criterio N-1 en base a los flowgates o cortes implica una reducción significativa en la capacidad de transferencia entre uno o varios enlaces de transmisión, ya que estos eran operados solo con la limitación de sobrecarga térmica (capacidad nominal), salvo en condiciones atmosféricas extremas o condiciones riesgosa en las cuales se aplicaba el criterio N-1 estándar.

Con el uso de flowgates en la programación y operación del SENI, la generación y la capacidad de transporte en si misma se ve afectada por la restricción de intercambio, de manera anticipada, de algún enlace de transmisión fin de evitar una posible congestión de probabilidad desconocida.

El enlace Palamara – Bonao 2 138 kV interconecta la zona central con la zona norte, dicho enlace está compuesto por dos circuitos con un (1) conductor por fase (450 ACAR). Estas líneas de transmisión tienen capacidad nominal para transportar 0.568 kA y tomando en cuenta que operan a 138 kV, presentan una capacidad nominal de transporte de 138.63 MVA por circuito, lo que representa un total de 277.27 MVA. Considerando un factor de potencia de 0.9 inductivo la potencia efectiva que se puede transporte por un circuito es de 125 MW, para un total de 250 MW para ambos circuitos.

Antes de la entrada en operación de la red trocal a 345 kV la zona norte solo estaba interconectada con el resto del SENI a través de la zona central, mediante el enlace Palamara – Bonao 2. Considerando la aplicación del criterio N-1 en la operación de dicho enlace, la capacidad máxima de transporte para cada circuito se reduce a 69.32 MVA y una potencia efectiva de 62.5 MW (en base a FP=0.9).

El total de la capacidad del enlace se reduce a la capacidad nominal de un solo circuito (disminución de 50% respecto a la capacidad nominal), esto debido a la aplicación del criterio N-1; ya que este considera que ante la salida intempestiva de cualquiera de los circuitos el otro debe soportar la sobrecarga de flujo permitiendo que el SENI siga en operación.

Esta disminución en la capacidad de transferencia (138.63 MVA) del enlace Palamara – Bonao 2 equivale aproximadamente a la capacidad de la turbina de vapor (143.37 MVA) de la central más grande de la zona norte¹⁵.

Considerando el costo marginal promedio en la barra de referencia para el año 2012, 194.40 [US\$/MWh]; en términos económicos, la diferencia de la capacidad de transferencia del enlace Palamara – Bonao 2 equivale a US\$ 24,249.24 para un solo periodo del día, US\$ 581,981.86 para los veinticuatro (24) periodos del día y US\$ 17,459,455.88 para un mes completo. Estos montos equivaldrían al coste de operar el enlace bajo el criterio de seguridad N-1. En la Tabla 4-13 se muestra un resumen de los subsistemas que ocurrieron durante el 2012, y la cantidad de horas que se presentaron para cada mes.

¹⁵ San Felipe es la central más grande la zona norte del SENI. Es un ciclo combinado compuesto por una turbina de gas de 101.92 MVA y una turbina de vapor de 143.37 MVA, con una potencia efectiva de 185 MW.

Tabla 4-13. Desacoples físicos y económicos observados durante el 2012.

Data	SUBSISTEMA	MES												Grand Total
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Promedio CMg [US\$/MWh]	Palamara 138 [kV]	178.5	193.0	203.5	194.7	198.1	202.8	187.4	183.6	204.3	205.6	197.4	183.9	194.4
	69 kV: Autotransformador Palamara	153.7	165.9	175.0	171.9	160.0	147.2		149.2	155.7	156.8	150.3		165.5
	Este: Hainamosa-Palamara	147.4	167.1	151.9	151.0	203.4					153.7	207.3	160.0	157.9
	69 kV: Diesel - La Vega		178.9	182.9	174.4	184.1	160.7	154.3	193.6	167.0	157.7	159.8		169.9
	Norte: Bonao-Palamara		185.0									181.3		184.2
	69 kV: Autotransformador Barahona		121.8					170.8	136.5				140.6	139.1
	15 de Azua - Pizarrete		157.0	187.4				173.4	136.6					146.2
	15 de Azua - Barahona		164.4											164.4
	69 kV: Zona Timbeque		161.0	156.8	159.8	177.0	155.4	148.0	155.6	158.1	154.3	205.5	154.5	159.7
	Subsistema Zona Sur			189.0			207.5	181.6	134.3	171.3	129.3	122.0	141.1	138.7
	Barahona Cruce de Cabral			172.8										172.8
	Zona Pimentel			216.9			170.6	154.0				190.1		175.0
	Hainamosa - AES 138KV			140.7										140.7
	69 kV: Autotransformador Haina				213.4			198.0		219.9				204.8
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa						162.7	152.4			170.4		120.8	161.1
Promedio CMg [US\$/MWh]	Palamara 138 [kV]	6,945	7,527	7,953	7,609	7,742	7,936	7,336	7,192	8,020	8,115	7,877	7,400	7,636
	69 kV: Autotransformador Palamara	5,977	6,471	6,839	6,720	6,256	5,759		5,844	6,115	6,211	5,969		6,466
	Este: Hainamosa-Palamara	5,724	6,517	5,935	5,900	7,950					6,085	8,301	6,435	6,177
	69 kV: Diesel - La Vega		6,975	7,148	6,816	7,195	6,288	6,042	7,584	6,562	6,221	6,369		6,669
	Norte: Bonao-Palamara		7,212									7,191		7,207
	69 kV: Autotransformador Barahona		4,751					6,686	5,345				5,662	5,547
	15 de Azua - Pizarrete		6,122	7,322				6,788	5,349					5,721
	15 de Azua - Barahona		6,416											6,416
	69 kV: Zona Timbeque		6,285	6,126	6,245	6,917	6,079	5,794	6,094	6,194	6,114	8,232	6,218	6,256
	Subsistema Zona Sur			7,384			8,120	7,108	5,259	6,719	5,107	4,870	5,682	5,505
	Barahona Cruce de Cabral			6,751										6,751
	Zona Pimentel			8,473			6,674	6,028				7,541		6,866
	Hainamosa - AES 138KV			5,499										5,499
	69 kV: Autotransformador Haina				8,339			7,750		8,637				8,019

		MES												Grand Total
Data	SUBSISTEMA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa						6,366	5,965			6,711		4,842	6,322
Número de Horas	Palamara 138 [kV]	744	696	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8784
	69 kV: Autotransformador Palamara	63	140	105	67	36	10		6	4	18	4		453
	Este: Hainamosa-Palamara	66	234	337	308	29					7	28	28	1037
	69 kV: Diesel - La Vega		17	6	5	20	17	9	2	10	3	22		111
	Norte: Bonao-Palamara		8									2		10
	69 kV: Autotransformador Barahona		32					14	141				327	514
	15 de Azua - Pizarrete		9	22				12	139					182
	15 de Azua - Barahona		17											17
	69 kV: Zona Timbeque		129	470	512	113	43	74	134	14	11	29	95	1624
	Subsistema Zona Sur			17			1	6	130	316	275	543	325	1613
	Barahona Cruce de Cabral			22										22
	Zona Pimentel			2			9	5				4		20
	Hainamosa - AES 138KV			354										354
	69 kV: Autotransformador Haina				2			7		2				11
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa						10	8			10		1	29
Pocentaje de Horas	Palamara 138 [kV]	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	69 kV: Autotransformador Palamara	8.5%	20.1%	14.1%	9.3%	4.8%	1.4%		0.8%	0.6%	2.4%	0.6%		5.16%
	Este: Hainamosa-Palamara	8.9%	33.6%	45.3%	42.8%	3.9%					0.9%	3.9%	3.8%	11.81%
	69 kV: Diesel - La Vega		2.4%	0.8%	0.7%	2.7%	2.4%	1.2%	0.3%	1.4%	0.4%	3.1%		1.26%
	Norte: Bonao-Palamara		1.1%									0.3%		0.11%
	69 kV: Autotransformador Barahona		4.6%					1.9%	19.0%				44.0%	5.85%
	15 de Azua - Pizarrete		1.3%	3.0%				1.6%	18.7%					2.07%
	15 de Azua - Barahona		2.4%											0.19%
	69 kV: Zona Timbeque		18.5%	63.2%	71.1%	15.2%	6.0%	9.9%	18.0%	1.9%	1.5%	4.0%	12.8%	18.49%
	Subsistema Zona Sur			2.3%			0.1%	0.8%	17.5%	43.9%	37.0%	75.4%	43.7%	18.36%
	Barahona Cruce de Cabral			3.0%										0.25%
	Zona Pimentel			0.3%			1.3%	0.7%				0.6%		0.23%
	Hainamosa - AES 138KV			47.6%										4.03%
	69 kV: Autotransformador Haina				0.3%			0.9%		0.3%				0.13%
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa						1.4%	1.1%			1.3%		0.1%	0.33%

Cabe resaltar que la limitación de la capacidad de transferencia entre zonas implica el uso de generación adicional en dichas zonas a fin de minimizar el intercambio de flujo de potencia, lo que su vez por lo general origina subsistemas económicos marcando diferencia de precios en las diferentes zonas. En este caso el efecto de la aplicación del criterio de seguridad N-1 se puede evidenciar mediante la ocurrencia de subsistemas económicos y las variaciones en las transacciones económicas de energía y en las compensaciones por seguridad y despacho forzado de centrales.

A partir de octubre de 2010 la línea de transmisión Julio Sauri – El Naranjo y sus instalaciones complementarias fueron operadas de manera provisional a 138 kV, lo que ayudó a que cesara la ocurrencia del subsistema Palamara – Bonao 2 por restricción del flujo en el enlace que interconecta la zona central con la zona norte, como se puede evidenciar en la Tabla 4-14.

En la Tabla 4-14 se muestra un resumen de los subsistemas que ocurrieron durante el 2010, y la cantidad de horas que se presentaron para cada mes.

Tabla 4-14. Desacoples físicos y económicos observados durante el 2010.

Data	SUBSISTEMA	MES												Grand Total
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
Promedio CMg [US\$/MWh]	Palamara 138 [kV]	131.8	154.3	148.6	137.0	143.7	133.5	129.8	139.7	143.2	134.1	122.4	125.7	136.9
	Norte: Bonao 2 - Canabacoa	156.5							133.6					151.6
	69 kV: Diesel - La Vega	135.1				135.9	144.1	126.9		148.3			119.8	136.6
	69 kV: Autotransformador Palamara	114.4	121.0	113.5	113.2	113.0	111.6	105.0	110.7	111.6	109.9	112.9	119.6	114.3
	Este: Hainamosa-Palamara			130.8					102.7			104.1	116.6	112.4
	Norte: Bonao-Palamara			151.1	158.7	135.1	144.2	134.6		149.4				145.7
	Sur: Pizarrete-Madre Vieja										115.0			115.0
	Sur: Valdesia-Palamara											121.8		121.8
	Este: Santo Domingo											85.8		85.8

		MES												
Data	SUBSISTEMA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Grand Total
	69 kV: Zona Timbeque												148.2	148.2
Promedio CMg [RD\$/MWh]	Palamara 138 [kV]	4,770	5,597	5,406	4,991	5,282	4,920	4,788	5,172	5,306	5,001	4,565	4,695	5,038
	Norte: Bonao 2 - Canabacoa	5,666							4,945					5,511
	69 kV: Diesel - La Vega	4,890				4,990	5,315	4,683		5,499			4,470	5,031
	69 kV: Autotransformador Palamara	4,139	4,391	4,131	4,124	4,157	4,114	3,878	4,097	4,135	4,097	4,210	4,470	4,230
	Este: Hainamosa-Palamara			4,761					3,800			3,884	4,358	4,155
	Norte: Bonao-Palamara			5,498	5,783	4,958	5,318	4,967		5,540				5,373
	Sur: Pizarrete-Madre Vieja										4,300			4,300
	Sur: Valdesia-Palamara											4,542		4,542
	Este: Santo Domingo											3,199		3,199
	69 kV: Zona Timbeque												5,538	5,538
Número de Horas	Palamara 138 [kV]	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
	Norte: Bonao 2 - Canabacoa	11							3					14
	69 kV: Diesel - La Vega	23				12	12	18		32			15	112
	69 kV: Autotransformador Palamara	29	36	23	43	40	27	37	43	14	60	91	165	608
	Este: Hainamosa-Palamara			5					3			8	1	17
	Norte: Bonao-Palamara			4	8	9	11	11		30				73
	Sur: Pizarrete-Madre Vieja										3			3
	Sur: Valdesia-Palamara											4		4
	Este: Santo Domingo											1		1
	69 kV: Zona Timbeque												1	1
Pocentaje de Horas	Palamara 138 [kV]	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	Norte: Bonao 2 - Canabacoa	1.5%							0.4%					0.16%
	69 kV: Diesel - La Vega	3.1%				1.6%	1.7%	2.4%		4.4%			2.0%	1.28%
	69 kV: Autotransformador Palamara	3.9%	5.4%	3.1%	6.0%	5.4%	3.8%	5.0%	5.8%	1.9%	8.1%	12.6%	22.2%	6.94%
	Este: Hainamosa-Palamara			0.7%					0.4%			1.1%	0.1%	0.19%
	Norte: Bonao-Palamara			0.5%	1.1%	1.2%	1.5%	1.5%		4.2%				0.83%
	Sur: Pizarrete-Madre Vieja										0.4%			0.03%
	Sur: Valdesia-Palamara											0.6%		0.05%
	Este: Santo Domingo											0.1%		0.01%
	69 kV: Zona Timbeque												0.1%	0.01%

Luego en mayo de 2011 dichas instalaciones entraron a operar de manera normal. Con el inicio de la operación de la red troncal a 345 kV el flowgate o corte de la zona norte pasó de 125 MW a ser 467 MW. En la definición de este corte se consideraron las líneas del enlace Palamara – Bonao 2 138 kV y las del enlace Julio Sauri – El Naranjo 345 kV. Con las nuevas líneas de transmisión la capacidad máxima de intercambio entre la zona central y la zona norte aumentó 342 MW lo que permitió prácticamente la desaparición del subsistema Palamara – Bonao 2 por la restricción de flujo entre la zona central y la zona norte (ver Tabla 4-15).

Tabla 4-15. Desacoples físicos y económicos observados durante el 2011.

		MES												
Data	SUBSISTEMA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Grand Total
Promedio CMg [US\$/MWh]	Palamara 138 [kV]	140.7	147.9	178.9	195.6	210.6	197.8	206.8	201.4	185.6	198.7	187.9	178.9	186.1
	69 kV: Autotransformador Palamara	118.7	121.8	147.3	154.2	151.3	152.0	175.5	160.7	159.8	155.5	165.7	160.6	157.4
	15 de Azua - Pizarrete	119.2												119.2
	69 kV: Diesel - La Vega		131.7										163.8	140.0
	Este: Hainamosa-Palamara		111.6	156.3	165.1	192.1	177.4	183.0	174.4	192.6	168.3	172.1	154.2	177.2
	69 kV: Zona Timbeque			165.4							169.0		154.5	164.5
	Norte: Bonao 2 - Canabacoa			146.8										146.8
	Norte: Bonao-Palamara				154.8					186.6	194.8			188.6
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa				155.0	176.6	174.1	212.4						176.5
	Zona Pimentel						186.6	183.5					172.2	182.2
	69 kV: Autotransformador Barahona								99.2	103.9		104.0		102.6
	Sur: Valdesia-Palamara									175.2	155.0	167.5		164.9
	69 kV: Autotransformador Haina									217.3	217.4	220.0		217.8
	69 kV: Zona Timbeque Despacho												155.0	155.0
Promedio CMg [RD\$/MWh]	Palamara 138 [kV]	5,279	5,570	6,767	7,412	7,989	7,540	7,891	7,685	7,091	7,618	7,228	6,906	7,091
	69 kV: Autotransformador Palamara	4,446	4,586	5,571	5,846	5,737	5,794	6,696	6,133	6,107	5,958	6,373	6,200	6,034
	15 de Azua - Pizarrete	4,482												4,482
	69 kV: Diesel - La Vega		4,954										6,322	5,309
	Este: Hainamosa-Palamara		4,207	5,914	6,256	7,290	6,765	6,984	6,655	7,356	6,448	6,617	5,954	6,759
	69 kV: Zona Timbeque			6,253							6,474		5,967	6,315
	Norte: Bonao 2 - Canabacoa			5,560										5,560

		MES												Grand Total
Data	SUBSISTEMA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
	Norte: Bona0-Palamara				5,867					7,134	7,450			7,211
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa				5,876	6,695	6,626	8,105						6,698
	Zona Pimentel						7,116	7,002					6,638	6,968
	69 kV: Autotransformador Barahona								3,784	3,968		3,994		3,930
	Sur: Valdesia-Palamara									6,692	5,949	6,446		6,329
	69 kV: Autotransformador Haina									8,305	8,344	8,448		8,334
	69 kV: Zona Timbeque Despacho												5,984	5,984
Número de Horas	Palamara 138 [kV]	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
	69 kV: Autotransformador Palamara	56	30	35	5	1	29	8	48	126	79	308	235	960
	15 de Azua - Pizarrete	8												8
	69 kV: Diesel - La Vega		20										7	27
	Este: Hainamosa-Palamara		40	20	45	409	297	331	231	68	218	169	94	1922
	69 kV: Zona Timbeque			4							209		95	308
	Norte: Bona0 2 - Canabacoa			3										3
	Norte: Bona0-Palamara				1					29	15			45
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa				3	20	4	2						29
	Zona Pimentel						8	4					4	16
	69 kV: Autotransformador Barahona								11	9		20		40
	Sur: Valdesia-Palamara									4	6	7		17
	69 kV: Autotransformador Haina									113	19	28		160
	69 kV: Zona Timbeque Despacho												97	97
Pocentaje de Horas	Palamara 138 [kV]	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.00%
	69 kV: Autotransformador Palamara	7.5%	4.5%	4.7%	0.7%	0.1%	4.0%	1.1%	6.5%	17.5%	10.6%	42.8%	31.6%	10.96%
	15 de Azua - Pizarrete	1.1%												0.09%
	69 kV: Diesel - La Vega		3.0%										0.9%	0.31%
	Este: Hainamosa-Palamara		6.0%	2.7%	6.3%	55.0%	41.3%	44.5%	31.0%	9.4%	29.3%	23.5%	12.6%	21.94%
	69 kV: Zona Timbeque			0.5%							28.1%		12.8%	3.52%
	Norte: Bona0 2 - Canabacoa			0.4%										0.03%
	Norte: Bona0-Palamara				0.1%					4.0%	2.0%			0.51%
	69 kV: Diesel - La Vega-Canabacoa				0.4%	2.7%	0.6%	0.3%						0.33%
	Zona Pimentel						1.1%	0.5%					0.5%	0.18%

		MES												Grand Total
Data	SUBSISTEMA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
	69 kV: Autotransformador Barahona								1.5%	1.3%		2.8%		0.46%
	Sur: Valdesia-Palamara									0.6%	0.8%	1.0%		0.19%
	69 kV: Autotransformador Haina									15.7%	2.6%	3.9%		1.83%
	69 kV: Zona Timbeque Despacho												13.0%	1.11%

Para el año 2010 el número de horas en las que ocurrió el subsistema Palamara – Bonao 2 fue 73 horas, para el año 2011 se redujo a 45 horas, mientras que para el 2012 fue tan solo 10 y para el año 2013 cero.

En el caso del subsistema zona este a causa de la restricción de flujo entre la zona central y la zona este el efecto de la aplicación del criterio N-1 fue todo lo contrario a lo sucedido con la zona norte, ya que aquí no se presentó la entrada inmediata de instalaciones que ayudaran a apaliar el problema.

En inicio, año 2010, para la implementación del criterio N-1 el flowgate de la zona este estaba definido por las líneas Palamara / Villa Mella – Hainamosa (180 MW), luego de una revisión a principios del 2011 se redefinió, contemplando así las líneas Palamara / Villa Mella – Hainamosa y Timbeque 2 / CNP – Hainamosa (250 MW), debido a que estas últimas forman un camino alternativo hacia la subestación de Palamara. Esta actualización representó una discusión de 114 MW en la capacidad de exportación de generación desde la zona este dado que entre las 4 líneas de transmisión se podía manejar alrededor de 400 MW.

Las líneas mencionadas son de la misma capacidad que las del enlace Palamara – Bonao 2 138 kV.

La disminución de la capacidad de transferencia con el nuevo flowgate respecto al anterior representó un sobre costo horario de US\$ 22,156.08, diario de US\$ 531,745.82 y en el caso mensual fue de US\$ 15,952,374.60, considerando el costo marginal promedio en la barra de referencia para el año 2012, 194.94 [US\$/MWh]. La variación de los costos marginales para el año 2011 debido a la congestión del enlace con la zona este se puede apreciar en la Tabla 4-15.

Es importante señalar que en la zona este es donde se encuentra instalada la mayor parte de la generación termoeléctrica del SENI, las cuales son consideradas de base por sus bajos costos operativos.

Esta restricción fue solucionada con la entrada en operación de la líneas Palamara / Arroyo Hondo – Los Mina 138 kV y Hainamosa – Los Mina 138 kV (circuito número 3); es por esta razón que para el año 2013 las horas de activación de la restricción disminuyeron 1030 horas en comparación los datos del 2012.

Para el año 2010 el número de horas en las que ocurrió el subsistema zona este fue 17 horas, para el año 2011 aumentó a 1922 horas, lo que representa el 21.94% de las horas del año, mientras que para el 2012 fueron 1037 horas y para el año 2013 tan sólo 7 horas.

Adicional a la aplicación del criterio de seguridad N-1, el incremento en la activación del flowgate definido para el enlace entre la zona central y la zona este se debe por la congestión en condiciones de exportación de energía desde la zona este del país hacia las zonas norte y sur a través de la zona central, la activación del corredor o Flowgate 138 kV Timbeque 2 / CNP + Palamara / Villa Mella – Hainamosa.

Para el subsistema zona sur, ocasionado por la restricción de flujo en las línea Palamara – Pizarrete y Palamara Valdesia, durante el año 2010 el número de horas de activación fue 4 horas, para el año 2011 aumentó a 17 horas, mientras que para el 2012 fueron 1613 horas y para el año 2013 tan sólo 968 horas.

El enlace que interconecta la zona central con la zona sur, está compuesto por dos circuitos con un (1) conductor por fase (450 ACAR). Estas líneas de transmisión tienen capacidad nominal para transportar 0.568 kA y tomando en cuenta que operan a 138 kV, presentan una capacidad nominal de transporte de 138.63 MVA por circuito, lo que representa un total de 277.27 MVA. Considerando un factor de potencia de 0.9 inductivo la potencia efectiva que se puede transportar por un circuito es de 125 MW, para un total de 250 MW para ambos circuitos.

Considerando el costo marginal promedio en la barra de referencia para el año 2012, 194.40 [US\$/MWh]; en términos económicos, la diferencia de la capacidad de transferencia del enlace Palamara – Bonao 2 equivale a US\$ 24,249.24 para un solo periodo del día, US\$ 581,981.86 para los veinticuatro (24) periodos del día y US\$ 17,459,455.88 para un mes completo. Estos montos equivaldrían al coste de operar el enlace bajo el criterio de seguridad N-1.

En diciembre 2012, las congestiones de flujo afectaron la generación por 325 horas, lo que representa el 43.68% del total de las horas del mes. En la mayoría de casos dicha restricción provocó la creación de islas económicas afectando un total de generación de 430 MW ubicada en la zona sur, de los cuales 286 MW pertenecían a centrales hidroeléctricas. Las centrales que se vieron involucradas son: AGUACATE, VALDESIA, JIGUEY, PALOMINO, MONTE RIO y BARAHONA CARBÓN.

La aparición de estas islas económicas ocasiona diferencias de costos marginales entre la zona central, la zona sur y el área del sur profundo.

En la Tabla 4-16 se muestra un resumen de la información registrada en tiempo real del número de horas mensuales de restricción del enlace Palamara-Valdesia-Pizarrete para el año 2012.

Tabla 4-16. Horas mensuales de restricción del enlace Palamara-Valdesia-Pizarrete para el año 2012.

MES	HORAS DE RESTRICCION	POTENCIA PROMEDIO RESTRINGIDA [MW]	ENTRADA DE CENTRALES HIDRAULICAS Y EOLICAS [MW]	NUEVA / REINGRESO CENTRALES
ENERO	0	0		
FEBRERO	0	0		
MARZO	1.7	1		
ABRIL	0	0		
MAYO	0	0	98	JIGUEY 1 Y 2
JUNIO	0.3	6		
JULIO	1.8	9		
AGOSTO	112	20	49.5	PALOMINO 2
SEPTIEMBRE	277.7	32	101.5	AGUACATE 1 Y 2 PALOMINO 1
OCTUBRE	167.8	30		
NOVIEMBRE	297.2	39	52	LOS COCOS 2
DICIEMBRE	284.3	47		

Fuente: informe de operaciones 2012 – organismo coordinador.

Como se puede apreciar en la tabla anterior el incremento de la generación hidráulica provocó más restricciones y sobrecostos en lugar de abaratar los costes de operación del SENI. En otras palabras el efecto neto de la entrada de la nueva generación en la zona sur fue cero, dado que esta quedó anulada por la restricción de flujo a través del enlace Palamara-Valdesia + Palamara – Pizarrete.

De acuerdo al número de horas de activación de las restricciones para las diferentes interconexiones entre zonas que se presentaron para el año 2012 y considerando la variación de la capacidad de transferencia en base a las características nominales y las determinadas por los flowgates; presentamos los sobrecostos por la implementación del criterio de seguridad N-1.

-
- Enlace zona central – zona sur: MUS\$ 39.12
 - Enlace zona central zona norte: MUS\$ 22.98
 - Enlace zona central – zona este: MUS\$ 2.02

Montos calculados en base al costo marginal promedio, 194.40 [US\$/MWh] de la barra de referencia para el año 2012.

4.8 Estado de la Seguridad en el Sistema Eléctrico Dominicano.

En la actualidad la SIE no establece un criterio de confiabilidad, normas de calidad y seguridad específicas para la operación del SENI, en el RALGE solo se especifica el rango en que se deben mantener los perfiles del voltaje y el nivel de confianza (95 -98%) que debe mantener la potencia firme del parque de generación para abastecer la demanda en las horas de punta (18:00 – 22:00 horas).

Tomando en cuenta lo anterior, presentamos a continuación los indicadores de calidad y seguridad para la Empresa de Transmisión según la Norma Técnica de Calidad de Servicio de Transporte en la aplicación del Reglamento de la Ley General de Electricidad (Art. 157) en base a los cálculos y fórmulas de la CIER¹⁶ acogidas en la referencia internacional del cual ETED es partícipe:

La Tasa de Falla Global (TFG): Se refiere al número de salidas de tipo forzadas que han tenido en el año, analizadas mensualmente, para un determinado nivel de tensión y una categoría dada cada 100 Km. de red. Lo establecido por la normativa vigente es de 5.0 por cada 100 kilómetros de líneas.

- 345kV: 2.49

¹⁶ CIER: Comisión de integración energética regional. El objeto de La Comisión es el de promover y favorecer la integración del sector energético en la región sur y centroamericana además del caribe, por medio de la cooperación mutua entre sus asociados.

-
- 138kV: 4.62
 - 69kV: 27.24

La Duración de la Falla Global (DTG): Se refiere a la duración total promedio de salidas de tipo forzadas que las líneas han tenido en un mes para un determinado nivel de tensión. Lo establecido es de 7.00 Horas.

- 345kV: 6.41
- 138kV: 8.95
- 69kV: 35.38

La Regulación de Tensión la tensión se mantuvo dentro del rango $\pm 5\%$ para los niveles de tensión 69, 138 y 345 kV, los siguientes porcentajes de tiempo 96.7, 91.8 y 100 % corresponden al comportamiento histórico de los perfiles de voltaje para cada nivel de tensión de la red de transporte respectivamente.

Disponibilidad: Mide el porcentaje del tiempo en que el Sistema de Transmisión Nacional (STN) está disponible.

- 345kV: 99.93%
- 138kV: 99.89%
- 69kV: 99.59%

Confiabilidad: Se define como el porcentaje del tiempo del período considerado en que el sistema de transmisión permite atender toda la demanda de los consumidores.

La confiabilidad del STN para el año 2012 fue de 90.5%.

Energía no servida por transmisión: En el año 2012 la energía no suministrada fue de 61,415.38 MWh. La ETED no pudo evitar la gran cantidad de energía no suministrada, principalmente por causas de congestión o sobrecarga, precisamente antes de la entrada de

los circuitos a 138 kV Palamara / Arroyo Hondo – Los Mina, Hainamosa – Los Mina L3, los cuales dieron solución a la restricción de flujo con la zona este; también se toma en cuenta la entrada de la línea a 345 kV Julio Sauri – Pizarrete, la cual dio solución a la congestión de flujo con la zona sur.

A parte de estos hitos, también se considera el apagón general del día 25 de octubre, el cual fue una consecuencia principalmente de los efectos del paso del Huracán Sandy por las proximidades de nuestro territorio.

En lo que concierne a la gestión del mantenimiento al mes de noviembre de 2012, el programa de mantenimiento de Redes se cumplió en un 85.86%, el de Subestaciones en un 91.71% y el de Control y Protección en un 93.48%; con estos avances el Programa de Mantenimiento de la ETED tenía un avance promedio de 90.35%.

5 . Propuesta de Criterio de Seguridad Para el Sistema Electrico Dominicano

5.1 Introducción

En el capítulo anterior se presentó un análisis de la situación actual de la seguridad del sistema eléctrico dominicano, verificando los lineamientos normativos, criterios operativos referente a la temática en cuestión, los métodos de evaluación establecidos, remuneración e impacto económico en las transacciones económicas del MEM y costes de operación del sistema.

Para una mejor comprensión del estatus de la seguridad y su tratamiento en el MEM de la República Dominicana, conviene esclarecer otros aspectos que de forma explícita forman parte del problema. En ese mismo sentido, antes de marcar un punto de partida con el planteamiento de nuevas propuestas, se presenta una pequeña síntesis de las causas más importantes que desde su origen y seguimiento han incubado los problemas de mercado, del mecanismo de suministro y por consiguiente en la seguridad del sistema además de los niveles de remuneración asociados.

5.2 Revisión de los Aspectos Técnicos y de Mercado: Síntesis de la Situación Pasada y Presente

5.2.1 Aspectos técnicos

A continuación haremos una revisión hermenéutica de los aspectos técnicos, pormenorizando la situación de los servicios auxiliares¹⁷ y de la calidad en el servicio.

5.2.1.1 Servicios Auxiliares – Regulación de Frecuencia y Regulación de Voltaje

Regulación de Frecuencia:

En seguida presentamos un diagnóstico de cómo opera en la actualidad el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia en el SENI.

El Art. 233 del RALGE establece que los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación son responsables por la regulación de frecuencia del SENI, cuya operación está a cargo del CCE. En este mismo orden el Reglamento establece que los generadores deben

¹⁷ Servicios Auxiliares: Son los servicios de Regulación de Frecuencia, Regulación de Tensión, Compensación de Energía Reactiva y cualesquier otros necesarios para el correcto funcionamiento del mercado de energía y para la seguridad y confiabilidad del sistema interconectado. Definición obtenida de la terminología del RALGE 125-01.

ofrecer de forma obligatoria el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia con la posibilidad de que exista un acuerdo entre las empresas de generación previamente aprobada por la SIE, y el OC y CCE estén notificados¹⁸. El servicio auxiliar de regulación primaria de frecuencia en República Dominicana funciona bajo el modelo de provisión obligatorio con opción de transferencia¹⁹.

En el sistema eléctrico dominicano la frecuencia debe permanecer dentro del rango de 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0 % del tiempo y de 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8 % del tiempo (Art. 150 RALGE) se deben ejecutar acciones necesarias para regular la frecuencia como son la regulación primaria de frecuencia (RPF), regulación secundaria de frecuencia (RSF) y la interrupción de carga y/o generación.

En la Tabla 5-1 se muestra un ejemplo de la situación actual de la frecuencia en el SENI

Tabla 5-1. Situación actual de la regulación de frecuencia en el SENI

VALOR	NORMATIVA	REALIDAD [AÑO 2013]
59.85 A 60.15 HZ	99.0% DEL TIEMPO	74.03% DEL TIEMPO
59.75 A 60.25 HZ	99.8% DEL TIEMPO	94.81% DEL TIEMPO

Fuente: Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana, ETED.

Las centrales AES Andrés y Los Mina participan con un promedio de 95% de la reserva primaria de regulación. Esta situación genera un sobre costo en la regulación de frecuencia debido a que estas unidades tienen menor Costo Variable de Producción (CVP), dichas centrales son consideradas centrales de base.

¹⁸ Artículo 203, Reglamento Para la Aplicación de la Ley General de electricidad 125-01.

¹⁹ Art. 387 literal b, RALGE: Mantener la calidad del producto, en el aspecto de frecuencia, con reserva propia en sus máquinas o a través del pago que realicen a otro generador o generadores por la reserva que aportan en su reemplazo.

El Art. 223 del RALGE dice que el CCE puede optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del SENI. “Estas medidas deben derivar de estudios especializados a cargo del OC, quien las preestablece”

De la exégesis de la norma, a simple vista (el manual de operaciones establece 5, ver sección 4.3), se evidencian dos estados de operación del SENI: i) Normal, en el cual deberán aportar todos los agentes generadores a dicha estabilidad de acuerdo a las características de diseño de sus máquinas, y ii) Estado de Emergencia. La prestación de los servicios debe garantizar la seguridad a mínimo costo, aquí es donde cobra sentido que todos los generadores coadyuven a la estabilidad en la prestación de RPF y RSF.

En otros países los cortes a la demanda son altamente penalizados por el valor de la energía no suministrada ²⁰(valor que no está correctamente definido en el caso dominicano), sin embargo al no existir una penalización por incurrir en cortes a la demanda, el operador del sistema ha tomado como práctica usual ordenar a los agentes distribuidores la apertura y cierres de circuitos, durante la operación diaria, con el fin de controlar la frecuencia del SENI y mantener la seguridad. Este es un servicio ofrecido por las distribuidoras que no es remunerado ni considerado por el operador del mercado.

Como la demanda varía constantemente (naturalmente o por fallas) y la generación puede variar (por fallas), en un sistema eléctrico es necesario mantener una Reserva Rotante para atender estos desequilibrios de manera inmediata; lo cual no se hace en el caso dominicano. Lo que se reserva es un cierto porcentaje de la demanda en ese momento. En el SENI se utiliza entre 3% y 5%, a decisión del OC.

²⁰ Art.1 LGE 125-01 COSTO DE DESABASTECIMIENTO O ENERGIA NO SERVIDA: Es el costo en que incurren los clientes, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien la pérdida económica derivada de la falta de producción y/o venta de bienes y servicios, y la pérdida de bienestar por disminución de la calidad de vida, en el caso del sector residencial. El monto de este costo será establecido mediante Resolución de la Superintendencia de Electricidad

Sin embargo para estados de emergencia, no basta con la respuestas automáticas de las Unidades del SENI, porque generalmente dichos eventos rompen con la inercia del sistema, por lo tanto es requerido el sistema automático de deslastre de carga (EDAC), el cual opera ante salida intempestiva de plantas cuya potencia no podrá ser suplida por las reservas calientes de las máquinas en línea.

Aunque el sistema eléctrico dominicano ha avanzado bastante en la regulación de frecuencia todavía tiene anomalías, en el sentido en que son muchas las ocasiones que el CCE da instrucciones a las empresas de Distribución para abrir circuitos por concepto de “controlar o regular la frecuencia”, cuando existen desbalances significativos en el SENI de este indicador (Hz), la cual no es controlada por la respuesta natural o Regulación Primaria de las maquinas habilitadas para tal fin.

Para ejemplificar el costo que deben absorber actualmente los agentes que pagan por RPF, se muestra a continuación un detalle de las facturas calculadas por el Organismo Coordinador para el año 2013 por este concepto. Para demostrar también la importancia de esta cifra, se muestra más abajo lo que se recauda en el SENI por concepto de Potencia Firme y Derecho de Conexión.

Tabla 5-2. Comparación entre concepto de las transacciones económicas 2013

CONCEPTO	MONTO [US\$]
REGULACION DE FRECUENCIA	96,389,218
POTENCIA FIRME	202,967,602
DERECHO DE CONEXIÓN	90,316,499

Tabla 5-3. Montos de RPF y RSF para el 2013

REGULACION DE FRECUENCIA	RPF	55,785,099.10 USD\$
	RSF	40,604,118.90 USD\$

Fuente: Organismo Coordinador

Regulación de voltaje:

No obstante la normativa especifique la metodología operativa, parámetros de calidad y forma de remuneración para la regulación de voltaje y compensación de energía reactiva; actualmente dicha actividad no se remunera y por lo tanto no se realiza.

Esta es la razón por la cual las empresas generadoras operan sus generadores en la modalidad factor de potencia, a fin de mantener una consigna de reactivos al mínimo y concentrar toda su atención en la inyección de energía activa, puesto que en base a esta es que pueden establecer beneficios al operar.

En el año 2003 se realizó un análisis de las consideraciones a ser adoptadas para la Aplicación del Procedimiento para la Valorización de Energía Reactiva y Compensación por Regulación de Tensión; dicho análisis se centró en el estudio de la normativa, verificación de los procedimientos de operación y registro de la información, con el fin de identificar las barreras principales y proponer soluciones a las mismas para asegurar la implementación del Procedimiento de Regulación de Tensión, Compensación de Energía Reactiva y su Valorización.

Posteriormente en el 2005 el OC realizó y presentó a la SIE y AGENTES la Propuesta de Procedimiento de Cálculo de las Transacciones de Energía Reactiva y Compensación por Regulación de Tensión (Informe OC-GC-INF03.3-2005), adicionalmente se presentaron resultados de la aplicación del procedimiento para los meses de agosto y septiembre 2005. Esta propuesta tiene como estructura base las directrices que establece el Reglamento Para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01 (RALGE 125-01), con la salvedad de que se flexibilizaron algunas exigencias, además de adoptar algunas aproximaciones con el objetivo de facilitar su aplicación y puesta en servicio en el MEM

Luego de presentadas las conclusiones de este análisis el regulador no presentó ninguna acción para romper las barreras identificadas. Hoy 11 años después, de que se diera el primer paso, la SIE vuelve y retoma con el ánimo de que se aplique la normativa y el SENI disponga de este servicio auxiliar para una segura operación.

En la Tabla 5-4 se muestra el comportamiento de los perfiles de voltaje para las diferentes zonas del SENI para el año 2013.

Tabla 5-4. Situación actual de la regulación de voltaje en el SENI

ZONA	NIVEL DE TENSION	NORMATIVA	REALIDAD [AÑO 2013]
CENTRAL	69	+/- 5% TODO EL TIEMPO	0.98 96.04% DEL TIEMPO
	138	+/- 5% TODO EL TIEMPO	0.98 95.38% DEL TIEMPO
ESTE	69	+/- 5% TODO EL TIEMPO	0.93 92.57% DEL TIEMPO
	138	+/- 5% TODO EL TIEMPO	0.99 96.66% DEL TIEMPO
NORTE	69	+/- 5% TODO EL TIEMPO	0.95 95.35% DEL TIEMPO
	138	+/- 5% TODO EL TIEMPO	0.97 97.66% DEL TIEMPO
SUR	69	+/- 5% TODO EL TIEMPO	0.96 95.32% DEL TIEMPO
	138	+/- 5% TODO EL TIEMPO	0.97 98.81% DEL TIEMPO

Fuente: Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana, ETED.

Los perfiles de voltaje han mejorado mucho después de la entrada en servicio de la red trocal a 345 kV.

5.2.1.2 Calidad en el Servicio

En diciembre 2002 de manera transitoria, hasta la entrada de las Normas Técnicas de Calidad, la SIE emitió la resolución SIE 56-2002, la cual establece los lineamientos base de confiabilidad y calidad en el servicio que deberán las empresas eléctricas del SENI, para los diferentes niveles de funcionalidad, remuneración a los usuarios y/o penalización por el no cumplimiento de los estándares establecidos. Dentro del listado de indicadores seleccionados para controlar la operación durante la etapa transitoria están:

- Índice de frecuencia de las interrupciones promedio del sistema (SAIFI).
- Índice de duración de las interrupciones promedio del sistema (SAIDI).

-
- Índice de duración de las interrupciones promedio a los clientes (CAIDI).
 - Índice de disponibilidad promedio del servicio (AISÍ)
 - Índice de indisponibilidad promedio del servicio (ASUI)
 - Energía no suministrada

En la Tabla 5-5 se presentan los niveles de tolerancia aceptados para los indicadores definidos.

Tabla 5-5. Niveles de tolerancia admisibles para los indicadores.

LÍMITES ADMISIBLES INDICADORES		UNIDAD	VALOR LÍMITE
RED GLOBAL DE DISTRIBUCION	SAIFI	NUMERO/MES	5
	SAIDI	HORAS/MES	13
CIRCUITO DE MEDIA TENSION	SAIFI	NUMERO/MES	7
	SAIDI	HORAS/MES	18

Mediante esta resolución las empresas de distribución estarían obligadas a compensar a los usuarios finales regulados por la energía eléctrica no servida por el equivalente del ciento cincuenta por ciento (150%) de electricidad no entregada y que los contratos de venta de electricidad de las empresas de generación con las empresas de distribución deberían incluir las compensaciones que correspondan a dicha disposición.

La resolución contemplaba como fecha de efectividad el primero de enero 2003 pero, el año 2003 quedó marcado por una fuerte crisis financiera, cuyo resultado terminó devaluando el peso dominicano, y en consecuencia afectando al sector bancario, y expansivamente al sector eléctrico. Mientras tanto, por razones políticas, las tarifas de distribución quedaron congeladas en el momento, lo que a su vez ocasionó problemas financieros a las empresas generadoras. La razón de no ajustar la tarifa estaba ligada a estrategias políticas en base al proceso de elecciones presidenciales venidero (2004).

En consecuencia de las ideas anteriores expuestas y del costo que implicaría la aplicación de la resolución SIE 56-2002 para las distribuidoras (lo cual acrecentaba la crisis del sector eléctrico), el regulador tomó la decisión de suspender temporalmente la aplicación de los

lineamientos base de confiabilidad y calidad en el servicio, contemplados en la resolución SIE 56-2002; lo cual se mantiene hasta hoy en día. Cabe agregar que a la fecha aún el SENI no cuenta con las normas técnicas de confiabilidad y calidad.

5.2.2 Aspectos de Mercado

La seguridad en SEP establece que el sistema debe ser capaz de soportar perturbaciones o salidas súbitas de elementos del sistema, sin afectar el abastecimiento de la demanda. Para tal fin, el sistema debe tener esquemas de protección efectivos ante la ocurrencia de fallas, capacidad de generación suficiente y de rápida respuesta, además de procedimientos de operación que faciliten el accionar ante estas situaciones. Esto evidencia un solape entre el termino seguridad y suficiencia, ya que para garantizar el cumplimiento de la primera la probabilidad de cobertura de la demanda ante cualquier contingencia contempla como punto de apoyo la segunda en el corto plazo debido a las exigencias dinámicas y en largo plazo por la confianza de garantía de suministro.

Los conceptos de seguridad (corto plazo) y de suficiencia (largo plazo) están relacionados y se apoyan entre sí. De manera que, un sistema con gran suficiencia, debida al alto nivel de reservas, lógicamente tendrá mayor flexibilidad para superar contingencias de corto plazo. Y también ocurre lo contrario, es decir, un sistema con sobrecapacidad puede operar de forma insegura, y un sistema con reserva limitada puede operar en forma segura.

En este sentido, resulta interesante analizar el comportamiento de la capacidad instalada en comparación con la demanda máxima real coincidente, para verificar el nivel de cobertura. En la Figura 5-1 se muestra una comparación de la capacidad instalada versus la demanda máxima real coincidente durante el período 2000 – 2012.

Como se puede apreciar en la Figura 5-1 durante el periodo 2001 – 2012 la capacidad instalada del SENI ha presentado un promedio de 175% de cobertura respecto la demanda máxima real coincidente. En igual forma, el sistema de transmisión presentaba capacidad suficiente para mantener el abastecer dicha demanda.

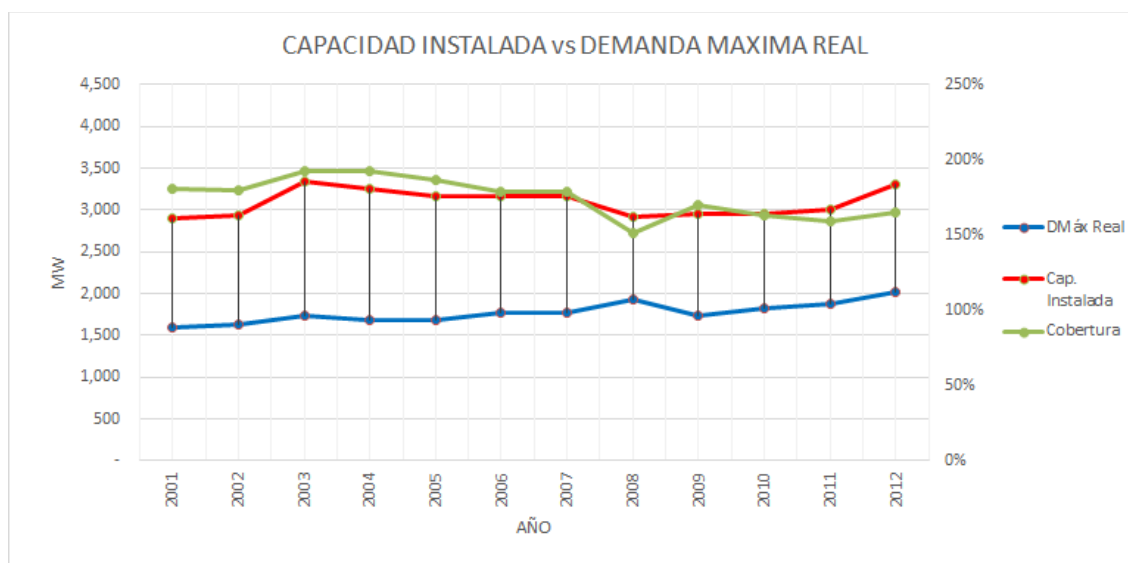


Figura 5-1. Comparación capacidad instalada vs Demanda Máxima real [2001-2012].

Fuente: Organismo Coordinador

Sin embargo, antes del inicio del mercado en el 2000 hasta la fecha, el SENI se ha visto marcado por los constantes cortes de demanda en la operación diaria e incluso hasta en ocasiones por largos periodos de déficit de generación. Esto debido a que aproximadamente el 30% de las centrales termoeléctricas son centrales de punta, con altos costos de operación (aproximadamente 230 – 390 US\$/MWh), mayores al costo marginal tope definido por la SIE (225 US\$/MWh promedio 2001 - 2012).

Para el año 2003 el establecimiento de precios por debajo de los costes de producción de los generadores dio origen a la creación de un mecanismo de compensación por combustible (lucro cesante). Con el alza secuencial de los precios de los combustibles el problema se fue agravando y la actualización de la tarifa fue quedando rezagada. Debido a esto las empresas distribuidoras comenzaron a presentar problemas en el cierre económico, donde las razones principales eran el desequilibrio de la tarifa en comparación con los costes de las distribuidoras y el hurto de la energía.

Un hito relevante fue el incremento abrupto de los precios de los combustibles para el año 2007. Esto motivo a las empresas distribuidoras a formalizar los cortes de demanda mediante el

establecimiento de programas de gestión de cortes de carga, como medida de gestión comercial, dado que las mismas no pueden traspasar estos incrementos al cliente final a través del esquema tarifario.

Aun las distribuidoras aplicando gestión de cortes a la demanda, el número de horas de operación en las que se presentaba déficit de generación evidencian un trascendental problema de suficiencia, el cual a su vez afectaba directamente la seguridad. En la Tabla 5-6 muestra de las horas en las cuales se ha presentado costo de desabastecimiento debido al déficit de generación se presenta para el período comprendido entre el 2010 - 2012.

Tabla 5-6. Número de horas de déficit de generación en el SENI periodo 2010 – 2012.

ANO	UNIDAD	ENE	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
2010	No. Horas	44	300	485	87	73	151	67	163	210	198	74	79	1931
	% Horas	6%	45%	65%	12%	10%	21%	9%	22%	2%	27%	10%	11%	22%
2011	No. Horas	122	81	115	111	159	93	106	154	66	94	19	1	1121
	% Horas	16%	12%	15%	15%	21%	13%	14%	21%	9%	13%	3%	0%	13%
2012	No. Horas	21	83	128	101	129	114	474	14	27	143	34	36	1304
	% Horas	3%	12%	17%	14%	17%	16%	64%	2%	4%	19%	5%	5%	15%

Fuente: Memoria Anual Organismo Coordinador 2010-2012.

Es evidente que el número de horas de déficit de generación presenta una relación directa con la gestión de cortes a la demanda, por parte de las distribuidoras; por lo que este aumentaría considerablemente si las distribuidoras cesaran de aplicarla.

Desde el año 2003, la SIE viene fijando un costo marginal tope como respuesta al problema de gestión comercial de las empresas distribuidoras y un mecanismo de compensación por despacho forzado de la generación para abastecer la demanda o por condiciones de seguridad, con el objetivo de no lacerar a nadie, además de asegurar que las centrales de altos costes de operación recuperen al menos sus costes de producción cuando se les convoque a despacho. Ante la situación planteada parte de la esencia de la seguridad se fue perdiendo, puesto que la señal de incentivo para abastecer los picos de demanda no queda del todo clara. En junio 2003 la SIE, mediante la resolución SIE 30-2003, iguala el costo marginal tope al el costo de

desabastecimiento con lo que finalmente se pierde la señal económica para dar tratamiento a la seguridad, puesto que no habría forma de acercar a la realidad el costo de la energía no servida.

En principio, se puede entender que la decisión tomada iba en el sentido de evitar extender el período de recuperación de la inversión, al suponer un sostenimiento de la estabilidad de pago y la intención de no degradar el nivel de suficiencia en el largo plazo. Tomando en cuenta que los pagos son realizados por los Agentes del MEM que resultan beneficiados por la aplicación del costo marginal tope y por aquellos que retiran energía desde el SENI, se infiere una solución a la generación como alternativa al precio de energía techado. No obstante, al revisar esquema de compensación aplicado se evidencia una falta de retribución a unidades que operan de manera forzada con un costo variable de producción superior al costo marginal e inferior al costo marginal tope, como se ilustra en la Figura 5-2.

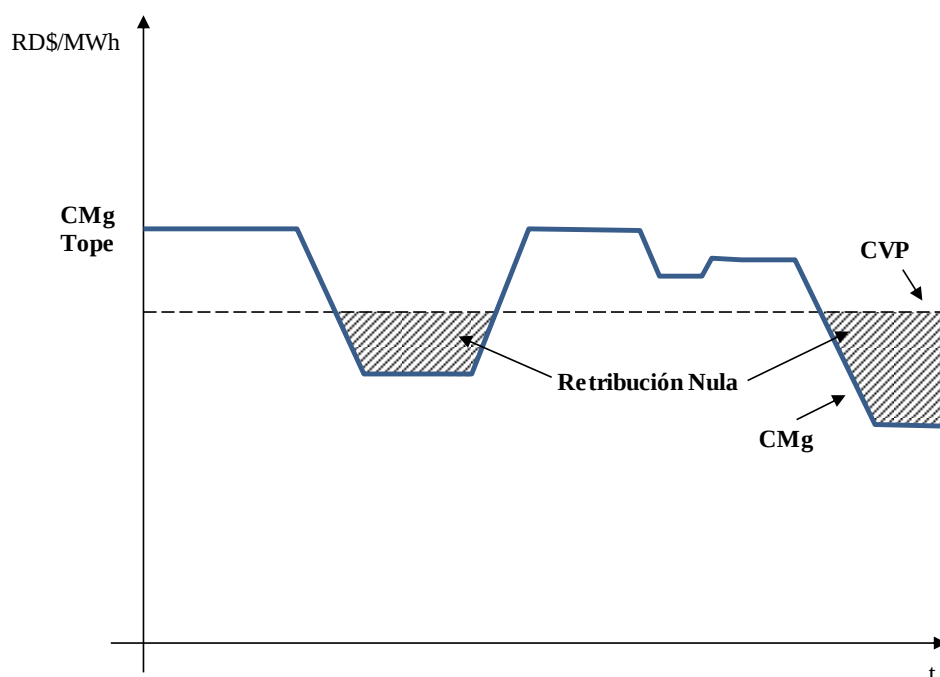


Figura 5-2. Mecanismo de Despacho Forzado con $CMg < CVP < CMgTope$.

La inadecuada gestión de las señales de suficiencia y seguridad por parte del regulador han contribuido en gran parte a la merma de procesos de inversión privada, a incentivar el desabastecimiento, además del deterioro de la suficiencia y seguridad en sí.

Otro hito relevante ocurrió en el 2008, el mercado eléctrico dominicano presentó un cambio importante en su estructura, puesto que el Estado adquirió las empresas distribuidoras; en consecuencia el MEM presentaba una estructura mixta en la que sólo se tenía competencia en la actividad de generación, donde también el estado tenía participación; en lugar de la estructura de mercado con actividades independientes y notable competencia que existía. En este contexto, a partir del 2008, el Estado completa la integración vertical con toda la actividad de distribución, transmisión y la generación hidroeléctricas, manejadas a través de una corporación estatal.

Este es un hecho transcendental dado que desde esa fecha el Estado influye en el precio y la cantidad operando a través de la oferta o la demanda; ocasionando distorsión en los precios, lo que su vez interfiere en el funcionamiento del mercado en forma competitiva. A la larga, esta situación da cabida a la desorganización y a la aparición de mercados negros.

5.3 Propuesta de un Criterio Normativo de Seguridad

El sistema eléctrico dominicano no cuenta con un esquema de servicios complementarios sólidos y los existentes son de eficacia cuestionable, por lo que toda propuesta normativa, técnica o remunerativa debe contemplar las condiciones particulares del SENI y no basarse tácitamente en lineamientos teóricos de esquemas ideales. Por lo tanto, todo planteamiento a la problemática de la seguridad del SENI plasmada en este documento internaliza el efecto de las mismas sobre las variables críticas de la operación, de modo que al determinar el impacto económico no impliquen un sobre costo.

Los cambios normativos pueden tener diferentes escalas temporales de acuerdo a la profundidad de las modificaciones presentadas; tomando en cuenta esto las propuestas pueden calar al poder legislativo (largo plazo), debidamente solicitadas por el poder ejecutivo

(modificaciones a la ley o al reglamento de la ley general de electricidad), o ser resueltas por la SIE (corto plazo, resoluciones que complementen el proceder).

La metodología de propuestas contempla un enfoque integrador, considerando:

1. la suficiencia al ser un problema relacionado en mayor medida con la planificación del sistema, determina la estructura e incorpora criterios a los cuales se debe ceñir la red y su diseño.
2. La seguridad por su parte, determinada básicamente por las políticas y procedimientos de operación, establece el grado de robustez y respuesta del sistema.
3. Claramente los servicios complementarios, como parte de la seguridad tienen relación directa con la calidad, en relación tanto con variables técnicas, como en su rol en la continuidad y en la previsión de fallas en el sistema.

De estos aspectos, el único caso que no contempla la normativa en detalle es la seguridad. La suficiencia es manejada a través del pago por potencia firme (mecanismo de suministro) detallada en los Capítulos II y III del RALGE (Art. 263 – 281). Por otro lado, el servicio complementario de regulación de frecuencia es tratado en el procedimiento de regulación de frecuencia (Sección VIII.II; Art. 383 – 385 RALGE), mientras que la regulación de voltaje y la compensación de reactivos se contemplan en los Art. 204, 207 del RALGE y Sección IV.VIII (Art. 232 RALGE). La remuneración de ambos servicios complementarios se trata en el capítulo VIII del RALGE.

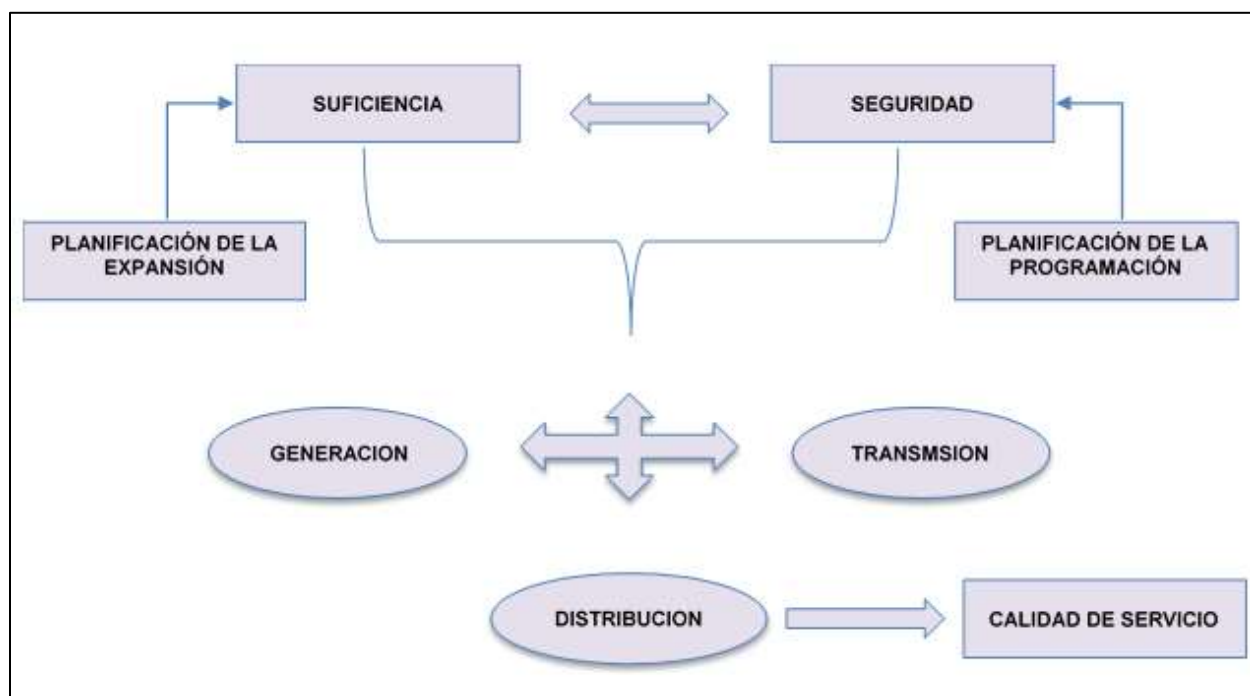


Figura 5-3. Relación integral de la suficiencia, seguridad y calidad del servicio.

En este sentido, las propuestas presentadas para establecer un criterio normativo de seguridad para el SENI son para largo plazo, puesto que atienden a modificar la Ley General de Electricidad 125-01 y su Reglamento Para su Aplicación.

A continuación se presentan una serie de consideraciones encaminadas a subsanar los puntos débiles detectados en el análisis de los aspectos normativos referente a la seguridad, a fin de proporcionar las herramientas necesarias para implementar las normas técnicas, de modo que se emitan las señales adecuadas para el desarrollo y funcionamiento del sistema.

Primero conviene definir la razón de ser del SENI: “La función del SENI es abastecer la demanda de energía eléctrica de los usuarios tan económicamente sea posible, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad y confiabilidad siempre y cuando no esté en riesgo la seguridad total o parcial del SENI”.

En orden de prelación debe definir la confiabilidad y posteriormente los parámetros que la componen, seguridad, suficiencia y calidad.

-
- Confiabilidad: Calidad del SENI determinada conjuntamente por la Suficiencia, la Seguridad y la Calidad de Servicio.
 - Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
 - Seguridad: Capacidad de respuesta del SENI, o parte de él para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de la respuesta eficaz de los respaldos, servicios auxiliares y esquemas alternativos.
 - Calidad de Servicio: atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.
 - Calidad del producto: componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.
 - Calidad del suministro: componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.
 - Calidad de servicio comercial: componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial prestada por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros.

Artículo – La ETED deberá realizar un análisis trimestral de las restricciones suscitadas en la operación del SENI y clasificarlas de acuerdo a su severidad e impacto económico. Este análisis estará compuesto por una evaluación estática de la seguridad y otra dinámica a fin de comprobar la efectividad de la respuesta de generación disponible, servicios auxiliares y esquemas complementarios.

A manera de resumen final, en base a los resultados obtenidos de este análisis, la ETED presentará un Plan de Control de Contingencias en base al criterio de prioridad establecido; indicando cuales fallas o contingencias definidas se requieren controlar. De igual forma se hará para el Plan de Contingencias Extremas, informe en el cual se contemplan contingencias complejas de poca probabilidad, pero de gran impacto global en la operación del SENI, contingencias que lleven la operación del SENI a estado de emergencia o emergencia extrema; además de considerar el efecto de las contingencias debidas a la amenaza de fenómenos atmosféricas. Para cada Plan de Contingencia la ETED deberá presentar soluciones a dichas restricciones en orden del criterio de prioridad establecido.

Los resultados de este informe deberán ser contemplados en los programas de mediano plazo, largo plazo y en los análisis de revisión del plan de expansión de la ETED.

Artículo – La red de transporte del SENI estará conformado por redes troncales de diferentes niveles de voltaje, las cuales estarán compuestas por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico interconectado, contemplando los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la ley, los reglamentos y las normas técnicas.

Las líneas, transformadores y subestaciones de cada sistema de transmisión troncal serán determinados por la ETED y certificados por la SIE. Los planes de expansión deben contemplar los límites de los sistemas de transmisión troncal, a fin de determinar las instalaciones interiores que sean necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema, además de corregir

las restricciones previamente identificadas en los reportes de evaluación de congestión de la red.

El código de conexión establecerá el procedimiento que, en base a las características de cada instalación a ingresar al SENI, deberá seguirse para calificar a las instalaciones de cada sistema eléctrico como pertenecientes o no al sistema de transmisión troncal respectivo.

Artículo – La ETED deberá actualizar su plan de expansión cada cuatro años, mediante la realización de un estudio de transmisión troncal para los distintos escenarios de expansión de la generación, contemplados en las programaciones de mediano y largo plazo elaboradas por el OC.

El estudio deberá comprender el análisis de cada sistema de transmisión troncal existente y contener las siguientes materias:

- a) La identificación de los sistemas troncales iniciales, las restricciones existentes, sus alternativas de ampliaciones futuras y el área de influencia común correspondiente;
- b) Las alternativas de nuevas obras de transmisión troncal;
- c) La calificación de líneas existentes como nuevas troncales;

El estudio deberá realizarse considerando instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en las distintas alternativas de expansión, en los siguientes cuatro años. Sin perjuicio de ello, el estudio considerará un período de análisis de a lo menos diez años.

El análisis se realizará conforme a las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y en las normas técnicas respectivas. Las alternativas de ampliaciones y nuevas obras de transmisión, troncales o de otra naturaleza, serán las económicamente eficientes para las transmisiones que resulten de considerar las proyecciones de demanda y los escenarios de expansión considerando las siguientes obras:

1.- Las centrales e interconexiones con el SENI declaradas en construcción por las empresas generadoras, y

2.- Las alternativas de centrales e interconexiones consideradas por la ETED derivadas de diversos escenarios económicos y de desarrollo eléctrico.

Artículo - Corresponderá a la ETED llevar a efecto la simulación de la operación de cada sistema eléctrico, a fin de determinar el programa de obras a que se refiere el artículo anterior. Para este efecto, utilizará modelos matemáticos que reflejen la realidad con la mayor precisión posible. Salvo los casos en que la modelación del sistema incluya íntegra y exactamente las fallas intempestivas de los sistemas de transporte, para determinar el mínimo costo actualizado de abastecimiento, será necesario incluir en el programa de obras lo siguiente:

a) En las instalaciones cuya falla intempestiva afecte significativamente la operación global, considerando la duración y la profundidad de la falla, se incluirán obras suficientes para cumplir con la calidad de servicio correspondiente a un criterio de seguridad de simple contingencia. Para estos efectos, la condición normal de operación del resto del sistema debe considerar que partes de él puedan estar en mantenimiento conforme a los programas correspondientes. Para los efectos de este artículo se debe definir que se entenderá por afectar significativamente la operación global y por condición normal de operación.

b) En las instalaciones, se considerará una calidad de suministro conforme a lo dispuesto en este reglamento y en las demás normas pertinentes.

Artículo – Todas las empresas eléctricas del MEM debe realizar análisis estadísticos de los eventos que afecten la seguridad de sus operaciones y/o por razones de seguridad del SENI estas se vean afectadas. Todas las empresas eléctricas del MEM deberán llevar un registro actualizado de los siguientes antecedentes, conforme con las instrucciones que la Superintendencia imparta al respecto:

a) Componentes, sistemas y equipos o dispositivos eléctricos operables en sus instalaciones eléctricas y dependencias, así como los medidores en servicio, indicando la localización de cada uno de ellos.

b) Estadísticas de operación correspondientes a incidentes ocurridos que, por su naturaleza, afectan a sus instalaciones o en caso contrario por causa propia se vean afectados otras empresas o usuarios.

Artículo – Sobre las licitaciones públicas para la adquisición de electricidad en contratos de largo plazo por parte de las Empresas de Distribución (Art. 44 RALGE). Los procesos de licitación deberán comprender las exigencias de seguridad y calidad de servicio, contempladas en este reglamento, las normas técnicas y sobre las recomendaciones realizadas por el OC y/o la ETED. Dichas consideraciones de seguridad y calidad de servicio deberán de ser homogéneas, conforme lo fije normativa, y no discriminatorias para los oferentes; siempre y cuando las condiciones de seguridad del SENI no ameriten un tratamiento especial debidamente justificado.

Artículo - La operación de, de los sistemas eléctricos que resulten interconectados deberá ser coordinada con el fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones. Asimismo, el sistema de interconexión se regirá por las normas generales sobre seguridad y calidad de servicio establecidas en la presente ley y sus reglamentos.

Artículo – Toda empresa eléctrica del MEM de cualquier naturaleza deberá mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro en primer orden para las personas y en segundo el SENI de acuerdo a las disposiciones reglamentarias correspondientes. Las infracciones a lo dispuesto conllevaran sanciones con las multas que establezca previamente el reglamento en base a la severidad del riesgo.

Artículo – Cuando por condiciones operativas de seguridad para mantener el balance entre la generación y la demanda en el SENI, el CCE ordene a las distribuidoras realizar deslastre de carga; las empresas generadoras que no cumplan con la cuota solicitada de regulación de

frecuencia pagaran a las empresas distribuidoras afectadas en función de la magnitud de la carga deslastrada, el periodo de duración y el costo marginal correspondiente a cada periodo.

Cuando por condiciones operativas de seguridad para mantener la seguridad de voltaje del SENI, el CCE ordene a las distribuidoras realizar deslastre de carga; las empresas generadoras que no cumplan con la consigna de voltaje asignada y/o con los requerimientos de reactivos solicitados pagaran a las empresas distribuidoras afectadas en función de la magnitud de la carga deslastrada, el periodo de duración y el costo marginal correspondiente a cada periodo.

Artículo – Los programas de despacho de corto plazo deberán considerar análisis eléctricos a fin de evaluar la seguridad estática del sistema bajo las consideraciones de despacho y proyecciones de demanda determinadas; y al menos una simulación de estabilidad para los siguientes escenarios:

- a) Disparo de la central más grande despachada.
- b) Disparo de una de las líneas de la zona que exporte más energía a la zona central.
- c) Disparo de carga equivalente al 20% de la demanda programada.

Artículo – De manera provisional los estándares de calidad para las empresas distribuidoras estarán determinados por la categorización de los circuitos en función del factor de calidad de la facturación (clasificación en función del hurto de la energía y el número de horas de gestión de cortes).

Solo la calidad del producto y la calidad del suministro se verá afectada por el factor de calidad de facturación; bajo ningún concepto la calidad del servicio comercial puede ser afectada, la misma debe ser homogénea para todos los usuarios. El rango de aceptación de los indicadores de calidad variara en función de la calidad de facturación, todos los detalles pertinentes se expondrán en el reglamento en base a los resultados de un estudio que arroje luz respecto al tema.

Los criterios que utilizan las distribuidoras para la clasificación de los circuitos en base a la gestión de cortes aplicadas se muestran en la Tabla 5-7.

Tabla 5-7. Criterios de clasificación los circuitos en función de la gestión de cortes aplicada.

Clasificación Circuitos	Hrs Servicio	Rango (%)		
		Pérdidas (%)	Cobranza (%)	CRI
A	24	<= 16%	>= 95%	80%
B	21	> 16% - <= 26%	>= 95%	70% - 80%
C	18	> 26% - <= 36%	>= 95%	60% - 70%
D	14	> 36%	>= 95%	< 60%

Los circuitos que sean llevados a 24 horas no serán promocionados, lo cual permitirá la degradación del mismo, en caso de deterioro posterior de sus indicadores. Los circuitos clase A y B son los utilizados en el EDAC.

Los cambios de clasificación los circuitos son aprobados por la dirección compra y venta de energía.

Artículo – Las empresas distribuidoras podrán programar la suspensión temporal del servicio en alguna parte de la red, cuando sea necesario para mantenimiento, reparación, ampliación o conexión de nuevos clientes, informando a los consumidores finales con un mínimo de 72 horas de anticipación. Estas suspensiones no se podrán efectuar en horas de punta y se realizarán, siempre que ello sea posible, en los días y horas que menos afecten a los consumidores finales. Las suspensiones fuera de programa que sean imprescindibles para efectuar reparaciones que deriven de emergencias o situaciones intempestivas, podrán realizarse sin el aviso señalado, pero deberán ser comunicadas de inmediato a la SIE, con los antecedentes que justifiquen la medida.

Las suspensiones programadas de las empresas generadoras y de transporte, que afecten a empresas distribuidoras, deberán ser avisadas a éstas por el OC y la ETED (en calidad de operador del sistema) con una anticipación mínima de 120 horas. Toda suspensión de servicio, programada o intempestiva, deberá quedar registrada por la empresa, por la ETED y el OC en

un libro de registro de eventos que dispondrá para estos efectos, señalándose las instalaciones afectadas, la duración de la interrupción, y la naturaleza de la misma.

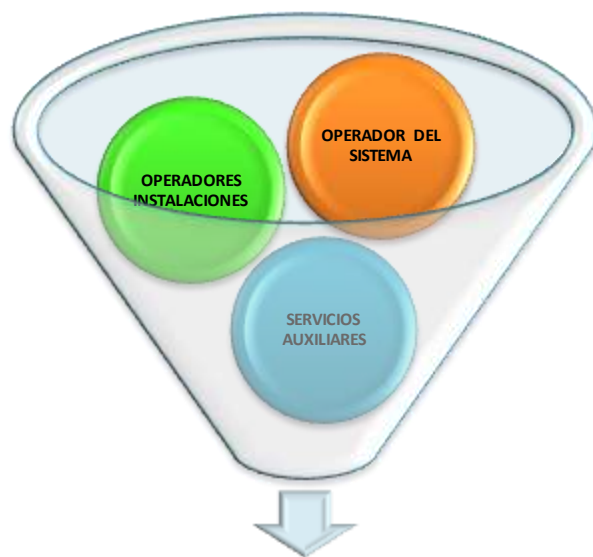
5.4 Propuesta de un Criterio Técnico de Seguridad

Las propuestas presentadas para establecer un criterio técnico de seguridad para el SENI son para el corto plazo, puesto que su efectividad puede ser manejada por la SIE a través de resoluciones, basados en la facultad que le otorga la normativa.

La efectividad de los servicios auxiliares es cuestionable y desde el inicio del mercado ha representado una de las más grandes barreras para el buen funcionamiento del MEM. En la actualidad del total de centrales del parque de generación del SENI sólo tres centrales ofrecen el servicio de acuerdo a los parámetros de calidad establecidos.

No es posible operar adecuadamente un sistema de potencia sin por lo menos un margen suficiente y efectivo de regulación de frecuencia y aún mucho menos sin una efectiva regulación de voltaje.

Otro factor relevante son los criterios operacionales en general, ya que estos están conformados por los criterios establecidos por el operador del sistema, de los operadores de las instalaciones y también la adecuada provisión de los servicios auxiliares.



CRITERIOS OPERACIONALES

Figura 5-4. Esquematización de los factores que componen los criterios operacionales.

Es por esto que las propuestas técnicas para la solución del problema a parte de contemplar la seguridad de manera integral con los aspectos de suficiencia y calidad de servicio han de internalizar la realidad de la operación del SENI en cuanto a la prestación de los servicios complementarios y su efecto final sobre la calidad de servicio.

A causa del principal problema, la regulación de frecuencia, en la operación diaria constantemente se presentan solicitudes del operador del sistema (ETED) a las distribuidoras para dar cortes de carga por concepto de “control por sub-frecuencia”, sirviendo como una acción de control para prever situaciones de inestabilidad de la frecuencia (inseguridad del sistema), o para controlar el comportamiento del sistema luego de grandes perturbaciones debido al desbalance entre generación-demanda, procurando mantener el SENI en condiciones adecuadas de calidad, seguridad y continuidad del suministro.

En este sentido, consideramos pertinente realizar planteamientos que vayan a acorde con el fortalecimiento de la prestación de los servicios auxiliares para garantizar la capacidad de

respuesta del SENI ante perturbaciones (fortalecer la robustez del sistema²¹) y al mismo tiempo tratar de garantizar el cumplimiento de la calidad del servicio.

A modo de establecer un proceso de implementación escalonado y evitar condiciones abruptas por la imposición de normas técnicas de seguridad y calidad de servicio en la operación (NTS&CS); consideramos atinado iniciar en forma de marcha blanca utilizando los estándares bases para la calidad de servicio plasmados en la resolución SIE 56-2002 pero, con algunas modificaciones que contemplen la seguridad y la situación del sistema eléctrico dominicano. Por otro lado, poner en circulación la versión preliminar de la NTS&CS de modo que los AGENTES del MEM puedan realizar sus aportes y/o comentarios al respecto.

Una vez se hayan identificado la efectividad de las medidas propuestas pasar a la fase de establecimiento de la NTS&CS.

- En primer lugar proponemos afianzar la definición de servicios auxiliares según establece el RALGE, “Son los servicios de Regulación de Frecuencia, Regulación de Tensión, Compensación de Energía Reactiva y cualesquier otros necesarios para el correcto funcionamiento del mercado de energía y para la seguridad y confiabilidad del sistema interconectado”. Esto enfatizando prioridad en la prestación del servicio de regulación de frecuencia como responsabilidad final del sistema de generación y del CCE, de acuerdo al uso de dichas instalaciones en calidad de operador del sistema.
- A fin de implementar las normas técnicas de seguridad y calidad de servicio la SIE establecerá como fecha límite un (1) año para que todas las instalaciones del SENI tengan efectivamente interconectados sus sistemas SCADA con el de la ETED, con el

²¹ La robustez del sistema de energía eléctrica se define como la capacidad intrínseca de un sistema de energía eléctrica para mantener los niveles de perturbación asignados cuando las condiciones externas cambian. La robustez se refiere es una medida de la solidez de persistencia de las características para los sistemas eléctricos, o para las características de los sistemas, que son difíciles de cuantificar, o parametrizar (para describir la dependencia de las variables cuantitativas); y con la que, por tanto, es difícil asociar una métrica o norma.

objetivo de que se pueden determinar las condiciones de funcionamiento del SENI (estado de operación) para realizar las evaluaciones de seguridad pertinentes durante la operación en tiempo real. Una vez se haya completado la inclusión de las instalaciones la ETED tendrá un plazo de tres meses para adquirir un estimador de estado compatible con su SCADA.

Mientras no se tenga el SCADA completo y el estimador del estado, para la operación del SENI sólo se consideraran los siguientes estados de operación:

- a) Estado Normal,
- b) Estado de Alerta, y
- c) Estado de Emergencia.

Es función del CCE establecer cuáles son las condiciones de las variables de control que determinan cada estado. El manual de operaciones define los estados de operación del SENI.

- Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias del reglamento y de la norma técnica, la ETED deberá:
 - a) Desarrollar los estudios que verifiquen la seguridad del SENI de acuerdo al despacho de generación establecido para programación de corto plazo.
 - b) Verificar la disponibilidad de los recursos, del parque de generación, el sistema de control y los sistemas complementarios disponibles para regularizar adecuadamente la operación del SENI.
 - c) Ante la ocurrencia, la ETED de una falla deberá solicitar la información definida para elaborar los informes de falla con la información de eventos y perturbaciones debidamente protocolizada y cronológicamente sincronizada.
 - d) Programar la operación y los recursos necesarios para que la programación de la operación cumpla con las exigencias de; SENI.
 - e) Administrar aquellas situaciones en las cuales es necesario establecer restricciones a la operación del MEM cuando se requiera, velando en todo momento en la minimización de los cortes de carga

-
- f) Validar la efectividad del control de frecuencia de los generadores y del control de voltaje de SENI.
 - g) Efectuar el monitoreo y control de la operación dinámica del
 - h) Efectuar la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del SENI.
-
- Las exigencias de calidad del servicio para la red de transporte irán de acuerdo a las definiciones de las redes troncales.
 - Establecer los Recursos Generales de Control de Contingencias. Estos 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 EDAG²² y en general los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación o la carga. Estos serán usados cuando el sistema esté en condiciones de emergencia, emergencia extrema o en proceso de restablecimiento del sistema.
 - Establecer parámetros de pruebas para verificar la eficacia del EDAC y EDAG según amerite a fin de que estos apoyen a preservar la seguridad dinámica ante la ocurrencia de una perturbación. Puede verificarse el EDAC cada vez que entre un nuevo generador al sistema, analizando el disparo de la central más grande y el disparo de la cantidad de centrales equivalente a esta. En el caso del EDAG revisarlo anualmente, además de ver el comportamiento simultaneo de ambos esquemas para prevención en caso de siniestros o situaciones extremas (huracanes, terrorismo, etc.).
 - Incrementar la reserva rotante (RPF + RSF) al margen de 5% a 7.5% de modo que el SENI cuente con reserva suficiente para atender las variaciones de la demanda, además de tener la capacidad de soportar eficientemente la ocurrencia de una perturbación.

²² Esquemas complementarios para la operación de sistemas eléctricos de potencia (SEP).

EDAC: Esquema de desconexión automático de carga.

EDAG: Esquema de desconexión automático de generación.

-
- Establecer un mecanismo de fácil uso durante la operación en tiempo real para la fiscalización de la reserva rotante y su cumplimiento.
 - Establecer los Recursos Especiales de Control de Contingencias. Son recursos adicionales a los Recursos Generales de Control de Contingencias que se requieren para controlar fallas o contingencias definidas en el Plan de Contingencias Extremas.
 - Vínculo de respaldo o vínculo redundante: Existencia de más de un camino para el flujo de potencia entre dos puntos del SENI, constituido por Elementos Serie del Sistema de Transmisión.
 - Con el objeto de que el CCE pueda coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de la operación con calidad y confiabilidad, las instalaciones del MEM deberán:
 - a) Cumplir con las exigencias mínimas de diseño establecidas en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTS&CS).
 - b) Mantener adecuadas condiciones de seguridad en sus instalaciones de acuerdo a lo establecido en la NTS&CS.
 - c) Mantener conectada sus instalaciones, o bien desconectarlas del SENI, sin introducir variaciones inadmisibles en la frecuencia y voltaje del SENI, acorde con la NTS&CS.
 - d) Cumplir con las formalidades, plazos e instrucciones de coordinación establecidos en el manual de operaciones del SENI y la NTS&CS.
 - e) Disponer de los medios necesarios para ejercer un adecuado Control de Frecuencia y Control de Tensión y de implementación de EDAC, EDAG y de cualquier otro esquema complementario de acuerdo a las exigencias establecidas en la NTS&CS.
 - f) Entregar al CCE y al OC, los datos y antecedentes requeridos por ésta para mantener actualizada la información técnica del SENI.
-

-
- g) Entregar al OC y al CCE en los plazos establecidos en la NTS&CS, la información requerida para elaborar los Informes de Falla, con la información de eventos y perturbaciones debidamente protocolizada y cronológicamente sincronizada.
- h) Realizar las Auditorías Técnicas que le sean solicitadas por el CCE.
- Los límites y márgenes de operación deberán ser determinados en base a consideraciones técnicas y económicas (debidamente justificadas), también incluirán las condiciones mínimas de seguridad y calidad de servicio tomando en cuenta la minimización de estos costes sobre el total de los costes de operación del sistema.
 - La programación de mediano plazo, de largo plazo y los planes de expansión de la ETED deberán ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SENI y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas. Para estos efectos, se realizarán estudios de las redes transmisión troncal y sus revisiones, a que se refiere el Artículo propuesto. Durante la realización del estudio se deberá verificar que las alternativas de ampliación recomendadas aseguren el cumplimiento de lo señalado a través de la aplicación del Criterio N-1, en todos los tramos del Sistema de Transmisión Troncal, de modo que se asegure el cumplimiento a las exigencias del RALGE y de la NTS&CS. Estos estudios no considerarán la utilización de los esquemas complementarios (EDAC, EDAG, etc.).
 - La programación de corto plazo será realizada de forma tal que garantice los márgenes y reservas operacionales que establece el RALGE y los estándares mínimos de seguridad establecidos en la NTS&CS; además de garantizar la operación de los vínculos redundantes con capacidad suficiente, siempre y cuando esto no implique la formación de subsistemas económicos.
 - La operación normal del SENI deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen provocando la salida total o parcial
-

del SENI. El CCE coordinará la operación de los vínculos redundantes con suficiente capacidad de transferencia de modo que se asegure en todo momento lo señalado (criterio N-1), siempre y cuando la generación programada económicamente no se vea afectada o esto implique un sobre costo por la formación de subsistemas económicos. Si las condiciones del SENI no permiten la aplicación del criterio de seguridad N-1 el uso de los esquemas complementarios de operación y control tendrá prioridad.

- El OC deberá diseñar esquemas complementarios de operación para la gestión de los enlaces zonales a fin de maximizar el uso de los mismos (máxima capacidad de transferencia posible) dentro de la función de minimización de costos de la operación del sistema.

5.5 Definición de Método de Evaluación de la Seguridad

5.5.1 Evaluación de Seguridad Estática

Los sistemas de potencia y la manera en que éstos son operados pueden variar ampliamente dependiendo de distintos factores tales como:

- El tamaño del sistema
- La estructura topológica (radial o altamente mallada)
- Tipo y distribución de la generación y la carga
- Operación del mercado
- Interconexiones
- Criterios de operación, incluyendo requerimientos de estabilidad, seguridad y confiabilidad
- Tipos de controles y Sistemas Especiales de Protección (SPS)
- Exposición a disturbios debido al clima u otros factores
- Experiencia en la operación, relacionada con el conocimiento de ciertos problemas de seguridad con alta probabilidad de ocurrencia.

De esta forma, la aplicación de cualquier metodología de evaluación de la seguridad en sus diferentes escalas (estática y dinámica) debe ser especificada e implementada de tal manera que satisfaga los requerimientos normativos y estándares técnicos específicos de cada sistema.

Según el periodo del caso de estudio la evaluación de la seguridad estática o dinámica adquiere mayor relevancia; para escenarios de largo plazo (planificación) la evaluación de la seguridad estática tiene mayor peso, mientras que para el corto plazo (operación en tiempo real) la evaluación de seguridad dinámica adquiere prioridad sobre la estática.

Para la evaluación de la seguridad estática proponemos utilizar el Índice de Seguridad Estático (ISE) utilizar la formulación clásica, definida en base al Índice de Sobrecarga de Línea (ISL) y el Índice de Desviación de Voltaje (IDV) dado por la ecuación (1) y (2) respectivamente.

$$ISL_{km} = \begin{cases} \frac{S_{km} - MVA_{km}}{S_{km}} \times 100 & Si S_{km} > MVA_{km} \\ 0 & Si S_{km} \leq MVA_{km} \end{cases} \quad 5-1$$

$$IDV_k = \begin{cases} \frac{|V_k^{min}| - |V_k|}{|V_k^{min}|} \times 100 & Si |V_k| < |V_k^{min}| \\ 0 & Si |V_k^{min}| \leq |V_k| \leq |V_k^{max}| \\ \frac{|V_k| - |V_k^{max}|}{|V_k^{max}|} \times 100 & Si |V_k| > |V_k^{max}| \end{cases} \quad 5-2$$

$$ISE = \frac{W_1 \sum_{i=1}^{N_L} ISL_i + W_2 \sum_{i=1}^{N_B} IDV_i}{N_L + N_B} \quad 5-3$$

Donde S_{km} y MVA_{km} representan flujo de potencia a través de la línea y el límite de la línea o rama k-m. $|V_k^{min}|$, $|V_k^{max}|$ y $|V_k|$ el límite de voltaje mínimo, límite de voltaje máximo y la magnitud de voltaje de la barra k respectivamente, N_L y N_B siendo el número de líneas y autobuses respectivamente.

Estas formulaciones pueden ser fácilmente incorporadas en los modelos de despacho de programación y en el modelo de análisis de sistema de potencia utilizado actualmente, DlgSILENT PowerFactory.

5.5.2 Evaluación de Seguridad Dinámica

La propuesta del método de evaluación de seguridad dinámica va enfocado en la utilización de una herramienta que facilite dicha función en el tiempo real, de modo que los operadores dispongan de un mayor espectro de posibilidades en la toma de decisiones para la operación del sistema.

En lo que respecta a la evaluación de seguridad dinámica (ESD) habría que definir la aplicación a utilizar para la evaluación en tiempo real, la misma debe ser especificada e implementada de tal manera que satisfaga los requerimientos específicos del sistema y de fácil integración con las instalaciones existentes (SCADA marca ABB); lo que podría representar una barrera, ya que la mayoría de fabricantes no utilizan un lenguaje común de comunicación. Cabe resaltar que hoy en día existen protocolos de comunicación universal que permiten la comunicación de dispositivos de diferentes fabricantes.

Los factores anteriores dictan las especificaciones respecto a los aspectos que deben ser estudiados, el tiempo en el cual un ciclo de la EDS debe ser completado de acuerdo al tamaño del modelo existente y los resultados que deben ser proporcionados a los operadores.

El proceso básico de implementación puede ser dividido en varias etapas como se muestra en la Figura 5-5.



Figura 5-5. Proceso de implementación de un sistema de ESD para la operación en tiempo real.

5.5.2.1 Problemas de Objetivo

De acuerdo con los problemas relacionados con la seguridad del SENI la aplicación en línea para la ESD de contemplar los siguientes objetivos:

- Sobrecarga térmica
- Aumento/decremento de frecuencia
- Oscilaciones de baja frecuencia
- Límites de estabilidad
- Estabilidad transitoria
- Aumento/decremento de voltaje
- Estabilidad de voltaje
- Determinación de medidas preventivas y correctivas
- Determinación de ajustes de SPS
- Facilidad para crear secuencia de comandos (programación) e integración señales adicionales

Los dos últimos puntos van en el sentido de monitorear los flujos de intercambio entre las diferentes zonas del SENI, circuitos incorporados en el EDAC, así como también los generadores del EDAG.

Además de las capacidades de análisis en línea, la aplicación debe opciones adecuadas para estudios fuera de línea utilizando los datos capturados en línea así como los datos almacenados. La aplicación debe de ser consistente en cuanto a los resultados obtenidos mediante el análisis en línea y los estudios fuera de línea en términos de modelado y técnicas de análisis, puesto que es vital para que los operadores tengan confianza en el análisis en línea.

5.5.2.2 Requerimientos de Desempeño

Como aspectos relevantes de los requerimientos de desempeño exigidos a la aplicación están:

- Nivel de detalle y tamaño del modelo. Este es un punto crítico en el proceso de obtención de resultados confiables. El nivel de detalle de la aplicación debe de ser homogéneo al nivel de detalle del SCADA existente.
- Velocidad. Los estándares internacionales establecen que un ciclo de análisis completo en un rango de 10-30 minutos es considerada ampliamente como una meta razonable. La velocidad de procesamiento está directamente relacionada con la capacidad de recursos informáticos y esta a su vez en igual magnitud con los costes de adquisición.
- Capacidad de procesamiento. El alcance se debe determinar en base a la prioridad de una o varias de las siguientes variables: número de contingencias a analizar, el número de transferencias de potencia, el número de ajustes de SPS a ser determinados, los tipos de fenómenos a ser analizados, etc. La potencia de procesamiento quedará definida en base a la prioridad de las variables a determinar. Al igual que la velocidad de procesamiento este atributo incide considerablemente en la cantidad de recursos informáticos y en el precio de adquisición.

-
- Confiabilidad del software/hardware. Esta es una consideración importante que impacta muchos aspectos del diseño del sistema tales como la arquitectura del software y hardware, la redundancia, respaldos, y la seguridad administrativa del sistema. Los requerimientos de confiabilidad de la aplicación deben ir acorde al uso, el cual para el caso del SENI será continuo. Como herramienta de tiempo real con disponibilidad de 24 x 7 desempeñando una función como herramienta de tiempo real que funciona como un componente esencial del sistema estimador de estado (EMS).
 - Modelado dinámico de la red. El modelo de flujos de potencia proporcionado por el EMS puede debe incluir los detalles de la red requeridos por la aplicación de ESD. Los modelos dinámicos son fundamental para realizar análisis dinámicos con la aplicación de ESD, por lo que se deben incluir todos los dispositivos con características dinámicas relevantes que puedan afectar el tipo de fenómeno que se analizará. Esta es una de las tareas que requieren un esfuerzo importante.
 - Análisis en línea. La operación de un sistema de ESD en línea está basada en la condición de tiempo real del sistema tal y como es adquirida por el sistema SCADA y convertido a un modelo de flujos de potencia del sistema por el estimador de estado (EMS). Por lo tanto, la disponibilidad de una solución confiable del estimador de estado es mandatorio antes de implementar cualquier sistema de ESD.

El sistema de ESD ser capaz de realizar otros análisis, tales como:

- a) Contingencias. Esta información es requerida para todos los tipos de análisis de seguridad.
- b) Transferencias de potencia. Una de las aplicaciones clave de un sistema de ESD en línea es el determinar límites de estabilidad.
- c) Variables a monitorear. Los resultados del sistema de ESD en línea deben ser adecuadamente desplegados para los operadores e ingenieros para observar el

estatus de seguridad del sistema. Los resultados pueden ir desde simples curvas de oscilación angular, curvas P-V y flujos en interfaces en puntos limitantes, hasta índices de seguridad más complejos.

5.5.2.3 Métodos de Solución

En la mayoría de los casos, la selección de los métodos de solución para los problemas de seguridad identificados es directa y está basada en el entendimiento técnico del fenómeno de interés y el conocimiento de los métodos disponibles.

En general, deben ser considerados los siguientes aspectos:

- Como regla universal para resolver problemas, entre más simple sea el método, normalmente mejor funcionará. Se deben evitar formulaciones matemáticas innecesarias y también se debe evitar caer en el uso de métodos demasiado simplificados que pueden dar lugar a resultados inexactos y no confiables.
- El método seleccionado debe ser capaz de alcanzar los objetivos de la aplicación.
- Dar prioridad a las tecnologías ya probadas; sea cauteloso con nuevos algoritmos propuestos que han sido aplicados solamente en sistemas académicos de prueba.
- Si es posible, utilice los mismos métodos o similares para los análisis en línea y fuera de línea. Esto proporciona obvias ventajas cuando se verifican resultados en línea con herramientas fuera de línea.
- El método debe tener un requerimiento de datos manejable.

5.5.2.4 Desarrollo de Modelos

Debido a que todos los análisis dependen de la calidad del modelo del sistema, el desarrollo de dicho modelo determina en un alto grado la utilidad de la ESD en línea.

El modelado debe contemplar los siguientes aspectos:

- Calidad de los datos (validación de los datos en línea)
- Redes equivalentes del sistema (análisis zonal en forma de islas)

-
- Correspondencia de los datos (comprobación de los flujos de acuerdo a los datos incorporados)
 - Intercambio de datos (fácil manejo de la información de entrada y salida)
 - Detección y corrección de datos erróneos.

5.5.2.5 Arquitectura del Hardware y software

Existen muchos aspectos relacionados a la arquitectura del hardware y software que deben ser resueltos. Los siguientes son algunos de los principales.

Confiabilidad. La confiabilidad del software y hardware es muy importante para cualquier sistema en línea.

Portabilidad. La portabilidad es mayormente un aspecto de mantenimiento tanto para los desarrolladores como para los usuarios finales.

Escalabilidad. Un sistema de potencia crece y se expande constantemente y en consecuencia, las tareas computacionales requeridas por el sistema de ESD en línea necesitarán también ser incrementadas dependiendo de la demanda.

Accesibilidad. Los principales usuarios de un sistema de ESD en línea son los despachadores y operadores del sistema; por lo tanto, usualmente la principal prioridad es el acceso a los resultados del sistema de ESD en el cuarto de control.

Almacenamiento y compactación de resultados. En un sistema de ESD en línea el almacenamiento de datos de entrada y la compactación de los casos de cómputo es un requerimiento fundamental.

Presentación de resultados. Uno de los aspectos más importantes de un software de ESD en línea es la manera en la cual son presentados los resultados.

Seguridad. Se refiere a la seguridad del software la cual ha venido adquiriendo mayor importancia en la implementación del sistema de software.

Redundancia. La redundancia es utilizada principalmente para mejorar la confiabilidad del sistema.

5.5.2.6 Explotación

Los usuarios del sistema deben tener un conocimiento del uso de la herramienta, debido a que a aquellos podrán controlar y operar directamente las aplicaciones de ESD. Se deben discriminar a los usuarios que únicamente accedan y utilizan los resultados, y a los que podrían tener autorización para ver sólo alguna información.

Los ingenieros responsables de la planeación de la operación deben contribuir activamente en la especificación y actualización constante del modelo.

Se debe conformar un grupo técnico dedicado y capacitado los cuales, serán los responsables de arrancar el proyecto. El equipo debe,

- Comprender muy bien los objetivos del proyecto
- Tener experiencia en el manejo de las funciones existentes del EMS
- Estar familiarizado con los modelos relacionados
- Tener una amplia experiencia en estudios fuera de línea
- Estar enterado de otros aspectos relacionados a la implementación en línea de la herramienta para la ESD.

Con el despliegue de esta tecnología avanzada se espera mejorar significativamente la seguridad operativa en tiempo real del SENI y consecuentemente la confiabilidad. Aunque no son insignificantes, el costo y esfuerzo requeridos para instalar herramientas de ESD, sin embargo estos son menores comparados a los beneficios de reducir el volumen de estudios fuera de línea requeridos y, más importante, los beneficios de identificar y prevenir potenciales problemas de seguridad con objeto de reducir los riesgos de apagones.

5.6 Técnicas de Evaluación de Riesgos Aplicables al Sistema Eléctrico Dominicano

En el estudio de contingencias es fácil de reconocer dos atributos claves dentro de esta filosofía: la probabilidad (o la frecuencia) y la severidad (o peligro) de perturbaciones. Estos dos atributos comprenden los elementos de un valor probabilístico esperado, la expectativa, de la gravedad. Esta expectativa es a menudo llamado "riesgo". El riesgo se ha utilizado durante muchos años, por lo menos cualitativamente, en el establecimiento de la filosofía en la que cada sistema eléctrico en particular ha juzgado los niveles de confiabilidad. Por lo tanto, el uso cuantitativo de riesgo en la toma de decisiones operativas se puede ver como un cambio en el método de operación, pero no en principio.

La dificultad del uso de criterios determinísticos es que, en términos de riesgo, los criterios pueden dar como resultado la toma de decisiones inconsistentes en torno a la realidad. Casos de bajo riesgo pueden ser incluidos en los estudios, mientras que casos de alto riesgo pueden ser omitidos de los estudios, y estos peligros pueden permanecer oculto, porque los estudios deterministas no cuantifican riesgo. Por otro lado, la dificultad suscitada al usar criterios probabilísticos es la definición del nivel de satisfacción de planificadores y operadores con los resultados obtenidos.

El método probabilístico refleja mejores atributos para determinar la seguridad y proporciona una vista de la seguridad que conduce a una mejor toma de decisiones operativas. En última instancia, esto implica la selección de un valor del índice para delinear entre regiones de operación aceptables e inaceptables. En principio, esto puede hacerse:

- a) de acuerdo al juicio basado en la experiencia,
- b) en relación con los criterios ya existentes, y
- c) el costo-beneficio optimización o decisión.

El enfoque basado en riesgo para la toma de decisiones considera estos tres parámetros.

Permite identificar variedad de riesgos. El riesgo mínimo se selecciona como el máximo nivel de riesgo que incluye a todos los estados inseguros identificados mediante el método determinista. El riesgo máximo se selecciona como el nivel de riesgo más alto que incluye todos los estados de seguros de operación determinados mediante el método determinista.

Decisión sobre un umbral de riesgo: El umbral de riesgo es el nivel de riesgo a partir del cual la operación se considera inaceptable. El algoritmo de decisión se puede utilizar para seleccionar el nivel de umbral de riesgo de la gama de riesgos identificado previamente. Esto asegura que el nivel de umbral de riesgo es un nivel que ha sido aceptable en el pasado bajo análisis determinista. Como resultado, tiene la decidida ventaja de apelar al conservacionalismo de los tomadores de decisiones operativos (ODM), los operadores, los ingenieros de operación y sus gerentes.

La gestión de riesgos es un solo proceso continuo que, si se aplica de manera coherente entre los propietarios y operadores de sistemas eléctrico, se puede utilizar para reconocer y actuar sobre el riesgo no deseados de la red de transporte eléctrico y posibles déficits de rendimiento del sistema. El objetivo de la gestión de riesgos es disminuir la probabilidad de eventos que reducen en mayor medida la confiabilidad del sistema de potencia. El reconocimiento de actuar sobre los riesgos de confiabilidad debe evolucionar la industria hacia un solo proceso continuo.

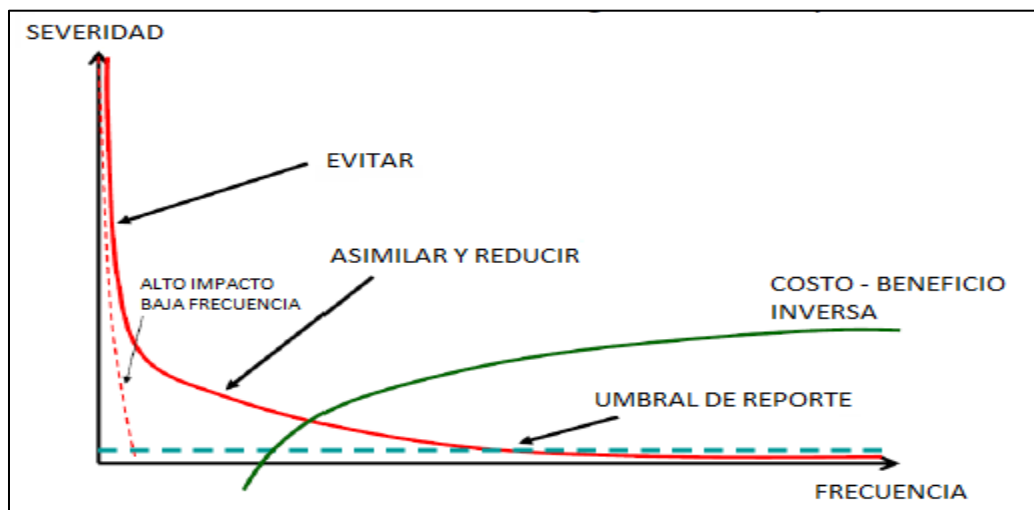


Figura 5-6. Piedra Angular de los conceptos de gestión de riesgos.

En la Figura 5-6, la línea roja representa los eventos que van desde cortes menores a eventos de alto impacto. Hay eventos que ocurren con alta frecuencia, pero son bastante pequeños en términos de impacto al cliente, como se muestra en la línea azul. Muchos de los eventos del sistema generalmente no tienen ningún impacto (y pueden ser considerados eventos fuera de lo normal), debido, posiblemente en parte, a la redundancia incorporada en la red de transporte eléctrico u otras operaciones de mitigación.

Adicionalmente importante en la Figura 5-6 es una línea marcada "umbral de reporte", que es conceptualmente un nivel por debajo del cual la gravedad ni siquiera garantiza informes externos ya que el impacto es bajo (o fuera de la jurisdicción del marco regulador) o el sistema ha funcionado como fue diseñado (también resulta en un impacto limitado).

La Figura 5-7 a continuación cambia la perspectiva. Además de una inversión del eje, se muestra el impacto beneficioso de la revisión de los hechos y la aplicación del conocimiento. Mediante la aplicación de los resultados de la evaluación del riesgo de las operaciones, existe el potencial para extender el tiempo medio de falla y hasta reducir la severidad del evento. Este concepto es la premisa fundamental de cualquier esfuerzo de gestión de riesgos.

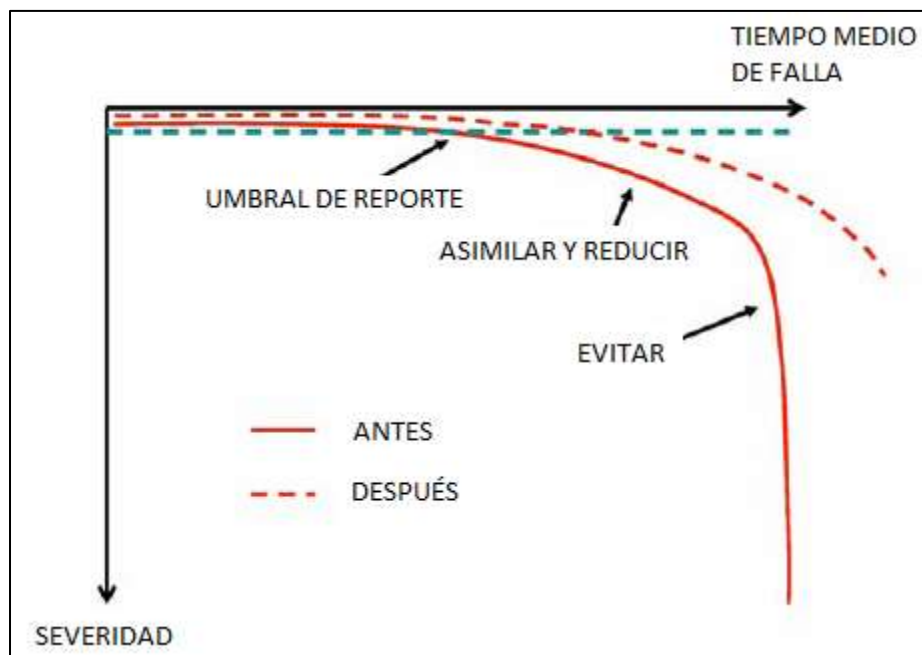


Figura 5-7. Reducción de la severidad e impacto del beneficio.

5.6.1 Curvas de Severidad de Riesgo Probadas en Sistemas de Distribución

Desde el inicio de los sistemas de gestión de cortes automáticos y el desarrollo en la investigación de los índices de confiabilidad de distribución, se ha ido incrementando el acceso a los datos del sistema de distribución eléctrica para realizar análisis de confiabilidad. Estos índices se fundan en el cálculo de los minutos de los clientes interrumpidos y las interrupciones de los clientes dentro de cada día del año para cada sistema. El índice de riesgo propuesto fue desarrollado sobre la hipótesis de que el rendimiento de un sistema de distribución eléctrica podría ser aproximado por el comportamiento de una curva logarítmica normal en función de los las interrupciones diarias a los clientes en minutos (traducido al sistema de SAIDI²³, para ser fungibles a través de sistemas de diferentes tamaños). Si se analizaran un período de tiempo suficiente, o el número de puntos de datos, una curva de Gauss característica surgiría, como se muestra en la Figura 5-8.

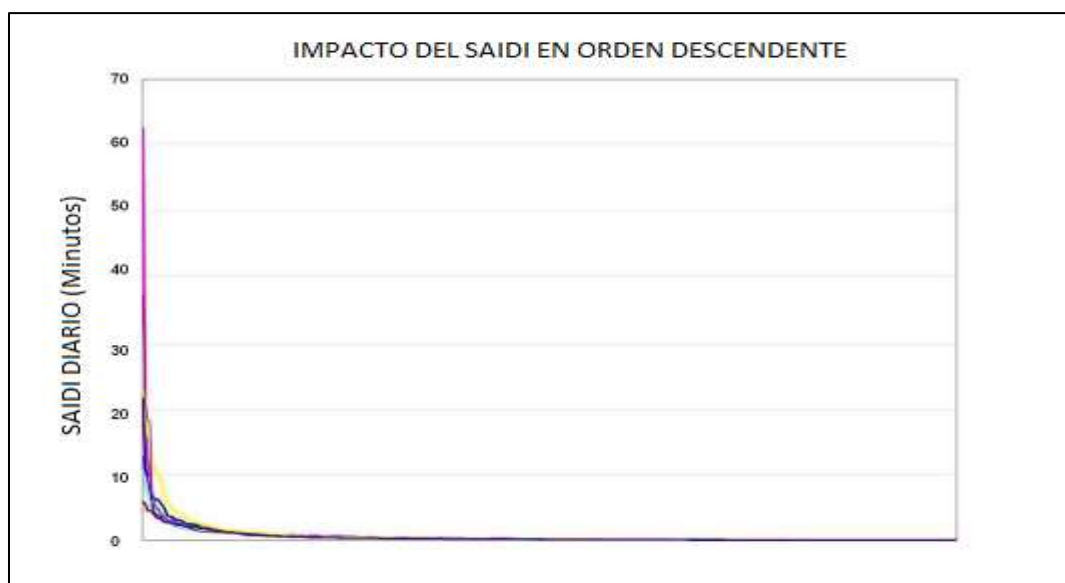


Figura 5-8. Curva logarítmica resultante del ordenamiento descendente del SAIDI diario.

²³ SAIDI: System Average Interruption Duration Index. Índice de duración promedio de las interrupciones.

$$SAIDI = \frac{\sum U_i U_i}{N_T}$$

Esta curva, que también mide la gravedad dentro del sistema de distribución eléctrica. El SAIDI diario fundamentalmente sirve como un indicador de la gravedad, mientras que en el modelo de riesgo propuesto los eventos de transmisión eléctrica, la carga pérdida parcial de la red de transmisión y la salida de generadores, que contribuyen directamente a un evento actúan en medidas similares de los impactos de las operaciones del sistema.

5.6.2 Los datos Requeridos para Medir Riesgo y la Severidad

El proceso de medición del riesgo integral se desarrolla y evalúa su eficacia utilizando datos de eventos históricos. La identificación de los puntos débiles del sistema y los eventos significativos de riesgo es el primer paso para medir el riesgo. Eventos de riesgo significativos son eventos que afectan directamente el funcionamiento adecuado del SENI y son una función del horizonte de tiempo considerado, nivel de voltaje, y las condiciones del sistema. Además, estos eventos, por definición, cubren la mayoría de los riesgos, demuestran un vínculo coherente a la confiabilidad, y no se superponen.

La tasa de ocurrencia de estos eventos (eventos / año) se deriva principalmente de las bases de datos existentes, como el análisis de perturbaciones, Disponibilidad del Sistema de Transmisión de Datos (DSTD), las métricas del nivel adecuado de confiabilidad – NAC (Available Level of Reliability, LAR)²⁴, y de la base de datos el suministro de electricidad y la

²⁴ El sistema eléctrico alcanza un nivel adecuado de fiabilidad cuando posee las siguientes características:

1. El sistema se controla para permanecer dentro de los límites aceptables en condiciones normales;
2. El sistema permanece en condiciones aceptables después de contingencias creíbles;
3. El sistema limita el impacto y el alcance de la inestabilidad y las interrupciones en cascada de cuando se producen;
4. Las instalaciones del sistema están protegidas contra daños inaceptables por ponerlas en operación fuera de sus límites de operación de diseño.
5. La integridad del sistema se puede restaurar de inmediato en caso de pérdida; y

demanda (SE&D). Con el fin de determinar los valores estadísticos significativos, se examinará un período de 5 años de estos acontecimientos. Cuando no hay datos de eventos históricos disponibles, suposiciones razonables serán incluidos para estimar la tasa de ocurrencia del evento.

5.6.3 Índice de Severidad del Riesgo

Históricamente, para evitar eventos que presentan riesgo, la red eléctrica de transporte ha sido diseñada con criterios deterministas para limitar la magnitud de los acontecimientos. Este criterio determinista se basa en criterios de ingeniería con experiencia. Este enfoque de "defensa en profundidad" puede beneficiarse del conocimiento de priorización de los riesgos, en el orden establecido refleja la naturaleza cambiante de la red eléctrica de transporte, proporcionando información sobre las actividades de mejora del rendimiento.

Este esfuerzo utiliza datos de eventos históricos para desarrollar una herramienta de medición de la severidad del riesgo para establecer la curva de rendimiento característico de la red eléctrica de transporte. Esta curva se aplicaría entonces, de forma prospectiva a determinados eventos de riesgo, evaluaciones de periodos de rendimiento y proporcionar bases para el desarrollo de parámetros de evitación de costes. Además, se puede desarrollar una familia de curvas con composición estructural (interconexión) de los componentes (es decir, generación, transmisión, etc.) y las evaluaciones de las tendencias (agrupación eventos por causas).

La gravedad de un evento tiene una serie de características clave, que se reflejan en la definición del nivel adecuado de confiabilidad:

- 1) Duración del evento (horas)
- 2) La cantidad de la demanda (MW) perdida durante el evento
- 3) Número de componentes del sistema forzados a salir fuera de servicio durante el evento

-
6. El sistema tiene la capacidad de abastecer la demanda agregada de energía eléctrica en todo momento, teniendo en cuenta paradas programada y no programadas de los componentes del sistema razonablemente esperados.

Fuente: Definition of "Adequate Level of Reliability" – NERC.

4) Daños inaceptables a las instalaciones

El riesgo será clasificado por niveles de gravedad relativos a cuantificar el impacto de un evento en particular. El impacto puede ser a lo largo de múltiples dimensiones, como la carga (como un conjunto de clientes) o la pérdida de instalaciones (como generadores, líneas de transmisión, subestaciones o centros de comunicaciones). Estas medidas proporcionan una clasificación numérica para determinar qué eventos son más importantes para el mantenimiento de la confiabilidad del sistema. En otras palabras, las métricas son un sistema de medición integral de riesgos, que clasifica el impacto de un evento.

Un enfoque consiste en establecer un Índice de Severidad del Riesgo (ISR), que podría servir como un indicador de la gravedad de los mayores impactos en una sola medida. El ISR mide la variación de la confiabilidad del sistema para cada caso, sobre la base de la transmisión, generación y datos de interrupción de carga. Los pesos relativos, con base en el criterio del sistema eléctrico, se pueden utilizar para elaborar medidas prioritarias. El valor de la gravedad se calcula en función del impacto de los eventos de riesgo significativo y de las respectivas ponderaciones.

Por ejemplo:

$$ISR_{evento} = w_L \times (MW_L) + w_T \times (N_T) + w_G \times (N_G) + w_D \times (H_D) + w_E \times (N_E) \quad 5-4$$

Dónde:

ISR_{evento} = índice de riesgo de gravedad para el evento determinado,

w_L = peso de la pérdida de carga,

MW_L = MW normalizada de la pérdida de carga en porcentaje,

w_T = peso de las líneas de transmisión ha perdido,

N_T = número normalizado de líneas de transmisión perdidos en tanto por ciento,

w_G = ponderación de los generadores de la pérdida,

N_G = número normalizado de generadores perdió en por ciento

w_D = ponderación de duración de evento,

H_D = duración normalizada del evento en por ciento,
 W_E = ponderación de daños en el equipo, y
 N_E = número normalizado de equipo dañado en porcentaje

Los factores de ponderación pueden variar en función de la revisión periódica y la actualización del modelo de riesgo. El refinamiento del cálculo del índice de riesgo de gravedad depende de su actualización y puede considerar otros factores que afectan el impacto de la gravedad de un evento en particular, incluyendo los equipos contemplados en operación y la pérdida de carga desde una perspectiva de confiabilidad (deslastre intencional y controlado); además de los acontecimientos históricos y simulados para el futuro cálculo de riesgo de severidad.

Mientras, que el número total de cortes de líneas de transmisión no siempre es significativo, hay veces en que este número podría ser un buen indicador del impacto de un evento para la capacidad de recuperación del sistema. Por ejemplo, si en el evento A se ven afectadas 10 líneas de transmisión, y en comparación para un Evento B se ven afectadas 30 líneas de transmisión, típicamente se espera que el tiempo para el sistema A ser devuelto a condiciones normales de operación será menos para el Evento A. En cuanto a los generadores, podría haber algún beneficio derivado añadiendo un factor de potencia total perdida.

La pérdida de carga debido a los acontecimientos relacionados con la transmisión se pondera más alto (50%), ya que indica directamente niveles inaceptables de confiabilidad por no tener la capacidad de abastecer la demanda agregada de energía eléctrica en todo momento. Las interrupciones de transmisión se clasifican segundo (30%), ya que revelar una incapacidad para mantener el sistema operando dentro de límites aceptables, por no mantener condiciones aceptables después de una contingencia o por no evitar las interrupciones en cascada. Las interrupciones de suministro se ubican tercero (10%) debido a que la mayoría de las interrupciones de suministro tiene un menor impacto a la red, ya que las reservas de explotación se asignan a preservar el equilibrio de carga y generación. La duración del evento es un factor significativo en la asignación de un nivel de gravedad de un incidente y se incluye como un factor en el índice de riesgo de severidad general (5%). Un daño inaceptable en los equipos del sistema representa un incumplimiento de los requisitos de mantener las

instalaciones del sistema protegidas adecuadamente y por esto se incluye como un factor en el resultado del índice de riesgo de severidad (5%).

La fórmula, que utiliza estos valores, se representa de la siguiente manera:

$$ISR_{evento} = 50\%(MW_L) + 30\%(N_T) + 10\%(N_G) + 5\%(H_D) + 5\%(N_E) \quad 5-5$$

Todos los riesgos del sistema están siendo consideradas, incluyendo los riesgos de seguridad cibernética. En primer lugar, si se produce un evento cibernético entonces la entidad debe preguntar si se trata de un "activo cibernético crítico". Si la respuesta es sí, entonces las partes deben manejar la evaluación y mitigación de acuerdo a su plan original de mitigación de riesgos o amenazas que involucren a los "activos cibernéticos críticos". En segundo lugar, la entidad debe determinar si los afecta negativamente a los riesgos de seguridad cibernética del sistema eléctrico.

Otros aspectos que influyen en los factores de ponderación son las diferencias de ubicación de las instalaciones eléctricamente remotas y las que estén más próximas, al punto de donde se inician o propagan los efectos del evento. En las zonas de alta concentración de carga donde el soporte voltaje local es esencial para mantener la estabilidad del sistema, la pérdida de generación en estas áreas se ponderará más. Los últimos índices de gravedad y de impacto (porcentajes) se determinarán a través del tiempo por los expertos del sector y las partes interesadas, según corresponda. Los valores presentados aquí representan un ejemplo para la discusión y el desarrollo de conceptos. La Figura 5-9 proporciona una representación gráfica de evaluación de riesgos mediante el mencionado ISR.

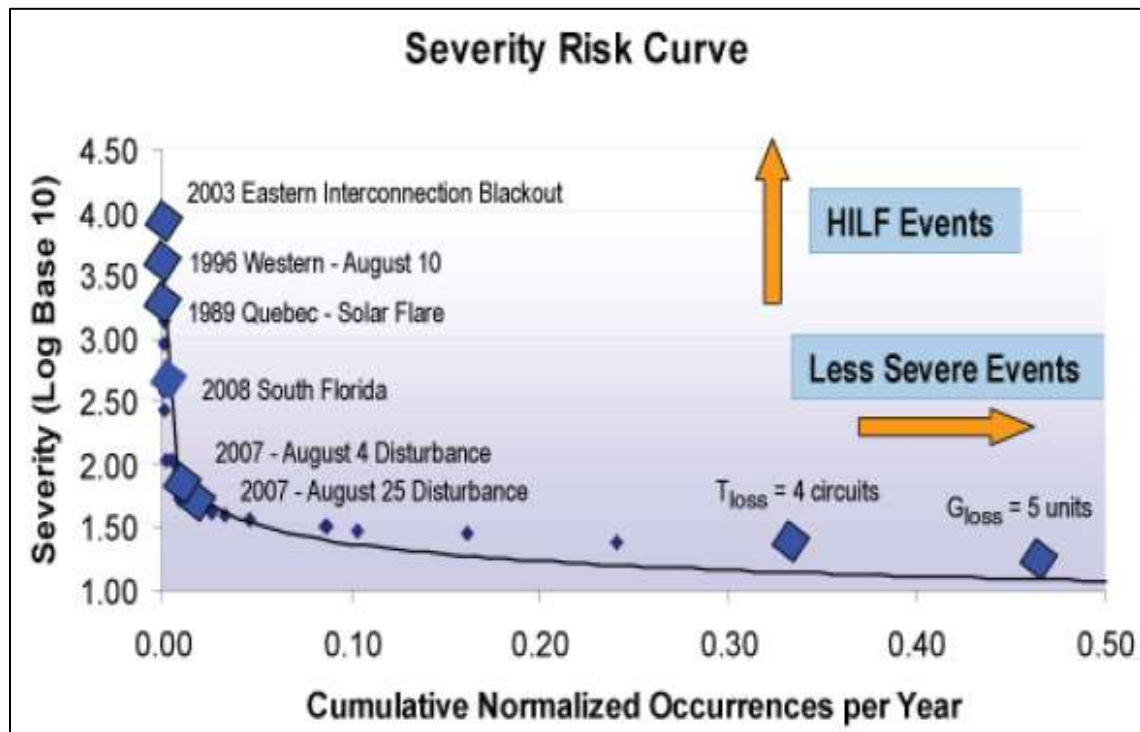


Figura 5-9. Ejemplo de evaluación de riesgos de SEP para eventos de riesgo significativo.

La severidad del riesgo del suceso se mide en el eje vertical y la tasa de aparición histórica del evento de riesgo se mide en el eje horizontal. Esta curva se crea mediante la adopción de todos los eventos de riesgo registrados y utilizando una escala de gravedad de los eventos de riesgo propuesto, determinando la severidad de riesgo del evento.

Los eventos de riesgo se clasifican en orden descendente de los eventos ocurridos, pero la curva de distribución de potencia puede ser pequeña si los datos históricos son pocos.

5.6.4 Vinculación de la Severidad y Frecuencia de Aparición

En base a la limitación de los datos analizados a este punto, hay una vinculación entre la gravedad de riesgo del evento y su ocurrencia, lo que lleva a un mayor desarrollo de las curvas representativas del problema (Figuras 6-9).

La ecuación siguiente está basada en la matemática del cálculo del Riesgo, se calcula multiplicando la severidad (impacto del evento) y la tasa de aparición:

$$\text{Riesgo (w asociada. Evento)} = \text{Severidad(del evento)} \times (\text{Tasa Incidencia}) \quad 5-6$$

La "tasa de incidencia" es análoga a la "frecuencia del evento". La tasa de incidencia se basará en el conjunto de datos históricos y el modelo estadístico, que une la severidad y el riesgo. Conceptualmente, el riesgo es el área cubierta por la tasa de ocurrencia y la curva de la severidad. Se espera que el modelo de riesgo de toda la industria detallada, incluyendo el período de tiempo utilizado para la tasa de ocurrencia, se establecerá cuando hay más datos disponibles y su posterior análisis se han completado.

5.6.5 Identificación y Gestión de Riesgos

El proceso de identificación de riesgos y la mitigación es un proceso iterativo. Este proceso debe ser continuo, debido a la necesidad de identificar la evolución de los nuevos riesgos y las limitaciones de los equipos instalados en el sistema.

Algunos de los métodos comunes de identificación de riesgos en el sistema son:

- Identificando métricas significativas y utilizarlas para realizar análisis de riesgos;
- Evaluación del desempeño basado en los requisitos de las normas que presumiblemente capturan algún sentido del sistema en cuanto a lo que es importante;
- A través de análisis de tendencias, la identificación de nuevos problemas potenciales de rendimiento antes de que se convierta en problemas reales de rendimiento;
- El uso de la opinión de expertos para identificar el riesgo mediante el reconocimiento de las lagunas o necesidades de rendimiento confiabilidad, y teniendo en cuenta todos los aspectos del sistema.

Como se muestra en la Figura 5-10, las curvas de riesgo pueden asignar a diferentes enfoques de medición de riesgos:

- a) La curva extrema de la derecha sería emplear un modelo estándar de riesgo cuantitativo.
- b) La parte media emplearían teoría del valor extremo (TVE)
- c) Los acontecimientos de alto impacto y baja frecuencia pueden basarse en el análisis de escenarios

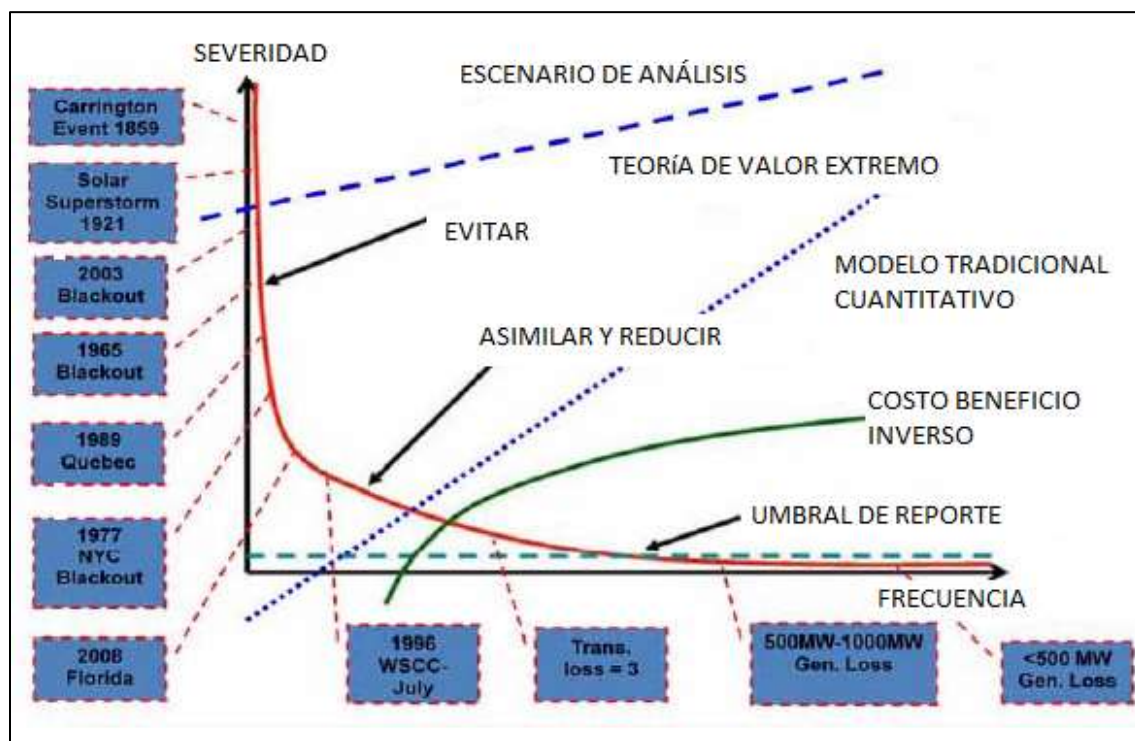


Figura 5-10. Diferentes métodos de medición de riesgo / severidad.

5.7 Indicadores del nivel de seguridad del sistema

Los indicadores del nivel de seguridad del sistema representan una herramienta de primera línea para los operadores, puesto que estas sirven de señales de alerta para tomar acciones de manera oportuna para contrarrestar el efecto de una restricción que lleve la operación a un

estado inseguro. En este sentido los indicadores de nivel de seguridad van acorde a la realidad de la operación del sistema según el caso de estudio.

Como ya hemos explicado, el SENI no dispone de un SCADA completo, no cuenta con los aditamentos para el control automático de las desviaciones entre carga y generación, además de no contar con servicios auxiliares efectivos que contribuyan a la robustez del sistema. El operar el sistema en estas condiciones lo que equivale a una persona discapacitada parcialmente de la visión caminando en terreno de poca visibilidad. Es una tarea muy cuesta arriba tomar decisiones en la operación en tiempo real sin verificar el efecto de las mismas. En este sentido, nuestras propuestas tienen como objetivo maximizar el uso de nuestros escasos recursos.

Como Indicadores del nivel de seguridad proponemos la creación de nomogramas que indiquen las distintas regiones seguras de operación, determinados en base a los equipos que presenten mayor probabilidad de violación de seguridad, el disparo de la unidad más grande en operación y el disparo de los vínculos de transmisión de aquellas zonas que estén exportando excedente de generación hacia a la zona central escenarios más probables de generación.

La formulación para la determinación de cada línea del nomograma (restricción unidimensional) puede ser incluida a modo de secuencia de comandos en el SCADA y ser desplegada en el mímico al que tiene acceso el operador.

El problema de control de tensión, es abordado a diferentes niveles, por lo que es preciso definir las barras que serán supervisadas en cuanto a las tensiones. Para el caso del SENI, en este análisis, el sistema es dividido en cuatro grandes áreas (Norte, Sur, Este y Central) dentro de las cuales son seleccionadas un subconjunto de barras de transmisión como nodos pilotos. A cada nodo piloto se le asigna un grupo de generadores que serán los responsables de mantener las consignas de voltaje en dichos nodos.

La Tabla 5-8, muestra las áreas, los nodos y los generadores que influirán sobre los nodos pilotos:

Tabla 5-8. Nodos pilotos por zona y generadores con influencia sobre estos.

ÁREA	NODOS PILOTOS	GENERADORES
NORTE	PUERTO PLATA 2 138 KV	CEPP 1 Y 2 , SAN FELIPE
	SAN FRANCISCO DE MACORÍS 138 KV	PIMENTEL 1, 2 Y 3
	CANABACOA 138 KV	TAVERA 1 Y 2 , LÓPEZ ANGOSTURA, LA VEGA, JIMENO Y EL SALTO
	MONCIÓN 138 KV	MONCIÓN 1 Y 2, CONTRA EMBALSE DE MENCIÓN 1 Y 2
	BONAO 2	PINALITO 1 Y 2, ANIANA VARGAS 1 Y 2, RINCÓN
SUR	PIZARRETE 138 KV	JIGUEY 1 Y 2, AGUACATE 1 Y 2, VALDESIA 1 Y 2
	CRUCE DE CABRAL 138 KV	BARAHONA CARBÓN
	KM15 DE AZUA 138 KV	MONTERÍO, SABANA YEGUA, SABANETA, PALOMINO 1 Y 2
CENTRAL	ITABO 138 KV	ITABO 1 Y 2, HAINA 4, HAINA TG, SAN LORENZO 1, METALDOM
	PALAMARA 138 KV	PALAMARA, INCA KM. 22
ESTE	LOS MINA 138 KV	LOS MINA 5 Y 6, ESTRELLA DEL MAR, ESTRELLA DEL MAR 2
	SAN PEDRO 2 138 KV	CESPM 1, 2 Y 3, SULTANA DEL ESTE, LOS ORÍGENES, SAN PEDRO VAPOR.
	AES INTERCONEXIÓN 138 KV	AES ANDRÉS

Para definir los valores de voltaje que serán requeridos en los diferentes nodos pilotos seleccionados, primero es necesario verificar lo siguiente:

- El comportamiento histórico actual del voltaje en dichos nodos.
- La sensibilidad de las consignas de voltajes de los generadores sobre los voltajes de los nodos pilotos.

Comportamiento histórico actual del voltaje en algunas barras del SENI. Se analizaron un total de 259,200 muestras de medidas reales de voltaje, obtenidas de las mediciones hechas a través del Sistema SCADA del CCE-ETED, para el mes de mayo de 2013 para diferentes barras del SENI, Tabla 5-9.

Tabla 5-9. Voltaje promedio de los nodos pilotos para el mes de mayo 2013.

SUBESTACIÓN	VOLT. PROMEDIO	VOLT. PROMEDIO _ P.U
PALAMARA 138	133.200	0.965
SPM 2	136.541	0.989
VILLA DUARTE 138	134.247	0.973
SE ITABO	133.422	0.967
PIZARRETE 138	134.499	0.975

De manera especial se ha de monitorear el nivel de sobrecarga de los elementos certificados que influyen en la creación de islas económicas.

5.8 Esquemas Alternativos de Seguridad Para la Operación del SENI

El objetivo de esta propuesta es presentar el uso de esquemas complementarios de desconexión automática de generación (DAG) para los vínculos de transmisión de la zona central con el resto del SENI. Como ejemplo mostramos el caso de la zona este, donde actualmente existe un enlace redundante con la zona central.

Como requisito mínimo de seguridad los sistemas de potencia operan bajo el esquema N-1, donde implícitamente se restringe el flujo a través de dos vínculos redundantes, lo que se traduce en incremento del costo de operación del sistema (incremento que puede verse como el costo de la seguridad). En el caso del Sistema Eléctrico Dominicano, dada las condiciones del mercado expuestas en el capítulo 4, no resulta lógico restringir el flujo a través de los vínculos de transmisión provocando la creación de islas económicas (sobrecostos de operación) cuando se restringe el abastecimiento de la demanda hasta aun cuando está presente la señal de déficit de generación.

El uso de estos esquemas alternativos apunta a maximizar el uso de las instalaciones para abastecer la máxima demanda posible sin llevar al SENI a operar bajo condiciones de inseguridad.

5.8.1 Situación Actual de la Zona Este

La zona este posee una capacidad instalada de generación de 1,383 MW de los cuales 450 MW (Quisqueya 1 y 2) están siendo inyectados a través la zona norte (interconexión a 345 kV), además de 40 MW de nueva generación (Los Orígenes Power Plant 2), la cual estará en operación a finales del año 2014. En la actualizada existe una central de 300 MW a Fuel Oil #6 que no es considerada en los despacho de carga elaborados por el OC, debido a su elevado costo de operación, por lo que sólo se está considerando una generación efectiva de 955 MW en la zona este.

En el SENI existe una restricción en el transporte de la energía generada en el área este hacia el área central, el cual consiste en una transferencia máxima de potencia de 360 MW entre la suma de la potencia que transportan las siguientes líneas de transmisión:

- Hainamosa – Villa Mella 138 kV
- Hainamosa – Palamara 138 kV
- Los Mina – Palamara 138 kV
- Timbeque 2 – CNPE 138 kV

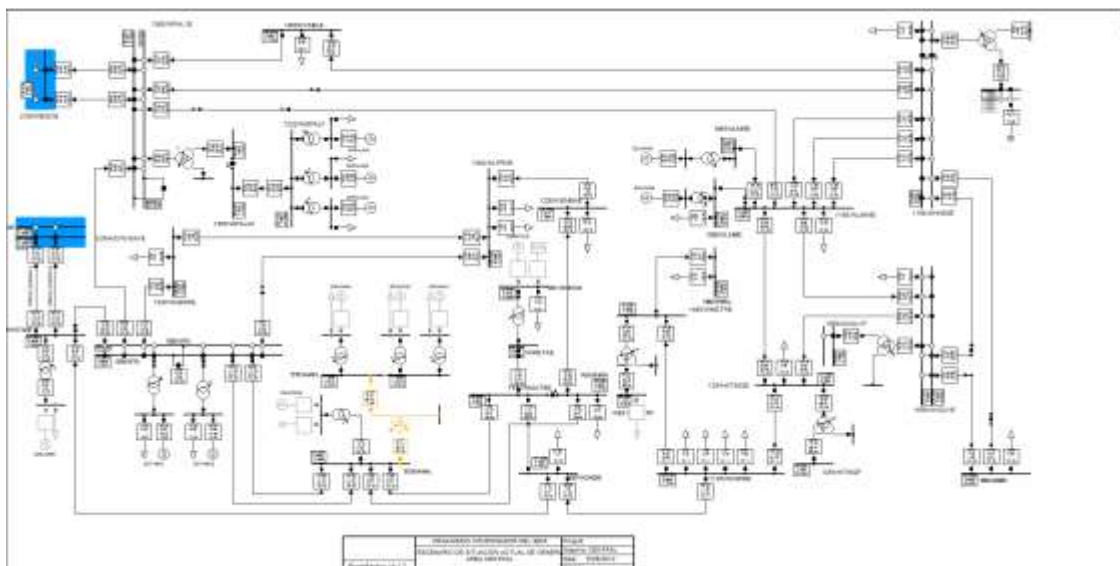


Figura 5-11. Diagrama zona central situación actual.

(área central, sur y norte) quedaría operando en déficit de generación que se traduce en una baja frecuencia, donde los circuitos del EDAC no podría recuperar el sistema, provocándose el disparo de la diferentes centrales en dicha isla.

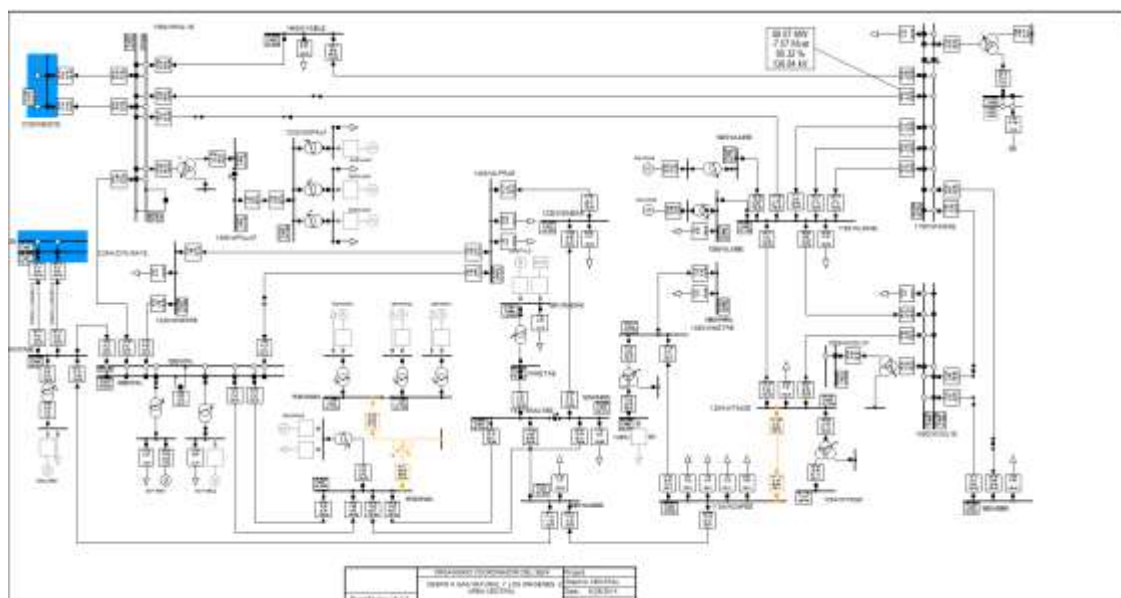


Figura 5-13. Diagrama zona central situación futura.

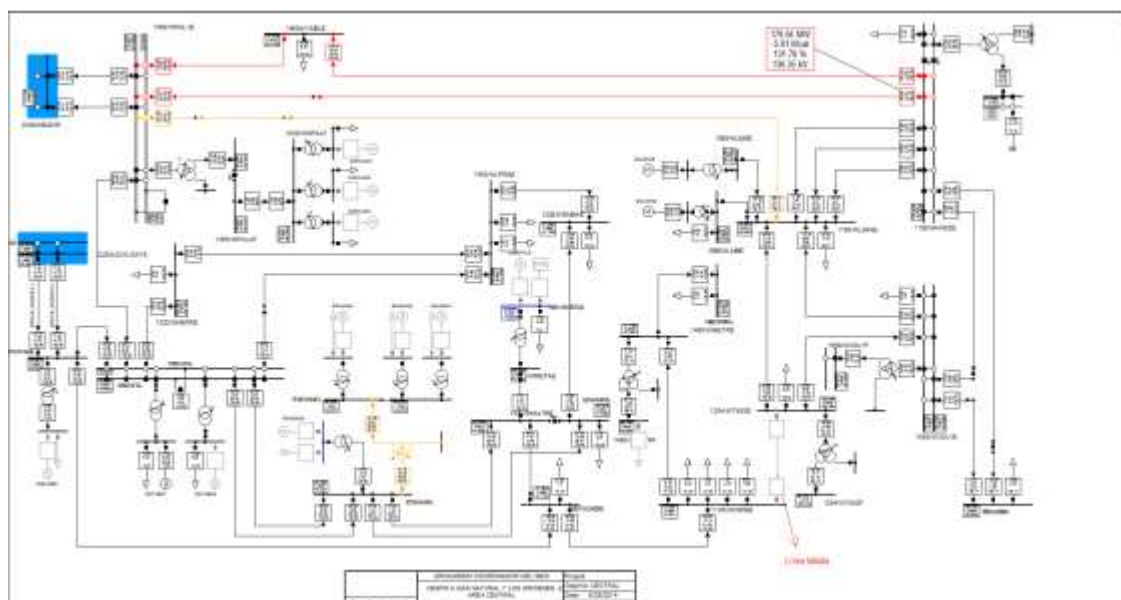


Figura 5-14. Diagrama zona central situación futura congestionada.

Todos los eventos descritos provocarían un eminente apagón total (Blackout) del SENI. Cabe señalar que eventos de este tipo con la zona estudiada y para los demás enlaces intrazonas han conducido a salidas parciales (zonas completas) o totales del SENI.

5.8.2 Sistema de Deslastre Automático de Generación en la Zona Este

Después de evaluar la situación actual de SENI en el área este donde se pronostica que si no se instalan nuevas líneas de transmisión que exporten la energía generada en el área este hacia el área de consumo de carga en el área central habrá que limitar la generación en dicha área. Para el 2016 en el área este estarían las centrales bases del SENI, las más económicas. La Tabla 5-10 muestra la cantidad de energía estimada a limitarse, así como la valorización económica, considerando el costo marginal promedio del 2012, 194.40 [US\$/MWh]:

Tabla 5-10. Costos por restringir exportación de energía del área este a la central

IMPACTO	DIARIO	MENSUAL	ANUAL
ENERGÍA GWH	2.526	75.78	921.99
US\$ MILLONES	0.491	14.732	179.235

La instalación un Esquema de Deslastre Automático de Generación (EDAG) en la zona este hasta tanto se construyan líneas de transmisión es una de las posibles solución más económicas para mitigar el problema de transporte entre las áreas central y este para el 2016.

5.8.3 EDAG Propuesto

Se propone un Esquema de Deslastre Automático de Generación (EDAG) diseñado para mantener un monitoreo constante entre las 4 líneas que definen la limitación en la exportación del área este hacia el área central, y en caso de que una de estas se sobrecargue por el disparo de la otra, el esquema desconectará generación de manera escalonada hasta que los flujos bajen a niveles normales de operación. Todas estas acciones de control deben realizarse antes de la operación de la protección sobrecorriente direccional de cada línea en operación.

-
1. 1000 mseg: Grupo #1 de Sultana del Este con 51 MW
 2. 500 mseg: Grupo #2 de Sultana del Este con 51 MW
 3. 1000 mseg: Grupo #1 de Los Orígenes Power Plant con 25 MW
 4. 1200 mseg: Grupo #2 de Los Orígenes Power Plant con 40 MW
 5. 1500 mseg: Unidad #1 de CESPMP con 97 MW

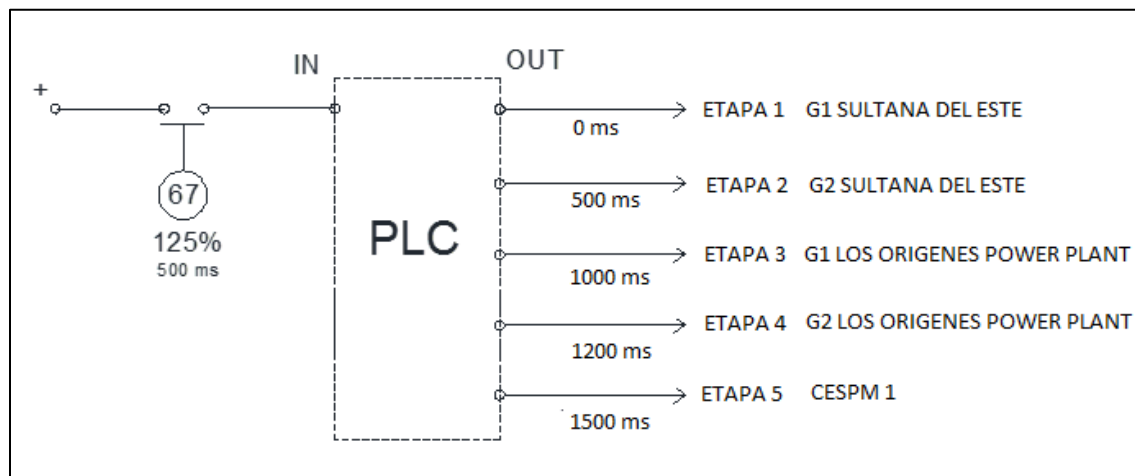


Figura 5-15. Lógica de control del DAG.

5.8.4 Funcionamiento del EDAG

Una vez el sistema del EDAG detecte que una de las líneas de transmisión que se estén monitoreando sobrepase una cargabilidad del 125% el esquema desconectará automáticamente el grupo # 1 de la central de Sultana del Este con 51 MW. En caso que la sobrecarga continuara el EDAD desconectaría, pasados 500 mseg, el grupo #2 de Sultana del Este con 51 MW más. Si los 102 MW deslastrados de generación no son suficientes a los 1000 mseg se dispararía el Grupo #1 de Los Orígenes Power Plant con 25 MW y así seguirá deslastrando hasta agotar todos los pasos considerados en el esquema de la Figura 5-15. La

cantidad de potencia seleccionada para estar en el EDAG debe ser suficiente para mitigar por completo la sobrecarga de la línea.

Estos esquemas tratan de dar solución a las restricciones de acuerdo a las condiciones reales de operación y no a limitaciones previas por seguridad. Los mismos se deben replicar para el manejo de los demás enlaces interzonales.

5.9 Propuesta Mejora Res. SIE 056-2013, Compensaciones por Despacho Forzado y Seguridad.

El objetivo es presentar una propuesta de compensaciones y reparto de cargos para mejorar el mecanismo establecido en la resolución SIE 056-2013.

La aplicación de la resolución SIE 056-2013 utiliza un algoritmo matemático, cuyo resultado hace que en horas en que el Sistema Eléctrico presenta desabastecimiento por falta de generación (en este caso señal asimilada como inseguridad) clasifica la compensación de unidades por criterios de seguridad (a ser pagados por los consumidores de energía) cuando entienden que en esta condiciones todas las unidades deberían operar de manera no forzada para abastecer la demanda del SENI. Por otro lado, pide aclarar el tratamiento del reparto de los costos asociados a la operación de las centrales debidos a restricciones operativas de su tecnología.

Por otro lado, se ha detectado que el mecanismo de compensación establecido en la Resolución SIE 056-2013, no compensa algunas centrales que en la actualidad están registrando una pérdida no recuperable de sus costos variables.

5.9.1 Análisis Económico de la Operación de las Centrales y Determinación de Beneficiarios.

A continuación presentamos una secuencia de gráficas en las que se presenta el costo marginal del sistema, el costo marginal máximo y los posibles casos de centrales con costos

variables de despacho que necesitan ser compensadas para recuperar la totalidad de dichos costos.

Adicionalmente se muestran sombreados los escenarios posibles que diferenciarán las compensaciones y las condiciones de reparto que se utilizarán.

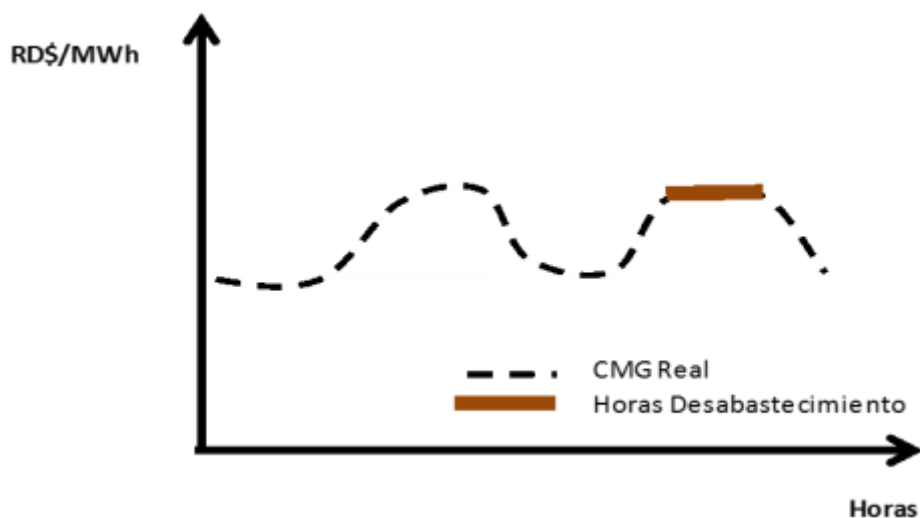


Figura 5-16. Representación de periodos con costos de desabastecimiento.

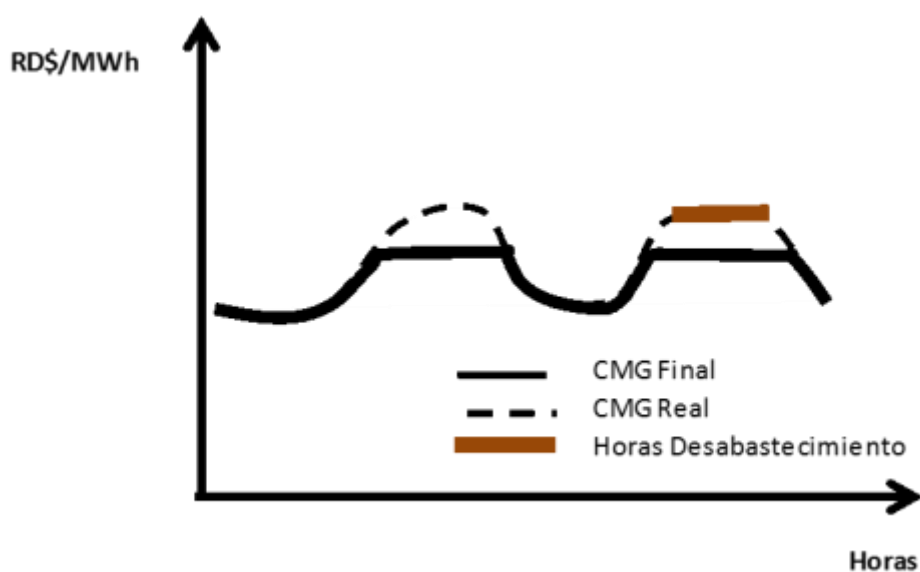


Figura 5-17. Representación de periodos con costos de desabastecimiento y efecto CMG tope.

Consideremos ahora centrales con Costos Variables de Despacho CV1, CV2 y CV3. Adicionalmente categoricemos los distintos escenarios posibles en un período de 24 horas.

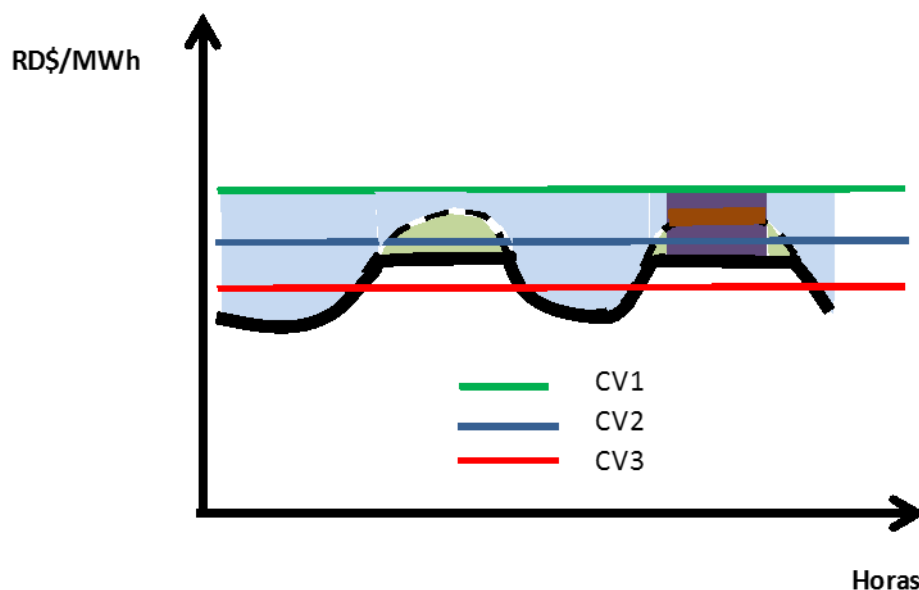


Figura 5-18. Comparaciones ente costos variables de despacho de las centrales.

Analicemos cada uno de los escenarios (áreas de la curva) observados en las centrales. Y definamos la compensación a realizar a las centrales y definamos los agentes económicos que contribuirían en los cargos generados en cada caso.

Escenario 1 (Color Azul Cielo): En este escenario se observa que no se presentan condiciones de desabastecimiento por falta de generación.

Compensaciones: En este período todas las centrales operando con costos variables superiores al costo marginal real (Sin techo) y que no se encuentren en prueba o prestando un servicio auxiliar remunerado, serán compensadas por su producción en la hora a la diferencia entre sus costos variables y el Costo Marginal real de la hora.

Asignación de Cargos Escenario 1: En este caso, las centrales que se encuentran operando con costos variables superiores al costo marginal real, están exclusivamente para asegurar el abastecimiento de los consumidores. Por esta razón el cargo debe ser dirigido a los

consumidores con alguna guía que, considerando la situación actual de las distribuidoras, puede ser el consumo de energía horario del SENI, antes de clasificar de manera zonal (cuando es posible) y sobrecargar una distribuidora en particular. Adicionalmente, este criterio de socialización de costos se refuerza con el hecho de que en la actualidad las tarifas a usuarios finales son únicas en el país y no zonales.

Escenario 2 (Color Verde Claro): En este escenario se observa que no se presentan condiciones de desabastecimiento por falta de generación, pero sí condiciones de costos marginales Reales (sin Techo) que sobrepasan el costo marginal máximo.

Compensaciones por efecto CMG Max: En este período todas las centrales operando con costos variables superiores al costo marginal y que no se encuentren en prueba o prestando un servicio auxiliar remunerado, serán compensadas por su producción en la hora, con la diferencia entre el costo marginal real (sin techo) y el Costo Marginal de la hora, si su costo variable es mayor o igual al costo marginal real. Para centrales con costos variables menores al costo marginal real y mayores al costo marginal, se compensará su producción a la diferencia entre su costo variable y el costo marginal de la hora.

Asignación de Cargos Escenario 2: En este caso, la compensación calculada es consecuencia de la aplicación del CMG Max, por lo que este cargo será asignado a los agentes cuyo balance Spot registre un beneficio por la existencia del CMG Max, a proporción del total de beneficios de la hora sin exceder el mismo.

Usar los beneficios horarios, presenta una mejora en lo que respecta a los beneficios medidos en la resolución SIE 056-2013, puesto que reduce el subsidio cruzado de beneficios de agentes registrados en una hora para pagar compensaciones en horas en que pudiese no estar beneficiado.

Escenario 3 (Horas con desabastecimiento por falta de generación): En este escenario se observa que se presentan condiciones de desabastecimiento por falta de generación.

Compensaciones: En este período todas las centrales operando con costos variables superiores al costo marginal y que no se encuentren en prueba o prestando un servicio auxiliar remunerado, serán compensadas por su producción en la hora, con la diferencia positiva entre sus costos variables y el Costo Marginal de la hora.

Asignación de Cargos Escenario 3: En este caso, debido a la existencia de desabastecimiento por falta de generación, la compensación calculada será asignada a los agentes cuyo balance Spot registre un beneficio medido en este caso con la diferencia positiva entre el mayor costo variable de las centrales en línea y el costo marginal de la hora. Luego el reparto entre agentes se realizará a proporción del total de estos beneficios de la hora sin exceder este total.

Usar los beneficios horarios, presenta una mejora en lo que respecta a los beneficios medidos en la resolución SIE 056-2013, puesto que reduce el subsidio cruzado de beneficios de agentes registrados en una hora para pagar compensaciones en horas en que pudiese no estar beneficiado.

5.9.2 Simulación de Efecto Propuestas

A continuación, se presentan los resultados para la simulación, basada en las compensaciones de marzo 2014, y posteriormente se presentan los resultados de las compensaciones aprobadas para el mismo mes junto a otra tabla que muestra las diferencias porcentuales que resultan en las respectivas compensaciones y cargos.

Tabla 5-11. Compensación y cargos por despacho forzado marzo 2014, según propuesta.

AGENTE	COMPENSACIÓN	CARGOS	SALDO ACREEDOR [US\$]	SALDO DEUDOR [US\$]
CDEEE	349,038.05	1,789.00	347,249.07	-
G1AABV	-	11,162.25	-	(11,162.25)
G1CEPPSA	116.56	201.79	-	(85.24)
G1CMDOMI	86.68	76.33	10.36	-

AGENTE	COMPENSACIÓN	CARGOS	SALDO ACREEDOR [US\$]	SALDO DEUDOR [US\$]
G1DPPLDC	-	71.04	-	(71.04)
G1EGEHSA	0.39	563.12	-	(562.73)
G1EGEISA	-	448.31	-	(448.31)
G1GETCC	67.14	2,287.99	-	(2,220.85)
G1EGHIDR	-	4,619.40	-	(4,619.40)
G1GPLVEG	156.72	115.59	41.13	-
G1LAESA	2,155.29	82.46	2,072.84	-
G1LOPPLA	19.38	40.18	-	(20.80)
G1MRPCLT	-	9.97	-	(9.97)
G1PVDC	314.08	65.35	248.73	-
EDEESTE	-	111,449.30	-	(111,449.30)
EDENORTE	-	101,918.55	-	(101,918.55)
EDESUR	-	117,053.64	-	(117,053.64)
TOTAL	351,954.28	351,954.28	349,622.11	(349,622.11)

Tabla 5-12. Compensaciones aprobadas marzo 2014.

AGENTE	COMPENSACIÓN	CARGOS	SALDO ACREEDOR [US\$]	SALDO DEUDOR [US\$]
CDEEE	103,131.96	748.27	102,383.70	-
G1AABV	-	3,446.50	-	(3,446.50)
G1CEPPSA	-	56.35	-	(56.35)
G1CMDOMI	-	4.32	-	(4.32)
G1DPPLDC	-	21.42	-	(21.42)
G1EGEHSA	-	172.33	-	(172.33)

AGENTE	COMPENSACIÓN	CARGOS	SALDO ACREEDOR [US\$]	SALDO DEUDOR [US\$]
G1EGEISA	-	141.81	-	(141.81)
G1GETCC	-	693.34	-	(693.34)
G1EGHIDR	-	1,384.41	-	(1,384.41)
G1GPLVEG	-	14.63	-	(14.63)
G1LAESA	-	20.16	-	(20.16)
G1LOPPLA	-	8.98	-	(8.98)
G1MRPCLT	-	2.73	-	(2.73)
G1PVDC	-	10.33	-	(10.33)
EDEESTE	-	31,848.73	-	(31,848.73)
EDENORTE	-	29,232.31	-	(29,232.31)
EDESUR	-	35,325.30	-	(35,325.30)
TOTAL	103,131.96	103,131.96	102,383.70	(102,383.70)

Tabla 5-13. Diferencias (%): Simulación propuesta – Compensaciones aprobadas marzo 2014

AGENTE	COMPENSACIÓN	CARGOS	SALDO ACREEDOR	SALDO DEUDOR
CDEEE	238.4%	139.1%	239.2%	0.0%
G1AABV	0.0%	223.9%	0.0%	223.9%
G1CEPPSA	100.0%	258.1%	0.0%	51.3%
G1CMDOMI	100.0%	1672.7%	100.0%	-100.0%
G1DPPLDC	0.0%	231.6%	0.0%	231.6%
G1EGEHSA	100.0%	226.8%	0.0%	226.5%
G1EGEISA	0.0%	216.1%	0.0%	216.1%
G1GETCC	100.0%	230.0%	0.0%	220.3%

AGENTE	COMPENSACIÓN	CARGOS	SALDO ACREEDOR	SALDO DEUDOR
G1EGHIDR	0.0%	233.7%	0.0%	233.7%
G1GPLVEG	100.0%	690.5%	100.0%	-100.0%
G1LAESA	100.0%	309.0%	100.0%	-100.0%
G1LOPPLA	100.0%	347.9%	0.0%	132.0%
G1MRPCLT	0.0%	264.3%	0.0%	264.3%
G1PVDC	100.0%	532.0%	100.0%	-100.0%
EDEESTE		249.9%	0.0%	249.9%
EDENORTE		248.7%	0.0%	248.7%
EDESUR		231.4%	0.0%	231.4%
TOTAL	241.3%	241.3%	241.5%	241.5%

Como se puede observar en la Figura 5-18 y Tabla 5-13 los beneficios de aplicar la propuesta se equiparan con el 241.5% del parámetro de referencia (transacciones económicas de marzo 2014), dicho beneficio global se reparte entre los agentes. Respecto de la aplicación actual del mecanismo, esta propuesta considera únicamente que en los períodos en los que se verifica costo de desabastecimiento, el cálculo de la compensación se atribuya según el criterio de atender demanda.

A continuación, se presentan los resultados para la simulación, basada en las compensaciones de marzo 2014, y posteriormente se presentan los resultados de las compensaciones aprobadas para el mismo mes junto a otra tabla que muestra las diferencias porcentuales que resultan en las respectivas compensaciones y cargos.

A continuación, se presentan los resultados para la simulación, basada en las compensaciones de marzo 2014, y posteriormente se presentan los resultados de las compensaciones aprobadas para el mismo mes junto a otra tabla que muestra las diferencias porcentuales que resultan en las respectivas compensaciones y cargos.

Tabla 5-14. Compensación y cargos por despacho forzado marzo 2014, según propuesta transitoria.

EMPRESA	CODIGO	COMPENSACION DEMANDA	COMPENSACION SEGURIDAD	COMPENSACION TOTAL	BENEFICIO AGENTES	ENERGIA RETIRADA [kWh]	DEUDORES EN TEE	CARGO POR COMPENSACION DEMANDA	CARGO POR COMPENSACION SEGURIDAD	SALDO ACREEDOR [US\$]	SALDO DEUDOR [US\$]
AES ANDRES	G1AABV	-	-	-	-	845,837.08	-	-	3,370.91	-	(3,370.91)
CDEEE	CDEEE	4,371.62	98,760.34	103,131.96	883,502.48	16,480.44	(16,263,011.02)	1,380.25	65.67	101,686.02	-
CEPP	G1CEPPSA	-	-	-	55,813.96	3,268.98	(2,946,410.59)	87.19	13.02	-	(100.23)
DPP	G1DPPLDC	-	-	-	-	5,258.14	-	-	20.96	-	(20.96)
EDESUR	EDESUR	-	-	-	662,404.09	8,544,189.76	(10,020,831.94)	1,034.83	34,051.16	-	(35,086.02)
EDENORTE	EDENORTE	-	-	-	734,809.58	7,035,149.58	(11,893,987.10)	1,147.97	28,037.20	-	(29,185.14)
EDEESTE	EDEESTE	-	-	-	111,852.03	7,795,135.73	(1,816,789.76)	174.74	31,065.97	-	(31,240.71)
EGEHID	G1EGEHID	-	-	-	-	339,763.56	-	-	1,354.05	-	(1,354.05)
GPLV	G1GPLVEG	-	-	-	-	3,588.52	(1,994,412.72)	-	14.31	-	(14.31)
HAINA	G1EGEHS	-	-	-	176,048.24	8,985.74	-	275.04	35.82	-	(310.84)
ITABO	G1EGEISA	-	-	-	173,643.56	1,952.01	-	271.27	7.78	-	(279.06)
LAESA	G1LAESA	-	-	-	-	4,948.20	-	-	19.72	-	(19.72)
LOS ORIGENES	G1LOPPLA	-	-	-	-	2,201.54	-	-	8.77	-	(8.77)
METALDOM	G1CMDOMI	-	-	-	-	1,056.67	-	-	4.20	-	(4.20)
MONTE RIO	G1MRPCLT	-	-	-	200.14	634.03	(4,146.52)	0.32	2.53	-	(2.85)
PVDC	G1PVDC	-	-	-	-	2,537.29	-	-	10.10	-	(10.10)
SEABOARD	G1EGETCC	-	-	-	-	170,161.03	-	-	678.14	-	(678.14)
DURALON	DURALON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL		4,371.62	98,760.34	103,131.96	2,798,274.08	24,781,148.27	(44,939,589.64)	4,371.62	98,760.34	101,686.02	(101,686.02)

Tabla 5-15. Compensación y cargos por despacho marzo 2014 aprobados.

EMPRESA	CODIGO	COMPENSACION DEMANDA	COMPENSACION SEGURIDAD	COMPENSACION TOTAL	BENEFICIO AGENTES	ENERGIA RETIRADA [kWh]	DEUDORES EN TEE	CARGO POR COMPENSACION DEMANDA	CARGO POR COMPENSACION SEGURIDAD	SALDO ACREEDOR [US\$]	SALDO DEUDOR [US\$]
AES ANDRES	G1AABV	-	-	-	-	845,837.08	-	-	3,446.50	-	(3,446.50)
CDEEE	CDEEE	2,157.27	100,974.70	103,131.96	883,502.48	16,480.44	(16,263,011.02)	681.13	67.14	102,383.70	-
CEPP	G1CEPPSA	-	-	-	55,813.96	3,268.98	(2,946,410.59)	43.03	13.32	-	(56.35)
DPP	G1DPPLDC	-	-	-	-	5,258.14	-	-	21.42	-	(21.42)
EDESUR	EDESUR	-	-	-	662,404.09	8,544,189.76	(10,020,831.94)	510.68	34,814.65	-	(35,325.30)
EDENORTE	EDENORTE	-	-	-	734,809.58	7,035,149.58	(11,893,987.10)	566.50	28,665.83	-	(29,232.31)
EDEESTE	EDEESTE	-	-	-	111,852.03	7,795,135.73	(1,816,789.76)	86.22	31,762.50	-	(31,848.73)
EGEHID	G1EGEHID	-	-	-	-	339,763.56	-	-	1,384.41	-	(1,384.41)
GPLV	G1GPLVEG	-	-	-	-	3,588.52	(1,994,412.72)	-	14.63	-	(14.63)
HAINA	G1EGEHS	-	-	-	176,048.24	8,985.74	-	135.73	36.62	-	(172.33)
ITABO	G1EGEISA	-	-	-	173,643.56	1,952.01	-	133.87	7.94	-	(141.81)
LAESA	G1LAESA	-	-	-	-	4,948.20	-	-	20.16	-	(20.16)
LOS ORIGENES	G1LOPPLA	-	-	-	-	2,201.54	-	-	8.98	-	(8.98)
METALDOM	G1CMDOMI	-	-	-	-	1,056.67	-	-	4.32	-	(4.32)
MONTE RIO	G1MRPCLT	-	-	-	200.14	634.03	(4,146.52)	0.16	2.59	-	(2.73)
PVDC	G1PVDC	-	-	-	-	2,537.29	-	-	10.33	-	(10.33)
SEABOARD	G1EGETCC	-	-	-	-	170,161.03	-	-	693.34	-	(693.34)
DURALON	DURALON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL		2,157.27	100,974.70	103,131.96	2,798,274.08	24,781,148.27	(44,939,589.64)	2,157.27	100,974.70	102,383.70	(102,383.70)

Tabla 5-16. Diferencias (%): Simulación propuesta Transitoria - Compensaciones aprobadas marzo 2014.

EMPRESA	CODIGO	COMPENSACION DEMANDA	COMPENSACION SEGURIDAD	COMPENSACION TOTAL	BENEFICIO AGENTES	ENERGIA RETIRADA [kWh]	DEUDORES EN TEE	CARGO POR COMPENSACION DEMANDA	CARGO POR COMPENSACION SEGURIDAD	SALDO ACREEDOR	SALDO DEUDOR
AES ANDRES	G1AABV	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-2.2%	0.0%	-2.2%
CDEEE	CDEEE	102.6%	-2.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	102.6%	-2.2%	-0.7%	0.0%
CEPP	G1CEPPSA	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	102.6%	-2.2%	0.0%	77.9%
DPP	G1DPPLDC	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-2.2%	0.0%	-2.2%
EDESUR	EDESUR	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	102.6%	-2.2%	0.0%	-0.7%
EDENORTE	EDENORTE	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	102.6%	-2.2%	0.0%	-0.2%
EDEESTE	EDEESTE	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	102.6%	-2.2%	0.0%	-1.9%
EGEHID	G1EGEHID	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-2.2%	0.0%	-2.2%
GPLV	G1GPLVEG	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-2.2%	0.0%	-2.2%
HAINA	G1EGEHS	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	102.6%	-2.2%	0.0%	80.4%
ITABO	G1EGEISA	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	102.6%	-2.2%	0.0%	96.8%
LAESA	G1LAESA	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-2.2%	0.0%	-2.2%
LOS ORIGENES	G1LOPPLA	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-2.2%	0.0%	-2.2%
METALDOM	G1CMDOMI	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-2.2%	0.0%	-2.2%
MONTE RIO	G1MRPCLT	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	102.6%	-2.2%	0.0%	3.7%
PVDC	G1PVDC	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-2.2%	0.0%	-2.2%
SEABOARD	G1GETCC	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-2.2%	0.0%	-2.2%
DURALON	DURALON	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
TOTAL		102.6%		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	102.6%			0.0%

En comparación al cálculo de las compensaciones aprobadas, se puede notar que las compensaciones presentaron un cambio considerable en la asignación de los montos por demanda y por seguridad. Estos cambios se deben a la consideración de las horas en que hubo desabastecimiento como determinante para el tipo de compensación.

5.10 Resumen

Este capítulo presenta una serie de propuestas enfocadas a resolver los problemas identificados a través del análisis exegético de la seguridad en el sistema eléctrico dominicano.

En primer lugar se detalla el nivel de impacto de estos problemas sobre la operación del sistema y en el mercado a fin de tener una perspectiva clara de la raíz del problema, además de verificar el fenómeno de causa y efecto.

En este sentido, se presentan las propuestas tomando en cuenta el nivel de detalle que se requiera para su aplicación y orden de prelación con las demás propuestas. Las propuestas formuladas resultantes pretenden dar solución a:

1. Normativa. – estableciendo una guía de consideraciones a ser incluidas en el RALGE, estableciendo de manera clara y sencilla como se ha de incluir el concepto seguridad en las diferentes actividades del sistema eléctrico (planificación, programación, etc.), además de establecer funciones y atributos al regulador, operador del mercado y al operador del sistema para el tratamiento de la misma.
2. Criterio Técnico. – Definir en detalle cómo se ha de internalizar el concepto de seguridad en la operación del SENI. Establecer parámetros de referencia para el control y la calidad de la seguridad.
3. Método de Evaluación de la Seguridad. – Establecer una métrica para definir el nivel de seguridad del sistema que permitan identificar el estado de operación del sistema a fin de optimizar los recursos en la toma de decisiones de la operación en tiempo real.
4. Técnicas de Evaluación de Riesgo en Base a la Seguridad. – Herramientas que permitan discernir el nivel de impacto de una eventualidad respecto a la seguridad del sistema, además de establecer una gestión y control de los mismos.

-
5. Indicadores del Nivel de Seguridad. Elección de los parámetros específicos a utilizar para la definición del indicador de seguridad, del conjunto de parámetros previamente determinados.
 6. Alternativas. - Aquí se presenta una opción para el tratamiento del concepto seguridad en la operación del sistema.
 7. Por ultimo mostramos una propuesta de mejora al esquema vigente de reparto de los cargos por seguridad y despacho forzado.

6 . Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

En esta sección se sintetiza el trabajo de tesis abordando las conclusiones principales del análisis realizado sobre la seguridad en el Sistema Eléctrico Dominicano Interconectado (SENI).

En relación con la normativa vigente en el SENI (Reglamento y Ley General de Electricidad 125-01), abordan de manera general las distintas acciones y responsabilidades que le cabe a los distintos segmentos del SENI. Se utilizan los conceptos de seguridad y confiabilidad a modo de atributos en la definición de ciertos aspectos (margen de reserva teórico, potencia de punta y servicios auxiliares), además de funcionar como requisitos en los distintos procedimientos y disposiciones en lo que se refiere a las obligaciones de las empresas concesionarias, el operador del sistema (CCE) y el operador del mercado (OC), servidumbres, centrales de generación, líneas de transmisión, programas de despacho, dentro de otros aspectos de relevancia para el sector eléctrico. En lo que respecta a la confiabilidad y de manera particular a la seguridad (tema en estudio), no se aborda en forma de manera detallada, lo que evidentemente representa un problema.

La normativa pone énfasis en las exigencias de seguridad y confiabilidad para la elaboración de los programas de despacho, la coordinación de la operación en tiempo real, los servicios auxiliares, así como también en el mecanismo de suministro; sin previamente haber establecido

la metodología para determinar el nivel deseado ni los parámetros o estándares de referencia. La SIE está facultada y obligada por ley a promover y garantizar dichas condiciones a parte de fiscalizarlas; lo cual no es posible, puesto que no se puede evaluar la eficacia y cumplimiento de algún parámetro sin establecer a priori una métrica determinada y el rango de tolerancia de la variable estudiada. En este sentido se hace difícil evaluar el impacto económico de realizar la operación del SENI en menor o mayor grado de seguridad o confiabilidad (visto de manera global)

Ante la falta de resoluciones o normas técnicas que complementen este hueco normativo la seguridad del SENI se ha desarrollado a lo largo de la historia sobre el aprendizaje en la operación (experiencia). En efecto, las restricciones de seguridad han sido resultas de acuerdo a su tasa de ocurrencia o por el impacto (severidad) de la contingencia suscitada. Puesto que, ante la compleja realidad del sistema eléctrico dominicano esto podría estar fundamentado en la asunción de ver la seguridad como un sobre costo, ya que no se dispone de una eficaz y real señal del costo de la energía no suministrada.

Para muchos resulta descabellado hablar de una adecuada operación del sistema ante una marcada insuficiencia de capacidad instalada; lo cual queda evidenciado al comparar los niveles de demanda y la capacidad de generación efectivamente despachada. Este efecto resulta a causa del establecimiento de un costo tope de la energía y una inadecuada gestión de la señal de desabastecimiento.

A pesar de tener una capacidad instalada que supera los requerimientos de la demanda, las características técnicas y económicas de las distintas tecnologías de generación se han traducido en niveles de potencia firme que no satisfacen dicha condición, cuestionando el desempeño del mercado y en particular de los procedimientos normativos amparados por el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01. Por lo anterior, desde la formación del MEM en junio del año 2000, se ha verificado un déficit de potencia firme que en el 94.8% de los casos ha motivado un ajuste artificial de las potencias firmes termoeléctricas. El incremento de potencia firme implica una reducción en el nivel de seguridad.

En relación al impacto económico de su aplicación se evidencia la distorsión de las señales de corto (Compensaciones por Seguridad y Despacho Forzado) y largo plazo (Pago por Potencia Firme). En el caso del corto plazo la operación del SENI se muestra contraproducente en el sentido de la razón de ser de un SEP, debido a que se prefiere dar cortes a la demanda en lugar de abastecerla; lo que a su vez impacta la señal de largo plazo. Mientras que la señal de largo plazo está enfocada sólo en la disponibilidad de las centrales en las horas de punta (18:00 – 22:00), ocasionando una ruptura en el lazo seguridad – suficiencia que debe mantenerse en todo momento para mantener un nivel adecuado de confiabilidad.

El tiempo que dure en operación un SEP presenta relación directa con el nivel de seguridad en el cual éste opere. El impacto económico de no disponer de estos criterios quedará determinado en función del número de clientes afectados, el tiempo de duración del restablecimiento del servicio y del costo de oportunidad del uso de la energía. Sin criterios operativos de seguridad establecidos de manera adecuada el operador actuará indiferente ante el impacto económico que impliquen las decisiones tomadas.

Al comparar la experiencia de República Dominicana con otros países se verifican aspectos conceptuales y prácticas totalmente disímiles, como se muestra a continuación:

- En el caso de los Estados Unidos la operación del SEP exige un alto grado de confiabilidad y en igual medida de seguridad. La NERC junto con las demás entidades reguladoras regionales se encarga de definir las políticas, normas técnicas y procedimiento para la seguridad del SEP, mientras que las últimas las complementan o adaptan de acuerdo a su área de concesión. La planificación, programación y operación contemplan como criterio de seguridad mínimo la operación N-1 y en algunas regiones hasta el N-2.
- En el caso de España las restricciones por seguridad son incorporadas en la programación de los mercados diarios, aparte de realizar análisis para evaluar la seguridad del sistema. Al igual que en Estados Unidos considera el criterio N-1 en la operación y planificación. Se cuentan con procedimientos y normas claras para la consideración de la seguridad en este sentido.

-
- En el caso de Colombia, al igual que en el sistema español, no se encuentra un marco explícito para la confiabilidad, aunque se diferencia el tratamiento de la confiabilidad, seguridad y calidad. Se asocia la confiabilidad especialmente a las interrupciones del servicio y su duración, separando la continuidad como parte de la calidad (compuesta por armónicos y frecuencia) y tratando la seguridad en forma independiente (uso de SPS y N-1). Para la planificación utilizan métodos probabilísticos y determinísticos en base al criterio N-1. También cuenta normas técnicas y procedimientos detallados para la incorporación de la seguridad en la planificación, operación, conexiones internacionales y gestión comercial.
 - En el caso de Chile, con las modificaciones introducidas a la normativa a través del Decreto con Fuerza de Ley 4 (DFL N°4), la consideración de la seguridad en el SEP chileno quedó contemplada de manera detallada en las diferentes actividades (planificación, programación y operación), para las cuales se incluye el criterio N-1. Además se integra el concepto de seguridad junto con la calidad del servicio en la norma técnica operativa.
 - En el caso del Reino Unido la estructura de mercado contempla un mercado de capacidad a través del cual se maneja la seguridad procurando mantener un adecuado margen de reserva por sobre el nivel de demanda, en el cual el cargo puede ser cero si existe suficiente capacidad o puede alcanzar altos valores en situaciones de emergencia o cuando el margen disminuye. La seguridad se asocia a la entrega del suministro en forma continua, junto al establecimiento de formas eficientes para la provisión de los SC y el mantenimiento de la estabilidad del sistema, lo que en conjunto produce que el sistema opere en forma confiable.

En relación con las exigencias y procedimientos contemplados en el marco de la normativa, se identificaron debilidades por la falta evidente de criterios operativos de seguridad enlazados a las señales económicas asociadas con las dimensiones que determinan de manera global la confiabilidad del SENI y de manera particular el nivel de seguridad con el que este es operado.

A continuación se muestra una síntesis de los problemas detectados más críticos.

- Legislación y Normativa Vigente en el SENI Relativa a la Seguridad y Confiabilidad

En este aspecto la mayoría de problemas se derivan de la ausencia de una adecuada inclusión de la seguridad en la regulación del SENI, la cual proceda a dar normas y procedimientos claros para tal fin; lo cual pudiera ser resuelto por la SIE mediante resoluciones que complementen el hueco normativo y procedimental en este sentido.

Además de establecer los criterios de seguridad es necesario instaurar un método de evaluación para la misma (determinación de parámetros de referencia y métrica de las variables controladas).

- Criterios Operativos de Seguridad

Aunque existen estados de operación del SENI debidamente detallados no se cuenta con los indicadores de seguridad que señalen el estado de operación en el cual se encuentra el SENI.

No se cuenta con una variable guía (driver) que indique el impacto económico sobre las decisiones tomadas para mantener en menor o mayor grado el nivel de seguridad del SENI.

Para la evaluación de las condiciones del SENI se utilizan análisis eléctrico de estado estacionario en base a las condiciones de la programación, obviando así las desviaciones respecto al estado actual.

El sistema SCADA no incorpora la totalidad de las instalaciones del SENI (aproximadamente 80% agregadas), lo que representa una barrera significativa al tratar de verificar el comportamiento de las variables de control en la operación en línea (flujo de potencia, índice de cargabilidad y voltaje).

Esquemas complementarios (EDAC y EDAG) dependientes de aleatoriedad de estado de operación de los componentes involucrados. En el caso del EDAC debido a la gestión de corte carga utilizada por las distribuidoras y en el caso del EDAG de acuerdo a la disponibilidad (comercial) que presenten los generadores, la cual está influenciada por el nivel de cobro que tengan.

Operación de los enlaces de interconexión entre zonas y los intrazonas más importante bajo el criterio de seguridad N-1. Este es usado sin considerar la severidad del riesgo de la pérdida de dichos elementos.

- Impacto Técnico y Económico de la Aplicación de los Criterios de Seguridad Vigentes

El uso del criterio N-1 impacta negativamente el despacho de las centrales, por restricción de flujo a través de algún enlace, además de contribuir a la formación de islas económicas, las cuales reflejan un sobre costo de la operación económicamente determinada.

No la existe la señal que indique el costo de la seguridad en tiempo real lo cual es esencial para la toma de decisiones en tiempo real.

Encontramos que la degradación del índice de indisponibilidad de las centrales generadores como señal de corto plazo, los problemas de distribución del pago y el desconocimiento de la seguridad como señal de garantía de suministro de corto plazo, resulta por aplicación del factor único de ajuste de las potencias firmes. En el año 2011, el factor de ajuste promedio amplificó las potencias firmes termoeléctricas en un 295%, motivando que la demanda pague por un total de potencia firme que en la realidad no está disponible.

No se puede verificar el grado de concordancia en el nivel de seguridad de corto plazo y el de largo plazo (entre el 95 y el 98% según Art. 269 RALGE 125-01). Adicionalmente no se explica el sentido físico del nivel de seguridad exigido.

No existe concordancia entre el costo marginal de potencia de punta, definido por el RALGE 125-01 en base a un precio administrativo, tomando como referencia una turbina de gas de 50 MW; el costo marginal tope existente y el costo de las centrales que en realidad marcan el costo marginal de potencia de punta. ¿Por cuánto tiempo continuará siendo marginal esta tecnología? Para la respuesta a esta pregunta debemos ponderar: requerirá ajuste de la norma en algún momento; fortalezas y debilidades del uso del CMG tope además de la concordancia con la realidad. Verificando a la vez eliminar el CMG tope, incrementar el CMG tope, disminuir el CMG tope o eliminarlo gradualmente.

A los efectos de los problemas evidenciado, se han identificado acciones de mejora para el tratamiento de la seguridad del SENI, tomando en cuenta un horizonte de tiempo conveniente para cada propuesta, en función de una criticidad normativa moderada que no implique grandes cambios del Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01, y de las necesidades del SENI (realidad del sistema eléctrico dominicano). La propuesta integral del diseño de mecanismo de incorporación del concepto seguridad a la operación del SENI está basada en dos vertientes con las siguientes características:

- Propuesta de un Criterio Normativo de Seguridad.

Presentando una guía de los aspectos más relevantes a considerar en el complemento de la normativa basada en los siguientes principios y fundamentos:

Equidad: justicia, imparcialidad en un trato o un reparto.

Simpleza: sencillo, sin complicaciones ni dificultades de entender y aplicar.

Bajo Riesgo Regulatorio: si la propuesta implica cambios que impacten de manera importante a un agente o grupo deberá establecerse una transición gradual.

Causalidad de Costo: se tratará de identificar el agente económico que se beneficia del servicio cuyo costo se pretende repartir.

Consistencia con el Modelo de Mercado: la propuesta deberá ser consistente con el modelo de mercado dominicano de forma de que no se crearan cargos a un agente que no tiene capacidad de internalizarlo en sus costos operativos

Tomando como punto de partida la definición de la razón de ser del SENI: “La función del SENI es abastecer la demanda de energía eléctrica de los usuarios tan económicamente sea posible, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad y confiabilidad siempre y cuando no esté en riesgo la seguridad total o parcial del SENI”.

Y mediante un enfoque integrador contemplar:

1. La suficiencia ser un problema relacionado en mayor medida con la planificación del sistema, determina la estructura e incorpora criterios a los cuales se debe ceñir la red y su diseño.
2. La seguridad determinada básicamente por las políticas y procedimientos de operación, que establece el grado de robustez y respuesta del sistema.
3. La Calidad de servicio asociada a los servicios complementarios, en relación con variables técnicas que inciden de manera significativa sobre este, como en su rol en la continuidad y en la previsión de fallas en el sistema.

Para la definición de los criterios técnicos de la seguridad en los procesos de la planeación, programación y operación en tiempo real.

- Impacto Económico de las Propuesta

Manera fácil y sencilla de identificar los costos involucrados en la toma de decisiones en la operación, en la gestión de riesgos basados en la seguridad del sistema así como también para la solución de los mismos.

Las conclusiones más importantes observadas a partir de las propuestas normativas y simulaciones realizadas se muestran a continuación:

Inclusión del ciclo de calidad PHVA (planificar, hacer, verificar y actuar), a través de la implementación de una revisión continua de las restricciones por seguridad, verificando la severidad de cada una y gestionando el riesgo de las mismas mediante acciones correctivas y preventivas.

La consideración del seccionamiento de la red de transporte en redes troncales según el grado de participación en la descomposición funcional de la confiabilidad.

La inclusión de los resultados de las evaluaciones de seguridad en la planificación de mediano y largo plazo. Además de actualizar el plan de expansión de la ETED cada 4 años.

El establecimiento de la evaluación de la seguridad de manera estática (planeación) y dinámica (operación corto plazo).

La inclusión del nivel de seguridad deseado dentro de las licitaciones de abastecimiento a largo plazo de las distribuidoras.

La determinación de los índices de calidad en función de las variables de categorización de los circuitos para la gestión de cortes de carga, de modo que internalice la situación del sector.

La definición de parámetros de referencia del nivel de seguridad del SENI, además de la metodología de medición de la misma. Y asimilación a modo de indicadores para la operación en tiempo real. Por otro lado la implementación de una técnica de evaluación del riesgo en base a la seguridad de la operación del sistema.

La evaluación de propuestas alternativas al uso del criterio N-1 en la búsqueda de optimización de los escasos recursos y los costos de operación totales de la operación del SENI a causa de la inclusión del concepto seguridad.

La creación de una guía de requisitos mínimos para la adquisición de un estimador de estado y una aplicación para la evaluación de la seguridad en línea.

Propuesta de mejora al mecanismo establecido para la repartición de las compensaciones y reparto de cargos por seguridad y despacho forzado de centrales (resolución SIE 056-2013).

Existen otras propuestas, algunas de mayor relevancia que las seleccionadas para el mecanismo presentado para la inclusión del concepto de seguridad al SENI, no obstante, se hace necesario evaluarlas a partir del impacto provocado en la normativa y de los horizontes de corto, mediano y largo plazo requeridos para madurar su aplicabilidad.

La gran ventaja de los avances obtenidos consiste en que se pueden superponer las propuestas de mejora, logrando una mayor eficacia para el sistema en el monto y en la distribución de la remuneración de los cargos generados por las modificaciones de los criterios operativos, a raíz de la inclusión del concepto seguridad.

6.2 Recomendaciones

En primera instancia, previo a poner en práctica algunas de las acciones de mejora propuestas, se recomienda la creación de una mesa normativa en la SIE, con los agentes y expertos del sistema, que permita evaluar el impacto de los cambios técnicos, económicos y regulatorios, asociados con las presentes recomendaciones.

Se deben realizar con un período de evaluación mucho mayor, de al menos un año de marcha blanca para la implementación de las propuestas a fin de obtener los datos reales del efecto en el sistema, y observar tendencias similares en los patrones de comportamiento definidos con los resultados de la remuneración.

Se recomienda replicar la evaluación de los esquemas complementarios de seguridad para el manejo de los enlaces zonales a fin de sustituir el criterio N-1 y a la vez maximizar el uso de las líneas sin sacrificar la seguridad de la operación del sistema.

Por otro lado, se recomienda una activa participación del regulador para la implementación de los lineamientos base de la norma técnica plasmados en la resolución SIE 56-2002.

Se recomienda evaluar el tratamiento de las señales de largo plazo a través del mecanismo de seguridad utilizado (Pago por potencia).

Finalmente, se recomienda la participación del operador del mercado (OC) y del operador del sistema (CCE) para la implementación de las propuestas presentadas. Tomando en cuenta que ellos aplicaran las medidas presentadas y determinaran el impacto económico de las mismas.

7 . Bibliografía

- [Abbd99] ABBAD, J. (1999) Calidad del servicio eléctrico, Regulación y optimización de inversiones, IIT Pontificia Universidad de Comillas, España.
- [Bill80] BILLINTON, R. (1980) Power System Reliability Concepts and Historical Developments. University of Saskatchewan, Saskatoon, Canadá.
- [Bill81] BILLINTON, R. (1981) Reliability Considerations In Electric Power Systems. University of Saskatchewan, Saskatoon, Canadá.
- [Cdec88] CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA (1988)
Criterios en la definición de parámetros y datos utilizados en el modelo GOL, Chile.
- [Chri99] CHRISTENSEN ASSOCIATES (1999) Regulación de la calidad de servicio para el sector eléctrico colombiano, Colombia.
- [Cnea99] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA Fijación de precios de nudo
Abril de 1999 (SIC): Informe Técnico Definitivo, Santiago, Chile.
- [Fink78] FINK, L. y CARLSEN, K. (1978) Operating under stress and strain.
Spectrum Transactions.
- [Hawk99] HAWKINS, D. (1999) Reliability through Markets, The California
Independent System Operator Experience, EEUU.

-
- [Hirs97] HIRST, E. y KIRBY, B. (1997) Creating Competitive Markets for Ancillary Services. Oak Ridge National Laboratory, Energy Division, Oak Ridge, Tennessee, EEUU.
- [Knight00] U. G. Knight (2000) Power Systems in Emergencies: From Contingency Planning to Crisis Management, Inglaterra.
- [Nerp99] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL (1999) NERC Planning Standards. EEUU
- [Nera99] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL (1999) NERC Operating Standards. EEUU
- [Ngci99] NATIONAL GRID COMPANY (2000) NGC Incentive Schemes from April 2000: Transmission Services Uplift and Reactive Power Uplift Schemes, Decision Document, Reino Unido.
- [Ngcr99] Office of Electricity Regulation (1999) Reactive Power Uplift: Incentive Arrangements from 1999/2000 Proposals, Reino Unido.
- [Nysr99] NEW YORK STATE RELIABILITY COUNCIL (1997) Reliability rules for planning and operating de New York Bulk Power System. NYSRC, EEUU.
- [Rivi99] RIVIER, J. Y ABBAD, J. (1999) Calidad del servicio: Regulación y Optimización de Inversiones. Pontificia Universidad de Comillas, España.
-