

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO
DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Villegas Jhon Jairo
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PROFESOR GUÍA: Ing. Alexis Rivero
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Richard Ardila

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Villegas Jhon Jairo
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2006

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 17 de noviembre de 2006

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Jhon Jairo Villegas, titulado:

“EVALUACIÓN DE INDICADORES DE CALIDAD DE SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Julio Molina
Jurado


Prof. Wilmer Malpica
Jurado




Prof. Alexis Rivero
Prof. Guía

DEDICATORIA

No puedo comenzar esta dedicatoria sin nombrar, antes que a cualquier otro, a JEHOVÁ, mi Dios, quien, sin merecer su misericordia, me ha brindado su protección durante toda mi vida, y una prueba de ello, es que me ha dado una madre insuperable, tanto en su amor hacia mi y mis hermanos, como por el sacrificio que realizado para que pueda culminar mis estudios.

En segundo lugar, debo nombrar a Julia Villegas, mi madre, quién con mucho trabajo, y no menos sacrificio, amor y constancia, me ha apoyado y alentado en todos los proyectos que he emprendido. A mis abuelos: Evarista Requena, Julián Villegas, Esther Zabaleta y Domingo Villarreal. A mi tía Usmalia Villegas.

A todos ellos muchas gracias.

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

A toda mi familia, en especial a mis tías, primas y primos, quienes me han apoyado y alentado en todo momento.

A mis hermanos, Carlos y Edgar.

A Cristóbal Campuzano

Al Prof. Alexis Rivero, que con su profesionalismo, sólidos conocimientos técnicos y pedagogía, me ayudó en todo lo que tuvo a su alcance para la realización de este trabajo.

Al Ministerio de Energía y Petróleo, por darme la oportunidad de realizar este trabajo en sus instalaciones. Al personal que allí labora, principalmente a mis tutores Richard Ardila y Ricardo Arias, quienes teniendo múltiples ocupaciones y responsabilidades, hicieron un gran esfuerzo para que este trabajo llegara a buen término.

Al resto del *team* de Adecuación y Formulación: Yubrinny Punce, Romina Monticcelli, Hermelinda Chacín, Carlos Ceballos, Josselly Vilchez, Ismaldo Zerpa, Julio Ruiz, Liliana Ñañez, Sra. Magda, Sra. Tibusay, Marahaiza Luces, y demás personal de la Dirección de Servicio Eléctrico.

Al Dr. Carlos Goyo de FUNDELEC que siempre me ayudó con su gran experiencia, conocimientos y sobretodo, con su genuino interés de ayudar desinteresadamente. A los ingenieros Marino Maragno y Michele Ricucci de OPSIS, quienes me brindaron guía e información importante para el desarrollo de este trabajo. Al personal de CADAFE y EDELCA.

A los profesores de la Universidad Central de Venezuela por la enseñanza impartida durante estos *largos* años de estudio.

A mi grupo del IUT-RC, mi grupo A, como diría Geo. Quienes no sólo fueron compañeros de estudio en dos oportunidades, sino que también se convirtieron en mis amigos: Giomar , Michel , Osman , Vicente , Israel y Gustavo.

A mi otro grupo, el de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, panas a toda prueba: Sofía, Darihelen, Johenny, Yustín, Yubriny (otra vez), Isabel, Patricia, Víctor, Miguel Pérez, Alejandro, Raúl, Miguel Román, Ilwin, Galeno, Gerlis, Melvín (tú eres de la escuela), Henry (el rasta), Frenzell, Benancio, René, Quiroz, Roger .

A la profesora Lisbeth, Mafer y Nadya.

Gracias a todos.

Villegas, Jhon J.

**EVALUACIÓN DE INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO
DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Profesor Guía: Ing. Alexis Rivero. Tutor Industrial: Ing. Richard Ardila. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Ministerio de Energía y Petróleo, 2006, 112 h. +Anexos.

Palabras Claves: Parque de Generación, Calidad de Servicio, Indicadores de Calidad de Servicio, Frecuencia, Regulación Primaria de Frecuencia, Regulación secundaria de Frecuencia, Regulación de Tensión, Nivel de Tensión, Producto Técnico, Servicio Técnico.

Resumen: Con este trabajo el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) da inicio a una ambiciosa labor, que culminará en la elaboración de las Normas de Calidad de Servicio de Generación de Electricidad (NCSGE). En tal sentido, se intentó identificar los aspectos operativos que consideran algunos países latinoamericanos en pro de evaluar la Calidad de Servicio eléctrico y, en particular, la actividad de generación de electricidad. La metodología empleada consistió en la investigación de los indicadores, y sus límites, empleados en las normativas de Argentina, Brasil, Colombia y los utilizados por las empresas generadoras de Venezuela, en su intención de evaluar la calidad del Producto Técnico y del Servicio Técnico. En definitiva, la información recopilada señala que la Calidad de Servicio de Generación de Electricidad se centra en la labor de controlar el nivel de tensión, la forma de onda de la tensión y la frecuencia del sistema interconectado de potencia, sin dejar de lado la continuidad del servicio prestado, representado en este trabajo por la disponibilidad de las plantas y centrales de generación. Se determinó que Venezuela cuenta con los equipos de medición y comunicación necesarios para cuantificar eficientemente los indicadores propuestos, siendo el SCADA el sistema medular del que se dispone para tal labor.

INDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	iii
DEDICATORIA	iv
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS	v
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2.- OBJETIVO GENERAL.....	4
1.3.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.4.- ANTECEDENTES	4
1.5.- LIMITACIONES	5
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1.- CENTRALES ELÉCTRICAS	6
2.1.1.- Centrales Térmicas	7
2.1.1.1.- Centrales de Vapor.....	7
2.1.1.2.- Centrales a Gas	8
2.1.1.3.- Centrales de Ciclo Combinado	10
2.1.2.- Central Hidroeléctrica.....	13
2.2.- PARÁMETROS ELÉCTRICOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.....	14
2.3.- CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA	20
2.3.1.- Regulación de Tensión.....	21
2.3.2.- Regulación de Frecuencia.....	21
2.3.2.1.- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)	22
2.3.2.2.- Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)	23
2.3.3.- Producto Técnico y Servicio Técnico	24
2.4.1.- Conceptos Relacionados con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ..	26
CAPÍTULO III	29
PARQUE DE GENERACIÓN Y MARCO REGULATORIO	29
3.1.- ARGENTINA	29
3.1.1.- Recursos Energéticos.....	30
3.2.- COLOMBIA	31
3.2.1.- Recursos Energéticos.....	31
3.3.- BRASIL	33
3.3.1.- Recursos Energéticos.....	34
3.3.2.- Generación vs Transmisión	35
3.5.- VENEZUELA.....	36
3.5.1.- Descripción del sistema de generación eléctrica venezolano	37
3.5.1.1.- Sistema Eléctrico Nacional (SEN).....	37

3.5.1.2.- Constitución del Parque de Generación.....	38
3.5.1.3.- Edad del Parque de Generación Termoeléctrico.....	39
3.5.1.3.1.- Edad del Parque Turbo Vapor	40
3.5.1.3.2.- Edad del Parque Turbo Gas	40
3.5.1.3.3.- Edad del Parque Generación Hidroeléctrico.....	41
3.5.2.- Diagnostico del Sistema de Generación Eléctrica Venezolano	42
3.5.3.- Planes de Expansión del SEN.....	43
3.5.4.-Cuadro Resumen.....	45
3.6.- MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO LATINOAMERICANO	45
3.6.1.- Marco Regulatorio Argentino.....	45
3.6.2.- Marco Regulatorio Brasileño.....	47
3.6.3.- Marco Regulatorio Colombiano	49
3.6.4.- Marco Regulatorio Venezolano	52
3.6.5.- Cuadro Resumen.....	54
CAPÍTULO IV.....	56
ÁREAS DE GESTIÓN OPERATIVA DE GENERACIÓN E INDICADORES ASOCIADOS A NIVEL NACIONAL Y LATINOAMERICANO	56
4.1.- INDICADORES DE CALIDAD NACIONALES	58
4.1.1.- OPSIS	58
4.1.1.1.- Evaluación de la Disponibilidad de la Capacidad Instalada por Plantas	59
4.1.1.2.- Evaluación de la Frecuencia del SIN	64
4.1.1.2.1 Indicador de Desviación de Frecuencia Eléctrica (IDFE).....	66
4.1.1.3 Evaluación de la Tensión en Barras del SIN.....	67
4.1.2.- EDELCA.....	68
4.1.3.- CADAFE	68
4.1.4.- Documento Base.....	70
4.1.5.- Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad (NCSDE).....	71
4.2.- CLASIFICACIÓN DE LOS INDICADORES NACIONALES POR ÁREA DE GESTIÓN DEL SERVICIO OPERATIVO DE GENERACIÓN	75
4.3.- INDICADORES DE GESTIÓN OPERATIVA LATINOAMERICANOS... 76	
4.3.1 Argentina.....	76
4.3.2.- Brasil.....	79
4.3.3.- Colombia.....	87
4.3.4.- Clasificación de los Indicadores Latinoamericanos por Áreas de Gestión del Servicio Operativo de Generación	90
4.4.- COMPARACIÓN ENTRE LOS INDICADORES MANEJADOS EN LATINOAMÉRICA Y LOS USADOS EN VENEZUELA.....	91
CAPÍTULO V	94
PROPUESTA DE INDICADORES NACIONALES Y MEDICIONES ASOCIADAS.....	94
5.1.- PRODUCTO TÉCNICO	94
5.1.1.- La Frecuencia.....	94
5.1.1.1.- Desviación de Frecuencia Permitida.....	95

5.1.1.2.- Medición de la Frecuencia.....	95
5.1.2.- Niveles de Tensión	96
5.1.2.1.- Tensión Máxima de Servicio del SIN.....	96
5.1.2.2.- Indicador de Calidad del Nivel de Tensión	97
5.1.2.3.- Medición del Nivel de Tensión.....	97
5.1.3.- Forma de la Onda de Tensión (Distorsión Armónica).....	98
5.2.- SERVICIO TÉCNICO.....	99
5.2.1.- Medición Indirecta de la Continuidad del Servicio	99
CONCLUSIONES	101
RECOMENDACIONES	104
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	106
BIBLIOGRAFÍA	110
[ANEXO N° 1]	112
[ANEXO N° 2]	112
[ANEXO N° 3]	112
[ANEXO N° 4]	112
[ANEXO N° 5]	112

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2.1.- Datos Técnicos de las Opciones Tecnológicas de Generación Térmica.....	12
Tabla N° 3.1.- Potencia de generación instalada y energía generada en Argentina. Año 2004.....	31
Tabla N° 3.2.- Potencia de generación instalada y energía generada en Colombia. Año 2004.....	32
Tabla N° 3.3.- Capacidad efectiva de generación de energía eléctrica-MW. Enero 15 de 2006.....	33
Tabla N° 3.4.- Potencia instalada total para el 16 de Enero de 2006.....	35
Tabla N° 3.5.- Programa de rehabilitación y conversión de unidades de generación. Periodo 2005-2009.....	44
Tabla N° 3.6.- Resumen de la conformación del parque de generación de los países estudiados.....	45
Tabla N° 3.7.- Resumen del marco regulatorio de los países estudiados.....	55
Tabla N° 4.1.- Plantas mayores o iguales 1000 M.....	60
Tabla N° 4.2 (a).- Región Guayana.....	60
Tabla N° 4.2 (b).- Región Andina.....	60
Tabla N° 4.3.- Plantas Turbo Vapor.....	60
Tabla N° 4.4 (a).- Plantas mayores a 250 MW.....	61
Tabla N° 4.4 (b).- Plantas mayores o iguales a 100 MW y menores a 250 MW..	61
Tabla N° 4.4 (c).- Plantas mayores o iguales a 50 MW y menores a 100 MW...	61
Tabla N° 4.4 (d).- Plantas menores a 50 MW.....	62
Tabla N° 4.5.(a).- Ajuste de disparo de los relés pertenecientes al EBCBF.....	65
Tabla N° 4.5 (b).- Tiempo en que $f > 0.1$ Hz en la fecha comprendida entre 11 al 17 de Octubre del 2006.....	67
Tabla N° 4.6.- Tensiones nominales de los sistemas de 69 kV en adelante con sus tensiones máximas de servicio. Norma COVENIN 159:1997.....	68
Tabla N° 4.7.- Variaciones permitidas del nivel de tensión según tipo de Usuario.....	72
Tabla N° 4.8.- Valores límites de FIU y TTIU en alta tensión según tipo de Usuario.....	75
Tabla 4.9.- Clasificación de los indicadores nacionales por área de gestión operativa.....	76

Tabla N° 4.10.- Límites de Distorsión de Voltaje.....	77
Tabla N° 4.11.- Tensiones en barras y tolerancia admitida.....	78
Tabla N° 4.12.- Tiempo acumulado máximo de desviaciones de frecuencia instantánea (s).....	82
Tabla N° 4.13.- Punto de entrega o conexión con Tensión Nominal igual o superior a 230 kV.....	83
Tabla N° 4.14.- Límites globales de tensión armónica expresados en porcentaje de la tensión fundamental.....	85
Tabla N° 4.15.- Clasificación de los indicadores latinoamericanos por área de gestión operativa.....	90
Tabla N° 4.16.- Comparación entre indicadores manejados en Latinoamérica y los usados en Venezuela.....	92
Tabla N° 5.1.- Valores de FOF, SOF y UF propuestos	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 2.1.- Central Térmica Convencional de Carbón.....	8
Figura N° 2.2.- Central a Gas Ciclo Abierto.....	9
Figura N° 2.3.- Central a Gas Ciclo Cerrado.....	10
Figura N° 2.4.- Central Térmica de Ciclo Combinado.....	11
Figura N° 2.5.- Central Hidroeléctrica.....	14
Figura N° 2.6.- Triangulo de Potencia.....	16
Figura N° 2.7.- Circuito Equivalente por Fase de un Generador Sincrónico. La resistencia interna del circuito de campo y la resistencia externa variable se han combinado en una sola resistencia R_f	19
Figura N° 2.8.- Diagrama de capacidad estimado: (a) para una máquina térmica y (b) para una máquina hidráulica.....	19
Figura N° 2.9.- Evolución de la frecuencia y de las potencias en la actuación de la regulación primaria y secundaria ante una perturbación tipo escalón.....	23
Figura N° 2.10.- Esquema del Poolco.....	26
Figura N° 3.1.- Integración Electroenergética.....	36
Figura N° 3.2.- Ubicación geográfica de los mayores centros de generación eléctrica de Venezuela.....	39
Figura N° 3.3.- Proyectos de generación en ejecución.....	43

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica N° 3.1.- Edad del parque turbo vapor	40
Gráfica N° 3.2.- Edad del parque turbo gas.....	41
Gráfica N° 3.3.- Edad del parque hidroeléctrico.....	42
Gráfica N° 3.4.- Capacidad Instalada vs Capacidad Efectiva en el SEN.....	42

SIGLAS

ANEEL: Agencia Nacional de la Energía Eléctrica. (Brasil)

ANSI: American National Standards Institute

CADAFE: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista (Argentina).

CND: Centro Nacional de Despacho (Colombia)

CNEE: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (Venezuela)

CFE: Consejo Federal de la Energía (Argentina)

CNGSE: Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (Venezuela)

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia).

EDELCA: Electrificación del Caroní.

ENRE: Ente Regulador de la Electricidad (Argentina)

FEDT: Frecuencia Equivalente de Desviación de Tensión.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IEC: International Electrotechnical Commission

LOSE: Ley Orgánica del Sector Eléctrico.

MAE: Mercado Atacadista de Energía Eléctrica (Brasil)

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista (Colombia)

MME: Mercado Mayorista de Electricidad (Argentina, Venezuela)

MENPET: Ministerio de Energía y Petróleo.

NCSDE: Norma de Calidad de Servicio de Distribución de Electricidad (Venezuela).

NCSTE: Norma de Calidad de Servicio de Transmisión de Electricidad (Venezuela).

NCSGE: Norma de Calidad de Servicio de Generación de Electricidad (Venezuela).

ONS: Operador Nacional del Sistema Eléctrico (Brasil)

OPSIS: Oficina de Operación de Sistemas Interconectados

SE: Secretaría de Energía (Argentina)

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SNE: Secretaría Nacional de Energía (Brasil)

INTRODUCCIÓN

Según la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE), corresponde al Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET) dictar las pautas legales que regirán las actividades del servicio eléctrico: generación, transmisión, distribución, gestión del Sistema Eléctrico Nacional y comercialización de potencia y energía eléctrica. En el caso particular de la actividad de generación, no existe actualmente un compendio normativo que rija tal actividad.

Ante esta realidad, el MENPET se ha dado a la tarea de materializar la normativa que regirá la actividad de generación, la cual será conocida como las Normas de Calidad de Servicio de Generación de Electricidad (NCSGE). Para lograr esto se planteó, entre otras acciones, identificar las variables que describen la calidad del servicio prestado por las empresas generadoras nacionales. Este trabajo pretende realizar tal identificación, y para ello se desarrollaran cinco capítulos que serán abordados como sigue:

- **Capítulo I:** aquí se justifica la realización de este trabajo y se indican los objetivos planteados del mismo. Además, se señalan las limitaciones que se presentaron durante su desarrollo.
- **Capítulo II:** este capítulo brinda un sustento teórico a los temas abordados a lo largo del trabajo.
- **Capítulo III:** el marco legal que regula la actividad del servicio eléctrico y la conformación del parque de generación de los casos estudiados, es lo que en este capítulo se describe. Argentina, Brasil, Colombia y Venezuela son los países bajo estudio. En el caso venezolano, además de la conformación del parque de generación, se indica la edad del mismo y las futuras ampliaciones que se realizarán.
- **Capítulo IV:** en este capítulo se señalan las áreas de gestión operativa que manejan los países bajo estudio y los indicadores que evalúan estas áreas. En

los casos en donde los indicadores correspondan a estándares internacionales, se indicará la referencia del mismo.

- **Capítulo V:** derivado de la información recopilada en el capítulo precedente, se plantean los aspectos que están relacionados con la calidad de servicio de generación de electricidad, así como los indicadores, y sus límites, propuestos para su evaluación en Venezuela. También, se indican la metodología y los equipos empleados para su cuantificación.

Por último, se presentan las conclusiones a las que se llegaron y las recomendaciones que complementan el trabajo realizado.

CAPÍTULO I

1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Ley del Servicio Eléctrico (LOSE) vigente, en el numeral 14 de su Artículo 17 establece como una de las responsabilidades de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), función a ser ejercida transitoriamente por el Ministerio de Energía y Petróleo hasta tanto no se cree el nuevo organismo: *“Dictar las normas de calidad que regirán las actividades del servicio eléctrico y las normas para la fiscalización del mismo”*. La generación de electricidad, como componente fundamental del servicio eléctrico, requiere de tal normativa.

Al presente, el Ministerio de Energía y Petróleo no dispone de las Normas de Calidad del Servicio de Generación de Electricidad (NCSGE), por lo que pretende dar inicio a un proyecto con la finalidad de que en un futuro cercano el sector eléctrico disponga de las mencionadas normas. Con el presente trabajo se da inicio a toda una etapa previa de investigación en dicho campo, en la que requiere investigar los indicadores de calidad que buscan identificar los problemas que presentan las empresas responsables de la generación de electricidad, además de garantizar un servicio eléctrico confiable, eficiente y de calidad, acorde con los requerimientos necesarios de los usuarios.

Es importante aclarar que la filosofía de las NCSGE es que están dirigidas a proteger en todo momento los intereses de los Clientes Regulados y que cualquier exigencia que desborde los límites allí establecidos será negociada a través de contratos de suministro bilaterales entre los interesados.

1.2.- OBJETIVO GENERAL

Identificar y proponer un conjunto de indicadores de calidad de servicio que puedan ser utilizados en las Normas de Calidad del Servicio de Generación de Electricidad.

1.3.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un diagnóstico del parque de generación nacional.
- Conocer las áreas de servicio operativo que en la actualidad evalúan en su gestión las empresas generadoras de electricidad del país.
- Conocer qué indicadores de calidad llevan las empresas generadoras de electricidad nacionales, de acuerdo al área de servicio operativo que evalúan.
- Investigar qué áreas de servicio y qué indicadores de calidad de servicio de generación son evaluados en otros países.
- Comparar, de ser posible, los indicadores de calidad que se aplican a nivel internacional con los que se utilizan en el país.
- Identificar los indicadores de calidad a establecerse para cada área de servicio operativo de generación.
- Proponer límites admisibles para cada indicador de calidad sugerido en área operativa de generación.
- Proponer qué mediciones deberán realizar las empresas nacionales generadoras de electricidad para evaluar los indicadores de calidad sugeridos.

1.4.- ANTECEDENTES

La elaboración de las Normas de Calidad de Servicio de Generación de Electricidad (NCSGE) es un proyecto que pudiera calificarse de novedoso a nivel latinoamericano. El carácter innovador de tal empresa implica que se dispone de muy poca información que ayude a lograr el objetivo planteado. Solo se disponía de un Documento Base elaborado en el año 2000, que plantea a grosso modo los tópicos

que las mencionadas normas deben abarcar, y que sirvió de punto de partida del presente trabajo.

El Documento Base señalado fue elaborado por la empresa ASINCRO C.A. y se titula: Normas de Calidad del Servicio de Generación de Electricidad.

1.5.- LIMITACIONES

Las limitaciones para la realización de este trabajo se centraron esencialmente en un solo punto: la dificultad para la obtención de la información de gestión operativa solicitada a las empresas de generación. En algunos casos por la reticencia a brindar tal información y, en otras, por no disponer de la documentación adecuada que respalde tal gestión.

Ante el anterior escenario, se procedió a trabajar con los datos que de la gestión operativa maneja OPSIS.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Con el fin de brindar un contexto teórico que sirva como referencia del trabajo desarrollado en los capítulos posteriores, a continuación se realiza algunas consideraciones teóricas.

2.1.- CENTRALES ELÉCTRICAS

En la actualidad existen muchas alternativas tecnológicas para la generación de electricidad (energía secundaria) a partir de una fuente primaria de energía. Se puede decir, que en general, la tecnología varía de acuerdo a la fuente primaria de energía utilizada y a la potencia generada por la planta. La fuente primaria es usada como combustible en las plantas termoeléctricas y empleada de manera directa, con alta energía cinética, en las plantas hidráulicas para mover los álabes de las turbinas. Entre los combustibles más empleados se tiene: Gas Oil (Diesel), Fuel Oil y Carbón.

Las centrales térmicas que queman los combustibles antes mencionados son comúnmente llamadas centrales clásicas o convencionales. Este término se emplea para diferenciarlas, por ejemplo, de las plantas nucleares o eólicas. Aunque cada central posee una caldera o cámara de combustión especialmente diseñada para quemar un combustible en particular, existen algunas que pueden quemar dos o más combustibles de los nombrados anteriormente. Éstas son denominadas Centrales Mixtas.

A continuación se da una explicación breve del funcionamiento de algunas plantas térmicas: vapor, gas, ciclo combinado y de las centrales hidráulicas

2.1.1.- Centrales Térmicas

Las centrales térmicas se diferencian en su topología de acuerdo al combustible que ellas queman, ya que esto repercute en el diseño de la caldera. No obstante, se suele referirse a ellas como de Ciclo de Vapor, Ciclo de Gas o Ciclo Combinado. Cada uno de estos términos tiene su explicación en el fluido que finalmente acciona los álabes de las turbinas. Así pues, una planta de vapor es aquella que emplea vapor a alta presión para mover la turbina y, de la misma forma, en una central de gas se emplea la expansión de un gas para poner en movimiento la turbina. Adicionalmente, en una planta de ciclo combinado se obtiene electricidad realizando una simbiosis entre una planta a gas y una a vapor.

2.1.1.1.- Centrales de Vapor

Estas plantas liberan la energía calórica del combustible empleado (Diesel, Fuel Oil, Gas Natural, Carbón) en una combustión que tiene lugar en la caldera. El calor extraído es usado para evaporar agua que circula por una extensa red de tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este vapor entra a gran presión y temperatura a la turbina de la central, en donde se expande y logra darle movimiento a la turbina, la cual consta de tres cuerpos: de alta, media y baja presión, respectivamente, unidos por un mismo eje. El eje está sólidamente unido a un generador que se encarga de convertir la energía rotatoria del eje en energía eléctrica.

Después de accionar la turbina, el vapor de agua entra en un condensador (intercambiador de calor) y luego, ya líquida, es recalentada y reincorporada a los tubos de la caldera, dando nuevamente inicio al ciclo productivo. Por otra parte, el agua de río o de mar que se emplea como refrigerante en el condensador puede ser devuelta directamente a su lugar de origen (ciclo abierto) o puede ser pasada por una torre de refrigeración para extraerle el calor y disiparlo en la atmósfera, antes de ser reutilizada como refrigerante (ciclo cerrado).

La energía generada es de media tensión y alta intensidad, es por ello que para transportarla, y disminuir las pérdidas del transporte, es necesario emplear un transformador elevador que la convierta en energía de alta tensión y baja intensidad.

En la actualidad se está empleando cada vez más lo que se conoce como Cogeneración, que no es otra cosa, que emplear el vapor saliente de la última etapa de la turbina, que aún guarda energía calórica, en procesos industriales tales como: elaboración de textiles, procesamiento de pulpa de fruta, elaboración de cerveza, etc.

La figura N° 2.1 muestra la topología básica de una planta de vapor convencional que emplea carbón como combustible.

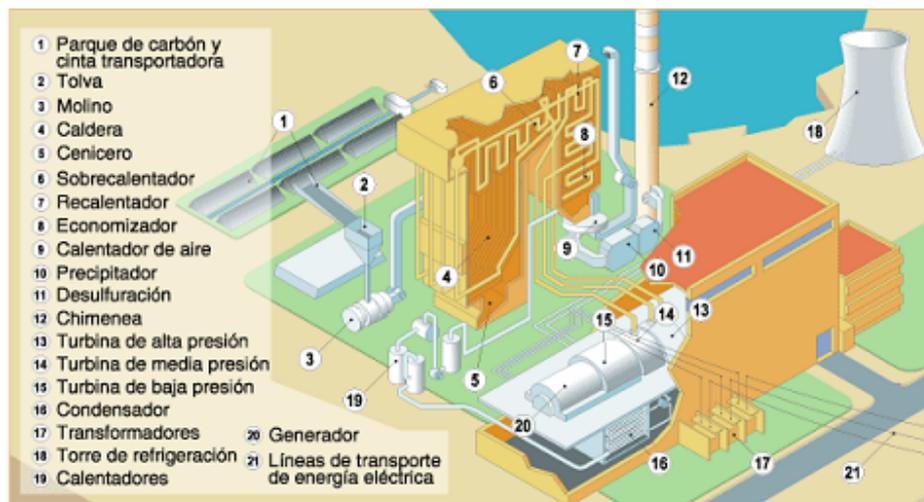


Figura N° 2.1.- Central Térmica Convencional de Carbón [1].

2.1.1.2.- Centrales a Gas

Las centrales a gas, al igual que las de vapor, aprovechan la energía cinética de un fluido para lograr la rotación de la turbina, pero en este caso es gas en combustión en lugar de vapor de agua. Su funcionamiento general se describe a continuación.

El aire penetra a un compresor que se encarga de llevarlo a la presión necesaria para entregarlo al combustor o quemador, en donde se produce la expansión. Con estos gases se alimenta la turbina propiamente dicha. Es de hacer notar que la referida turbina acciona al compresor de que se sirve, y la energía restante es aprovechable en el eje para accionar al generador. El fluido es totalmente expulsado a la salida de la turbina con apreciable pérdida de calor residual.

Como ocurre con la central de vapor, la energía generada es de alta intensidad y media tensión, es por ello que para transportarla, y disminuir las pérdidas del transporte, es necesario emplear un transformador elevador que la convierta en energía de alta tensión y baja intensidad.

Del mismo modo en que ocurre con las centrales de vapor; las de gas, pueden funcionar en ciclo abierto o ciclo cerrado. La descripción de funcionamiento realizada anteriormente corresponde al primer ciclo. En el segundo, no existe el quemador sino que se emplean intercambiadores de calor (para calefacción y refrigeración). Aquí, el gas operante proviene directamente del compresor y, en su camino hacia la turbina, recibe calor desde el exterior por medio de un intercambiador de calor, logrando elevar su energía cinética. Por último, a la salida de la turbina, el gas es refrigerado por medio de otro intercambiador de calor o radiador y es devuelto al compresor, para que se de inicio una vez más al ciclo productivo.

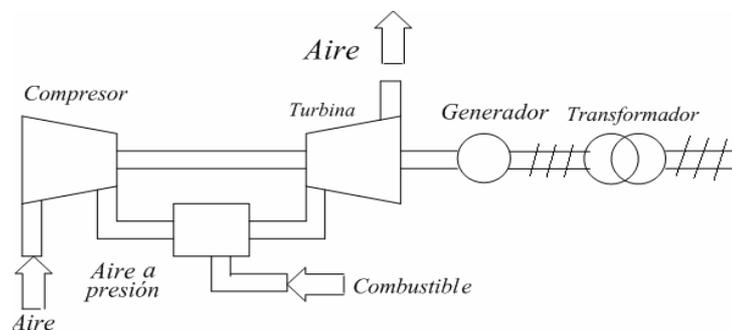


Figura N° 2.2.- Central a Gas Ciclo Abierto.[2]

La figura N° 2.2 muestra la topología básica de una central a gas ciclo abierto, mientras que la figura N° 2.3 hace lo propio con una central a gas ciclo cerrado.

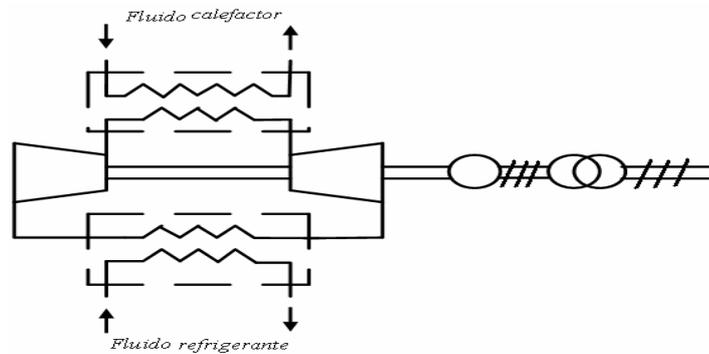


Figura N° 2.3.- Central a Gas Ciclo Cerrado. [2]

2.1.1.3.- Centrales de Ciclo Combinado

En las centrales de ciclo combinado se conjugan en un mismo proceso la generación de electricidad mediante el uso de una turbina a gas y una turbina de vapor. Esto trae como consecuencia un aumento en el aprovechamiento del combustible y en la eficiencia de la planta.

En la parte inicial del proceso, que tiene que ver con la generación a gas, se inyecta gas a la cámara de combustión en donde se mezcla con el aire proveniente del compresor para proceder a su combustión y posterior expansión. La energía del gas expandido es transformada, a través de los álabes de la turbina, en energía mecánica rotatoria disponible en el eje de la turbina. Casi dos tercios de esta potencia mecánica se emplea en arrastrar al compresor, el resto mueve al generador eléctrico.

Los gases de combustión son dirigidos a la cámara de recuperación para aprovechar su energía remanente. En esta cámara toma lugar un proceso análogo al que ocurre en la caldera de la planta a vapor convencional. Allí, la energía térmica de los gases recuperados es utilizada para evaporar el agua que circula por una red de tubos

alojados en el interior de la misma. A partir de este momento se da inicio un ciclo idéntico al que sucede en una planta de vapor convencional, es decir, el vapor es expandido en los álabes de una turbina para lograr la rotación de la misma y arrastrar al generador asociado al eje.

El vapor saliente de la turbina sigue el ciclo descrito para la planta a vapor, según sea el caso: ciclo abierto o ciclo cerrado.

Por último, cabe destacar que la energía eléctrica saliente de los dos generadores es de media tensión y alta intensidad. Por lo tanto, se debe emplear transformadores elevadores para convertirla en energía de alta tensión y baja intensidad con el fin de reducir las pérdidas en el transporte, las cuales son, en gran medida, proporcionales al cuadrado de la corriente.

La figura N° 2.4 muestra la topología básica de una central térmica de ciclo combinado.

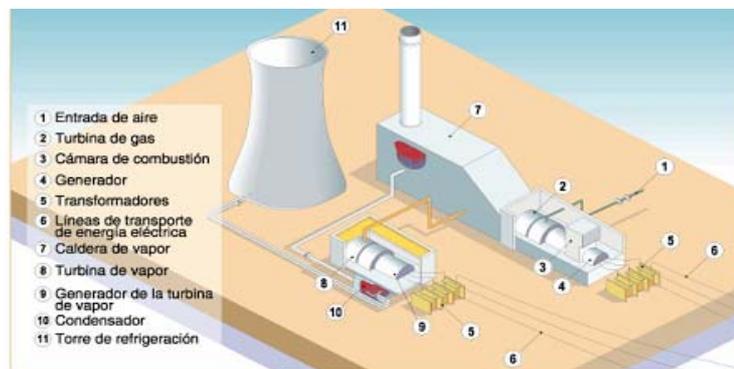


Figura N° 2.4.- Central Térmica de Ciclo Combinado. [1]

Para tener un punto de referencia cuantitativo que sirva para elegir una de las alternativas de generación térmica planteadas, se presenta a continuación una tabla comparativa de las características técnicas de las distintas tecnologías de turbinas existentes en el mercado.

Tabla N° 2.1.- Datos Técnicos de las Opciones Tecnológicas de Generación
Térmica.[3]

Características			Opciones Tecnológicas					
			Turbinas Gas Natural		Turbinas Vapor		Turbinas Vapor	
			Ciclo Simple	Ciclo Combinado	Fuel Oil	Gas Natural	Orimulsión	Carbón
Características Constructivas								
Periodo de Construcción (años)		1,0 - 2,5	1,5 - 3,0	3,0 - 4,0	3,0 - 4,0	3,0 - 4,0	4	
Requerimientos de Terreno (hectáreas)		18	30	ND	64	ND	80	
Capacidad Instalada Estándar (MW)		340	510	1000	1000	1000	1000	
Características Operativas								
Fuerza Laboral (# de trabajadores)		30 - 50	30 - 60	ND	200	ND	300	
Eficiencia Térmica Inicial (Btu/kWh)		9361	6106	8324	8324	8324	9224	
Eficiencia Térmica Inicial (%)		36%	56%	41%	41%	41%	37%	
Eficiencia Térmica Promedio (Btu/kWh)		9922	6320	8751	8751	8751	9751	
Eficiencia Térmica Promedio (%)		34%	54%	39%	39%	39%	35%	
Consumo Prom. Combustible (MMPCD)		73,6	70,3	NA	169,7	NA	NA	
Consumo Prom. Diesel (MMlts)		964	663,1	NA	NA	NA	NA	
Consumo Prom. Combustible (MBEPD)		NA	NA	24,3	NA	NA	NA	
Consumo de Combustible (MMTm/año)		NA	NA	NA	NA	1,7	2,1	
Vida Útil de Equipos Principales (años)		25	25	30	30	30	30	
Disponibilidad Promedio (horas/año)		7884	7884	7008	7008	6570	6570	
Disponibilidad Promedio (%)		90	90	80%	80%	75%	75%	
Potencia de Salida/Potencia ISO		0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	
Energía Promedio (GWh/año)		2439	3659	6377	6377	5979	5979	
Emisiones de Gases Invernadero								
CO2 (kg/kWh)		0,4	0,4	0,75	0,4	0,9	1,05	
SO2 (% respecto a emisiones de carbón)		0%	0%	115%	0%	15%	100%	
NOx (ppm)		25	25	81	40	36	92	
ND = No Disponible ; NA = No Aplica								

2.1.2.- Central Hidroeléctrica.

En una central hidroeléctrica o hidráulica se aprovecha la energía potencial del agua almacenada a una determinada altura para transformarla, primero, en energía cinética luego en energía mecánica y, por último, en energía eléctrica.

Existen varias topologías de las plantas hidráulicas. Implementar una u otra topología viene determinada por las características del recurso hídrico del que se dispone. En este sentido, se tienen las siguientes centrales: de pasada, con embalse de reserva y de bombeo. En una *central de pasada* no existe una acumulación apreciable de agua “corriente arriba” de las turbinas. Se emplea en los ríos poco caudalosos y un embalse relativamente pequeño es suficiente para contener el agua y evitar el desperdicio de la misma por rebosamiento. La Central Salto Grande en Argentina es de este tipo.

Una *central con embalse de reserva* retiene una apreciable cantidad de agua “corriente arriba” de las turbinas mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales. Del volumen retenido (embalsado) depende la cantidad de agua que se puede hacer pasar por las turbinas. Con este tipo de proyectos se puede generar energía eléctrica todo el año aunque el río se seque durante algunos meses, cosa que sería imposible con una central de pasada. Obviamente, las dimensiones físicas de esta planta hacen que se requiera de una mayor inversión para su ejecución en comparación con una de pasada. La Central Guri en Venezuela es de este tipo.

Las *centrales de bombeo* son las que más eficientemente aprovechan el recurso hídrico de un país. Disponen de dos embalses situados a diferente nivel. Cuando la demanda alcanza su máximo valor a lo largo del día, la central trabaja como una central convencional. El agua almacenada en el embalse superior cae y hace girar una turbina que tiene asociado un generador, luego el agua turbinada queda atrapada en el embalse inferior. En las horas de baja demanda el agua es bombeada al embalse

superior para que pueda darse inicio nuevamente al ciclo productivo. La Central de Ip en España es de este tipo.

La figura N° 2.5 muestra la topología básica de una central hidroeléctrica.

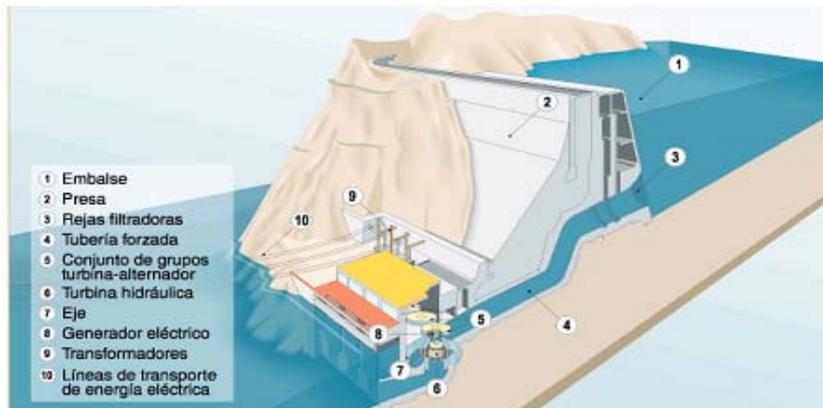


Figura N° 2.5.- Central Hidroeléctrica.[1]

2.2.- PARÁMETROS ELÉCTRICOS ASOCIADOS A LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

La generación de electricidad tiene asociada una serie de parámetros eléctricos que son relevantes a la hora de *despachar* una unidad de generación. Algunos de ellos sirven para proteger la integridad física de la máquina, estos son los valores nominales de placa. Otros, además, toman importancia a la hora de que la empresa generadora tenga que honrar sus compromisos de potencia con el sistema interconectado, este es el caso de las potencias activa y reactiva, las cuales están íntimamente ligada con la llamada Curva PQ o Curva de Capacidad.

A continuación se enumeran algunos de los parámetros más importantes relacionados con la generación de electricidad.

2.2.1.- Potencia Activa, Potencia Reactiva y Factor de potencia [4]

Estos tres conceptos aparecen de manera recurrente en todos los textos que tienen que ver con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es por ello que es de vital importancia comprender su significado.

La *potencia activa* es aquella que es efectivamente utilizada para realizar un trabajo. En los motores es la que se encuentra disponible en el eje y en los generadores, es la que se transforma en calor en la resistencia de un calefactor o en iluminación, en una lámpara. Se mide principalmente en W o kW.

La *potencia reactiva* es aquella que no produce trabajo y que corresponde al intercambio de energía entre los campos eléctricos y magnéticos de un circuito. En un sistema de potencia estos campos son originados por el funcionamiento intrínseco de las cargas: motores, aires acondicionados, refrigeradores, lámparas que usan balasto, etc. Se mide principalmente en VAR, kVAR y MVAR.

También existe la *potencia aparente* que no es más que la suma vectorial de la potencia activa con la potencia reactiva. Matemáticamente hablando tiene dimensiones complejas, por lo que suele llamársele potencia compleja y se expresa como $S = P + jQ$, donde P es la potencia activa o real y Q la potencia reactiva o imaginaria. Se mide principalmente en VA, kVA y MVA.

El *factor de potencia* se define como el Coseno del ángulo formado entre la potencia activa y la potencia aparente. Este factor da información de la cantidad de reactivos que se inyecta o se consume en un punto dado del sistema de potencia. Tanto mayor sea este factor (cercano a 1), tanto menor será el flujo de reactivos. La representación gráfica que relaciona las potencias con el factor de potencia se conoce como Triangulo de Potencia.

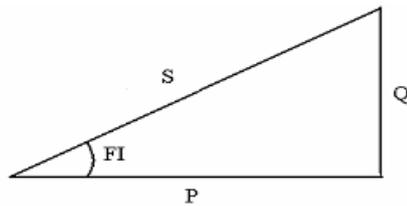


Figura N° 2.6.- Triángulo de Potencia.

2.2.2.- Valores Nominales en los Generadores Sincrónicos [4]

Existen ciertos límites básicos de la velocidad y la potencia que pueden obtenerse de un generador sincrónico. Estos límites se expresan como *valores nominales* de la máquina. El propósito de estos valores es proteger el generador del daño que pudiera ocasionarle una operación inadecuada. Para este fin, cada máquina tiene un número de valores nominales indicados en la placa característica adosada en ella.

Los valores nominales típicos de una máquina sincrónica son: voltaje, frecuencia, velocidad, potencia aparente, factor de potencia y corriente de campo.

2.2.2.1.- Voltaje, Velocidad y Frecuencia Nominales [4]

La frecuencia nominal de un generador sincrónico depende del sistema de potencia al cual está conectado. Las frecuencias comúnmente utilizadas hoy día en los sistemas de potencia son 50 Hz (en Europa, Asia, etc.), 60Hz (en casi todas las Américas). Una vez establecida la frecuencia, hay únicamente una velocidad de rotación posible para un número de polos dados. La relación fija entre la frecuencia y la velocidad viene dada por la siguiente ecuación:

$$f_e = \frac{n_m \times P}{120}$$

Donde:

f_e = frecuencia eléctrica, en Hz

n_m = Velocidad mecánica del campo magnético en r/ min. (igual a la velocidad del rotor para máquinas sincrónicas)

P = número de polos

Tal vez el valor más importante de la máquina es el voltaje de operación para la cual fue diseñada. El voltaje de generación depende del flujo, la velocidad de rotación y la construcción mecánica de la máquina. Para un tamaño de estructura mecánica y velocidad dadas, cuanto mayor sea el voltaje deseado, mayor será el flujo requerido en la máquina. No obstante, el flujo no puede ser incrementado indefinidamente ya que hay siempre un máximo permisible de corriente de campo.

Otra consideración para fijar el máximo voltaje admisible es el punto de ruptura del aislamiento de los devanados (los voltajes normales de operación no debe estar muy cercanos al valor del punto de ruptura de su aislamiento).

2.2.2.2.- Potencia Aparente y Factor de Potencia Nominales [4]

Existen dos factores que determinan los límites de potencia de las máquinas eléctricas. Uno es el par mecánico aplicado al eje de la máquina y el otro es el calentamiento de los devanados. En todos los motores y generadores sincrónicos prácticos, el eje tiene suficiente capacidad mecánica para manejar mucha mayor potencia de estado estacionario que la de dimensionamiento nominal de la máquina; en consecuencia los límites prácticos de estado estacionario están dados por el calentamiento de los devanados: del inducido (armadura) y el de campo.

La corriente máxima aceptable del inducido fija la potencia nominal aparente del generador puesto que la potencia aparente S está dada por

$$S = 3V_{\phi}I_A$$

Si se conoce el voltaje nominal, la máxima corriente aceptable del inducido, determina los kVA del generador:

$$S_{nom} = 3V_{\phi, nom} I_{A, max}$$

El efecto de calentamiento por pérdidas en el cobre del estator viene dada por

$$P_{SCL} = 3I_A^2 R_A,$$

y es independiente del ángulo de la corriente con respecto al voltaje V_ϕ . Debido a esto las máquinas están dimensionadas en kVA en vez de kW.

El otro devanado en cuestión es el de campo. Las pérdidas en el cobre del devanado de campo están dadas por

$$P_{RCL} = I_F^2 R_F$$

tal que el máximo calentamiento permisible fija una máxima corriente de campo en la máquina. Puesto que $E_A = K\phi\omega$ ésta fija el máximo aceptable de E_A (sabiendo que ϕ depende de I_F en relación directa).

El voltaje interno generado es $\overline{E}_A = \overline{V}_\phi + jX_s\overline{I}_A$. Esta suma vectorial puede arrojar, para ciertos valores de ángulo de la corriente, magnitudes de E_A mayores que $E_{A, max}$. Ahora bien, el ángulo de \overline{I}_A , que requiere el máximo posible \overline{E}_A mientras \overline{V}_ϕ permanece en el valor nominal, da el factor de potencia nominal del generador. Es posible operar el generador a un factor de potencia más bajo (más en atraso) que el nominal, sólo si se restringen los kVA suministrados por el generador.

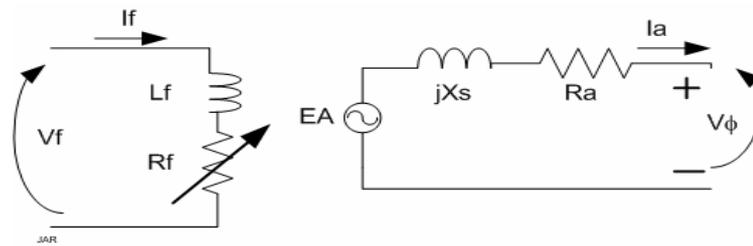
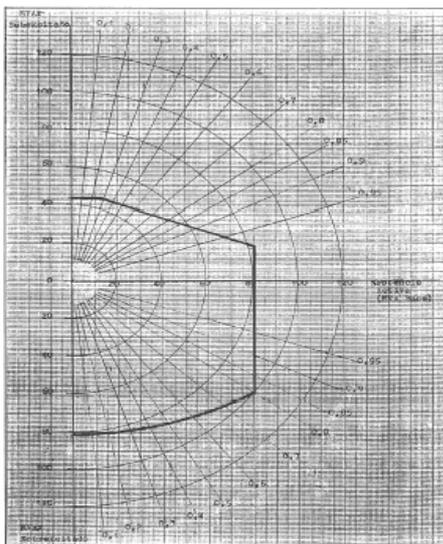


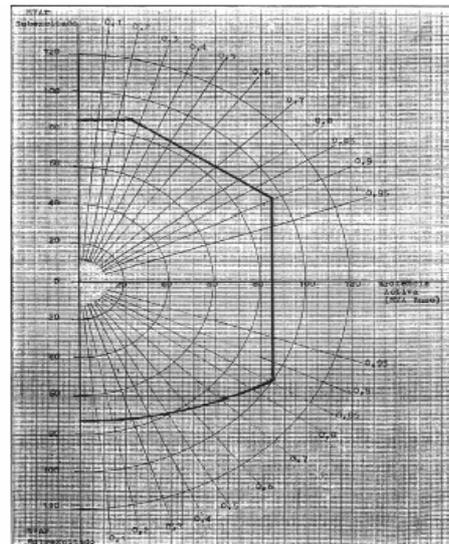
Figura N° 2.7.- Circuito Equivalente por Fase de un Generador Síncrono. La resistencia interna del circuito de campo y la resistencia externa variable se han combinado en una sola resistencia Rf. [4]

2.2.2.2.1.- Curvas de Capacidad del Generador Síncronico [4]

El límite de calentamiento del rotor y del estator, junto con cualquier limitante externa al generador, pueden ser expresados en forma gráfica por un *diagrama de capacidad*. Este diagrama es una recalibración o escalamiento del diagrama fasorial del generador. De esta manera, los ejes (vertical y horizontal) pasan de estar en voltios a estar en kVAR (el vertical) y en KW (el horizontal). El resultado final es un lugar geométrico en donde se logra una operación segura del generador.[4]



(a)



(b)

Figura N° 2.8.- Diagrama de capacidad estimado: (a) para una máquina térmica y (b) para una máquina hidráulica.[5]

La figura N° 2.8 muestra un diagrama de capacidad estimado para máquinas térmicas y máquinas hidráulicas.

2.3.- CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Real Academia Española define *calidad* como la *propiedad o conjuntos de propiedades inherentes a algo, que permiten juzgar su valor*. Extrapolando esta definición al ámbito de la generación se puede entender por calidad de energía eléctrica como *el conjunto de propiedades físicas que debe cumplir la tensión, y cualquier magnitud derivada de ésta, en la barra de entrega, que sirven para garantizar en casi todo momento; al menos, los requerimientos mínimos de los usuarios*.

En casi todo momento tiene que ver con la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio a las que se ven sometidos los usuarios, a consecuencia, por ejemplo, de un bote de carga originado por el disparo de las protecciones por subfrecuencia.

En la medida en que los requerimientos de los usuarios sean satisfechos se podrá juzgar el valor de la calidad de energía.

En la práctica, entre las acciones que se ejecutan para lograr una buena calidad de energía eléctrica se tiene: la regulación de tensión y la regulación o control de frecuencia. A continuación se explica en que consisten estos dos tópicos. Adicionalmente, se abordan dos ramas de gestión operativa que buscan evaluar la calidad de energía. Estas ramas son la Calidad del Producto y la Calidad del Servicio Técnico. [6] [7]. Si bien, son empleadas para evaluar la Calidad de Servicio en la distribución de electricidad, se extrapolará su aplicación en el área de la generación.

2.3.1.- Regulación de Tensión

En un sistema de potencia el valor de la frecuencia es consistente a lo largo de los distintos puntos del sistema interconectado, los voltajes registrados en distintos puntos del sistema forman un *perfil de voltaje*, el cual está únicamente relacionado con el consumo predominante de potencia activa y reactiva en cada punto.

Dentro de este perfil de voltajes, es responsabilidad de la empresa generadora mantener el valor de la tensión en la barra de entrega dentro de los límites permisibles. Para lograr esto, los generadores varían de manera automática su corriente de campo dentro del rango de calentamiento seguro, disminuyéndola o aumentándola según se quiera aumentar o disminuir la tensión generada. Si con esto no alcanzan su objetivo, se recurre entonces a emplear lo que se conoce como *compensación reactiva*.

En un sistema interconectado esta compensación no tiene que ser realizada, necesariamente, por la planta generadora sino que puede adquirir (comprar) reactivos del resto de las generadoras del sistema. Si existe indisponibilidad de reactivos, propios o externos, se recurre a emplear compensación estática a través de la conexión directa en la barra de bancos de condensadores o reactores, según convenga.

2.3.2.- Regulación de Frecuencia

La frecuencia en un sistema de potencia es el reflejo de la capacidad de respuesta que tiene ante los cambios bruscos en la demanda. La consistencia de la frecuencia a la cual se hizo referencia anteriormente, no quiere decir que la misma no varíe, sino que la variación es la misma a lo largo de todo el sistema de potencia.

En un sistema de potencia la generación es quien determina el valor de la frecuencia nominal según la normativa correspondiente y se encarga de mantener este valor

dentro de un rango de variación establecido. En Chile, por ejemplo, la normativa establece lo siguiente: durante un 90% del tiempo el rango de frecuencia en torno a los 50 Hz debe ser de $\pm 0.2\%$ lo que equivale a 49.90 y 50.10 Hz y además durante el 99.9% del tiempo este rango debe ser de $\pm 0.4\%$, es decir, que la frecuencia podría variar entre 49.80 y 50.20 Hz.

En Venezuela no existe una normativa técnica que establezca estos rangos de variación alrededor de la frecuencia nominal de 60 Hz. Sin embargo, esta regulación se lleva a cabo siguiendo criterios técnicos de las empresas que forman el sistema interconectado.

El sistema interconectado debe disponer de *potencia de reserva* destinada exclusivamente para la regulación de frecuencia. Esta reserva es llamada Reserva Regulante y es manipulada por los Centros de Despacho de Carga. Algunas leyes latinoamericanas establecen el valor de esta reserva como un porcentaje de la capacidad total disponible.

El proceso en si de la regulación se lleva a cabo en dos partes: regulación primaria y regulación secundaria. En algunos países existe una regulación terciaria, pero son casos muy particulares y reducidos.

2.3.2.1.- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) es una acción que se lleva a cabo de manera inmediata y automática a través de controladores PI, PID, etc. en el instante en que ocurre un cambio brusco en la potencia demandada, cuando el sistema se encuentra en régimen de operación normal. El objeto de esta regulación es brindar un efecto estabilizador en la frecuencia. Según la normativa Argentina (Anexo 23: Regulación de Frecuencia (de Los Procedimientos), ésta tiene un tiempo de respuesta menor de 30 segundos.

Las centrales o unidades generadoras que participan en la RPF deben estar habilitadas para tal fin, de acuerdo a criterios técnicos definidos por el organismo encargado del despacho de carga.

2. 3.2.2.- Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

El efecto de la RSF puede verse una vez terminada la RPF y su duración puede alcanzar varios minutos. Como el control automático generalizado de la RSF responde a variaciones más lentas de la frecuencia que en el caso de la RPF, se evita que haya interferencia entre las dos etapas reguladoras. La RSF tiene un efecto regenerador en el valor de la frecuencia.

Al igual que ocurre con la RPF, es el organismo encargado del despacho de carga quién habilita las unidades que participarán en la mencionada regulación. A continuación se presenta la figura N° 2.9, en donde se aprecia el proceso de regulación primaria y secundaria.

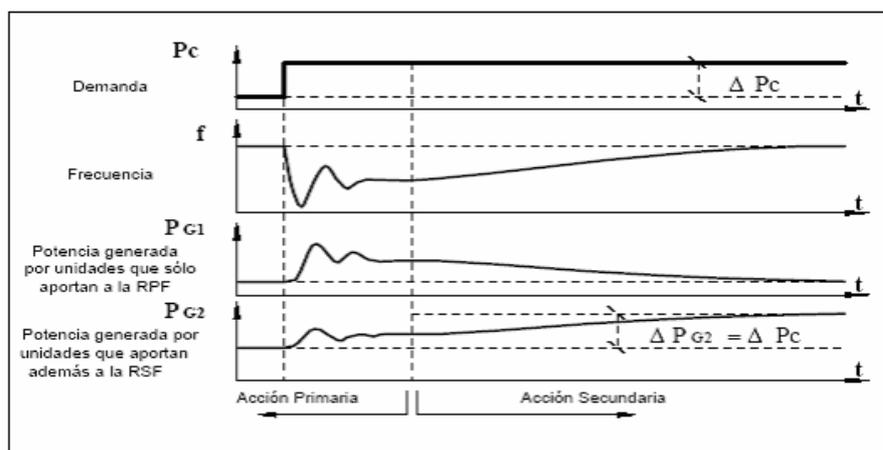


Figura N° 2.9.- Evolución de la frecuencia y de las potencias en la actuación de la regulación primaria y secundaria ante una perturbación tipo escalón.[8]

2.3.3.- Producto Técnico y Servicio Técnico

Como ya se mencionó, la Calidad del Producto Técnico y la Calidad del Servicio Técnico son dos ramas de gestión operativa que buscan ponderar la Calidad de Energía entregada a los usuarios. El Producto Técnico evalúa las desviaciones de la magnitud de la onda de tensión con respecto a un valor de referencia y la deformación de la forma de la misma, debido a perturbaciones electromagnéticas.

El Servicio Técnico está relacionado con la certeza que tienen los usuarios de recibir el fluido eléctrico. La frecuencia de las interrupciones del fluido y la duración de éstas, caracterizan a este servicio.

2.4.- MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA [9] [10]

La historia del actual Mercado Eléctrico Mayorista se remonta escasamente a unos 15 años, cuando a principios de la década de los 90 se empezaron a dar importantes cambios en el sector eléctrico en un gran número de países. La integración vertical, que hasta entonces reinaba en el sector eléctrico mundial, ya era fuertemente cuestionada y comenzó a dar paso a una nueva forma de integración: la integración horizontal o modular.

La integración vertical estaba vinculada inexorablemente a la práctica monopolista de la actividad operativa y comercial del sector eléctrico. Las empresas del ramo, públicas o privadas, realizaban; al mismo tiempo, las actividades de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica en una zona geográfica con carácter de exclusividad. La competencia, pues, no existía y los precios eran regulados por el Estado, por lo que se le denominaba monopolio regulado.

En ésta etapa de integración del sector eléctrico, los proyectos de generación tenían dimensiones faraónicas y las pequeñas empresas, públicas o privadas, que existían

desde los inicios de la masificación del uso de la electricidad en los procesos productivos, se vieron en la necesidad de fusionarse o correr el riesgo de desaparecer.

Una desventaja que con los años se llegó a notar en la práctica del monopolio, fue la falta de incentivos a la mejora del servicio y a la reducción de costos. La empresa monopólica no corría riesgo de perder a sus clientes y sus costos, fueran cuales fueran, eran reconocidos por el Estado regulador a la hora de fijar los precios del servicio. Ante esto, no existía ningún aliciente para mejorar el servicio o disminuir costos.

La integración horizontal (desverticalización), por el contrario, obliga a la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. También, da cabida a la libre competencia en el área de generación y comercialización y plantea la transmisión y distribución como monopolios regulados. Resalta, además, la disposición de otorgar el libre acceso a las redes de transporte.

Ésta modalidad de integración ofrece la oportunidad, no sólo a los grandes generadores, sino a los pequeños, de participar en el negocio de la generación. Éstos son los conocidos Productores Independientes. Adicionalmente, alienta la mejora continua y expansión de la generación, derivada de la captación de capital público y privado como respuesta al constante aumento en la demanda.

Es en el marco referencial de la desverticalización en donde se dan, como ya se dijo, en la década de los 90, los primeros pasos hacia el actual MEM y se instauran los llamados Poolco o Administrador. Los Poolco se caracterizan por ser un pool con despacho centralizado y calculo de precios spot; en otras palabras, el pool tiene a su cargo tanto la operación del mercado como la del sistema. Adicionalmente, establece los mecanismos de liquidación de las diferencias entre los volúmenes de energía y

capacidad efectivamente realizados y los establecidos en los contratos celebrados entre compradores y vendedores.

La figura N° 2.10 muestra esquema del mencionado Poolco.

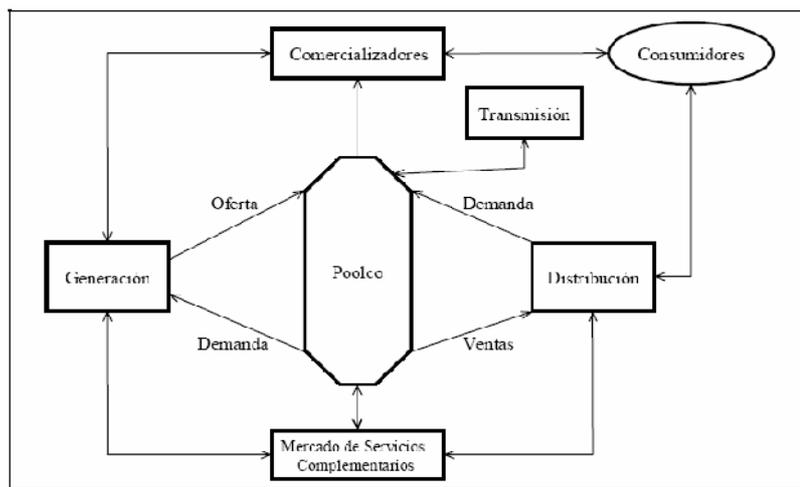


Figura N° 2.10.- Esquema del Poolco.

Se han establecidos en un sinnúmero de países, con ciertas singularidades, esquemas de operación del sistema eléctrico que giran alrededor del Poolco originario. Entre estos se pueden nombrar: NGC (Nacional Grid Company) del Reino Unido, CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.) de Argentina y el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) de Chile.

2.4.1.- Conceptos Relacionados con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

Las transacciones de energía y/o potencia llevadas a cabo entre los agentes del MEM tienen asociadas transacciones económicas, que son ejecutadas a través del órgano operador del sistema interconectado y amparadas por las directrices establecidas en el marco regulatorio de la actividad eléctrica de cada país.

Para entender éstas transacciones es necesario conocer, primero, una serie de conceptos que son de uso cotidiano entre los actores del MEM. Entre los conceptos más resaltantes se tienen:

- **Agentes del MEM:** son todos aquellos entes habilitados por el órgano operador del sistema para realizar las actividades de compra-venta de energía y/o potencia en el MEM y que deben estar apegados a la normativa del marco regulatorio existente. Los Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores y Grandes Usuarios son agentes del MEM.[11]
- **Mercado Spot:** se refiere al mercado de precios horarios en los que se comercializa la energía no sujeta a contratos de abastecimiento (energía excedente). En este mercado, el precio de la energía eléctrica se define en función del costo marginal. Estos costos incluyen: combustible, valores de agua y potencia disponible declarada por los Generadores.
El precio establecido para cada hora se denomina precio de mercado (PM).
[12] [14]
- **Costo Marginal:** representa el costo adicional en que se incurre al producir una unidad más de demanda (1 kW), manteniendo constante los activos fijos del sistema.[13]
- **Contrato de Abastecimiento:** es el acuerdo bilateral entre dos agentes del MEM, en donde el vendedor se compromete a suministrar una determinada cantidad de potencia o energía al comprador, bajo las condiciones impuestas por el órgano operador del sistema.
- **Mercado a Término:** es el Mercado donde se pactan contratos de abastecimiento de energía y/o potencia entre un Generador y un Distribuidor

(o Gran Usuario, Comercializador, Autogeneradores y otros Generadores). Estos contratos son realizados para cumplir con una determinada demanda de potencia y /o energía o para contar con un respaldo de potencia y/o energía. Los precios se pactan libremente.

Un contrato del Mercado a Término no puede afectar el despacho económico del MEM, o sea que no se puede establecer una relación física que obligue a generar con una máquina o central en particular independientemente de su competitividad en el despacho.[14]

- **Precio de Nodo:** el Precio de Nodo de cada barra de la red de transporte será:
 - (a) el Precio de Mercado transferido hasta el nodo correspondiente de acuerdo a la distancia de su vinculación con el centro de carga, si el área correspondiente está vinculada al mercado (sin restricciones que afecten el despacho óptimo);
 - (b) el precio local que resulte en el área, de estar el nodo dentro de un área desvinculado (por restricciones que no permitan el despacho óptimo).[15]
- **Factor de Nodo:** El Factor de Nodo (FN_i) de un nodo “i” corresponde a las pérdidas marginales del transporte, y representa la relación entre el precio de la energía en el nodo y en el Mercado cuando los mismos se encuentran vinculados sin restricciones de transporte.

$$FN_i = PN_i / PM$$

siendo PN_i el precio de la energía en el nodo i y PM el precio de la energía en el Mercado.[16]

CAPÍTULO III

PARQUE DE GENERACIÓN Y MARCO REGULATORIO

Antes de empezar a describir el parque de generación y el marco regulatorio de los países estudiados, es importante señalar que la selección de los mismos se hizo tomando en cuenta las siguientes premisas:

- Que tuviera un alto contenido hidro en la conformación del parque de generación;
- Que tuviera experiencia en la regulación y gestión del sector eléctrico.

Brasil y Colombia cumplen a cabalidad con ambas premisas, además de poseer interconexión con Venezuela. Argentina, en cambio, tiene un parque de generación con un porcentaje térmico que supera al hidro; sin embargo, si tiene comprobada experiencia en regulación del sector eléctrico y posee un compendio operativo y de gestión muy completo (Los Procedimientos).

A continuación se explica como está constituido el parque de generación de los países seleccionados, indicando, en donde sea posible, las fuentes primarias de energía disponibles y los desarrollos y proyectos en energías renovables.

3.1.- ARGENTINA

Esta nación suramericana cuenta con una superficie de $2.779.221 \text{ km}^2$ y una población de 38.430.000 habitantes. Es el cuarto mayor productor de petróleo de la región y el segundo de gas natural, así como se encuentra en el cuarto lugar de los países con mayor generación eléctrica, la cual está sustentada en la generación térmica a gas y la hidroelectricidad. Ésta última incluye proyectos bilaterales con sus vecinos Uruguay y Paraguay. Además, es pionera en Latinoamérica en la producción de electricidad a partir de la fusión nuclear.[17]

A continuación se presenta una breve descripción de la situación del parque de generación de este país del cono sur.

3.1.1.- Recursos Energéticos

Argentina cuenta con la peculiaridad regional de ser el primer país que implementó la generación nuclear. Además, en la actualidad, está impulsando programas que buscan proliferar la explotación de los recursos energéticos renovables como geotermia, biomasa, fotogeneración, hidráulica y el aprovechamiento de los vientos.

Aunque para el año 2002 esta nación contaba con un considerable aporte hídrico del 44% de la generación total y un alto índice de electrificación (95%), una parte importante de la población rural carecía de éste servicio. Ante tal escenario, el Estado implementó el Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) que tienen la doble intención de mejorar la calidad de vida de la población rural y de disminuir la migración a los grandes centros urbanos. La materialización de estos programas se lleva a cabo a través del uso de sistemas fotovoltaicos, eólicos, mini y micro hidráulicos y, eventualmente, empleando grupos diesel convencionales.

Cabe destacar que en el caso particular de la hidrogenación, el potencial nacional identificado está parcialmente aprovechado. En el 2002, de los 170.000 GWh/año sólo 38.000 corresponden a centrales en explotación, previstas o en construcción. Escasamente el 2% del total de ésta energía proviene de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (hasta 15 kW) [18].

La realidad arriba planteada hace pensar que la dependencia de la generación convencional está aún lejos de ser dejada atrás. Es por eso que los mayores esfuerzos se centran en la expansión del parque térmico convencional, que garantice la mayor energía firme disponible en los periodos de deficiencia hidrológica. Una acertada

política del aprovechamiento de la considerable producción de gas natural, hacen que la termogeneración gire alrededor de la utilización de las turbinas a gas en ciclo combinado, la mayoría, y en ciclo abierto.

Por otra, el complemento de esta generación viene determinado por, núcleo generación (central Atucha I y central Embalse), hidrogenación, diesel y otras fuentes y autoprodutores.

La demanda máxima de potencia para el 2004 fue de 15032 MW [19].

La tabla N° 3.1 resume la información del parque de generación argentino para el año 2004.

Tabla N° 3.1.- Potencia de generación instalada y energía generada en Argentina. Año 2004 [19].

Pot./ Energía	Térmico	Turbo Gas y Ciclo Combinado		Diesel y otras fuentes	Nuclear	Hidro	Autoprod.	Total
	Vapor Conv.	Ciclo Abierto	Ciclo Combinado					
MW	4603	2793	7027	412	1018	9831	2500	28184
GWh	10349	5254	37816	296	7869	29849	8848	100281

3.2.- COLOMBIA

La nación neogranadina cuenta con una población de 44.2 millones de habitantes y una superficie de 1.138.910 km^2 . Posee las mayores reservas de carbón de la región, es el segundo país con el mayor potencial hidroeléctrico y está dentro los 6 países con mayores reservas de petróleo [17].

A continuación se presenta una breve descripción de la situación del parque de generación colombiano.

3.2.1.- Recursos Energéticos

Colombia es poseedora de sustanciales reservas de petróleo, carbón y gas natural. Lo que no se dijo, es que pese a todo ese potencial de energía primaria disponible, en el 2003 se estimó que sólo el 65.3% de las viviendas rurales tenían servicio eléctrico, frente a un 97.6 % de las urbanas. Como paliativo, el Ministerio de Minas y Energía desarrolló un plan para suministrar energía a 1.5 millones de habitantes de zonas urbanas y rurales [17].

Ante la tendencia global cada vez más exigente en los niveles de emisión de gases invernadero, el Estado ha venido impulsando iniciativas que buscan incrementar la generación de la llamada Energía Limpia. Para tal fin, se ha instalado el parque de generación eólica de Jeripachi con una capacidad instalada de 20 MW y se ha incentivado el uso de biomasa como la leña y el bagazo de caña. Adicionalmente, se realizan estudios de factibilidad en la explotación de la geotermia, el empleo del denominado Biodiesel y la construcción de mini y micro centrales hidráulicas.

Aunque estas iniciativas representan pobremente menos del 2% de la capacidad total instalada, tienen un alto valor social y ecológico. Y en el caso específico de la central eólica de Jeripachi, el Estado recibe una compensación monetaria (venta de Bonos de Carbono) derivado de la firma del Protocolo de Kyoto en 1997 y su entrada en vigencia el 16 de Febrero de 2005.

La demanda máxima de potencia para el 2004 fue de 8332 MW [19].

Tabla N° 3.2.- Potencia de generación instalada y energía generada en Colombia. Año 2004 [19].

Pot./ Energía	Térmico	Turbo Gas y Ciclo Combinado		Diesel y otras fuentes	Nuclear	Hidro	Autoprod.	Total
	Vapor Conv.	Ciclo Abierto	Ciclo Combinado					
MW	3724	692	0	20	0	8915	48	13399
GWh	1634	7029	0	52	0	39856	1720	50291

La tabla N° 3.2 resume la información del parque de generación colombiano para el año 2004, y en ella se observa que para el año indicado, el parque térmico de vapor convencional tenía una capacidad instalada apreciablemente mayor que la de su similar a gas (3724 MW contra 692 MW), pero la energía generada por el último era considerablemente mayor que la del primero (7029 MWh contra 1634 MWh). Esto es debido, como se había indicado, al cambio en la política de generación térmica, la cual emigró del uso del carbón a gas.

Sin embargo, según datos recientes aportados por el UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) revelan que para el 15 de Enero de 2006 se habían invertido los papeles en cuanto a la capacidad instalada de generación térmica a carbón y a gas. En la tabla N° 3.3 se aprecia tal cambio.

Tabla N° 3.3.- Capacidad efectiva de generación de energía eléctrica-MW.
Enero 15 de 2006 [20].

Cogeneradores y Autoproductores	19,5
Hidráulica	8532
Menores	424
Térmica a Carbón	694
Térmica a Gas	3659
Total (MW)	13328,5

Adicionalmente, esta misma fuente indica que para el fin de año de 2005 la energía generada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue de 50429.16 GWh. Se observa de los datos emitidos por la CIER y la UPME que la capacidad instalada y la energía generada total se han mantenido casi invariante entre 2004 y 2005.

3.3.- BRASIL

Brasil es el coloso suramericano tanto en extensión geográfica y población como en riquezas naturales. Posee 178.470.000 habitantes que se distribuyen a lo largo y ancho de 8.511.965 km^2 . Es el país con las mayores reservas hídricas de la región, el

segundo con las mayores reservas de carbón mineral y el tercero con las mayores reservas de petróleo [17].

3.3.1.- Recursos Energéticos

En el año 2003, bajo el mandato de Luíz Inacio Lula Da Silva se da inicio a la recuperación del parque de generación de Brasil. Pese a críticas de algunos sectores de la vida productiva del país, insiste en el lineamiento de la generación hídrica de grandes bloques de energía, como principal componente de la matriz de generación de electricidad.

No obstante, el Estado inició el desarrollo de centrales hidroeléctricas de pequeña potencia (menores a 30 MW) [21], así como el fomento de fuentes renovables de energía.

En relación a la biomasa, además del bagazo de caña que representa el 2.25 % [21] de la capacidad de potencia total instalada, el biodiesel es el nuevo norte en lo que a energías alternativas se refiere. El grupo Biobrás posee varias plantas, que en conjunto, pueden producir 65 millones de litros /año de biodiesel. Este combustible es derivado, en Brasil, de plantas oleaginosas como la soja y el girasol [22].

Por último, hay que destacar que Brasil cuenta con una capacidad nuclear instalada de 2007 MW que representa el 1.97 % de la capacidad total instalada [21].

Tabla N° 3.4.- Potencia instalada total para el 16 de Enero de 2006 [21].

Desarrollos en Operación							
Tipo		Capacidad Instalada		%	Total	kW	%
		N° de Usinas	kW		N° de Usinas		
Hidro		598	71.310.105	70,15	598	71.310.105	70,15
Gas	Natural	72	9.886.953	9,73	98	10.812.701	10,64
	Procesado	28	925.748	0,91			
Petróleo	Óleo Diesel	493	3.448.987	3,39	511	4.612.957	4,54
	Óleo Residual	18	1.163.970	1,15			
Biomasa	Bagazo de Caña	221	2.282.390	2,25			
	Licor Negro	13	782.617	0,77			
	Madera	24	203.832	0,2	262	3.295.269	3,24
	Biogás	2	20.030	0,02			
	Cáscara de Arroz	2	6.400	0,01			
Nuclear		2	2.007.000	1,97	2	2.007.000	1,97
Carbon Mineral		7	1.415.000	1,39	7	1.415.000	1,39
Eólica		10	28.550	0,03	10	28.550	0,03
Importación	Argentina		2.250.000	2,33			
	Paraguay		5.650.000	5,85			
	Uruguay		70.000	0,2		8.170.000	8,04
	Venezuela		200.000	0,08			
Total		1.488	101.651.582	100	1488	101.651.582	100

3.3.2.- Generación vs Transmisión

El total de la población de Brasil no se encuentra distribuida homogéneamente en los cuatro puntos cardinales, sino que existe una marcada desigualdad entre las cinco zonas geográficas en que se divide el país. El Norte, la mayor del país, ocupa 45% del territorio nacional, con apenas 7% de la población; el Sudeste ocupa 11% del territorio con 43% de la población. El Sur es la región más pequeña, con 7% del territorio y 15% de la población. Las otras dos regiones ocupan cada una aproximadamente 18% del territorio, pero en el Nordeste se halla 29% de la población mientras en el Centro-Oeste sólo habita 6% [23].

Esta distribución poblacional explica, hasta cierto punto, la configuración de la red de transmisión de Brasil. La red está formada por un arreglo mallado que comprende tensiones de 230, 345, 500 y 750 kV, que para Diciembre de 2004 tenía una longitud de 80.022 km, englobando 815 circuitos de transmisión y una capacidad de transformación de 178.447 MVA en 321 subestaciones [24]. Con este arreglo se logra abastecer del suministro eléctrico a los mayores centros de carga, que están ubicados en las regiones más pobladas del país. Así, pues, se tiene que el 56% del mercado consumidor se encuentra emplazado en la región Sudeste/Centro-oeste, 22% en la región Nordeste, 15% en la región Sur, 5% en la región Norte y 2% en sistemas aislados [25].



Figura 3.1.- Integración Electroenergética [26].

3.5.- VENEZUELA

La República Bolivariana de Venezuela cuenta con una población de 23.232.553 personas. Su extensión geográfica abarca una Superficie Continental e Insular de 916.445 km² y una presencia marítima de 860.000 km² [27].

Venezuela cuenta con las mayores reservas de petróleo de la región y a su vez la quinta más grande del mundo. Así mismo, posee las mayores reservas de gas natural de la región, es el cuarto país con las mayores reservas de carbón y el quinto en reservas hidroeléctricas.

El caso de la generación de energía venezolana se abordará de manera distinta a la hasta ahora realizada con los demás países latinoamericanos estudiados. Se explicará con más detalle cada aspecto relacionado con la actividad de generación eléctrica en este país. Para tal efecto, se realizará una descripción y diagnóstico del sistema de generación actual y, además, se indicarán los proyectos futuros en este sector.

3.5.1.- Descripción del sistema de generación eléctrica venezolano

3.5.1.1.- Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Antes de hablar propiamente de la generación eléctrica de Venezuela es conveniente hacer referencia a la composición del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El SEN se encuentra formado por un conjunto de 18 empresas, unas de capital público y otras de capital privado. Las de capital público son: CADAFE y sus cinco empresas filiales (Elecentro, Eleoriente, Eleoccidente, CADELA y SEMDA), EDELCA, ENELVEN, ENELCO y ENELBAR. Las de capital privado son: Electricidad de Caracas (EDC) y sus tres filiales (CALEV, ELEGGUA y CALEY), ELEBOL, CALIFE, ELEVEL y SENECA.

La estructura y operación del SEN se basa en la conformación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el cual fue formado el 23 de Agosto de 1968 por libre acuerdo entre las empresas CADAFE, EDELCA y EDC. Posteriormente, el 1º de Diciembre de 1988, se realizó un nuevo acuerdo que anexaba a la empresa ENELVEN. El resto de las empresas están representadas ante el SIN por estas cuatro empresas [28].

La comercialización de la energía en el SIN se realiza no sólo entre las empresas signatarias del contrato de interconexión y sus representadas sino que también involucra a los llamados Productores Independientes (ejemplo: TURBOVEN y GENEVAPCA) y las interconexiones internacionales con Colombia y Brasil. La energía consumida en el territorio venezolano es aportada casi en su totalidad por el SIN, sólo una pequeña parte, alrededor del 3%, es generada por el sector autoabastecido; entre los que sobresalen PDVSA y las industrias azucareras y de cemento.

3.5.1.2.- Constitución del Parque de Generación

El sistema de generación venezolano está compuesto por un parque de generación de origen hídrico y otro de origen térmico. El primero se encuentra ubicado en Guayana en lo que se conoce el Bajo Caroní (Guri, Macagua I y II, Caruachi) y en la región de los Andes (José Antonio Páez (Planta Páez), Leonardo Ruiz Pineda (San Agatón), Juan A. Rodríguez (Peña Larga)). El componente térmico, turbo vapor, se encuentra distribuido principalmente en las regiones Capital, Central y Zuliana, mientras que las plantas turbo gas se emplazadas a lo largo de todo el territorio nacional. En total, para el año 2006 se tienen 168 unidades generadoras: 109 térmicas (20 a vapor y 89 a gas) y 59 hidráulicas [28].

En la Figura N° 3.2 se presenta un mapa que indica la ubicación geográfica de los mayores centros de generación eléctrica venezolanos.

El Boletín Informativo Mensual de OPSIS para Diciembre de 2005 ratifica los datos de la capacidad instalada térmica e hidráulica indicados en la figura 3.2. De estos se desprende que el 66.2% de la capacidad total instalada es de origen hídrico. Además, el mismo boletín muestra que estas centrales hidráulicas generaron 77.085,7 GWh de los 104.091,5 GWh totales generados en el SIN, lo que representa el 74% de la generación.

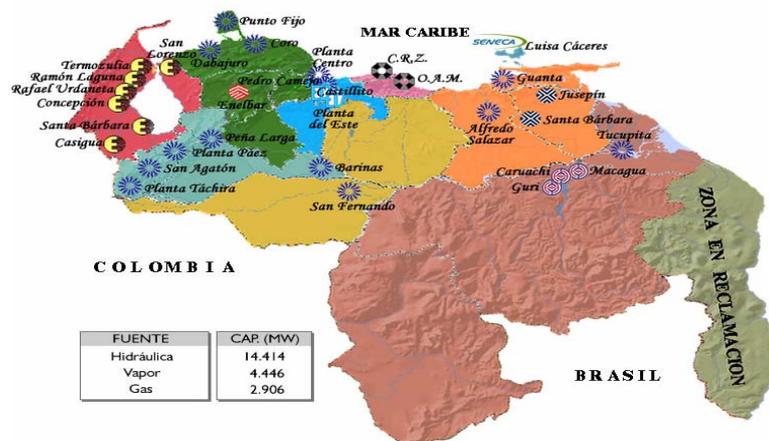


Figura N° 3.2.- Ubicación geográfica de los mayores centros de generación eléctrica de Venezuela [28].

Más adelante se demostrará que la preponderancia que tiene la hidrogenación no es sólo por la capacidad instalada o la energía generada, sino que hay que sumarle la alta disponibilidad de sus unidades, en contraposición con la de sus similares térmicas.

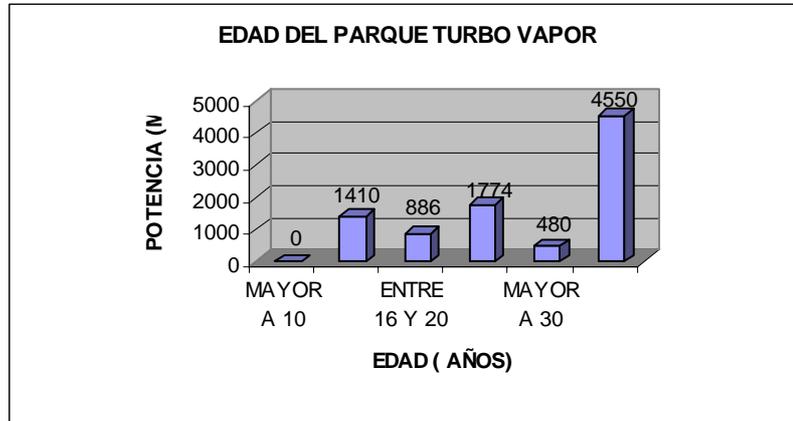
Un aspecto que es importante tener en cuenta a la hora de entender el comportamiento del desempeño (disponibilidad) de las unidades generadoras, es la longevidad de las mismas; es decir, los años que tienen en operación. Para tener una idea global sobre este tópico, a continuación se indica la edad del parque de generación venezolano.

Los datos aquí aportados sobre la edad del parque de generación fueron obtenidos de un documento elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM). [29].

3.5.1.3.- Edad del Parque de Generación Termoeléctrico

En Venezuela los valores utilizados como vida útil varían, de acuerdo cada empresa, entre los siguientes rangos: unidades hidroeléctricas de 30 a 45 años, unidades de vapor de 25 a 30 años y unidades a gas de 15 a 25 años [30].

3.5.1.3.1.- Edad del Parque Turbo Vapor



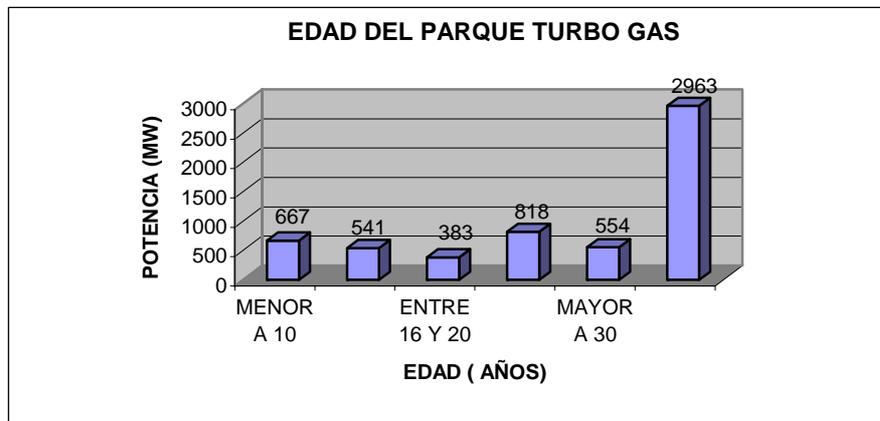
Gráfica N° 3.1.- Edad del parque turbo vapor [29].

En la Gráfica N° 3.1 se puede apreciar que el 31 % (1.410 MW) de las unidades son relativamente jóvenes, las cuales están entre los 10 y 15 años de edad (CRZ 7 - 9, repotenciadas). Estas unidades pueden extender su vida útil si se les hacen los mantenimientos adecuados.

Se tiene que el 38.98% (1774MW) de las unidades se encuentran cercanas a cumplir su vida útil, situación que llevaría a su pronta desincorporación por obsolescencia. Si no se quiere tener una disminución de la capacidad térmica se debe realizar una inversión con miras a sustituir las futuras unidades desincorporadas.

3.5.1.3.2.- Edad del Parque Turbo Gas

En la gráfica N° 3.2 se aprecia que el 46.3% (1372MW) de las unidades turbo gas tienen una edad que superan los 20 años y se dijo que este tipo de máquinas posee una vida útil de hasta 30 años, por tanto; algunas ya pasaron este término y otras están a punto de alcanzarlo. El grueso de estas unidades pertenece a CADAFFE.



Gráfica N° 3.2.- Edad del parque turbo gas [29].

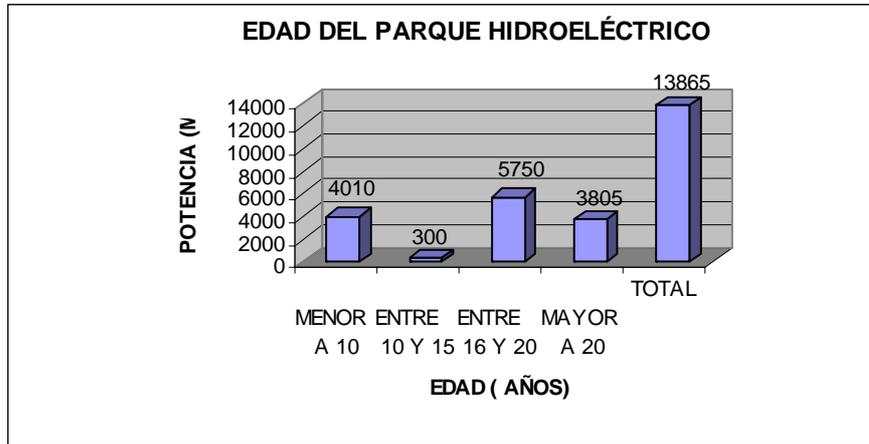
Que el 27.60% (818 MW) esté entre 20 y 30 años y que el 18.69% (554 MW) supere los 30 años son algunas de las causas que explican las altas tasas de salida forzada del parque térmico nacional. El Informe Anual 2004 [31] publicado por OPSIS indica que CADAFE presenta un FOR de 57.82% para unidades turbo gas y un FOR de 57.68% para unidades turbo vapor, también; SENECA presenta un FOR de 30.89% para unidades turbo gas.

Estos valores ponen de manifiesto la vulnerabilidad de la generación termoeléctrica, la cual fue ratificada durante la crisis energética ocurrida entre los años 2001 y 2003. El aporte hidrológico al embalse Guri durante el año 2001 estuvo 28% por debajo del promedio histórico registrado [29], lo que exigía la máxima generación térmica posible en aras de proteger la generación hidráulica. El resultado fue que el parque térmico no pudo cubrir tal exigencia y se obligó a la hidrogenación a trabajar en condiciones hidrológicas adversas.

3.5.1.3.3.- Edad del Parque Generación Hidroeléctrico

En la gráfica N° 3.3 se aprecia que el 72.5% (10060 MW) de las unidades hidroeléctricas no superan los 20 años de edad, con lo que se puede afirmar que están en plenitud de su vida útil, a sabiendas de que ésta puede alcanzar hasta 45 años [30]. Las unidades hidráulicas más jóvenes pertenecen al parque de generación de

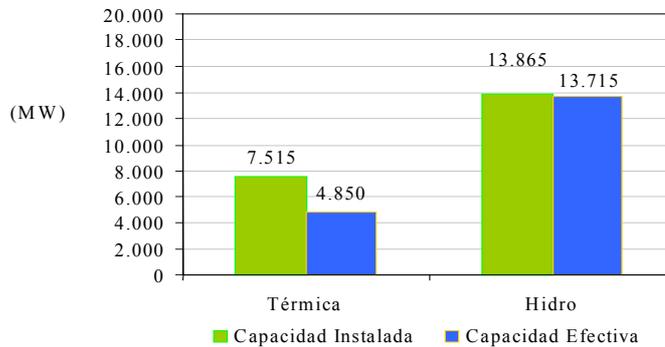
EDELCA. Estas unidades están instaladas en las plantas Macagua y Caruachi, sumando una cantidad de 4.010 MW.



Gráfica N° 3.3.- Edad del parque hidroeléctrico [29].

3.5.2.- Diagnostico del Sistema de Generación Eléctrica Venezolano

De la información manejada hasta el momento se puede afirmar que el parque termoeléctrico, y en especial el turbo vapor, esta rayando en la obsolescencia. Este hecho, aunado, en muchos casos, a la falta de mantenimiento programado es la causa de que haya una marcada diferencia entre la capacidad instalada y la capacidad efectiva de la generación termoeléctrica. Esta última afirmación puede verificarse en la siguiente gráfica.



Gráfica N° 3.4.- Capacidad Instalada vs Capacidad Efectiva en el SEN [29].

En la gráfica de arriba se observa la gran concordancia entre la capacidad instalada y la capacidad efectiva hídrica, mientras que su complemento térmico posee una nada despreciable diferencia de 2665 MW.

3.5.3.- Planes de Expansión del SEN.

Los planes de expansión en el parque de generación que vienen desarrollando las empresas del sector y que a continuación se presentan, son extraídos del Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico 2005-2024 (PDSEN) y complementado por lo establecido en el Informe Anual 2004 publicado por OPSIS.

En la figura N° 3.3 se puede apreciar los proyectos en ejecución en la expansión de generación y que entrarán en servicio desde el 2006 hasta el 2014, resaltando la ampliación del parque térmico de la Empresa CADAFE.

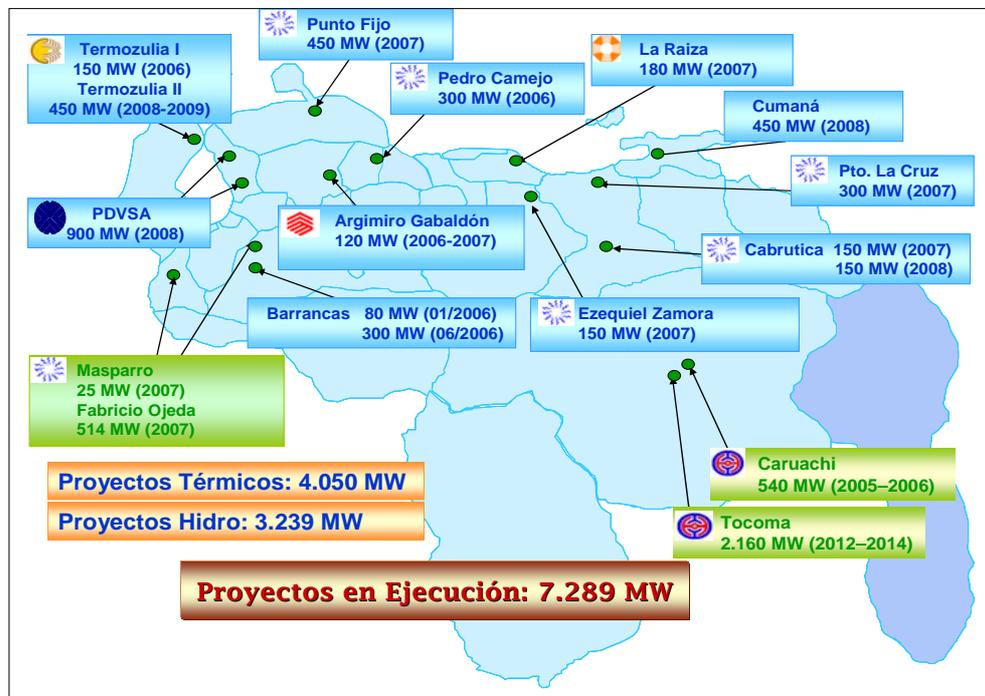


Figura N° 3.3.- Proyectos de generación en ejecución.[32].

Cabe destacar que las obras correspondientes a las centrales Fabricio Ojeda, Tocomá y Cumaná podrían tener un retraso de dos años con respecto a la fecha indicada en la figura anterior.

Las obras arriba indicadas son llevadas a cabo de forma paralela al programa de rehabilitación y conversión de unidades de generación. En la tabla N° 3.5 se presenta dicho programa.

Tabla N° 3.5.- Programa de rehabilitación y conversión de unidades de generación. Periodo 2005-2009 [31]

EMPRESA	PROYECTO	PLANTAS	AÑO DE EJECUCIÓN
CADAFE	Plan Rehabilitación	Guanta, Coro, San Fernando, Táchira, Pto. Fijo, Alfredo Salazar	2005-2006
		San Agatón	2005-2006
		Peña Larga, Pta. Páez	2006
	Conversión a gas	Planta Centro	2005-2009

Aunque en la tabla N° 3.5 se plantea la simple conversión a gas de Planta Centro, en la realidad lo que se busca es que la planta trabaje de manera dual, es decir, con gas o Fuel-Oil según la disponibilidad de gas, que es el combustible que la política energética nacional plantea como primera opción en combustibles fósiles para la producción de electricidad.

Como dato importante y acuerdo a un estudio realizado por EDELCA [33], bajo el escenario de aporte promedio del embalse Guri en Febrero de 2006 y aporte extremo seco el resto del periodo, se tendrá 0% de probabilidad de déficit de energía en el año 2007, si los planes de expansión se ejecutan en la fecha fijada. Pero si hay retrasos de 3 meses, 6 meses y 12 meses en la ejecución, se podrían tener una probabilidad déficit de 6% , 7% y 11%, respectivamente, para el año indicado. En el año 2008 estos valores se incrementarían a 4%, 9%, 13% y 26%, respectivamente.

3.5.4.-Cuadro Resumen

A continuación se presenta en forma tabular los aspectos más relevantes de los parques de generación de los países estudiados, para el año 2004, en el caso de Argentina y Colombia y para el año 2006, en el caso de Brasil y Venezuela.

Tabla N° 3.6.- Resumen de la conformación del parque de generación de los países estudiados.

Características	Argentina	Brasil	Colombia	Venezuela
Potencia Hídrica [MW]	9.831,00	71.310,11	8.915,00	14.414,00
Porcentaje [%]	34,88	70,15	66,53	66,22
Potencia Térmica [MW]	18.353,00	30.341,42	4.484,00	7.352,00
Porcentaje [%]	65,12	29,85	33,47	33,78
Potencia Total [MW]	28.184,00	101.651,58	13.399,00	21.766,00
Energía Generada Total [GWh]	100.281,00		50.291,00	104.091,00

Del cuadro anterior hay que resaltar que Venezuela y Colombia presentan porcentualmente una topología similar en su parque de generación, diferenciándose en los valores de su capacidad instalada y energía generada, Venezuela casi duplica a Colombia en ambos aspectos. Argentina, en cambio, tiene una topología inversa (más térmica que hidro) y además genera menos energía, a pesar de tener mayor capacidad instalada.

3.6.- MARCO REGULATORIO ELÉCTRICO LATINOAMERICANO

3.6.1.- Marco Regulatorio Argentino

Antes de la transformación del sector eléctrico argentino (Enero de 1992), el Estado desempeñaba un rol multifuncional: era quien prestaba el servicio, quien regulaba y quien controlaba las actividades del sector. Este escenario trajo como consecuencia un pobre desempeño de la actividad eléctrica, caracterizada por aplicación de tarifas políticas (sin sustento económico), desinversión generalizada (por restricciones y elevado déficit operativo) y una crisis de abastecimiento a los consumidores [34].

Se encontró una solución a esta problemática en la creación del “Marco Regulatorio Eléctrico”. Este marco está sustentado en dos leyes: una de vieja data (20 de Septiembre de 1960), la Ley 15.336 y otra reciente (16 de Enero de 1992), la Ley 24.065.

El Marco Regulatorio Eléctrico implantó una nueva visión de la actividad eléctrica planteó la desverticalización del negocio, es decir, la separación de las subactividades de generación, transmisión y distribución con la participación de comercializadores. Cada uno de estos rubros pasó a tener singularidades tanto en la constitución como en el desarrollo de la actividad. Así, pues, la generación es considerada de *interés general* (Ley 24.065, Capítulo I, Artículo 1) y se promueve la competitividad de este mercado, alentando, además, las inversiones que aseguren el suministro a largo plazo (Ley 24.065, Capítulo II, Artículo 2 (b)).

El transporte y la distribución se caracterizan como *servicio público*. Dichas actividades son monopolios regulados, es decir, se asignan a través de concesiones y son realizada prioritariamente por entes privados (Ley 24.065, Capítulo III, Artículo 3). No obstante, pese a la etiqueta de monopolio regulado, la expansión de las redes de transporte están abiertas a competencia. Así mismo, se establece el acceso libre e indiscriminado por parte de terceros a las redes de transporte y distribución siempre que haya capacidad (Ley 24.065, Capítulo II, Artículo 2 (c)). Por último, se diferencia entre dos tipos de consumidores: regulados o clientes cautivos (menores de 30kW) y no regulados o clientes libres (mayores de 30 kW).

Para cumplir de manera eficiente con las metas planteadas, nacen, junto con el Marco Regulatorio, los organismos: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) y el Ente Regulador de la Electricidad (ENRE). CAMMESA realiza la administración del Mercado, operando el Despacho Económico y realizando transacciones comerciales entre los Agentes del Mercado. El ENRE regula la actividad del Mercado [33].

Aunque estos dos organismos gozan de autarquía, existen dos organismos de nivel superior a los cuales deben rendir cuentas. Estos son la Secretaría de Energía (SE) y el Consejo Federal de la Energía (CFE). La SE reglamenta el Despacho Económico y actúa como un tribunal de alzada. El CFE administra el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

Cuando se habla de Mercado se refiere a las transacciones de compra-venta de energía llevada a cabo por los Agentes en el llamado Mercado Mayorista Eléctrico (MME) , el cual se crea en el ámbito del Marco Regulatorio Eléctrico. Se consideran Agentes del MME, y por tanto pueden realizar operaciones en mismo, a:

- Productores (Generadores).
- Transportistas.
- Distribuidores.
- Grandes Usuarios.
- Comercializadores.

El sistema de fijación de precios en el MEM es el resultado de la libre expresión de las fuerzas de mercado, es decir, obedece a la convergencia entre la oferta y la demanda. Dentro de las operaciones comerciales se distinguen dos modalidades: el Mercado a Término, en donde se transa la energía sujeta a Contratos de Abastecimiento y el Mercado Spot, en donde se negocia la energía excedentaria no sujeta a Contratos de Abastecimiento y cuyo precio se basa en los Costos Marginales a Corto Plazo de producción [35].

3.6.2.- Marco Regulatorio Brasileño

El actual panorama eléctrico brasileño es el resultado de una serie de acciones llevadas a cabo por el Estado, especialmente a partir de 1993 (Ley 8.631/93. Decreto 915/93 y Ley 8.987/95) y acelerada en 1996 con la puesta en marcha del Proyecto de Reestructuración del Sector Eléctrico Brasileño (RE-SEB), que estuvo bajo la

coordinación de la Secretaría Nacional de Energía del Ministerio de Minas y Energía y que, en primera instancia, creó la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) (Ley 9.427/96)[36] [37]

La ANEEL goza de autarquía en régimen especial y esta vinculada al Ministerio de Minas y Energía (MME). Tiene entre sus atribuciones: regular y fiscalizar la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía, atendiendo reclamos de agentes y consumidores con equilibrio entre las partes y en beneficio de la sociedad, conceder, permitir y autorizar instalaciones de servicio eléctrico, garantizar tarifas justas, velar por la calidad de servicio, estimular la competencia entre los operadores, entre otras[38]

Una vez consolidada la ANEEL se hizo necesaria la creación se de dos nuevos entes: en primer lugar, se conformó el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) (Ley 9.648/98 y Decreto 2.655) y luego se instaló el Mercado Mayorista de Energía (MAE, por sus siglas en portugués) (Ley 10.433/2002) que vino a sustituir la antigua estructura del ASMAE. El ONS es el responsable de la coordinación y el control de las operaciones de las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), bajo la regulación y fiscalización de la ANEEL [38].

Es así, que se tiene en la ANEEL al órgano regulador y fiscalizador, en el ONS al ente de control operativo y en el MAE al ambiente de mercado.

Todas estas acciones buscaban la migración hacia un mercado de energía desverticalizado y competitivo. Par tal efecto, se separan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. La generación y la comercialización están abiertas a libre competencia, mientras que la transmisión y distribución son monopolios regulados.

Las operaciones en el MAE son realizadas entre los Agentes del mismo y son reconocidos como tales los:

- Generadores (se incluyen los Autoproductores y Productores Independientes).
- Distribuidores.
- Clientes Libres.
- Comercializadores.
- Importador / Exportador.

Cabe destacar que los Agentes de transmisión no participan en el MAE.

El grueso de la energía comercializada se realiza a través de Contratos (de abastecimiento) y la diferencia entre esta energía contratada y la efectivamente generada o consumida (energía excedentaria) es transada en el Mercado Spot.

3.6.3.- Marco Regulatorio Colombiano

A comienzo de la década de los 90, Colombia se encontraba al borde de un caos en el sector eléctrico debido al paupérrimo desempeño operativo y financiero del sector, lo que llevó a racionamientos del fluido eléctrico a nivel nacional entre 1991 y 1992. Es en este último año cuando el Estado, haciendo uso del “estado de emergencia económica”, aprueba la inversión de capital privado en el área de generación, dando inicio al nuevo panorama eléctrico colombiano.

En 1994 por medio de la ley 143 el Estado considera las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización como servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario (Artículo 5) y, además, se compromete a promover la libre competencia en las actividades del sector y a regular aquellas, en que por razones de monopolio natural, la libre competencia no garantice su prestación eficiente en términos económicos (Artículo 3).

Bajo éstas directrices se procede a la separación de las actividades del sector (desverticalización) y quedan las actividades de generación y comercialización abiertas a libre competencia y la transmisión y distribución como monopolios naturales (regulados). Así mismo, se fijan las siguientes reglas:

- Las Empresas de Servicios Públicos (ESP) constituidas con anterioridad a la vigencia de las Leyes, que se encontraran integradas verticalmente, pueden continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas por tipo de negocio.
- Las Empresas de Servicios Públicos (ESP) constituidas con posterioridad a la vigencia de las Leyes, puede desarrollar simultáneamente actividades consideradas complementarias: Generación-Comercialización o Distribución-Comercialización. Se consideran excluyentes las siguientes actividades: Generación-Transmisión, Generación-Distribución, Transmisión-Distribución y Transmisión-Comercialización.
- Las Empresas de Servicios Públicos (ESP) constituidas con posterioridad a la vigencia de las Leyes y cuya actividad fuera la Transmisión de energía eléctrica, no pueden desarrollar actividades diferentes a ésta. Adicionalmente, la regla se aplicó explícitamente a la empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., constituida con anterioridad a la vigencia de las Leyes, pero escindida por mandato legal, con posterioridad a esa fecha.

Adicionalmente, la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) en pleno uso de sus facultades establece (Resoluciones 128/1996, 065/1998,042/1999 y 004/2004, entre otros, los siguientes lineamientos:

- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad en el sistema interconectado nacional.
- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de comercialización, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el sistema

interconectado nacional y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).

- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de distribución, límite que se calculará como el cociente entre las ventas de electricidad que se realicen en el sistema interconectado nacional por una o varias empresas que tengan usuarios finales conectados a la misma red de distribución y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).
- Los generadores, distribuidores y comercializadores, o las empresas integradas verticalmente que desarrollen de manera conjunta más de una de estas actividades, no podrán tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del quince por ciento (15%) del capital social de una empresa de Transmisión Nacional, existente o futura, ni podrán, con respecto a esa empresa, tener posición de controlada y/o controlante.

Bajo estas reglas y lineamientos se desenvuelve el sector eléctrico colombiano, con la CREG como órgano regulador, el Centro Nacional de Despacho (CND) como operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que entró en funcionamiento el 25 de julio de 1995, como el escenario donde se desarrolla el mercado de energía.

Las transacciones en el mercado de energía se realizan entre generadores y comercializadores por medio de dos modalidades:

- Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía (de largo plazo).
- Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda (de corto plazo).

Hay que añadir que los usuarios finales se dividen en Usuarios Libres (Grandes Usuarios), quienes consumen más de 0.1 MW o 55MWh al mes y Usuarios Regulados, quienes consumen menos de la cantidad anteriormente indicada [39].

3.6.4.- Marco Regulatorio Venezolano

El actual marco regulatorio venezolano se rige por la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE) publicada en Gaceta Oficial N° 5.568 Extraordinario el 31 de Diciembre de 2001, derogando el Decreto con Rango y Fuerza de Ley del Servicio Eléctrico N° 319, publicado el 21 de Septiembre de 1999 en la Gaceta Oficial N° 36.791.

El 14 de diciembre de 2000 se promulgó el Reglamento de la Ley del Servicio Eléctrico en la Gaceta Oficial N° 5.510 Extraordinario, el cual tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley que rigen el servicio eléctrico en el territorio Nacional.

Dentro de las disposiciones de la LOSE se crean la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE) (LOSE, Artículo 9). De acuerdo al Artículo 15 de la mencionada ley, la CNEE tendrá a su cargo, por delegación del Ministerio de Energía y Minas (actual MENPET), la regulación, supervisión, fiscalización y control de las actividades que constituyen el servicio eléctrico y , además, define a esta comisión como ente desconcentrado, con patrimonio propio e independiente del Fisco Nacional; gozará de autonomía funcional, administrativa y financiera en el ejercicio de sus atribuciones y estará adscrita al Ministerio de Energía y Minas.

El Artículo 16 establece que la CNEE deberá actuar, entre otros, bajo los siguientes principios:

- Promover la competencia en la generación y en la comercialización de electricidad;
- Garantizar el libre acceso de terceros a los sistemas de transmisión y distribución.

La CNEE tendrá, entre otras, las siguientes responsabilidades (Artículo 17):

- Elaborar la propuesta de las tarifas eléctricas a ser sometida al Ejecutivo Nacional para su consideración y aprobación, con fundamento en la normativa vigente en la materia;
- Aprobar las normas de Operación del Sistema Eléctrico Nacional;
- Fiscalizar el funcionamiento del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico;
- Definir las modalidades, condiciones y garantías que regirán el desempeño tanto del Mercado Mayorista de Electricidad como el Mercado con Tarifas Reguladas;
- Coadyuvar en el fomento y protección de la libre competencia, en aquellas actividades del sector en la que sea posible;
- Dictar las normas de calidad que regirán las actividades del servicio eléctrico y las normas para la fiscalización del mismo;
- Dictar las normas técnicas necesarias para la instalación y operación de plantas de generación eléctrica;
- Dictar las normas que regirán el acceso a la capacidad de transporte de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Con relación al CNGSE, el Artículo 32 de la Ley establece que la gestión del Sistema Eléctrico Nacional deberá realizarse de manera centralizada, a fin de garantizar la óptima utilización de los recursos de energías primarias, producción y transporte de la energía eléctrica y de contribuir a la obtención de un suministro de electricidad confiable, económico, seguro y de la mejor calidad posible. Existe convergencia de

opiniones en el Ejecutivo Nacional en cuanto a que el CNGSE debe constituirse a partir de los recursos de OPSIS (Oficina de Operación de Sistemas Interconectados).

Hasta la actual fecha ni la CNEE ni el CNGSE han entrado en funcionamiento, es por ello, que las acciones reguladoras y fiscalizadoras que deberían ser llevadas a cabo por la CNEE son realizadas directamente por el MENPET y la operación y gestión del SEN es realizada por OPSIS, según lo estipulado por el Artículo 102 de la Ley.

Este nuevo escenario regulatorio pretende lograr la segmentación (desverticalización) de las actividades del sector eléctrico. De este modo, plantea la generación y comercialización especializada como actividades abiertas a libre competencia, previa autorización de la CNEE (Artículos 24 y 38), la transmisión y distribución sujetas a concesión (Artículos 27 y 35). También, confiere al MEP la tarea de elaborar el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional, el cual tendrá carácter indicativo (Artículo 13) y establece la demanda mínima para calificar a los grandes usuarios en 5MW (Artículo 118).

Después de 5 años de entrada en vigor de la LOSE, tal intención no se ha materializado, como tampoco lo ha hecho la entrada en funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad. Más aún, las nuevas directrices gubernamentales apuntan hacia la estructura tradicional del sector eléctrico, es decir, la no desverticalización de las actividades y la eliminación definitiva del Mercado Mayorista, pero se mantiene la conformación del CNGSE y la CNEE.

3.6.5.- Cuadro Resumen

A continuación se presenta en forma tabular los aspectos más relevantes de los marcos regulatorios de los países estudiados.

Tabla N° 3.7.- Resumen del marco regulatorio de los países estudiados

CARACTERÍSTICAS	ARGENTINA	BRASIL	COLOMBIA	VENEZUELA
Año de la Transformación	1992	1993 - 1996	1994	2001
Libre Competencia	Gen. Y Comer.	Gen. Y Comer.	Gen. Y Comer.	Gen. Y Comer.
Monopolio Regulado	Trans. Y Distrib.	Trans. Y Distrib.	Trans. Y Distrib.	Trans. Y Distrib.
Adjudicación por concesión	Trans. Y Distrib.	Trans. Y Distrib.	Trans. Y Distrib.	Trans. Y Distrib.
Libre Acceso a las Redes	Trans. Y Distrib.	Trans. Y Distrib.	Trans. Y Distrib.	Trans. Y Distrib.
Competencia en la Expansión	Trans.			
Regulador y Fiscalizador	ENRE, SE, CFE	ANEEL, SNE	CREG, MME	CNEE, MENPET
Operador	CAMMESA	ONS	CND	CNGSE
Ambiente de Mercado	MME	MAE	MEM	MME
Agentes	P, T, D, C, GU	G, D, CL, C, I/E	G, T, D, C, UL	G, T, D, C

P = Productores, G = Generadores T = Transportistas, D = Distribuidores,
 C = Comercializadores GU = Grandes Usuarios, CL = Clientes Libres,
 I/E = Importación/ Exportación, UL = Usuarios Libres,

En el cuadro anterior cuando se habla de *año de la transformación* se refiere al año en que se llevó a cabo la separación jurídica y contable de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía y potencia eléctrica.

CAPÍTULO IV

ÁREAS DE GESTIÓN OPERATIVA DE GENERACIÓN E INDICADORES ASOCIADOS A NIVEL NACIONAL Y LATINOAMERICANO

El Estado venezolano está realizando cuantiosas inversiones y empleando un personal altamente calificado con el fin de satisfacer la demanda de energía eléctrica y brindarles a los usuarios un fluido eléctrico confiable y de calidad. Paralelamente, realiza la adecuación del marco regulatorio del sector eléctrico para que la meta anterior se cumpla empleando de la mejor manera los recursos primarios de energía y que resulte lo más económico posible. En Venezuela existe la Ley Orgánica Del Servicio Eléctrico (LOSE). Gaceta Oficial N° 5.568, 31-12-2001., que tiene como antecedente legal el Decreto con Rango y fuerza de Ley del Servicio Eléctrico, publicado en Gaceta Oficial N° 36.791, 21-09-1999 [28]. La LOSE establecen las directrices generales legales que rigen las distintas actividades asociadas a la prestación del servicio eléctrico, a saber: generación, transmisión, distribución y comercialización.

Por otra parte, el Título II, Capítulo I, Artículo 12, del Reglamento General de la LOSE establece lo siguiente *“La actividad de generación consiste en la producción de potencia y energía eléctrica por cualquier medio o en la prestación de servicios complementarios dirigidos a asegurar las condiciones adecuadas de calidad, confiabilidad y seguridad del suministro, tales como el control de frecuencia, potencia reactiva, reserva de generación y potencia de arranque de unidades de generación.”*. El tema de la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro dan origen a dos áreas técnicas completamente definidas y empleadas a nivel internacional como lo son la Calidad del Producto Técnico y la Calidad del Servicio Técnico.

La primera área técnica tiene que ver con la calidad de la forma de onda de tensión generada, esto es, con la amplitud, frecuencia y la *Distorsión Armónica* de la misma. El segundo concepto, involucra la continuidad del servicio prestado, establecido por la frecuencia y la duración de las interrupciones del suministro. Adicionalmente, existe una tercera área que es la Calidad del Servicio Comercial, que está asociada con la atención de los requerimientos y reclamos de los usuarios, pero que no será abordado en este trabajo.

Consultas realizadas a los ingenieros encargados de la gestión y operación de la generación de EDELCA, CADAFE, EDC y OPSIS muestran que dichas empresas no discriminan sus indicadores de acuerdo a las áreas de Producto Técnico y Servicio Técnico, sin embargo, los aspectos evaluados por ellas permiten que se puedan clasificar dentro de esas dos áreas.

Por ser OPSIS (Oficina de Operación de Sistemas Interconectados) el organismo que agrupa a las empresas que generan el 97% de la energía consumida en el país, se analizan los indicadores que utiliza. De la misma forma, se revisan las indicaciones que respecto a este tópico tiene el documento base elaborado conjuntamente por la empresa ASINCRO C.A y el ente gubernamental FUNDELEC. Adicionalmente, y con el propósito de estudiar la factibilidad de la aplicación en el área de generación de algunos de los indicadores contenidos en la normativa técnica de distribución, se revelan algunas de las variables usadas en las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad (NCSDE) y sus límites.

Por último, se dan a conocer los indicadores que utilizan algunos países latinoamericanos para evaluar las áreas estudiadas. Los países en cuestión son: Argentina, Brasil y Colombia.

4.1.- INDICADORES DE CALIDAD NACIONALES

4.1.1.- OPSIS

La Oficina de Operación de Sistemas Interconectados publica en su página Web boletines semanales y mensuales y un informe anual que indica, entre otras cosas, el desempeño de las unidades de generación térmicas e hídricas., así como datos de la producción de energía en el SIN. El desempeño de las unidades generadoras, como la producción de energía son evaluadas o calificadas empleando indicadores de gestión.

Según el Boletín Informativo Mensual de Enero de 2006 y el Informe Anual de 2004, OPSIS maneja los siguientes indicadores:

- Factor de Carga (Fc).
- Factor de Coincidencia (Fcoinc).
- Tasa de Salida Forzada o Programada (FOR ó SOR).
- Factor de Salida Forzado o Programado (FOF ó SOF).
- Tasa de Indisponibilidad Total (IT).
- Factor de Indisponibilidad Total (UF).
- Factor de Producción (Factor).

Las fórmulas asociadas al cálculo de cada uno de los indicadores anteriores pueden consultarse en el Anexo 1.

Cada uno de estos indicadores están calculados según lo establecido en la Norma IEEE Std 762-2005 (IEEE Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, Availability, and Productivity). De todos ellos, sólo seis (6) son empleados por OPSIS para expresar el desempeño de las unidades de generación desde el punto de vista de la capacidad (potencia) instalada: FOR, SOR, FOF, SOF, IT y UF.

Cabe destacar que la utilización de los indicadores anteriormente señalados tiene fines distintos: el FOR, el SOR y el IT tienen utilidad en la planificación, esto es, estudio de confiabilidad, programación de despacho de las unidades, estudio de futuras ampliaciones en el parque de generación, entre otras aplicaciones de gestión que involucren escenarios probabilísticos. En cambio, el FOF, el SOF y el UF son de gran ayuda cuando se desea hacer un seguimiento de la utilización de la capacidad instalada de una unidad, grupo de unidades o planta. Es por ello que se hará énfasis en estos tres últimos, debido a que se desea evaluar el porcentaje del tiempo del periodo evaluado en que se dispuso o no de la capacidad total instalada en la planta.

4.1.1.1.- Evaluación de la Disponibilidad de la Capacidad Instalada por Plantas

La evaluación de disponibilidad la capacidad instalada por plantas se realizó empleando el FOF, el SOF y el UF ponderado por plantas, según lo indicado por los boletines informativos mensuales publicados por OPSIS durante los años 2003, 2004 y 2005. Esto implica que las plantas estudiadas del SIN se limitaron a las que aparecen en los mencionados boletines.

Las estadísticas de desempeño de cada de las plantas para los años señalados corresponden al promedio ponderado mensual, ya que se desea obtener la evolución de la capacidad instalada a corto plazo que permita hacer un seguimiento práctico de dicha capacidad por parte del operador del sistema y, que a su vez, facilite la fiscalización por parte del MENPET, tomando en cuenta que las mediciones para facturación de transacciones de potencia y energía son realizadas también con un acumulado mensual.

Para la obtención de los valores del FOF, SOF y UF se separaron las plantas por tecnología (hidro, vapor, gas) y luego en cada tecnología se discriminó por potencia instalada, resultando la formación de los siguientes grupos de plantas:

- Plantas Hidráulicas:

Tabla N° 4.1.- Plantas mayores o iguales 1000 MW.

Planta	Horas				Índices		
	Servicio	Reserva	Falla	Mant.	FOF	SOF	UF
Guri B	466,31	170,64	17,49	75,80	2,39	10,38	12,77
Guri A	376,05	306,88	8,88	38,44	1,22	5,26	6,48
Macagua II	487,65	235,31	0,77	6,51	0,11	0,89	1,00
Caruachi	563,47	48,73	38,98	51,37	5,55	7,31	12,86
Promedio	473,37	190,39	16,53	43,03	2,29	5,95	8,23

Mant. = Mantenimiento, FOF, UF y UF en [%]

Plantas menores a 1000 MW.

Tabla N° 4.2 (a).- Región Guayana:

Planta	Horas				Índices		
	Servicio	Reserva	Falla	Mant.	FOF	SOF	UF
Macagua I	487,53	188,30	47,00	7,41	6,44	1,02	7,45
Macagua III	542,15	137,25	4,51	46,34	0,62	6,35	6,96
Promedio	514,84	162,78	25,76	26,87	3,53	3,68	7,21

Tabla N° 4.2 (b).- Región Andina:

Planta	Horas				Índices		
	Servicio	Reserva	Falla	Mant.	FOF	SOF	UF
Leonardo R. Pineda	398,65	11,89	312,84	6,86	42,84	0,94	43,78
José A. Páez	338,19	338,98	31,99	21,09	4,38	2,89	7,27
Juan A. Rodríguez	408,17	312,38	4,67	5,02	0,64	0,69	1,33
Promedio	381,67	221,08	116,50	10,99	15,95	1,50	17,46

- Tabla N° 4.3.- Plantas Turbo Vapor:

Planta	Horas				Índices		
	Servicio	Reserva	Falla	Mant.	FOF	SOF	UF
Centro	339,31	24,23	350,48	16,22	47,99	2,22	50,22
C.R.Z	558,28	45,94	43,06	82,95	5,90	11,36	17,26
Ramón Laguna	494,62	90,99	109,48	35,16	14,99	4,81	19,81
Promedio	464,07	53,72	167,67	44,78	22,96	6,13	29,09

- Plantas Turbo Gas:

Tabla N° 4.4 (a).- Plantas mayores a 250 MW.

Planta	Horas				Índices		
	Servicio	Reserva	Falla	Mant.	FOF	SOF	UF
O.A.M	402,88	168,45	12,84	1,78	2,19	0,30	2,49
Rafael Urdaneta	266,24	172,56	177,84	115,78	24,28	15,81	40,09
Promedio	334,56	170,50	95,34	58,78	14,46	8,92	23,38

Tabla N° 4.4 (b).- Plantas mayores o iguales a 100 MW y menores a 250 MW.

Planta	Horas				Índices		
	Servicio	Reserva	Falla	Mant.	FOF	SOF	UF
Luisa Cáceres	440,77	65,49	188,65	17,54	26,48	2,46	28,94
Táchira	322,85	49,86	325,26	21,91	45,18	3,04	48,23
Alfredo Salazar	228,93	24,05	463,93	15,52	63,34	2,12	65,46
Punto Fijo	303,71	28,33	127,50	272,88	17,41	37,26	54,67
ENELBAR	393,95	125,43	104,28	85,64	14,70	12,07	26,78
Guanta	344,40	14,49	362,23	11,30	49,46	1,54	51,00
Planta del Este	614,60	53,83	38,94	24,39	5,32	3,33	8,65
Promedio	378,46	51,64	230,11	64,17	31,77	8,86	40,63

Tabla N° 4.4 (c).- Plantas mayores o iguales a 50 MW y menores a 100 MW.

Planta	Horas				Índices		
	Servicio	Reserva	Falla	Mant.	FOF	SOF	UF
Coro	389,39	13,24	321,96	7,84	43,96	1,07	45,03
Castillito	649,98	25,50	39,43	16,84	5,39	2,30	7,69
San Fernando	365,90	89,69	256,34	6,58	35,68	0,92	36,59
Promedio	468,42	42,81	205,91	10,42	28,30	1,43	29,73

Tabla N° 4.4 (d).- Plantas menores a 50 MW.

Planta	Horas				Índices		
	Servicio	Reserva	Falla	Mant.	FOF	SOF	UF
Casigua	590,92	94,17	31,28	13,17	4,29	1,81	6,09
Pedro Camejo	239,62	4,53	490,57	17,03	65,26	2,27	67,52
San Lorenzo	670,74	16,42	26,33	18,27	3,60	2,50	6,09
Sta. Bárbara (ENELVEN)	403,59	177,45	117,50	13,63	16,50	1,91	18,41
Concepción	221,29	197,63	296,97	15,86	40,58	2,17	42,75
Jusepín	563,71	44,02	124,69	0,00	17,02	0,00	17,02
Sta. Bárbara (EDELCA)	415,96	11,37	232,50	71,86	31,78	9,82	41,60
Promedio	443,69	77,94	188,55	21,40	25,77	2,93	28,70

El documento realizado por EDELCA [3], tabla N° 2.1, y el documento elaborado para FUNDELEC [40], anexo N° 3, serán la bibliografía que sirva referencia técnica de disponibilidad para analizar los resultados mostrados en las tablas anteriores.

Cabe destacar que los dos documentos antes señalados trabajan con la disponibilidad y no con la indisponibilidad de las plantas, pero se sabe que estos términos son complementarios, es decir, que si una planta presenta una indisponibilidad de 10 % su disponibilidad es 90 %.

- Plantas Hidráulicas.

La tabla del anexo N° 3 indica que la disponibilidad esperada para la central Tocomá, empleada como referencia técnica de disponibilidad para centrales hidráulicas, es de 95 %, entre tanto, se aprecia que las centrales de EDELCA están medianamente cerca de este valor (91.77 % para centrales ≥ 1000 MW y 92.79% para centrales < 1000 MW). Sin embargo, sus similares de CADAFE se encuentran considerablemente alejadas de esta referencia (82.54%).

Además, las primeras tienen el comportamiento esperado del FOF y el SOF; esto es, que el FOF sea menor que el SOF, mientras que centrales de CADAFE poseen un FOF (15.95%) mucho mayor que el SOF (1.50%).

- Plantas Turbo Vapor.

Usando como referencia lo indicado en la tabla 2.1, disponibilidad promedio de 80% para plantas quemando gas, se observa que las plantas de esta tecnología distan en su desempeño de este valor (70.91%). Esto tiene su explicación en la alta indisponibilidad presentada por Planta Centro (50.22%), en donde resalta el elevado FOF (47.99%).

- Plantas Turbo Gas.

Empleando nuevamente lo fijado en la tabla N° 2.1, se tiene que las plantas turbo gas tienen una disponibilidad promedio de 90 %, que es el valor más alto de las tres tecnologías. Cada uno de los cinco grupos en que se dividió este tipo de planta presenta valores de disponibilidad muy alejados de la referencia, destacándose de manera negativa el grupo comprendido entre 100 MW y 250 MW, el cual ostenta una pobre disponibilidad de 59.37%, producto de las elevadas salidas forzadas de planta Táchira (45.18), Alfredo Salazar (63.34%) y Guanta (49.46%).

De manera general se puede afirmar que las salidas forzadas son las que mayor incidencia tienen en el valor final de la disponibilidad, o indisponibilidad, de las plantas térmicas venezolanas. Caso contrario ocurre con las centrales hidráulicas, en donde las salidas forzadas son significativamente menores que las programadas. Ante esto, hay que recordar la obsolescencia del parque térmico venezolano.

Los valores promedio de FOF, SOF y UF mostrados en las tablas corresponden al valor máximo sugerido para estos indicadores, considerando que el mismo representa el valor de arranque o de inicio para la implementación de las primeras etapas de las NCSGE. Este valor se irá afinando a medida que la realidad del parque de generación vaya evolucionando paralelamente con la ejecución de las etapas de las NCSGE hasta converger en el valor óptimo, cuyo resultado derivará de la aplicación de una metodología de optimización que decida en consenso el MENPET y las empresas del sector.

4.1.1.2.- Evaluación de la Frecuencia del SIN

OP SIS monitorea parámetros eléctricos de vital importancia para el SIN, como es el caso de la frecuencia y la tensión en barras del sistema. Sobre la frecuencia hay que tener presente que el valor nominal en Venezuela es 60 Hz, y operativamente se trata de que la misma tenga una variación máxima de una décima de Hz (0.1HZ), en condiciones de operación normal del sistema. Sin embargo, la dinámica del sistema de potencia algunas veces ocasiona variaciones que pueden alcanzar los 0.2 Hz, sin que esto sea visto como una anomalía en el SIN [41].

Mediante la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) se recupera el valor nominal de la frecuencia cuando las desviaciones de la misma no alcanzan los ± 0.3 Hz. La RPF se logra variando los gobernadores de velocidad de las unidades integrantes del SIN. Cuando se supera la magnitud de los ± 0.3 Hz entra en juego la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), la cual es ejecutada por las plantas que poseen el Control Automático de Generación (ACG, por sus siglas en inglés), que en el caso de Venezuela lo realizan las unidades de Guri.

Algunas veces ocurren desequilibrios de carga-generación, representados por rechazo (perdida) de generación, que provocan que se supere la tolerancia arriba indicada y que llegan a activar el llamado esquema de Bote de Carga por Baja Frecuencia

(BCBF) y en los casos más severos activan el esquema de Separación de Áreas Operacionales (ESA). La función de ambos esquemas es la de garantizar la estabilidad del sistema de potencia ante los desequilibrios señalados.

El esquema de Bote de Carga por Baja Frecuencia está formado por cuatro niveles, según se indica en la tabla siguiente: [42]

Tabla N° 4.5 (a).- Ajuste de disparo de los relés pertenecientes al EBCBF.

		CADAFE				
Nivel	EDC	CENTRO	OCCIDENTE	ENELCO	ENELVEN	SENECA
I	58,9 Hz	58,9 Hz	58,9 Hz	58,9 Hz	58,9 Hz	58,9 Hz
II	58,75 z	58,70 Hz	58,70 Hz	58,70 Hz	58,70 Hz	58,70 Hz
III	58,6 Hz	58,5 Hz	58,5 Hz	58,5 Hz	58,5 Hz	58,5 Hz
IV	58,3 Hz	58,3 Hz	58,3 Hz	58,3 Hz	58,3 Hz	58,3 Hz

Todos estos niveles actúan antes de la concurrencia de la separación del área al cual pertenecen. Aunque existen dos niveles más (nivel V y nivel VI) estos actúan luego de la reparación de área, por lo cual no serán mencionados.

Los ajustes de cada nivel están realizados de tal forma de que no haya solapamiento, esto es, que para una pérdida de generación dada no se active más de un nivel a la vez. La separación de los valores de ajuste permite que cuando actúe un nivel, la frecuencia pueda dejar de descender y comenzar su recuperación sin que se active el nivel siguiente.

Cada área tiene asociado un bloque de carga calificada como desconectable por la empresa generadora cuando ocurre la activación de cada uno de los niveles.

Existen contingencias que no se subsanan con la simple acción del BCBF y la frecuencia baja más allá de los 58.3 Hz, por lo que se hace necesario proceder a la separación de áreas para lograr la estabilidad del sistema. Generalmente, esto ocurre cuando se pierden montos importantes de generación, por ejemplo 1500 MW o 1600

MW [42]. El efecto que la separación de una o más áreas tiene sobre el resto del SIN es tal que permite la recuperación de la frecuencia a valores considerados normales.

4.1.1.2.1 Indicador de Desviación de Frecuencia Eléctrica (IDFE)

El IDFE es el indicador propuesto para evaluar la ocurrencia de desviaciones de frecuencia de la banda permitida. Dicho indicador representa, porcentualmente, la cantidad de registros fuera de la banda permitida durante el periodo de medición. La fórmula asociada al cálculo del IDFE es la siguiente:

$$IDFE = \frac{\sum_{i=1}^n RMFBPF}{CRTM} * 100\%$$

Donde:

$\sum_{i=1}^n RMFBPF$ = Sumatoria de los registros medidos fuera de la banda permitida de frecuencia

$CRTM$ = Cantidad total de registros de medición.

De manera referencial, a continuación se establece un valor límite de este indicador basado en la referencia [41]. Allí se presenta la variación de la frecuencia del SIN cada 16 segundos, en el periodo indicado.

En total son 37800 datos de frecuencia, si se toma una semana como el periodo de evaluación. El número de veces que se vulneró la desviación de frecuencia de ± 0.1 HZ fue 100, por consiguiente, el IDFE resulta:

$$IDFE = \frac{100}{37800} * 100 = 0.26\%$$

Tomando como valor inicial el doble del valor hallado arriba, considerando que este valor será el utilizado en las primeras etapas de implementación de las NCSGE, se

tiene que el IDFE es 0.50%, lo que representa un total de 189 desviaciones permitidas por semana, y que en tiempo es:

$$(189\text{desv} / \text{semama}) * (16\text{seg} / \text{desv}) = 3024\text{seg} / \text{semana}$$

$$= 0.84\text{horas} / \text{semana} = 50 \text{ minutos} / \text{semana}$$

Para comparar el resultado antes obtenido, con la operación del SIN, seguidamente se indica el tiempo total en que se superó la desviación propuesta, en la fecha comprendida entre el 11 de Octubre del 2006 y el 17 de Octubre del 2006. Estos datos son extraídos del Resumen Diario de la Operación del Sistema Interconectado Nacional, para la fecha señalada.

Tabla N° 4.5 (b).- Tiempo en que $f > 0.1$ Hz en la fecha comprendida entre 11 al 17 de Octubre del 2006

Fecha	Tiempo en que $\Delta f > 0.1$ Hz [minutos]
11 de Octubre del 2006	12.22
12 de Octubre del 2006	2.94
13 de Octubre del 2006	1.67
14 de Octubre del 2006	1.47
15 de Octubre del 2006	6.95
16 de Octubre del 2006	3.55
17 de Octubre del 2006	7.35
Total	36.15

Como puede observarse, el valor propuesto (50 minutos/semana) y el dado por la operación del sistema (36.15 minutos/semana) son comparables.

4.1.1.3 Evaluación de la Tensión en Barras del SIN

En el caso de la tensión en barras, la Norma ANSI C84.1-1995 (Voltage Rating for Electrical Power Systems and Equipment (60 Hz)) y la Norma COVENIN 159:1997 establecen los mismos valores de variación máxima de tensión de servicio para valores nominales de 69 kV hasta 765 kV.

Según la tabla N° 4.6 se aprecia que el máximo valor de servicio corresponde a una elevación del 5% de la tensión nominal correspondiente.

Tabla N° 4.6.- Tensiones nominales de los sistemas de 69 kV en adelante con sus tensiones máximas de servicio. Norma COVENIN 159:1997

Tensión Nominal del Sistema [kV]	Tensión Máxima de Servicio [kV]
69	72,5
115	121
138	145
230	242
400	420
765	800

4.1.2.- EDELCA

Los indicadores manejados por la Electrificación del Caroní CA (EDELCA) son los mismos publicados por OPSIS, según información suministrada por ingenieros del área operativa de generación de esta empresa eléctrica.

4.1.3.- CADAFE

La CA de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) publica en su página Web nueve (9) indicadores de gestión en el área de generación, insertados en el Sistema Strategos. Este es un sistema automatizado de planificación estratégica y control de gestión. Los indicadores a los que se hace referencia son los siguientes:

- Capacidad Instalada de Generación;
- Energía Generada;
- Energía Despachada;
- Disponibilidad Operacional (DO);
- Factor de Salida Forzada (FOR);
- Factor de Salida por Mantenimiento Programado (SOR);

- Consumos de Combustible;
- Costos Totales;
- Costo del kWh.

Todos los indicadores anteriores son considerados por planta, lo que implica que se tienen 11 valores de cada indicador: 8 plantas térmicas (tomando en cuenta Planta Centro) y 3 centrales hidroeléctricas. Algunos de ellos se obtienen de mediciones *directas* de potencia y energía (capacidad instalada de generación, energía generada y energía despachada), otros, sin embargo, son obtenidos mediante la aplicación de formulas (DO, FOR, SOR).

Las fórmulas para calcular la DO, el FOR y el SOR se indican a continuación: [43].

- Disponibilidad Operacional (DO_i)

$$DO_i = \frac{(\sum TO_i + \sum TPD_i)}{T_c} \times 100 \qquad DOP = \sum \frac{DO_i}{N_i}$$

Donde:

TO_i: Tiempo de Operación de la unidad

TPD_i: Tiempo de parada Disponible de la unidad

T_c: Tiempo Calendario

N_i: Número de unidades

DOP: Disponibilidad Operacional de la Planta

- Factor de Salida Forzada (FOR_i)

$$FOR_i = \frac{\sum TPF_i}{T_c} \times 100 \qquad FORP = \frac{\sum FOR_i}{N_i}$$

Donde:

FORP: Factor de Salida Forzada por Planta

TPF_i: Tiempo de Parada por Salida Forzada de la unidad

T_c: Tiempo Calendario

N_i: Número de unidades

- Factor de Salida por Mantenimiento Programado (SOR_i)

$$SOR_i = \frac{\sum TPMP_i}{T_c} \times 100$$

$$SORP = \frac{\sum SOR_i}{N_i} \times 100$$

Donde:

SORP : Factor de Salida por Mantenimiento Programado por Planta

TPMP_i : Tiempo de Parada por Mantenimiento Programado de la unidad

T_c : Tiempo Calendario

N_i : Número de unidades

A diferencia de los indicadores utilizados por OPSIS, los de CADAFE no son ponderados de acuerdo a la Norma IEEE Std 762-2005.

4.1.4.- Documento Base

Este documento fue realizado por la empresa ASINCRO C.A y FUNDELEC en el año 2000 bajo el supuesto del funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) y es, en esencia, un trabajo orientado hacia la fiscalización de las actividades de generación y comercialización de energía dentro del MME. Por lo tanto, el grueso del documento está dedicado a establecer las sanciones y compensaciones a las cuales se ven sometidos los Agentes de MME ante violaciones de las normas de calidad que rigen el Mercado.

La parte de gestión operativa se centra únicamente en dos tópicos:

- Aporte de la capacidad de reactivos declarada y
- La duración y frecuencia de interrupción del servicio.

Corresponde al Regulador, a través del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE), coordinar y gestionar los recursos de generación de reactivos y controlar el nivel de tensión en el sistema eléctrico, a través del sistema de adquisición de datos.

En el documento no se especifican valores de reserva de potencia activa y reactiva que deben tener las Generadoras para cumplir con los servicios auxiliares, ni se

proponen límites admisibles de duración y frecuencia de interrupción del servicio eléctrico. No obstante, queda claro que, según este documento, el aporte de la capacidad de reactivos, la duración y frecuencia de la interrupción del servicio y el control de nivel de tensión son indicadores de la calidad de servicio de generación.

4.1.5.- Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad (NCSDE)

Las NCSDE [7] en su apartado Objeto, Artículo 1, establece: *“El objeto de esta Resolución es establecer las Normas de Calidad del Servicio que deberán cumplir los agentes que desarrollen la actividad de distribución de electricidad, con la finalidad de garantizar a los usuarios un Servicio Eléctrico acorde con sus requerimientos y al menor costo posible.”*

Acorde con sus requerimientos implica que el Usuario debe recibir un fluido eléctrico que sea compatible con las características técnicas de los equipos y dispositivos que emplea en su vida diaria y los usados en los procesos de manufactura, según los límites permisibles de variación descritos en esta norma.

El nivel de tensión es una de las características técnicas a las que se hace referencia en el párrafo anterior y sus variaciones con respecto a un valor de referencia (nominal) son fijadas en el Artículo 9 de las NCSDE. Aquí se establece que las variaciones porcentuales permitidas de los niveles de tensión, medidas en el punto de suministro, con respecto al valor de tensión nominal, son las siguientes:

Tabla N° 4.7.- Variaciones permitidas del nivel de tensión según tipo de Usuario.[7]

Densidad del Municipio	Variaciones [$\pm\%$]
Alta Tensión	5
Media Tensión	6
Baja Tensión - Muy Alta Densidad	6
Baja Tensión - Alta Densidad	6
Baja Tensión - Mediana Densidad	8
Baja tensión - Baja Densidad	10
Baja Tensión - Muy Baja Densidad	10

Se aprecia en la tabla N° 4.7 que las variaciones permitidas del nivel de tensión son más severas a medida que dicho nivel aumenta, esto tiene su explicación en el hecho de que puede verse comprometida la integridad física del aislamiento de los equipos empleados en las subestaciones, tales como transformadores, condensadores, reactores, etc. si las elevaciones de tensión en régimen permanente sobrepasan sus voltajes de operación. Así mismo, permitir mínimas variaciones en alta tensión (transmisión y frontera transmisión-generación) garantiza que en la distribución se logren obtener los perfiles de tensión deseados.

El Artículo 10 establece como indicador del control de nivel de tensión el FEDT (Frecuencia Equivalente de Desviación de Tensión), que representa la porción en que la tensión medida se sitúa fuera de los límites permitidos. Este Artículo es complementado por el Artículo 13 el cual fija un máximo para el FEDT en un Punto de Medición.

Para un Punto de Medición se tiene: “Cuando en algún Punto de Medición se registren niveles de tensión fuera de la banda permitida superior al tres por ciento de los registros totales medidos en dicho punto ($FEDT > 3\%$), la Distribuidora será sancionada.....”. [7]

Este indicador se calcula según la siguiente fórmula:

$$FEDT = \frac{\sum_{i=1}^n CRMFBPT_i}{CTRM} * 100$$

Donde:

CRMFBPT: Cantidad de registros de medición fuera de la banda permitida de tensión, en el Punto de Medición.

CTRM: Cantidad total de registros de medición, en dicho punto.

n: Número total de registros de medición fuera de la banda permitida de tensión, en dicho punto.

Este indicador se puede usar para medir la calidad del nivel de tensión en la generación, quedando únicamente por definir el valor máximo admisible en el Punto de Medición. Dicho valor será el resultado de realizar una campaña de medición en las principales subestaciones de generación (lado de alta del transformador elevador) del SIN y verificar la realidad de las desviaciones del nivel de tensión en esos puntos.

La forma de onda de la tensión es de importancia superlativa a la hora de evaluar la calidad del fluido eléctrico. Para tal efecto, la presente norma hace referencia al Flicker y a la Distorsión Armónica como indicadores de calidad de la forma de onda de tensión. No obstante, estos no serán tomados en cuenta en el presente trabajo. El primero, porque carece de sentido a nivel de generación, dado que el mismo es un fenómeno visual ocasionado por la variación de la luminancia de las lámparas (en especial las incandescentes) y que los grandes centros de carga donde se encuentran ubicadas las lámparas y los usuarios están lejos de la generación.

El segundo, porque aunque las unidades de generación pueden, en algunos casos, introducir de manera intrínseca armónicos de tercer orden, estos pueden ser

confinados en el lado de baja del transformador elevador empleando una conexión delta. También, los dispositivos empleados para el control de frecuencia que utilizan elementos no lineales son fabricados de tal forma que cumplan con la Norma IEEE 519. Adicionalmente, este indicador se evalúa en las NSCDE y es propuesto en el documento de trabajo para la elaboración de las Normas de Calidad de Servicio de Transmisión de Electricidad (NCSTE), con lo que incluiría en su evaluación al punto frontera de generación- transmisión.

En todos los puntos de un sistema eléctrico, los Usuarios se encuentran inexorablemente sometidos a eventuales interrupciones del suministro de energía. En las NCSDE existen dos indicadores que dan cuenta de estas interrupciones: el FIU (Frecuencia de Interrupción) y el TTIU (Tiempo Total de Interrupción). El cálculo de estos indicadores se realiza a través de las siguientes formulas:

$$FIU_j = N_j \qquad TTIU_j = \sum_{i=1}^{N_j} \left[\sum_{j=0}^{23} K_j \times T_{ij} \right]$$

Donde:

FIU_j : Frecuencia de interrupción para el Usuario “j” expresado en número de interrupciones durante el Periodo de Control.

$TTIU_j$: Tiempo total de interrupción para el Usuario “j” expresado en horas.

N_j : Cantidad de interrupciones que han afectado al Usuario “j” durante el Periodo de Control.

K_j : Coeficiente asociado a la curva de carga del Usuario típico, adoptando un valor hora a hora, equivalente al valor de su demanda horaria por unidad de la demanda máxima diaria, dividido entre su factor de carga diario típico.

T_{ij} : Intervalos de tiempo (horas) en que se divide cada interrupción, asociados al coeficiente horario de la curva de carga.

Los indicadores deberán calcularse en forma separada para fallas debido a causas internas y externas.

Para Usuarios en alta tensión los valores admisibles de FIU y TTIU son:

Tabla N° 4.8.- Valores límites de FIU y TTIU en alta tensión según tipo de Usuario.

[7]

Tipo de Usuario	Valores Límites	
	FIU	TTIU
Muy Alta Densidad	1	1
Alta Densidad	1	1
Mediana Densidad	2	2
Baja Densidad	2	2
Muy Baja Densidad	2	2

Aunque la Frecuencia de Interrupción y el Tiempo Total de Interrupción son los indicadores que por excelencia son utilizados para evaluar la calidad de Servicio Técnico en la distribución y la transmisión de electricidad, estos no serán sugeridos para evaluar dicho servicio en la generación, dado que muy se tendría que disponer de una data histórica que muestre el comportamiento del FIU y TTIU en el lado de alta del transformador elevador, debido a fallas de equipos perteneciente a la planta de generación. Ante esta realidad se plantea un método alternativo para calificar este servicio, el cual será explicado más adelante.

4.2.- CLASIFICACIÓN DE LOS INDICADORES NACIONALES POR ÁREA DE GESTIÓN DEL SERVICIO OPERATIVO DE GENERACIÓN

A continuación se presenta una matriz que clasifica los indicadores nacionales por área de gestión operativa, es decir, como Producto Técnico y como Servicio Técnico.

Tabla N° 4.9.- Clasificación de los indicadores nacionales por área de gestión operativa.

ÁREA	OP SIS/EDELCA	CADAFE	Documento Base	NCSDE
PRODUCTO TÉCNICO	Control de Nivel de Tensión	Control de Nivel de Tensión	Control de Nivel de Tensión	Variaciones del Nivel de Tensión : FEDT
	Control de Frecuencia			Distorsión Armónica : TDT
				Flicker
SERVICIO TÉCNICO	FOR, SOR, FOF, SOF, IT, UF	DO, FOR, SOR	Duración y Frecuencia de las Interrupciones	FIU y TTIU

Cuando se trata el tema del control de frecuencia lo ideal sería, como sucede en los países latinoamericanos consultados, que todas las unidades que entregan potencia activa participen en la RPF y que las que gozan del ACG contribuyan en la RSF. Sin embargo, la realidad venezolana es que dada la actual deficiencia del parque térmico hace virtualmente imposible tal escenario, dejando toda la responsabilidad de esta labor a EDELCA. El control de nivel tensión, en cambio, si es ejecutado por todas las empresas integrantes del SIN, dentro de sus limitaciones de generación de reactivos y tomando en cuenta las restricciones de los vínculos de transporte.

4.3.- INDICADORES DE GESTIÓN OPERATIVA LATINOAMERICANOS

4.3.1 Argentina

CAMMESA dispone del compendio normativo llamado Los Procedimientos (Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el

Cálculo de Precios). Aquí se recoge el conjunto de normas que reglan el funcionamiento del Mercado Eléctrico, explicando de forma detallada todos los aspectos técnicos y de operación que tienen que ver con el desempeño óptimo de la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica en el MME.

Para lograr el desempeño óptimo es necesario que la calidad de la onda de tensión y la continuidad del suministro eléctrico cumplan con un mínimo aceptable. La calidad de la onda de tensión está determinada por la forma, la magnitud y la frecuencia de la misma.

Se sabe que la forma de onda está relacionada con el contenido armónico. Los Procedimientos no especifican, de manera puntual, ninguna normativa que la barra de generación deba cumplir con respecto a este tópico. Sin embargo, El Procedimiento Técnico N° 12 : Guías de Referencia del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión y por Distribución Troncal, establece que se debe identificar los puntos críticos del Sistema donde la forma de onda de la tensión se encuentra fuera de los límites recomendados por la Norma IEEE std 519.

La Norma arriba citada fija los valores de distorsión armónica recomendados para el diseño de sistemas para “el peor caso” en operación normal (condiciones que duran más de una hora). La tabla N° 4.10 muestra lo indicado por dicha Norma.

Tabla N° 4.10.- Límites de Distorsión de Voltaje.

Voltaje de Barra en el PCC	Distorsión de Voltaje Individual (%)	Distorsión de Voltaje Total THD (%)
69 kV y por debajo	3.0	5.0
69.001 V a 161 kV	1.5	2.5
161.001 V y por encima	1.0	1.5

La magnitud de la tensión está íntimamente relacionada con el flujo de potencia reactiva en los distintos puntos del Sistema. El Anexo 4, Control de Tensión y Despacho de Potencia Reactiva, establece que la instalación y operación del equipamiento de suministro de potencia reactiva debe permitir la gestión óptima del sistema eléctrico, minimizando el transporte de potencia reactiva y obteniendo un nivel de calidad de tensión adecuado para el suministro de energía eléctrica.

Todos los agentes reconocidos del MME son responsables por el control de la tensión y el flujo de energía reactiva en sus puntos de intercambio con el MME. De forma general, se puede decir que es responsabilidad de los Generadores y Transportistas mantener el perfil de tensiones a lo largo del sistema, empleando de la mejor manera todos los recursos de generación de reactivos para alcanzar tal objetivo. Así mismo, el Anexo 4 indica las tolerancias admisibles de las tensiones en barras que deben mantener los Transportistas y Distribuidores Troncales, y cuyos valores se aprecian en la tabla N° 4.11.

Tabla N° 4.11.- Tensiones en barras y tolerancia admitida.

Tensión en Barras [kV]	Tolerancia Admitida
500 kV	±3%
de 345 hasta 132 kV	±5%
menores a 132 hasta 66 kV	±7%

Los Distribuidores y Grandes Usuarios deben mantener en sus puntos de interconexión límite con Transportistas y otros agentes del MME factores de potencia que cumplan con dicha función.

Antes de hacer referencia al control de frecuencia en el sistema eléctrico argentino, es necesario mencionar que el valor de referencia (nominal) en operación normal es 50 Hz con una variación de ±0.2 HZ. El control de esta variable eléctrica se lleva a cabo a través de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y de la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

La cantidad de potencia activa de reserva necesaria para la regulación de frecuencia será ofertada por las centrales generadoras habilitadas por OED para dicho propósito. Tal oferta se hará semanalmente y cada generador se compromete a tener disponible hora a hora la potencia rodante ofertada, ya sea con sus propias unidades o comprando potencia activa de regulación a un tercero.

La continuidad del servicio de generación de energía eléctrica no es abordada en Los Procedimientos.

4.3.2.- Brasil

La página Web del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) de Brasil pone a disposición del público en general un compendio normativo técnico y de operación titulado *Procedimientos de Redes*, el cual establece los requisitos para la planificación, implementación, uso y operación del Sistema Interconectado Nacional. El módulo 2 titulado: “Requisitos Mínimos para las Instalaciones y Administración de Indicadores de Desempeño de la Red Básica y sus Componentes”, menciona en el sub modulo 2.2, los indicadores de desempeño asociados a para cada uno de los siguientes fenómenos electromagnéticos: fluctuaciones de voltaje,

- desequilibrio de tensión,
- distorsión armónica,
- variación de frecuencia,
- variación de tensión,
- continuidad de servicio y
- variaciones de tensión de corta duración.

De todos estos fenómenos se pueden atribuir como responsabilidad de la generación la variación de frecuencia en el Sistema, la variación de tensión y la continuidad de servicio en la barra de generación. La distorsión armónica y los perfiles de tensión en

el resto del sistema son de responsabilidad compartida por todos los agentes. Los demás, son responsabilidad de las empresas distribuidoras.

El módulo 14: Administración de los Servicios Auxiliares plantea los procedimientos para la contratación y administración de los servicios auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional. En este módulo se reconoce como servicio auxiliar a la regulación de frecuencia (primaria y secundaria) y sus reservas de potencia activa asociadas, el aporte de reactivos, indispensable para mantener la variación de tensión dentro de los límites establecidos en el Procedimiento de Redes y la reserva de *Prontidão* que se define como la disponibilidad de unidades generadoras con el objeto de compensar las reservas de potencia primaria y secundaria del sistema, en caso de indisponibilidad o redeclaración de generación, y se haya alcanzado el límite de disponibilidad de potencia activa del Sistema

La regulación de frecuencia es llevada a cabo por todas las unidades generadoras por medio de Reguladores Automáticos de Velocidad (la primaria) y por las unidades que participan en el Control Automático de Generación (la secundaria).

En relación al primer servicio auxiliar, el punto 6 del sub modulo 2.2 expresa para la variación de frecuencia lo siguiente:

- En condiciones de operación normal en régimen permanente, la frecuencia del sistema interconectado se sitúa entre 59.9 Hz y 60.1 Hz.
- Con la ocurrencia de perturbaciones en el sistema, habiendo disponibilidad de generación para restablecer el equilibrio carga-generación, la frecuencia debe retornar al rango de 59.5 Hz a 60.5 Hz dentro de los 30 (treinta) segundos posteriores al instante en que se salió del rango considerado como de operación normal en régimen permanente.

- Con la ocurrencia de perturbaciones en el sistema, habiendo necesidad de corte de generación o corte de carga para permitir la recuperación del equilibrio carga-generación, la frecuencia:
 - (a) No puede exceder 66 Hz o ser inferior a 56.5 Hz en condiciones extremas;
 - (b) Puede permanecer por encima de 62 Hz por un máximo de 10 (diez) segundos o por debajo de 57.5 Hz por un máximo de 05 (cinco) segundos.

El indicador DFP (Indicador de Desempeño de la Frecuencia en Régimen Permanente) evalúa las variaciones de la frecuencia durante la operación del sistema eléctrico en régimen permanente, estableciéndose como sigue:

$$DFP = \left(1 - \left(\frac{n}{144}\right)\right) \times 100(\%)$$

Donde:

n: número de intervalos de 10 minutos, diarios, en que la integral del módulo de desviación de frecuencia (A) fue superior a 0.4 Hz.min.

Cálculo de la integral del módulo de Desviación de Frecuencia cada 10 minutos.

$$A = \int |\Delta f(t)| dt (\text{Hz} \cdot \text{min})$$

Donde:

A: Integral del módulo de desviación de frecuencia cada 10 minutos.

Δf : Desviación de frecuencia = $f - f_0$

f: Frecuencia alcanzada (Hz)

f_0 : Frecuencia nominal (60 Hz)

t: Tiempo (minutos)

El indicador DFP representa el porcentaje de intervalos de 10 minutos durante el día en que la integral del módulo de desviación de frecuencia del sistema es inferior a 0.4 Hz.min.

La meta para este indicador es que no ocurran en el sistema más de 8 (ocho) valores de integral del módulo de desviación de frecuencia superior a 0.4 Hz.min. por día.

Existe otro indicador, el DFD (Indicador de Desempeño de Frecuencia durante Disturbios (perturbaciones)). El DFD evalúa las variaciones de frecuencia durante perturbaciones en el sistema eléctrico. Tal indicador se establece como los valores absolutos de frecuencia instantánea (sin integración) para cada perturbación.

Las metas para el indicador DFD son las siguientes:

Tabla N° 4.12.- Tiempo acumulado máximo de desviaciones de frecuencia instantánea (s)

Desempeño	Tiempo acumulado máximo de desviaciones de frecuencia instantánea (s)
$f > 66,0 \text{ Hz}$	0
$63,5 \text{ Hz} < f \leq 66,0 \text{ Hz}$	30,0
$62,0 \text{ Hz} < f \leq 63,5 \text{ Hz}$	150,0
$60,5 \text{ Hz} < f \leq 62,0 \text{ Hz}$	270,0
$58,5 \text{ Hz} \leq f < 59,5 \text{ Hz}$	390,0
$57,5 \text{ Hz} \leq f < 58,5 \text{ Hz}$	45,0
$56,5 \text{ Hz} \leq f < 57,5 \text{ Hz}$	15,0
$f < 56,5 \text{ Hz}$	0

Con el fin de lograr una participación efectiva en el control de tensión, el sub modulo 3.8, titulado “Requisitos Mínimos para la Conexión a la Red Básica” indica que las máquinas deben ser capaces de operar a plena carga con un factor de potencia

mínimo de 0.90 (sobrecitado); es decir generando reactivos y con un factor de potencia mínimo de 0.95 (subexcitado), o lo que es lo mismo, consumiendo reactivos.

La absorción o entrega de reactivos por parte de los generadores ayuda a que se cumpla lo expresado en el punto 7 del sub modulo 2.2, referente al nivel de tensión en el punto de conexión. Allí se indica que este valor corresponde a lo establecidos en la resolución N° 505/2001, la cual compara los niveles de tensión medidos (leídos) con los valores contratados y fija tres categorías para la comparación: adecuada, precaria y crítica. Aunque existen tablas comparativas para niveles de tensión que van desde 1 kV hasta iguales o mayores a 230 kV, sólo se hará referencia, a manera de ejemplo, al rango iguales o mayores a 230 kV por contener los niveles de tensión que más proliferan en el Sistema Eléctrico Brasileño.

Tabla N° 4.13.- Punto de entrega o conexión con Tensión Nominal igual o superior a 230 Kv

Clasificación de la Tensión Suministrada	Rango de Variación de la Tensión Leída (TL) versus la Tensión Contratada (TC)
Adecuada	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precaria	$0,93 TC \leq TL < 0,95 TC$ o $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$
Crítica	$TL < 0,93 TC$ o $TL > 1,07 TC$

Donde :

Tensión Suministrada: Valor eficaz de tensión en el punto de entrega o de conexión, obtenida por medio de medición, pudiendo ser clasificada en adecuada, precaria o crítica, de acuerdo a la lectura efectuada, expresada en voltios o kilovoltios.

Tensión Leída: Valor eficaz de tensión, integrado cada 10 (diez) minutos, obtenido de medición por medio de equipos apropiados, expresado en voltios o kilovoltios.

Tensión Contratada: Valor eficaz de tensión que deberá ser informado al consumidor por escrito, o establecido en contrato, expresado en voltios o kilovoltios.

Los indicadores utilizados para la evaluación de los valores de tensión en régimen permanente son los siguientes:

$$DRP_{PC} = (nlp / n) \times 100(\%)$$

$$DRC_{PC} = (nlc / n) \times 100(\%)$$

Donde:

DRP_{PC} : Duración Relativa de Violación por Tensión Precaria por Punto de Control;

DRC_{PC} : Duración Relativa de Violación por Tensión Crítica por Punto de Control;

nlp : Número de lecturas con tensión precaria en el periodo de observación semanal;

nlc : Número de lecturas con tensión crítica en el periodo de observación semanal;

n : 1008: Número de lecturas válidas obtenidas en el periodo de observación semanal y con periodo de integración del equipo de medición de 10 (diez) minutos.

El objetivo del uso de estos indicadores es verificar que los Puntos de Conexión tengan un desempeño acorde a lo establecido, y proponer, de ser necesario, acciones correctivas.

La distorsión armónica de tensión, en régimen permanente, es evaluada usando el DTHT (Distorsión de Tensión Armónica Total, por sus siglas en portugués). La formula empleada para su obtención, la cual toma en cuenta los armónicos de orden 2 hasta el orden 50, es la siguiente:

$$DTHT = \sqrt{\sum V_h^2} \text{ (en\%)}$$

Donde:

$V_h = 100 \frac{V_h}{V_1} \Rightarrow$ tensión armónica de orden h en porcentaje de la fundamental;

$V_h \Rightarrow$ tensión armónica de orden h en voltios;

$V_1 \Rightarrow$ tensión fundamental nominal en voltios.

La tabla N° 4.14 presenta los patrones de distorsión armónica total para armónicos de orden 2 hasta el 50. Dicha tabla debe tomarse como patrón para la evaluación de la distorsión armónica total. Los valores que serán comparados con los patrones se obtendrán de la siguiente manera:

- a) Se determina el valor que fue superado en por lo menos el 5% de los registros obtenidos en un periodo de 1 día (24 horas), a lo largo de siete (7) días consecutivos.
- b) El valor del indicador corresponde al mayor de los siete valores obtenidos anteriormente en base diaria.

Tabla N° 4.14.- Límites globales de tensión armónica expresados en porcentaje de la tensión fundamental

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
IMPARES		PARES		IMPARES		PARES	
ORDE N	VALO R (%)	ORDE N	VALO R (%)	ORDE N	VALO R (%)	ORDE N	VALO R (%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		≥8	1%			≥8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥27	1%			≥27	0,5%		
DTHT = 6%				DTHT = 3%			

Se entiende por límites globales, de cualquier indicador de desempeño, a los máximos valores que pueden ser alcanzados por el sistema con todas las fuentes de perturbación en operación.

La continuidad del servicio en los Puntos de Control es descrita en el punto 5 del sub modulo 2.2. Entendiéndose por Punto de Control a la instalación o conjunto de instalaciones de la Red Básica que hacen frontera con los activos de conexión de los Agentes de Generación, Distribución, Consumidores Libres y demás instalaciones de transmisión. Los indicadores que evalúan la continuidad en estos puntos son:

- (a) DIPC (Duración de interrupción en el Punto de Control);

- (b) FIPC (Frecuencia de Interrupción en el Punto de Control);
- (c) DMIPC (Duración Máxima de Interrupción en el Punto de Control).

Donde:

El DIPC se define como la sumatoria de las duraciones de interrupciones del Punto de Control con una duración mayor o igual a 1 (un) minuto, y se expresa en minutos por periodo de operación.

El FIPC se define como el número de veces en que ocurre interrupción en el Punto de Control con una duración mayor o igual a 1 (un) minuto, y será dado en ocurrencias por periodo de operación.

El DMIPC se define como la mayor duración de interrupción del Punto de Control entre aquellas en el cálculo del DIPC , y será dada en minutos por periodo de operación.

Se dice que hay una interrupción del Punto de Control a la condición en que el mismo tiene

una tensión nula por un periodo mayor o igual a 1 (un) minuto, debido a problemas internos o externos de la Red Básica, considerando cualquier evento, locales o remotos, inclusive los programados. Hay que tener en cuenta que una interrupción en el Punto de Control no implica necesariamente una interrupción del suministro a los consumidores.

Los patrones o valores de referencia de los indicadores de continuidad son establecidos por el ONS en base a informaciones obtenidas de los históricos operativos, considerando el periodo de enero de 1997 a diciembre de 1999. Están dados para cada una de las regiones en que se divide el sistema eléctrico brasileño: Sur, Sudeste, Centro-Oeste, Norte y Nordeste. Para los nuevos Puntos de Control, los patrones son establecidos como el valor mínimo de patrones del Punto de Control ya existentes, con el mismo nivel de tensión y configuración de barra.

La evaluación de desempeño de un determinado Punto de Control se realizará a través de los indicadores DIPCanual, FIPCanual, DIPHistórico, FIPHistórico, DIPReferencial, FIPReferencial.

Los indicadores DIPCanual y FIPCanual a los valores de DIP y FIP acumulados en un periodo de 12 meses. Estos indicadores avalúan la dinámica evolutiva a corto plazo del Punto de Control.

Los indicadores DIPHistórico y FIPHistórico corresponden a la media de los valores de DIP y FIP acumulados por cada año de operación del Punto de Control. Estos indicadores retratan la dinámica evolutiva a largo plazo del Punto de Control y serán actualizados en base anual.

Los indicadores DIPReferencia y FIPReferencia son determinados a partir de simulaciones de desempeño. En la simulación son considerados los siguiente parámetros que influyen en el desempeño del Punto de Control y son obtenidos a partir de los datos suministrados por el ONS y/o los suministrados por los agentes: Tasa de Falla de equipos, configuración de la barra, tipo de protección de la instalación y tiempo de indisponibilidad asociados a maniobra o reparación de equipos. Este índice establece el desempeño medio del Punto de Control y se mantendrá invariante hasta que alguna característica de la instalación o parámetro utilizado en su determinación se altere.

Adicionalmente, la página Web oficial de la central hidroeléctrica Binacional Itaipú maneja la disponibilidad forzada y programada de sus unidades generadoras.

4.3.3.- Colombia

Colombia dispone del Código de Redes (CREG: Resolución 025 de 1995), el cual está constituido a su vez por el Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema

de Transmisión Nacional, el Código de Conexión (CC), el Código de Operación (CO) y el Código de Medida (CM). El Código de Redes es de cumplimiento obligatorio por parte de todos los agentes del Mercado y de los Centros Regionales de Despacho (CRD) y el centro Nacional de Despacho (CND).

La constancia en el valor de la frecuencia, la regulación de los perfiles de tensión y la distorsión armónica son abordadas por el Código de Redes.

La constancia en el valor de la frecuencia se logra a través de la Regulación Primaria y la Regulación Secundaria y sus potencias activas de reserva asociadas. Entendiéndose por Reserva de Regulación Primaria como aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos. En cambio, la Reserva de Regulación Secundaria es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria.

La regulación primaria se ejecuta por medio de los reguladores de velocidad y la regulación secundaria empleando el Control Automático de Generación (CAG)

Siguiendo con esto, el punto 5.1 del CO (Criterios Generales) indica que la frecuencia objetivo del SIN es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 58.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y periodos de restablecimiento. Adicionalmente, en el punto 2.2.5 (Ajustes de los Relés de Frecuencia de las Unidades de Generación del SIN), se indica lo siguiente:

“El CND especifica los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia de acuerdo con los estudios de análisis de seguridad.

En términos generales, los fabricantes de turbinas para plantas térmicas no recomiendan operarlas a bajas frecuencias, para no deteriorar su vida útil. Sin embargo, a este respecto en el SIN se consideran las siguientes dos normas.

- Las unidades térmicas no pueden operar por debajo de 57.5 Hz un tiempo superior a 0.8 minutos (48 segundos) durante su vida útil.
- Las unidades térmicas pueden trabajar con frecuencias de 58.5 Hz hasta 30 minutos durante su vida útil.

Por lo tanto, las unidades de generación deben cumplir con los siguientes requisitos para el ajuste de los relés de baja frecuencia:

- No deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz.
- En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.
- Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad.
- Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobrevelocidad con una temporización mínima de 15 segundos.
- Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección por sobrevelocidad”.

En cuanto a los perfiles de tensión, el Código de Redes plantea en el punto 2.2.2 (Criterios Generales del Planeamiento Operativo Eléctrico) que en estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal. El punto 5.7 señala que todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo a la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.

La distorsión armónica cumplirá con los requisitos establecidos por la NTC (Norma Técnica Colombiana) respectiva. Mientras no exista NTC aplicable, se utilizará la Norma ANSI/IEEE 519.

4.3.4.- Clasificación de los Indicadores Latinoamericanos por Áreas de Gestión del Servicio Operativo de Generación

Tabla N° 4.15.- Clasificación de los indicadores latinoamericanos por área de gestión operativa.

ÁREA	ARGENTINA	BRASIL	COLOMBIA
PRODUCTO TÉCNICO	Control de Frecuencia	Control de Frecuencia	Control de Frecuencia
	Control de Nivel Tensión	Control de Nivel Tensión: Adecuada, Precaria , Crítica	Control de Nivel de Tensión
	Distorsión Armónica: IEEE Std 519	Distorsión Armónica: DTHT	Distorsión Armónica: NTC/IEEE Std 519
SERVICIO TÉCNICO		Continuidad del Servicio en el Punto de Control: DIPC, FIPC, DMIPC	

En la tabla N° 4.15 se observa Brasil es el único de los tres países latinoamericanos estudiados que posee indicadores para evaluar cada uno de los aspectos involucrados en la calidad de de servicio de generación, destacando que tanto la variación de tensión como la continuidad del servicio en el Punto de Control son aplicables desde el servicio distribución de electricidad hasta la frontera transmisión- generación.

Argentina y Colombia aunque consideran el control de tensión y de frecuencia, no manejan indicadores o mecanismos prácticos para su evaluación, sino que simplemente fijan los rangos donde tanto la tensión como la frecuencia deben encontrarse en operación normal del Sistema Interconectado.

4.4.- COMPARACIÓN ENTRE LOS INDICADORES MANEJADOS EN LATINOAMÉRICA Y LOS USADOS EN VENEZUELA

Hasta ahora los cuadros comparativos empleados para presentar lo llevado a cabo por los países latinoamericanos estudiados en pro de evaluar de la calidad de servicio de generación y lo utilizado en Venezuela para el mismo fin, no incluyen datos numéricos de los aspectos evaluados en el Producto Técnico y el Servicio Técnico. Para tener una visión más amplia de lo realizado en cada país, a continuación se muestran, donde sea posible, los aspectos evaluados con los valores que los describen.

En la tabla 4.16 se aprecia que tanto en Latinoamérica como en Venezuela una variación en la tensión nominal de servicio, contratada en el caso de Brasil, de $\pm 5\%$ es la que mayor aceptación tiene. Colombia, sin embargo, es más permisiva en este sentido, tolerando una desviación de hasta $\pm 10\%$ en tensiones de servicio comprendidas entre 115 kV y 230 kV y para tensiones igual a 500 kV acepta un máximo de + 5 % y un mínimo de -10% . El caso de Argentina para 500 kV es el más estricto, pues escasamente acepta un $\pm 3\%$. Este comportamiento sigue la misma tendencia explicada en el punto 4.1.4 referente a las desviaciones de tensión permitida en las NCSDE: a mayor tensión menor variación permitida.

La variación de la frecuencia nominal en operación normal aceptada de los países comparados es muy similar, coincidiendo lo establecido en Venezuela con Brasil (± 0.1 Hz) y Colombia con Argentina (± 0.2 Hz).

Tabla N° 4.16.- Comparación entre indicadores manejados en Latinoamérica y los usados en Venezuela.

ÁREA	ARGENTINA	BRASIL	COLOMBIA	VENEZUELA
PRODUCTO TÉCNICO	Control de Nivel de Tensión:	Control de Nivel de Tensión:	Control de Nivel de Tensión:	Control de Nivel de Tensión:
	500 kV $\Rightarrow \pm 3\%$ 132 kV $\leq V_n \leq 345$ kV $\Rightarrow \pm 5\%$	Adecuada: $V_n \geq 230$ kV $0,95TC \leq TL \leq 1,05 TC$	500 kV $\Rightarrow \{ + 5\%, - 10\% \}$ 115 kV $\leq V_n \leq 230$ kV $\Rightarrow \pm 10\%$	ANSI C84.1-1995/COVENIN 159:1997 69 kV $\leq V_n \leq 765$ kV $\Rightarrow \pm 5\%$
	Control de Frecuencia:	Control de Frecuencia:	Control de Frecuencia:	Control de Frecuencia:
	$f_n = (50 \pm 0.2)$ Hz	$f_n = (60 \pm 0.1)$ Hz DFP ≤ 8 desviaciones/día	$f_n = (60 \pm 0.2)$ Hz	$f_n = (60 \pm 0.1)$ Hz
	Distorsión Armónica:	Distorsión Armónica:	Distorsión Armónica:	
	IEEE Std 519	DTHT: $V_n \geq 69$ kV $\Rightarrow 3\%$ $V_n < 69$ kV $\Rightarrow 6\%$	NTC/IEEE Std 519	
SERVICIO TÉCNICO		Continuidad del Servicio en el Punto de Control: DIPC, FIPC, DMIPC		FOF, SOF, UF

La Norma IEEE 519 es la más utilizada para evaluar la distorsión armónica en los países estudiados. Aunque su uso suele recomendarse en aquellos puntos del sistema perteneciente a la distribución o a la transmisión de electricidad, su aplicabilidad se extiende a todos los puntos del SEP. La Norma IEEE 519 es más exigente en cuanto a la Distorsión de Voltaje Total (THD) que lo indicado en la normativa brasileña. La IEEE 519 especifica un 5% para $V_n < 69 \text{ kV}$ y un 2.5% para $V_n \geq 69 \text{ kV}$ mientras que en Brasil se acepta un 6% y 3%, respectivamente. En Venezuela no se plantea la evaluación de la distorsión armónica como indicador de calidad de servicio de generación de electricidad por las razones ya comentadas en el punto 4.1.4.

Todos los aspectos comentados hasta ahora pertenecen al Producto Técnico. El Servicio Técnico sólo es considerado de manera directa por Brasil que emplea la Duración de la Interrupción en el Punto de Control (DIPC) y la Frecuencia de Interrupción en el Punto de Control (FIPC), entendiéndose por Punto de Control al punto donde se interconectan dos Agentes, con lo que se puede evaluar la continuidad del servicio en el punto frontera generación- transmisión. En los demás países se emplea la Disponibilidad de las unidades o plantas, pero en ningún caso esta es planteada como indicador indirecto de evaluación de la continuidad del servicio de generación. En el caso de Venezuela, los indicadores mostrados son los sugeridos para evaluar indirectamente el Servicio Técnico.

CAPÍTULO V

PROPUESTA DE INDICADORES NACIONALES Y MEDICIONES ASOCIADAS.

En este capítulo se dan a conocer los indicadores de calidad de servicio de generación de electricidad propuestos para su inclusión en las Normas de Calidad de Servicio de Generación de Electricidad. Dicha propuesta es el resultado de las investigaciones y comparaciones realizadas entre los países bajo estudio y Venezuela, llevadas a cabo en los capítulos III y IV. También, en él se establecen las mediciones necesarias para cuantificar los mencionados indicadores. La calidad del Producto Técnico y calidad del Servicio Técnico son las áreas estudiadas en la propuesta.

5.1.- PRODUCTO TÉCNICO

El Producto Técnico tiene que ver con la calidad de la onda de tensión generada, la cual viene representada por:

- La Frecuencia.
- La Amplitud (rms).
- La Forma de la Onda (Distorsión Armónica).

5.1.1.- La Frecuencia

La frecuencia nominal en el SIN es 60 Hz y se requiere que este valor sea consistente en cada punto del sistema eléctrico para el buen desempeño de los equipos conectados en esos puntos, pero la práctica de operación del sistema hace que existan desviaciones con respecto al valor nominal.

5.1.1.1.- Desviación de Frecuencia Permitida

La desviación tolerable de la frecuencia con respecto al valor nominal será de ± 0.1 Hz en operación normal del sistema, y se establece un indicador de ocurrencia, denominado Indicador de Desviación de Frecuencia Eléctrica (IDFE), cuya representación matemática es la siguiente:

$$IDFE = \frac{\sum_{i=1}^n RMFBPF}{CRTM} * 100\%$$

Donde:

$\sum_{i=1}^n RMFBPF$ = Sumatoria de los registros medidos fuera de la banda permitida de frecuencia

$CRTM$ = Cantidad total de registros de medición.

La razón por la que se sugiere emplear ± 0.1 Hz es porque es la práctica operativa adoptada en Venezuela y con esto se evita redefinir los ajustes del disparo del esquema de Bote de Carga por Baja Frecuencia (BCBF) y del esquema de Separación de Áreas Operacionales (ESA). Además, coincide con los valores utilizados en los países estudiados (± 0.1 y ± 0.2) Hz.

Cuando en algún punto de medición en el sistema se registren niveles de frecuencia fuera de la banda permitida superior a cinco décimas por ciento (0,5%) se estaría en presencia de un incumplimiento a los niveles de calidad establecidos en el área de Producto Técnico.

5.1.1.2.- Medición de la Frecuencia

La medición de la frecuencia del SIN se lleva a cabo a través de frecuencímetros instalados en todas las plantas y centrales de generación, los cuales mantienen sincronismo y comunicación ininterrumpida con sus similares emplazados en el

Despacho de Carga de OPSIS. Este despacho obtiene a través del SCADA reportes del valor de la frecuencia del SIN cada cuatro segundos.

5.1.2.- Niveles de Tensión

Las normas nacionales e internacionales consultadas hacen referencia a las variaciones máximas permitidas de la tensión de servicio, para tensiones iguales o superiores a 69 kV. Los niveles mínimos de tensión no son fijados para el rango anteriormente citado. Situación distinta ocurre para niveles iguales o inferiores a 34.5 kV en donde ambos valores son fijados.

Como las líneas de transmisión que parten de las plantas y centrales de generación lo hacen con una tensión igual o superior a 69 kV, sólo se hará referencia valores comprendidos en este rango.

5.1.2.1.- Tensión Máxima de Servicio del SIN

La tensión máxima de servicio del SIN vendrá dada por lo establecido por la Norma COVENIN 159:1997, que estable una variación máxima de tensión en régimen permanente de $\pm 5\%$ con respecto al valor nominal, para niveles de tensión desde 69 kV hasta 765 kV.

Se tendrá que considerar los casos en que por prácticas de operación, realizadas con el fin de garantizar los perfiles de tensión al usuario final, se tenga que vulnerar el -5% con respecto al valor nominal.

La tensión será medida en el lado de alta del transformador elevador de la planta o central eléctrica.

5.1.2.2.- Indicador de Calidad del Nivel de Tensión

Para medir la calidad del nivel de tensión se sugiere emplear el FEDT (Frecuencia Equivalente de Desviación de Tensión), cuyo uso para tal fin está incluido en las Normas de Calidad de Servicio de Distribución de Electricidad (NCSDE). La fórmula asociada al cálculo del FEDT es la siguiente:

$$\text{FEDT} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{RMFBPT}_i}{\text{CTRM}} * 100$$

Donde:

RMFBPT: Cantidad de registros de medición fuera de la banda permitida de tensión, en el Punto de Medición.

CTRM: Cantidad total de registros de medición, en dicho punto.

n: Número total de registros de medición fuera de la banda permitida de tensión, en dicho punto.

Se propone que la cantidad de registros fuera de la banda de tensión permitida no supere el 3% de los registros totales ($\text{FEDT} < 3\%$). Este valor será adoptado durante las primeras etapas de la implementación de las NCSGE y su valor se irá afinando a medida que se realicen las mediciones de tensión en el lado de alta del transformador elevador, que busquen hallar el valor correcto de este indicador, que garantice un fluido eléctrico de calidad al usuario final.

5.1.2.3.- Medición del Nivel de Tensión

La necesidad de realizar mediciones de tensión con fines de fiscalización, hace necesario que los equipos empleados para tal fin gocen de una muy buena precisión.

Los equipos utilizados para la facturación de las transacciones de potencia y energía llevadas a cabo entre las empresas del SIN, disponen de la precisión buscada: clase 0.2.[50]

Sin embargo, en relación a estos equipos existe la limitante de que están instalados en los puntos de intercambio de EDELCA con las otras empresas, llegando a abarcar escasamente un 45 % del total de las subestaciones de EDELCA. Las demás empresas realizan el proceso de liquidación de manera manual, ya sea porque aún cuando algunas poseen equipos de medida adecuados, carecen de comunicación para la interrogación remota o porque los contratos de intercambio exigen la medición manual con frecuencia mensual [50]. Instalar estos equipos en el resto de las plantas y centrales de generación significaría una cuantiosa inversión por parte del Estado.

Ante esta problemática, se plantea emplear usar el Sistema de Supervisión y Control (SCADA) de OPSIS para la medición de la tensión en las plantas y centrales de generación. Dicho sistema está en capacidad de interrogar de manera remota el valor de la tensión en el 96% de la generación del SIN. La desventaja que presenta esta opción es el hecho de que aún cuando este sistema realiza un barrido de las variables en un tiempo muy corto, tiempo real, alrededor de dos segundos, su precisión es deficiente (precisión de 2%) si se compara con la de los equipos de facturación (precisión de 0.2%) [44].

Por lo tanto, se propone que los valores de tensión sean medidos con el sistema SCADA y en los puntos donde los valores desborden lo establecido por las NCSGE, se realicen las mediciones pertinentes empleando equipos con la precisión adecuada.

5.1.3.- Forma de la Onda de Tensión (Distorsión Armónica)

Si bien la distorsión armónica es considerada como indicador de calidad de servicio en las NCSDE y propuesto como indicador en el documento de trabajo empleado en

la elaboración de las NCSTE, no se propone su inclusión en las NCSGE. Las razones de la exclusión fueron explicadas en el capítulo IV.

5.2.- SERVICIO TÉCNICO

La calidad del servicio técnico está relacionada con la continuidad del servicio que presta cada elemento del Sistema Eléctrico y es medida de manera directa a través de la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio.

Para aplicar esta forma de medir el servicio técnico en Venezuela se tendría que disponer de una data histórica que revele el comportamiento de la frecuencia y duración de las interrupciones en el Punto de Medición (lado de alta del transformador elevador) debido a fallas atribuibles las plantas o centrales de generación. Como no se contó con esta información, se buscó un método alternativo de evaluación del mencionado servicio.

5.2.1.- Medición Indirecta de la Continuidad del Servicio

El método alternativo propuesto para evaluar la continuidad del servicio de generación es el explicado en el punto 4.1.1.1 (Evaluación de la Disponibilidad de la Capacidad Instalada por Plantas). En resumen, este método sugiere la utilización del Factor de Salida Forzado (FOF), el Factor de Salida Programado (SOF) y el Factor de Indisponibilidad Total (UF) por planta. Estos indicadores representan el porcentaje del tiempo, del periodo, en que la planta NO estuvo en capacidad de ofrecer la totalidad de su potencia nominal instalada debido a desconexiones forzadas o programadas de sus unidades.

La tabla N° 5.1 muestra los valores de FOF, SOF y UF obtenidos y que conforman la propuesta para la evaluación del Servicio Técnico en Venezuela.

Tabla N° 5.1- Valores de FOF, SOF y UF propuestos

Tecnología		Capacidad [MW]		FOF [%]	SOF [%]	UF [%]
		Hidro	≥ 1000	Guayana	2,29	5,95
< 1000	Guayana		3,53	3,68	7,21	
	Los Andes		15,95	1,50	17,46	
Vapor			22,96	6,13	29,09	
Gas		≥ 250	14,46	8,92	23,38	
		≥100 ^ < 250	31,77	8,86	40,63	
		≥50 ^ < 100	28,30	1,43	29,73	
		< 50	25,77	2,93	28,70	

CONCLUSIONES

El Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET), como órgano rector del Servicio Eléctrico, tiene dentro de sus prioridades realizar la formulación y adecuación de la normativa que rija esta actividad, procurando en todo momento proteger los intereses de los usuarios y brindarles un fluido eléctrico de calidad. Para lograr este fin, se ha propuesto elaborar las Normas de Calidad de Servicio de Generación de Electricidad (NCSGE) y las Normas de Calidad de Servicio de Transmisión de Electricidad (NCSTE), y que junto con las ya existentes Normas de Calidad de Servicio de Distribución de Electricidad (NCSDE) abordan los aspectos más importantes de la actividad eléctrica.

Con este trabajo se buscó identificar y comparar los indicadores de calidad de servicio de generación de electricidad que usan algunos países de Latinoamérica con los empleados por las empresas generadoras en Venezuela, con el fin de proponer algunos de estos indicadores, y sus límites, para su inclusión en las futuras NCSGE.

Después de analizar la información recopilada se pueden hacer las siguientes afirmaciones:

- La normativa latinoamericana del servicio eléctrico existente no dispone de una reglamentación exclusiva para la generación, sino que la transmisión y la generación se encuentran inexorablemente ligadas en un solo compendio normativo.
- A pesar de que ni en Latinoamérica ni en Venezuela las empresas generadoras clasifican sus indicadores de calidad de servicio en Producto Técnico y Servicio Técnico, se puede hacer esta clasificación debido a que los aspectos

evaluados por los indicadores coinciden con la definición de Producto y Servicio Técnico que manejan las NCSDE y sus similares latinoamericanas.

- En Venezuela, al igual que en los demás países bajo estudio, el marco regulatorio de la actividad eléctrica hace referencia a un Mercado Mayorista de Electricidad, pero en la práctica esto no se ha materializado y lo que se maneja es lo que se conoce como Transacciones de Energía.
- El Producto Técnico en la generación evalúa la frecuencia, magnitud y la forma de la onda de tensión, por lo que se propone que la frecuencia en régimen permanente del SIN varíe ± 0.1 Hz con respecto al valor nominal con una ocurrencia inferior al 0,5% de todo el período de medición a evaluar. La magnitud de la tensión en el lado de alta del transformador elevador vendrá determinada por las variaciones máximas de tensión de servicio establecidas por las Normas COVENIN 159:1997. La Distorsión Armónica, evaluador directo de la forma de onda, no será considerado en la propuesta.
- Se propone la Frecuencia Equivalente de Desviación de Tensión (FEDT) como indicador para medir la magnitud de la onda de tensión en la generación y su valor inicial será de 3% como máximo ($FEDT \leq 3$).
- Los frecuencímetros existentes en las plantas y centrales de generación en Venezuela, gozan de total sincronismo y comunicación con el Despacho de Carga de OPSIS y miden eficientemente la frecuencia del SIN, obteniéndose a través del SCADA reportes cada 4 segundos de esta variable.
- El Servicio Técnico se medirá de manera indirecta a través del Factor de Salida Forzada (FOF), Factor de Salida Programada (SOF) y la Indisponibilidad Total (UT), cuyos valores de arranque máximo serán

establecidos de acuerdo a la tecnología y potencia instalada de la planta o central.

- Los valores de indisponibilidad presentados por el parque de generación venezolano son significativamente superiores a los establecidos por las referencias consultadas, siendo el plantel térmico, y en especial las plantas de CADAFE, el que peor desempeño presenta.

RECOMENDACIONES

Con la intención de que este trabajo tenga un aporte que vaya más allá de las conclusiones, a continuación se plantean algunas recomendaciones que complementan lo hasta ahora expuesto.

- El MENPET debe ahondar en el aspecto legal que vincula a las empresas generadoras del país, con la obligación de mantener Reserva Rodante de Regulación, dado que hasta el momento esta labor la viene asumiendo EDELCA con sus unidades hidráulicas, las cuales dependen de un recurso aleatorio como lo es el agua.
- OPSIS debe realizar de manera anual, o cada vez que cambie significativamente la configuración del SIN debido a la puesta en marcha de nuevas plantas y líneas de transmisión, las simulaciones necesarias para verificar el comportamiento de la frecuencia, ante eventuales pérdidas de generación. Adicionalmente, esto servirá para verificar los ajustes del EBCBF (Esquema de Bote de Carga por Baja frecuencia) y del ESA (Esquema de Separación de Áreas Operacionales).
- El MENPET debe regular y fiscalizar el aporte de reactivos de las unidades de generación, estos es; debe, en conjunto con OPSIS, establecer el Factor de Potencia con que las unidades deben despachar potencia activa. Con esto se busca mejorar los perfiles de tensión a lo largo del SIN.
- Las empresas integrantes del SIN deben coordinar una campaña de medición de tensión en el lado de alta del transformador elevador, con el fin de poder

fijar correctamente el valor del FEDT, que garantice la calidad del nivel de tensión a los usuarios finales.

- OPSIS debe verificar la veracidad de los reportes de indisponibilidad de unidades suministrados por las empresas generadoras, con el propósito de que los indicadores publicados coincidan con la realidad del parque de generación.
- Recalcular el valor del IDFE con más datos que los empleados en este trabajo, es decir, utilizar la data actualizada de la frecuencia cada cuatro segundos, en vez de hacerlo con la de 16 segundos y también consultar un mayor número de Resumen Diario de la Operación del Sistema Interconectado, para que el tiempo de desviación de la frecuencia allí indicado sea lo más representativo de la realidad operacional del SIN posible.
- Ante el desarrollo de proyectos de generación de electricidad alternativos, como el caso de la generación eólica, se recomienda evaluar el contenido armónico que estas tecnologías introducirían en el sistema eléctrico.
- Con el propósito de tener un mejor control de los recursos de generación de electricidad, se recomienda que en trabajos futuros se evalúe la disponibilidad de cada unidad de generación en vez de hacerlo por plantas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA) España. <www.unesa.es>
- [2] Ramírez, José. *Centrales Eléctricas*, (Libro). Enciclopedia CEAC. España. p. 71
- [3] EDELCA, Dirección de Planificación, Nuevos Negocios de Generación Térmica. *Proyecto Térmico*, (Informe Técnico). Marzo 2002.
- [4] Chapman, Stephen J. *Máquinas Eléctricas*, (Libro). Mc Graw Hill. Tercera edición. p. 280.
- [5] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). *Los Procedimientos, Procedimiento Técnico N° 5, Control de Tensión y Potencia Reactiva*, (Reglamento). 1992. Argentina.
- [6] Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE), *Control de Calidad del Servicio de Distribución*, (Procedimiento). 1996. Argentina.
- [7] Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET). *Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad*. 2004. Venezuela.
- [8] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). *Los Procedimientos, Procedimiento Técnico N° 9. Participación de Generadores en el Servicio de Regulación de Frecuencia del MEM*, (Reglamento). 1992. Argentina.
- [9] Cortez S, Verónica B. *Señal de precios para potencia reactiva en mercados descentralizados y competitivos*, (Tesis). Pontificia Universidad Católica de Chile.2003. Chile.
- [10] Fernández P., José C. *Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional*, (Tesis). Universidad Pontificia Comillas.2002. España.
- [11] Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), <<http://www.cndc.bo/normativa/rome.php>>. Bolivia.
- [12] Secretaría de Energía, <<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=351>>. Argentina.

- [13] Behnke, Carlos y Escalona, Rubén. *Rentabilidad de Empresas del Sector Eléctrico*, (Seminario). Pontificia Universidad Católica de Chile.1996. Chile.
- [14] < <http://www.holistica2000.com.ar/ecocolumna129.htm>> . Argentina
- [15] Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE). <<http://www.enre.com.ar/web/bibliotd.nsf/58d19f48e1cdebd503256759004e862f/095e8d71c98558be03256b8400539cb7?OpenDocument>> . Argentina.
- [16] Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE). <<http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.NSF/0/bcae4dbeca2c7c1603256b4f004dc6cf?OpenDocument>>. Argentina.
- [17] Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).*Informe Energético 2003*.
- [18] XX Conferencia Latinoamericana de Electrificación Rural, *El Potencial de los Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos en la República Argentina*, (Diapositivas). Cuenca, Ecuador. 2005.
- [19] Comisión de Integración Energética Regional (CIER). *Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER 2004*, (Informe). 2005.
- [20] Unidad de Planificación Minero Energética (UPME). *Plan Energético Nacional*, (Boletín Mensual). Enero 2006.
- [21] Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). Brasil.
- [22] <http://www.alternativabolivariana.org/modules.php?name=News&file=article&sid=164>
- [23] Organización Panamericana de la Salud, Capítulo Brasil. *Salud en Las Américas 1998*, (Informe).
- [24] Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS). <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/resumo_operacao.aspx>. Brasil.
- [25] Transmissao Paulista. <http://www.cteep.com.br/setor_sistemas_intro.shtml>. Brasil.

- [26] Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS). <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx#>. Brasil.
- [27] Sistema Integrado de Indicadores Sociales de Venezuela (SISOV). <<http://www.sisov.mpd.gov.ve>>. Venezuela.
- [28] Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). <<http://www.opsis.org.ve/home2.html>>. Venezuela.
- [29] Ministerio de Energía y Minas (MEM), Dirección de Electricidad. *Diagnostico de Generación y Transmisión*, (Informe). 2004. Venezuela.
- [30] Quintero Q, Pablo A. *Desarrollo de un Modelo de Confiabilidad Basado en la Técnica de Frecuencia y Duración para Planificación de Generación*. --Caracas: Universidad Central de Venezuela, 1982.
- [31] Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). *Informe Anual 2004*.
- [32] Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET), Despacho del Viceministro de Energía. *Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PDSEN) 2005-2024*. Venezuela.
- [33] Electrificación del Caroní (EDELCA). *Situación de potencia y energía del Sistema Eléctrico Nacional 2006-2008*, (Diapositivas). Venezuela.
- [34] Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE). *Perspectivas en materia de regulación energética. Reforma y experiencia. Integración Regional*. 2002. Argentina.
- [35] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). <<http://memnet2.cammesa.com/inicio.nsf/marcomem>>. Argentina.
- [36] Chrad, Felipe. *El sector eléctrico en Brasil y la crisis de 2001*, (Seminario). Pontificia Universidad Católica de Chile. 2003.
- [37] Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE). <<http://www.ccee.org.br/index.jsp>>. Brasil.
- [38] Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). <<http://www.aneel.gov.br>>. Brasil.

- [39] Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG). <<http://www.creg.gov.co/>>. Colombia.
- [40] Stone and Webster Consultants. *Costo Esperado de Nueva Generación en Venezuela*, (Informe). 2002.
- [41] Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS), Departamento de Despacho de Carga. *Frecuencia del SIN (entre 25 de Septiembre y el 02 de Octubre de 2006, ambos inclusive)*. Venezuela.
- [42] Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS), Sección de Estudios Operacionales. *Análisis de los Esquemas de Rechazo de Carga por Baja Frecuencia y Separación de Áreas del SEN*, (Informe). 2004. Venezuela.
- [43] Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), Dirección Ejecutiva de Generación. *Indicadores de Gestión, Área Generación*. 2005. Venezuela.
- [44] Rangel P., José A. *Evaluación de Indicadores de Calidad de Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica*, (Tesis). --Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2006.

BIBLIOGRAFÍA

Tesis

Cortez S, Beatriz V. *Señal de Precios Para la Potencia Reactiva en Mercados Descentralizados y Competitivos*, (Tesis). Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile, Chile. 2003.

Arriagada A., Cristian A. *Análisis Comparativo de la Gobernabilidad de Mercados de Generación Eléctrica*, (Tesis).--- Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile, Chile. 1998.

Prada S., Javier E. y Arciniegas O., Juan P. *Análisis y Evaluación del Cargo por Capacidad en la Generación de Energía Eléctrica en Colombia*, (Tesis).---Pontificia Universidad Javerina. Bogotá. Colombia. 2004.

Fernandez P., José C. *Análisis y Evaluación de Mercados Eléctricos Liberalizados a Escala Internacional*, (Tesis).--- Universidad Pontificia Comillas. Madrid. España.2002.

Ariztía C. Rafael. *Estudio Comparativo de las Crisis Eléctricas en Chile, California y Brasil; Aspectos Relevantes para el Nuevo Marco Regulatorio Chileno*, (Tesis).)--
- Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile, Chile. 2002.

Normas

American National Standard Institute (ANSI). *Electrical Power System and Equipment – Voltage Ratings (60 Hz) ANSI C84.1*. USA, 1995

International Electrotechnical Commission (IEC). *Standard Voltage, IEC 60038*, 1996.

COVENIN 159:1997. *Tensiones Normalizadas (2da. Revisión)*. Comité de Electricidad de Venezuela – CODELECTRA. Venezuela 1997.

Documentos

Contrato de Interconexión: CADAFE-EDELCA-EDC-ENELVEN. 1º de Diciembre de 1988.

Libros

Bollen Math. *Understanding power quality problems: Voltage sags and interruptions*. USA. IEEE Press Series on Power Engineering. 2000.

Billinton Roy. *Power System Reliability Evaluation*, 6ta Ed.: USA. Gordon and Breach Science Publishers, 1980.

Billinton Roy. Robert Ringlee and Allen Word, *Power System Reliability Calculations*, Massachusetts Institute of Tehnology: USA. The MIT Press, 1973

Grainger John y William Stevenson Jr. *Análisis de Sistemas de Potencia*, USA: Ed. McGraw-Hill, Inc., 1994.

Smit-K., Henry B. *Análisis de Confiabilidad en Sistemas de Energía Eléctrica*. Barranquilla. Colombia. 1984.

Artículos

Luján, José y Loreto, José. *Características Principales del Control Automático de Generación de la Central Hidroeléctrica Raúl Leoni (Guri)*. IV Congreso Venezolano de Ingeniería Eléctrica. Caracas. Venezuela. 2004.

Muños R., Alfredo. *Fundamentos para la Constitución de un Mercado Común de Electricidad*,. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Santiago de Chile, Chile. 2004.

Diapositivas

Abreu Augusto. *Propuesta de norma venezolana Covenin 11-7:001. "Control de Armónicos en Sistema Eléctricos". Objetos, Filosofías y Límites*. Seminario: Control de Armónicos en Eléctricos de Distribución. C.A. ENELVEN Distribuidora (ENELDIS), Julio 2003.

Khodr Hussein M. *Taller de Calidad de Servicio Eléctrico*. Universidad Simón Bolívar, Noviembre 2004.

Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE). *Inversiones en el Sector Eléctrico, Periodo 2004-2008*. Caracas. Venezuela. 2003.

Araujo, Gustavo. *Generalidades de los Sistemas Eléctricos de Potencia*. UNEXPO. Caracas. Venezuela. 2005.

[ANEXO N° 1]

El presente anexo muestra la definición y la fórmula del cálculo asociado a los indicadores de gestión operativa utilizados por OPSIS.

- **Factor de Carga (Fc):** Relación entre la energía total consumida en determinado período de tiempo y el máximo valor de la carga ocurrido en el mismo período. Este valor se calcula con la siguiente ecuación:

$$Fc = \frac{\text{Energía Consumida (GWh)} * 10^3}{\text{Nº horas} * \text{Demanda Máxima (MW)}} * 100\%$$

Donde:

Energía Consumida: Valor de energía consumida durante el período evaluado.

Nº horas: Número de horas del período evaluado.

Demanda Máxima: Valor máximo de potencia registrado durante una hora reloj de un período determinado.

Este valor se puede calcular semanal, mensual o anualmente.

- **Factor de Coincidencia (Fcoinc):** Relación entre la demanda máxima ocurrida en el S.I.N. y la sumatoria de las demandas máximas de las Empresas que lo conforman, en un intervalo de tiempo determinado. Está determinado por la ecuación:

$$Fcoinc = \frac{\text{Demanda Máxima del S.I.N. (MW)}}{\text{Demanda Máxima Empresas (MW)}} * 100\%$$

Donde:

Demanda Máxima del S.I.N.: Valor de potencia máxima registrada por el S.I.N. durante una hora reloj de un período determinado.

Demanda Máxima Empresas: Suma de los valores de potencia máximos registrados por las empresas integrantes del SIN durante el periodo.

- **Tasa de Salida Forzada o Programada (FOR ó SOR):** Probabilidad de ocurrencia de una desconexión forzada o programada, referida al periodo en que una unidad estuvo o pudo haber estado en servicio. El FOR ó SOR se calcula usando la siguiente ecuación:

$$FOR\acute{o}SOR = \frac{HorasSalidaForzada\acute{o}Pr ogra mada}{HorasServicio + HorasSalidaForzada\acute{o}Pr ogra mada} *100$$

Donde

Horas Salida Forzada: Total de horas de desconexión forzada durante el período.

Horas Salida Programada: Total de horas de desconexión programada durante el período.

Horas Servicio: Total de horas en servicio durante el período.

- **Factor de Salida Forzado o Programado OF ó SOF):** Porcentaje de ocurrencia de una desconexión forzada o programada, referida al período total. Está determinado por la ecuación:

$$FOF\acute{o}SOF = \frac{HorasSalidaForzada\acute{o}Pr ogra mada}{HorasPer\acute{odo}} *100$$

Donde

Horas Salida Forzada: Total de horas de desconexión forzada durante el período.

Horas Salida Programada: Total de horas de desconexión programada durante el período.

Horas Servicio: Total de horas en servicio durante el período.

Horas Período: Total de horas del período.

Si se está calculando este factor para un mes de 30 días, las Horas Período serán 720 horas.

- **Factor de Indisponibilidad Total (UF):** Indica el porcentaje de desconexiones forzadas y programada, referidas al período evaluado. El UF se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$UF = \frac{\text{Horas Salida Forzada y Programada}}{\text{Horas Período}} * 100$$

Donde

Horas Salida Forzada: Total de horas de desconexión forzada durante el período.

Horas Salida Programada: Total de horas de desconexión programada durante el período.

Horas Período: Total de horas del período.

- **Factor de Producción (Factor):** Relación entre los kWh producidos y el consumo de combustible, traducido en Barriles Equivalentes de Petróleo.

$$\text{Factor} = \frac{\text{Energía Generada}}{\text{Consumo de Combustible} * \text{Factor Equivalente}}$$

Donde:

Energía Generada: Cantidad de energía producida por tipo de combustible (kWh).

Consumo Combustible: Cantidad de Gas, Gasoil o Fuel-Oil consumido (el valor dado en los reportes de OPSIS ya incluye el exponente).

Factor Equivalente: Constante cuyo valor es: 5.789,3 para Gas; 7.905,9 para Gasoil y 6.809,9 para Fuel-Oil.

- **Tasa de Indisponibilidad Total (IT):** Probabilidad de ocurrencia de una desconexión forzada y programada, referida al periodo en el cual una unidad estuvo o pudo haber estado en servicio en el caso de que no hubiesen ocurridos desconexiones forzadas o programadas. La IT se calcula con la siguiente ecuación:

$$IT = \frac{\text{Horas Salida Forzada y Programada}}{\text{Horas Servicio} + \text{Horas Salida Forzada y Programada}} * 100$$

Donde

Horas Salida Forzada: Total de horas de desconexión forzada durante el período.

Horas Salida Programada: Total de horas de desconexión programada durante el período.

Horas Servicio: Total de horas en servicio durante el período.

Estos indicadores están definidos según Norma IEEE_STD 762_2005

A modo ilustrativo, se presenta a continuación el cálculo tipo del FOF y SOF para la planta C.R.Z, empleando los datos aportados por el Boletín Informativo Septiembre 2006 (ver anexo N° 2).

$$FOF \text{ ó } SOF = \frac{\text{Horas Salida Forzada Programada}}{\text{Horas Período}} * 100$$

$$FOF = \frac{12.73}{(481.09 + 224.77 + 12.73 + 1.41)} * 100 = 1.77 \%$$

$$SOF = \frac{1.41}{(481.09 + 224.77 + 12.73 + 1.41)} * 100 = 0.20 \%$$

[ANEXO N° 2]

Aquí se muestra la información del Desempeño de la Generación, contenida en el Boletín Informativo Mensual publicado por OPSIS en su página WEB. Se pueden apreciar los indicadores empleados por este organismo, para evaluar la disponibilidad de las plantas. En específico, se indica lo establecido en el boletín correspondiente al mes de Septiembre del 2006 para las plantas: Centro, C.R.Z y Ramón laguna.

Capacidad: Nominal, de prueba en línea y de prueba en sitio; Horas e Indices de las Unidades Turbo Vapor
Septiembre 2006

Desempeño de las Unidades Turbo Vapor		Capacidad (kW)			Fecha de la prueba en sitio	Horas				Indices						
		Nominal	Prueba en línea	Prueba en sitio		Servicio	Reserva	Falla	Manten.	FOR ₍₁₀₎	FOF ₍₁₀₎	SOR ₍₁₀₎	SOF ₍₁₀₎	IT ₍₁₀₎		
Planta: Centro	Unidad															
Central	1	400.000	*	359.076	19/06/1986	0,00	0,00	720,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	10	
	2	400.000	360.000	357.671	07/06/1996	392,20	0,00	327,80	0,00	45,53	45,53	0,00	0,00	0,00	-	
	3	400.000	320.000	388.332	19/06/1986	667,20	0,00	52,80	0,00	7,33	7,33	0,00	0,00	0,00	-	
	4	400.000	350.000	385.226	19/06/1986	489,85	61,00	169,15	0,00	25,67	23,49	0,00	0,00	0,00	:	
	5	400.000	*	365.345	07/06/1996	0,00	0,00	720,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	10	
Total Centro		2.000.000	1.030.000	1.855.650		309,85	12,20	397,95	0,00	56,22	55,27	0,00	0,00	0,00	:	
Planta: C.R.Z.	Unidad															
Capital	1	40.000	*	36.421	14/04/1996	0,00	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	
	3	60.000	51.000	60.586	04/12/1997	385,02	253,13	66,92	14,93	14,81	9,29	3,73	2,07	0,00	-	
	4	60.000	35.000	56.914	27/11/1996	699,63	1,58	18,78	0,00	2,61	2,61	0,00	0,00	0,00	-	
	5	68.000	48.000	68.298	28/08/1991	631,02	80,48	8,50	0,00	1,33	1,18	0,00	0,00	0,00	-	
	6	68.000	51.000	69.078	29/11/1996	667,43	28,83	0,00	23,73	0,00	0,00	3,43	3,30	0,00	-	
	7	470.000	389.000	445.464	03/12/1997	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	
	8	470.000	384.000	404.391	04/05/1995	0,00	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	
	9	470.000	372.000	468.892	11/04/1997	697,02	22,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	
	12	40.000	22.000	33.081	28/11/1996	655,08	18,18	46,73	0,00	6,66	6,49	0,00	0,00	0,00	-	
	13	40.000	19.000	36.382	28/11/1996	341,28	0,00	378,72	0,00	52,60	52,60	0,00	0,00	0,00	-	
	Total C.R.Z.		1.786.000	1.371.000	1.679.507		481,09	224,77	12,73	1,41	2,58	1,77	0,29	0,20	:	
	Planta: Ramón Laguna	Unidad														
	Zaliana	13	87.000	77.000	70.823	12/03/1999	0,00	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-
14		87.000	67.000	83.343	11/11/1999	702,65	17,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	
15		162.000	147.000	154.202	26/05/2000	520,78	0,00	199,22	0,00	27,67	27,67	0,00	0,00	0,00	-	
16		162.000	133.000	142.057	11/11/1999	671,73	14,47	33,80	0,00	4,79	4,69	0,00	0,00	0,00	-	
17		162.000	124.000	151.729	11/11/1999	713,78	0,00	6,22	0,00	0,86	0,86	0,00	0,00	0,00	-	
Total Ramón Laguna		660.000	548.000	602.154		560,53	100,75	58,72	0,00	9,48	8,16	0,00	0,00	0,00	:	
Total de las Unidades Turbo Vapor		4.446.000	2.949.000	4.137.311		415,85	110,74	192,85	0,56	31,68	26,78	0,14	0,08	:		

[ANEXO N° 3]

La tabla siguiente es citada en el capítulo IV como referencia [40], y utilizada como una de las bibliografías para estudiar la disponibilidad de las plantas venezolanas.

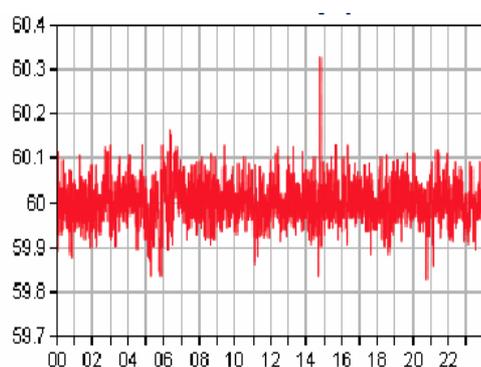
**REQUERIMIENTOS DE INGRESO PARA DIFERENTES TECNOLOGÍAS Y RANGOS DE COSTO
(PRECIO DEL GAS US\$ 1 / MMBTU)**

	Ciclo Combinado			Ciclo Sencillo			Hidráulica	Turbovapor		
	Pesimista	Esperado	Optimista	Pesimista	Esperado	Optimista	Tocoma	Pesimista	Media	Optimista
Costo de Capital \$/kW	699	653	611	480	464	420	1026	1500	1400	1300
Costos Fijos (\$/kW-año)	11	9.9	9.0	12.1	10.2	3.0	9	50.0	32	25.0
Costo del dinero (WACC)	8.1%	8.1%	8.1%	8.1%	8.1%	8.1%	8.1%	8.1%	8.1%	8.1%
Vida útil	25	25	25	25	25	25	50	30	30	30
Despacho	90%	90%	90%	90%	90%	90%	58%	99%	99%	99%
Disponibilidad	92%	94%	95%	90%	93%	95%	95%	95%	95%	95%
Costos de Capacidad \$/kW- mes	\$6.41	\$5.95	\$5.55	\$4.78	\$4.49	\$3.55	\$7.80	\$15.35	\$13.10	\$11.77
Consumo Específico BTU/ kWh	7300	6990	6800	11,000	10930	10,500		9,700	9,200	8,700
Precio del Combustible \$/ MMBTU	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27		1.39	1.39	1.39
Costos Variables \$/MWh	3.0	2.1	1.5	3.0	2.1	2.0		2.0	1.5	1.0
Ajuste por Otros Ingresos							-5.5			
Costos Totales Variables \$/MWh	12.3	11.0	10.1	17.0	16.0	15.3	-5.5	15.5	14.3	13.1
Costos Totales antes de Impuestos \$/MWh	22.8	20.6	19.0	25	23	21	14	38	33	30

[ANEXO N° 4]

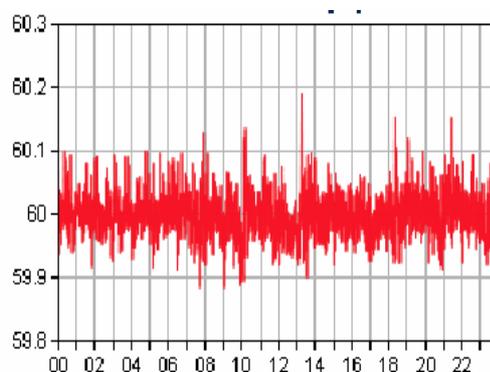
A continuación se muestra el comportamiento de la frecuencia del SIN en el periodo 11 al 18 de octubre del 2006. Esta información fue empleada, junto con la del anexo N° 5, para determinar para determinar el valor propuesto del IDFE.

Frecuencia del SIN [Hz] 11-10-06



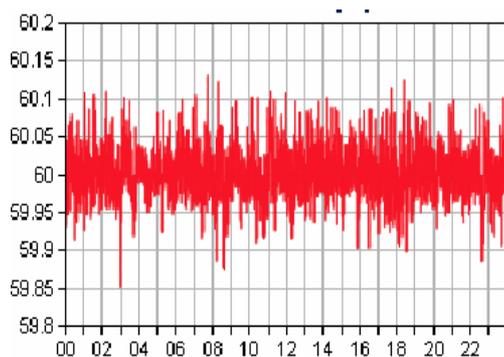
Máx	Min	Prom	T>60.1 Hz	T<59.9 Hz
60.33 Hz	59.83 Hz	60 Hz	3.55 min.	8.67 min.

Frecuencia del SIN [Hz] 12-10-06



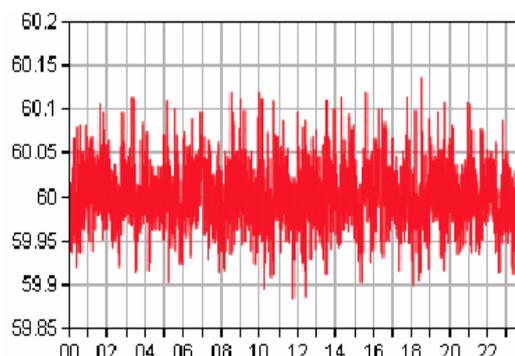
Máx	Min	Prom	T>60.1 Hz	T<59.9 Hz
60.19 Hz	59.88 Hz	60 Hz	2.12 min.	0.82 min.

Frecuencia del SIN [Hz] 13-10-06



Máx	Min	Prom	T>60.1 Hz	T<59.9 Hz
60.13 Hz	59.85 Hz	60 Hz	0.75 min.	0.95 min.

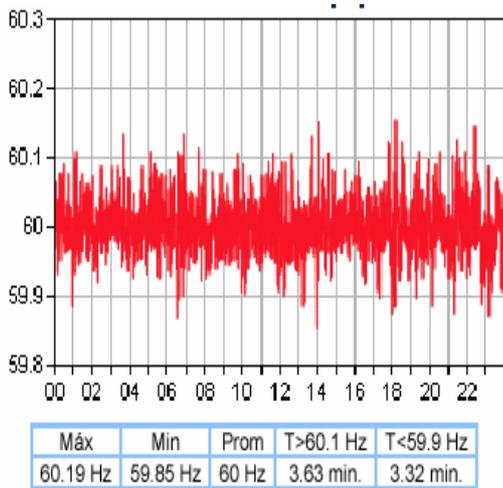
Frecuencia del SIN [Hz] 14-10-06



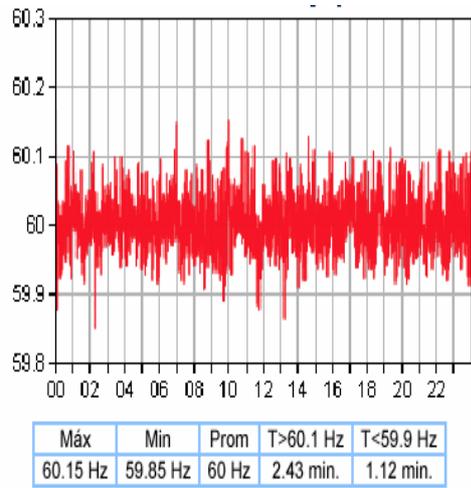
Máx	Min	Prom	T>60.1 Hz	T<59.9 Hz
60.14 Hz	59.88 Hz	60 Hz	1.27 min.	0.2 min.

Frecuencia del SIN [Hz] 15-10-06

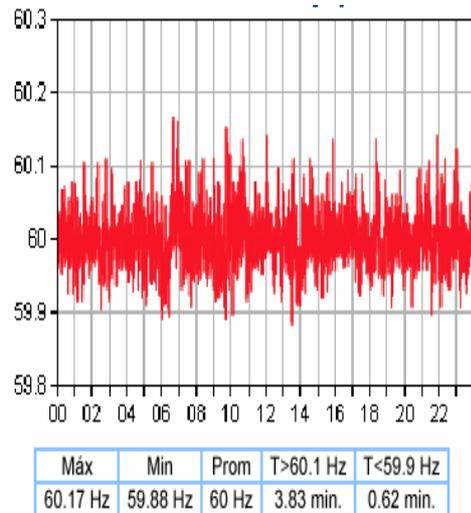
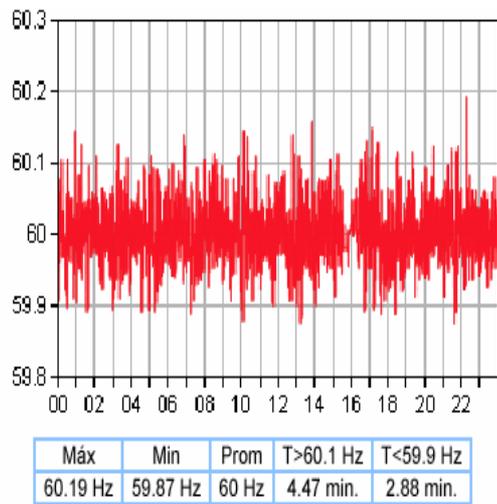
Frecuencia del SIN [Hz] 16-10-06



Frecuencia del SIN [Hz] 17-10-06



Frecuencia del SIN [Hz] 18-10-06



[ANEXO N° 5]

En este anexo se muestra las variaciones de la frecuencia en el SIN mayores de 0.1 HZ, tomadas cada 16 segundos, en el periodo del 25 de Septiembre al 02 de Octubre del 2006. Esta información es suministrada por el Departamento de Despacho de Carga de OPSIS.

25 de Septiembre de 2006		
HORA	VALOR (Hz)	VARIACIÓN
5:16:48	59,899055	0,100945
13:11:12	60,130527	-0,130527
13:12:16	60,104523	-0,104523
22:45:20	59,881092	0,118908

26 de Septiembre de 2006		
HORA	VALOR (Hz)	VARIACIÓN
6:12:16	60,104286	-0,104286
8:12:48	59,864754	0,135246
17:13:20	60,104862	-0,104862
17:16:32	60,112976	-0,112976
20:40:16	60,113853	-0,113853
20:42:24	60,130939	-0,130939
20:52:48	59,894081	0,105919
23:41:04	59,894035	0,105965
23:50:56	59,895023	0,104977
23:52:00	59,875973	0,124027
23:54:08	59,894028	0,105972

27 de Septiembre de 2006		
HORA	VALOR (Hz)	VARIACIÓN
0:05:20	60,129951	-0,129951
0:40:32	59,892990	0,107010
0:40:48	59,882011	0,117989
0:41:20	59,887081	0,112919
1:29:04	59,896770	0,103230
2:04:48	60,105923	-0,105923
2:24:16	60,107006	-0,107006
3:01:52	60,122051	-0,122051
3:24:48	60,107952	-0,107952
6:22:40	60,110996	-0,110996
6:40:16	60,156094	-0,156094
8:42:40	60,107853	-0,107853
13:05:20	60,105061	-0,105061
14:41:04	60,104755	-0,104755
18:24:32	59,894993	0,105007
21:32:16	59,898342	0,101658
22:06:08	60,109970	-0,109970
23:59:12	60,107891	-0,107891

28 de Septiembre de 2006		
HORA	VALOR (Hz)	VARIACIÓN
3:49:20	60,106785	-0,106785
7:53:52	59,870659	0,129341
9:33:36	60,107155	-0,107155
17:35:44	59,896454	0,103546
17:36:32	59,878555	0,121445
17:37:04	59,877228	0,122772
17:37:20	59,818100	0,181900
17:37:36	59,829994	0,170006
18:16:16	59,872112	0,127888
18:17:04	59,853039	0,146961
18:17:20	59,852020	0,147980
18:17:52	59,898788	0,101212
18:18:08	59,861111	0,138889
18:18:24	59,867073	0,132927
18:18:40	59,845989	0,154011
18:18:56	59,890110	0,109890
18:33:04	60,115929	-0,115929
19:26:40	60,105701	-0,105701

19:47:28	59,897068	0,102932
19:48:16	59,898029	0,101971
19:48:32	59,850994	0,149006
19:54:56	59,812096	0,187904
22:22:24	60,104759	-0,104759

29 de Septiembre de 2006		
HORA	VALOR (Hz)	VARIACIÓN
0:45:36	59,896885	0,103115
0:52:00	59,886978	0,113022
1:42:08	60,111164	-0,111164
1:42:24	60,119099	-0,119099
1:52:32	60,104820	-0,104820
2:04:48	60,106617	-0,106617
3:07:12	60,104191	-0,104191
3:07:44	60,111137	-0,111137
10:30:56	60,111595	-0,111595
17:03:44	59,897953	0,102047
22:04:48	59,896984	0,103016
22:47:44	60,131718	-0,131718

30 de Septiembre de 2006		
HORA	VALOR (Hz)	VARIACIÓN
2:00:32	59,883698	0,116302
4:33:04	60,101398	-0,101398
6:14:24	59,894882	0,105118
7:56:32	60,100601	-0,100601
9:24:16	59,889030	0,110970
9:25:04	59,872314	0,127686
11:18:08	59,893051	0,106949
17:37:04	59,889977	0,110023
17:37:52	59,877037	0,122963
21:15:28	60,101982	-0,101982

01 de Octubre de 2006		
HORA	VALOR (Hz)	VARIACIÓN
2:30:40	60,139954	-0,139954
10:12:00	60,102062	-0,102062
12:13:36	59,899044	0,100956
13:40:48	60,106724	-0,106724
20:56:16	60,118023	-0,118023

02 de Octubre de 2006		
HORA	VALOR (Hz)	VARIACIÓN
0:12:48	59,869026	0,130974
0:13:52	59,884983	0,115017
0:17:36	60,125008	-0,125008
2:28:00	60,104725	-0,104725
3:06:56	60,127190	-0,127190
6:05:20	60,114983	-0,114983
7:59:28	60,113071	-0,113071
10:26:08	60,100101	-0,100101
10:30:56	60,145027	-0,145027
18:19:12	59,898659	0,101341
18:32:00	60,116211	-0,116211
19:38:24	60,133003	-0,133003
20:08:48	60,101849	-0,101849
20:42:08	60,104504	-0,104504
21:42:56	60,114014	-0,114014
23:11:12	59,887466	0,112534

Los valores resaltados en amarillo corresponden a las veces en que la desviación de frecuencia sobrepasó los 0.15 Hz.