

**CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO Y
NORMAS QUE RIGEN LA CALIDAD DE POTENCIA**

Autores

**ALVARO FERNANDO SALAZAR CASTRO
JORGE ENRIQUE LOZANO BARRERA**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y MECATRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS
2004**

**CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO Y
NORMAS QUE RIGEN LA CALIDAD DE POTENCIA**

Autores

**ALVARO FERNANDO SALAZAR CASTRO
JORGE ENRIQUE LOZANO BARRERA**

Monografía, presentado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

**ENRIQUE VANEGAS CASADIEGO
Ing. Electricista**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y MECATRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS
2004**

Nota de aceptación

Firma de presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Cartagena de Indias 28 de Mayo de 2004

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	10
1. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	
 COLOMBIANO	11
1.1 ANTECEDENTES	11
1.2 MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO	
COLOMBIANO	13
1.3 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR.....	14
1.4 ESTRUCTURA COMERCIAL DEL SECTOR	16
1.4.1 Generación	18
1.4.1.1 Capacidad Instalada	21
1.4.1.2 Disponibilidad de Plantas de Generación	22
1.4.1.3 Disponibilidad de Recursos Hídricos.....	22
1.4.1.4 Generación de Energía Eléctrica	24
1.4.1.5 Hidráulicas	25
1.4.1.6 Gas Natural	26
1.4.1.7 Carbón Mineral	27
1.4.1.8 Proyectos de Generación Registrados en la UPME.....	28
1.4.2 Transmisión	31
1.4.2.1 Descripción del Sistema de Transmisión Nacional	32
1.4.2.2 Expansión del Sistema de Transmisión Nacional	34
1.4.2.3 Inventario de Activos del STN	35
1.4.3 Distribución y Comercialización	36
1.5 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA	
Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR	38

1.5.1	Demanda de Energía	38
1.5.2	Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN).....	43
1.6	MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO EN EL CONTEXTO REGIONAL.....	51
1.6.1	Generación de Energía Eléctrica	51
1.7	MODELO DE AREAS	56
2.	CALIDAD DE LA POTENCIA EN COLOMBIA	61
2.1	GENERALIDADES.....	61
2.1.1	Disturbios en el Sistema	62
2.1.2	Disturbios por Sobretensiones Transitorias	62
2.1.3	Efectos de una Mala Calidad de la Energía	64
2.1.4	Posibles Causas	65
2.2	CARACTERIZACIÓN DE LA CALIDAD DE POTENCIA.....	66
2.3	NORMAS RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE POTENCIA.....	69
2.3.1.	Normas Para el Control de Armónicos.....	69
2.3.1.1	Factores de Distorsión	70
2.3.1.1.1	Factor de Distorsión Armónica Individual de Corriente	70
2.3.1.1.2	Factor de Distorsión Armónica Individual de Voltaje.....	71
2.3.1.1.3	Factor de Distorsión Armónica Total de Corriente	71
2.3.1.1.4	Factor de Distorsión Armónica Total de Voltaje	72
2.3.1.1.5	Factor de Distorsión Armónica Total de Corriente Demandada	72
2.3.1.2	Limites Sobre el Control de Armónicos	73
2.4	MARCO REGULATORIO EN COLOMBIA RELACIONADO CON CALIDAD DE POTENCIA – CREG	75
2.4.1	Resoluciones	75
2.4.1.1	La Resolución CREG 070/98	75
2.4.1.2	La Resolución CREG 072/99	77

2.4.1.3	La Resolución CREG 061 2000	78
2.4.2	Normas de Calidad	79
2.4.3	Responsables de la Calidad de la Potencia en Colombia.....	80
2.4.4	Variaciones en la Magnitud del Voltaje	80
2.4.5	Variaciones en la Forma de la Onda del Voltaje	84
2.4.5.1	Definiciones	84
2.4.5.2	El Estudio de Armónicos Puede Realizarse Mediante Análisis de Fourier	85
2.4.5.3	Cargas que Generan Armónicos.....	86
2.4.5.4	Efectos de los Armónicos.....	87
2.4.6	Soluciones Técnicas	89
	CONCLUSIONES	95
	GLOSARIO	97
	BIBLIOGRAFÍA	98

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Colombiano	13
Figura 2. Estructura Institucional – Sector Eléctrico	15
Figura 3. Principales Empresa del Sector Eléctrico Colombiano	17
Figura 4. Estructuras del Mercado Eléctrico Colombiano.	18
Figura 5. Sistema de Transmisión Nacional.....	33
Figura 6. Modelo Generalizado de Áreas.....	58
Figura 7. Modelo de Áreas para Determinar Cálculos del VERPC	59
Figura 8. Modelo Áreas y Sub-áreas Operativas	60
Figura 9. Caída de Tensión Transitoria a Frecuencia Industrial (SAG)..	81
Figura 10. Crecimiento Temporal de Tensión a Frecuencia Industrial (Swell).....	83
Figura 11 Soluciones Técnicas	91
Figura 12 Sistema de Control Acondicionado con CVT	92
Figura 13 Disposición de los Diferentes Equipos para la Protección en el Sistema de Potencia	93

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Empresas por Actividad del Sector Eléctrico Colombiano	17
Tabla 2. Proyectos de Generación Registrados en la UPME.....	28
Tabla 3. Expansión del Sistema de Transmisión Ejecutada	34
Tabla 4 . Nuevos Puntos de Conexión Aprobados por la UPME	34
Tabla 5. Resumen del Contenido del Inventario de Activos del STN....	35
Tabla 6. Usuarios Finales Consumidores de Energía.....	37
Tabla 7. Comportamiento de la Demanda de Potencia 2002.....	41
Tabla 8. Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional ...	43
Tabla 9. Capacidad Instalada (MW) Países de la Región.....	55
Tabla 10. Clasificación de los Fenómenos que Afectan la Calidad de la Potencia	67
Tabla 11. Síntomas de los Equipos y Problemas de Calidad de Potencia	68
Tabla 12. Límites de Distorsión Armónica Total de Tensión Para Usuarios y Suministradores.....	73
Tabla 13. Límites de Distorsión de Corrientes Para Sistemas de Distribución (120 V A 69 Kv)	73
Tabla 14. Límites de Distorsión de Corrientes Para Sistemas de Subtransmisión (69 Kv A 161 Kv)	74
Tabla 15. Límites de Distorsión de Corrientes Para Sistemas de Transmisión (> 161 Kv).....	74

LISTA DE GRÁFICAS

Pág.

Gráfica 1. Composición de la Capacidad Instalada Efectiva de Generación en Colombia	20
Gráfica 2. Generación de Energía Eléctrica por Tipo de Fuente	20
Gráfica 3. Evolución de los Aportes Hídricos	23
Gráfica 4. Evolución del Embalse Agregado.....	24
Gráfica 5. Generación por Planta.....	25
Gráfica 6. Participación de Plantas en la Generación que Operan con Recursos Hídricos en el 2002	26
Gráfica 7. Participación de las Principales Plantas de Generación que Operan con Gas Natural en el 2002.....	27
Gráfica 8. Participación de las Plantas de Generación que Operan con Carbón Mineral en el 2002	28
Gráfica 9. Demanda Anual de Electricidad en GWh	38
Gráfica10 Demanda de Energía Vs Capacidad Instalada.....	39
Gráfica 11. Proyecciones de Demanda de Energía en Colombia por Escenarios	40
Gráfica 12. Capacidad Instalada Sur América (MW)	53
Gráfica 13. Capacidad Instalada de Centro América y Colombia (MW) .	54
Gráfica 14. Participación de las Fuentes de Energía en Generación.....	55

INTRODUCCIÓN

En el primer capítulo de la monografía trataremos la distribución del sistema eléctrico colombiano, además de cuales son los planes de expansión que se encuentran registrados en la Unidad de Planeación Minero Energética UPME.

También se podrá observar con claridad cual es la capacidad instalada, y demanda real del sistema eléctrico colombiano.

El segundo capítulo se refiere más que todo a determinar cuales son los problemas, las causas y los efectos en la calidad de la potencia en el contexto del marco regulatorio colombiano, ya que hoy en día, son muchas las instalaciones eléctricas que se ven seriamente afectadas por la distorsión armónica y otros factores. En efecto, en los últimos años ha aumentado el porcentaje de potencia eléctrica que se transfiere a través de equipos electrónicos debido a su mayor eficiencia energética y flexibilidad. Estos dispositivos no lineales que son los que producen la mayoría de la distorsión armónica en los sistemas de distribución, presentan una doble problemática. Por un lado son productores de armónicos, y por otro, son más sensibles a la distorsión resultante que los dispositivos tradicionales de los sistemas de potencia. Por ello, en la actualidad, se hace necesario utilizar índices que permitan cuantificar la calidad de suministro del sistema con respecto a la medida de los niveles de distorsión armónica y otros efectos.

1. CONFIGURACIÓN FÍSICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

1.1 ANTECEDENTES

A principio de los noventa, la estructura del sector eléctrico colombiano se caracterizaba por la intervención estatal en el suministro de energía eléctrica. En este esquema, existían varias compañías estatales que se encontraban integradas verticalmente prestando los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica sobre un área específica, debido al desarrollo regional que se presentaba en el país. Consecuentemente, estas compañías mantenían un poder monopólico en la prestación del servicio de energía eléctrica en su área de influencia.

En los años ochenta, el Sector Eléctrico Colombiano entró en crisis debido, entre otras causas, al subsidio de tarifas y a la politización de la administración de las empresas estatales, lo que se reflejó en un deterioro en el desempeño del sector. Simultáneamente, en el país se desarrollaron grandes proyectos de generación para garantizar el suministro de energía, los cuales se convirtieron en uno de los principales generadores de déficit fiscal, debido no sólo a los altos presupuestos de inversión, sino también a los sobrecostos de obra y a los retardos en su ejecución.

Con la reforma estatal de principios de los noventa dirigida a reducir el tamaño del Estado, se adoptaron leyes para permitir y promover la participación privada en el desarrollo de proyectos de infraestructura y en la prestación de servicios públicos. En este contexto se expidieron las Leyes

142 y 143 de 1994¹, las cuales definieron el marco legal de la prestación de los servicios públicos, e incorporaron principios para desarrollar un marco regulatorio que permite intervenir el mercado a fin de simular las reglas de un mercado perfecto, en condiciones que permitan asegurar la oferta eficiente de energía.

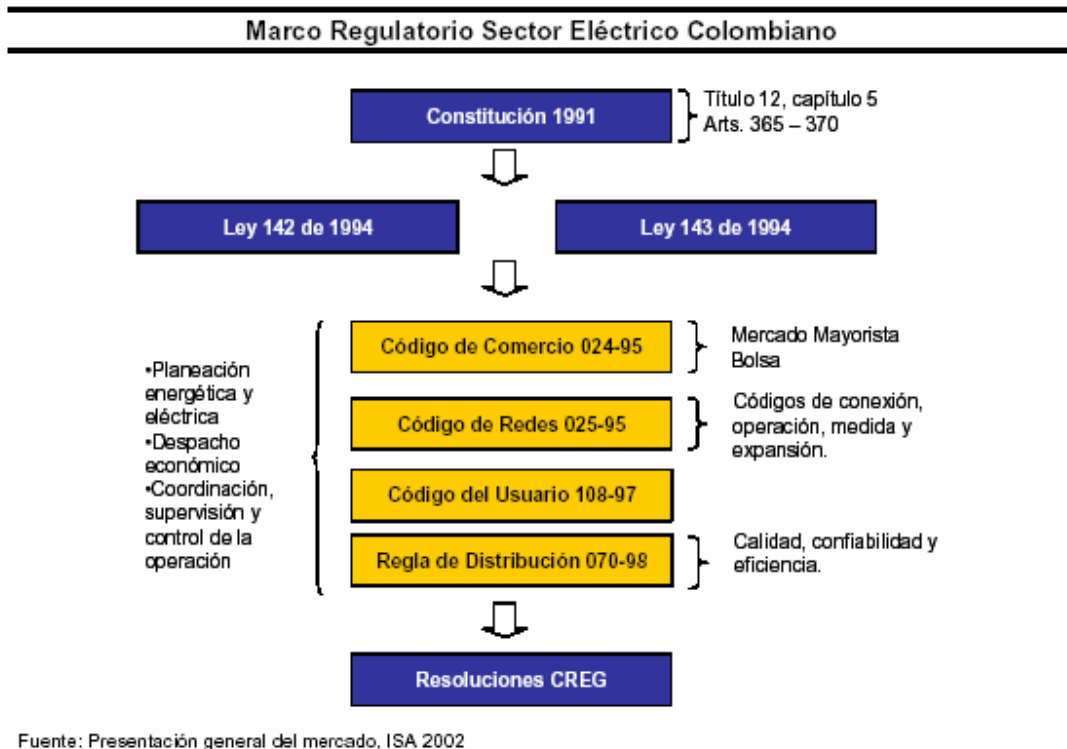
Estas leyes crearon la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que es la entidad encargada de regular las condiciones de operación y prestación del servicio de todos los agentes del sistema eléctrico nacional, incluidos: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores. Para este propósito, la Comisión se asesoró de consultores nacionales e internacionales y, con apoyo de las empresas del mismo sector, promulgó las reglamentaciones básicas y puso en funcionamiento el nuevo esquema el 20 de julio de 1995.

Las nuevas leyes propendían explícitamente por un sector eléctrico con libre competencia y participación privada, eliminando la integración vertical, separando los negocios de transmisión, distribución y generación; y dejando al Estado solamente el papel de controlar y regular el mercado de energía eléctrica en el país.

¹ En la Ley 142 de 1994 se define el marco legal de los servicios públicos domiciliarios y en la Ley 143 de 1994 se define el marco normativo para la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.

1.2 MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

Figura 1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Colombiano



Los desarrollos de la regulación han llevado a establecer un mercado público de energía eléctrica, al cual acuden los generadores de energía para realizar ofertas de venta, que son aceptadas por los distribuidores, comercializadores u otros generadores. Paralelo al mercado mayorista de energía cuyas operaciones se realizan a través de la bolsa de energía, existe un mercado de contratos, que permite que los distribuidores y comercializadores compren energía con un plazo determinado, y a un precio predeterminado por los generadores.

En forma simultánea al desarrollo de un marco regulatorio que permita asegurar la prestación eficiente y continua del servicio público de energía

eléctrica en el país, y asegurar mediante señales de precio la expansión del sistema por parte del sector privado, el Estado Colombiano inició una serie de programas de participación privada con el fin de disminuir su participación en los negocios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, que eran hasta 1992 un monopolio estatal. Como parte de este programa se privatizaron algunos de los principales activos de generación de la Nación, incluyendo: Chivor, Betania y algunas plantas térmicas. Posteriormente, se inició la privatización de activos de transmisión y distribución de la Costa Atlántica. A la fecha el Gobierno está adelantando la privatización de las electrificadoras del interior del país.

En este nuevo contexto se ha dinamizado la construcción de nuevos proyectos eléctricos y se ha ido reduciendo el apoyo estatal al sector. Como resultado de la participación privada se han adelantado varios proyectos de generación térmica, que han llevado a modificar la composición de las fuentes de generación del país y la propiedad de dichos proyectos.

1.3 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR

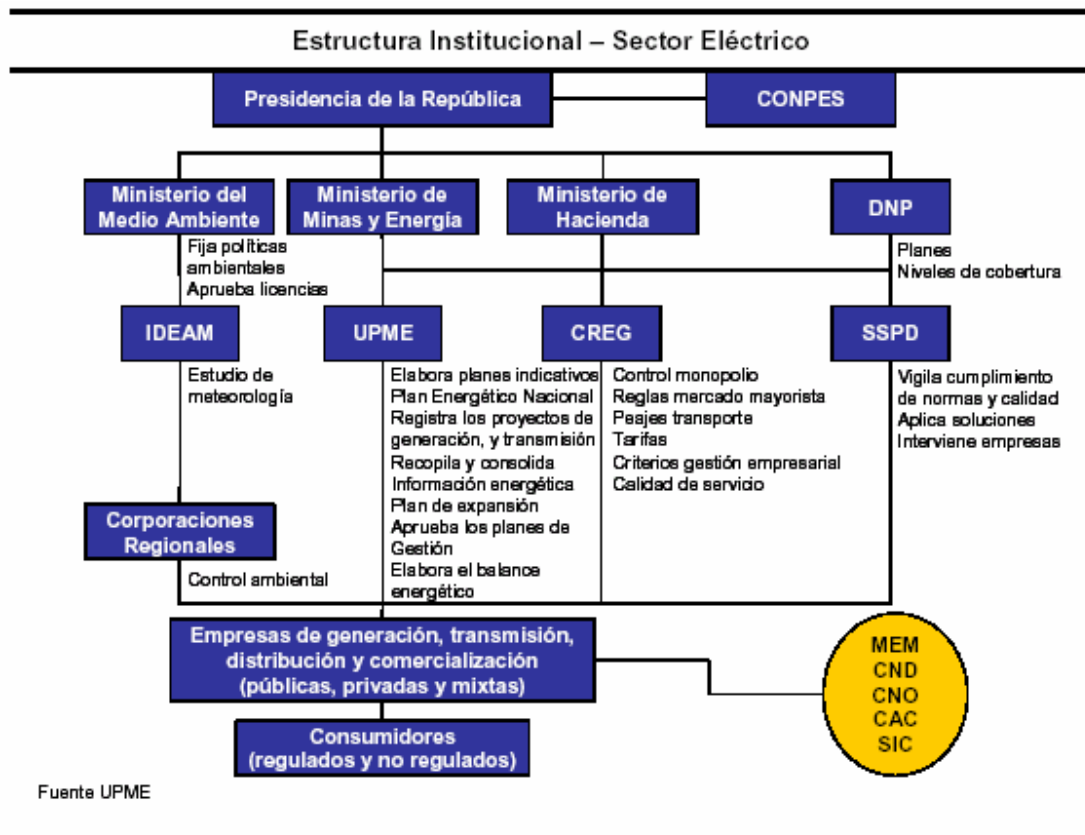
En el ámbito nacional, el principal organismo del sector es el Ministerio de Minas y Energía, que tiene a su cargo el desarrollo de las políticas, la planeación, la regulación, el control, la coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, a través de las demás entidades como son:

IDEAM	Instituto de Estudios Ambientales
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
SSP	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

- MEM** Mercado de Energía Mayorista
- CND** Centro Nacional de Despacho
- CNO** Consejo Nacional de Operación
- CAC** Comité Asesor de Comercialización
- SIC** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

La estructura institucional del sector eléctrico se presenta en la siguiente figura, en donde aparecen las entidades que participan en la dirección y regulación del sector.

Figura 2. Estructura Institucional – Sector Eléctrico.



1.4 ESTRUCTURA COMERCIAL DEL SECTOR

De acuerdo con la ley colombiana, cualquier compañía pública o privada, tanto nacional como extranjera, puede emprender proyectos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia, bajo los siguientes parámetros:

- Las generadoras, distribuidoras o proveedoras independientes tienen autorización para comercializar energía eléctrica.
- Las empresas integradas verticalmente, que existían a la fecha de adopción de la Ley 143 -Ley Eléctrica- pueden continuar dedicándose al negocio de generación, transmisión, distribución y comercialización, siempre y cuando lleven cuentas separadas para cada una de esas actividades.
- Las compañías creadas después de la promulgación de la Ley Eléctrica no pueden dedicarse a las actividades de generación y distribución de energía eléctrica, pero ambos tipos sí pueden dedicarse a actividades de comercialización.

La CREG introdujo restricciones que limitan la propiedad cruzada de acciones en sentido horizontal y vertical dentro del sector. Estas normas prohíben que una generadora posea más del 25% de un distribuidor, y viceversa. Una compañía holding no es objeto de ninguna restricción para poseer activos de distribución o generación, o ambos, con la limitación de que ninguna compañía o persona puede controlar más del 25% del total de la capacidad de generación instalada del país, ni representar más del 25% del total de las ventas de energía eléctrica a usuarios finales dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

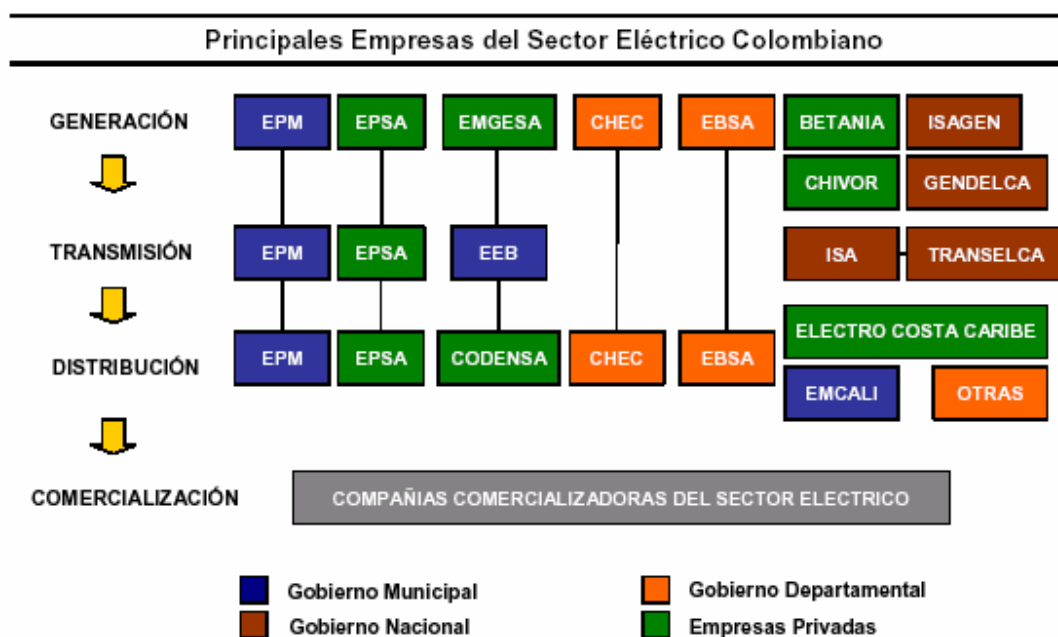
A diciembre de 2002 se encuentran activos 182 agentes en el mercado mayorista², de los cuales el 18 % están dedicados a la actividad de distribución, 52% comercialización, el 26% son generadores y el 4% son transportadores. La composición se presenta a continuación:

Tabla 1. Empresas por Actividad del Sector Eléctrico Colombiano.

Empresas por actividad del sector eléctrico	
Distribución	32
Generación	47
Comercialización	95
Transmisión	8
Total	182

A continuación se presentan las principales empresas del sector eléctrico.

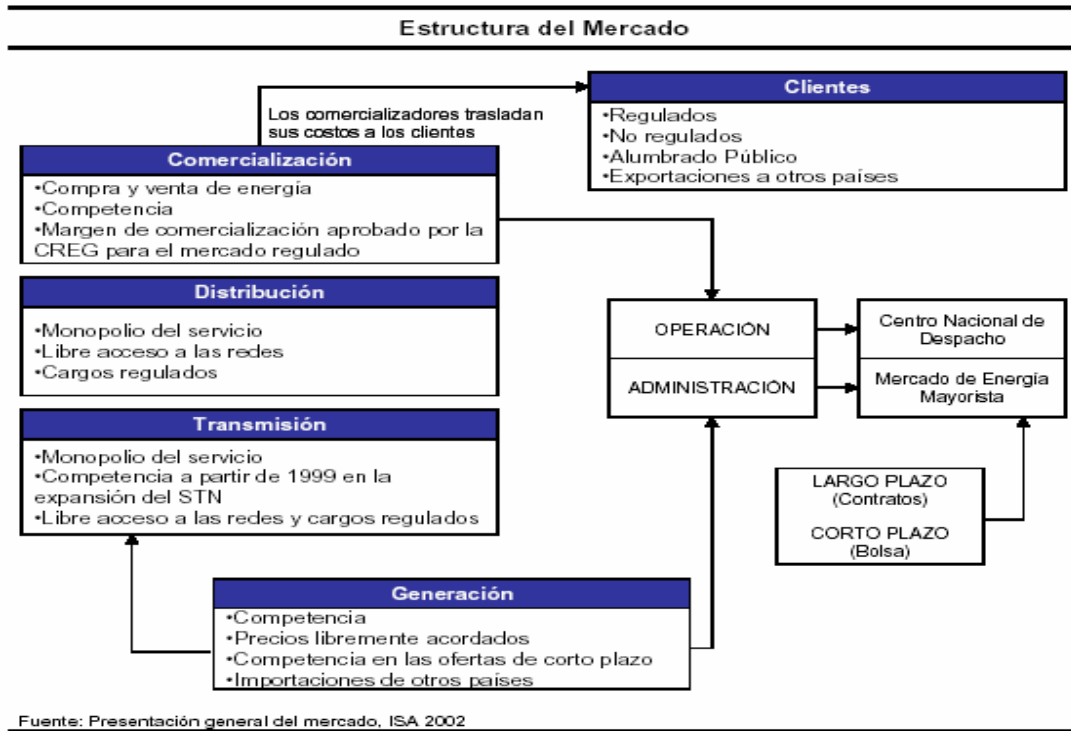
Figura 3. Principales Empresa del Sector Eléctrico Colombiano



Fuente: Presentación general del mercado, ISA 2002

² Fuente: CREG, febrero 2003. La cantidad de agentes se desagrega por actividad, según registro en la CREG, de esta manera se contabilizan los agentes integrados verticalmente en cada una de las actividades.

Figura 4. Estructuras del Mercado Eléctrico Colombiano.



1.4.1 Generación

La generación es la actividad de producción de energía eléctrica mediante una planta o unidad de generación conectada al Sistema Interconectado Nacional. Todas las compras y ventas de energía en el SIN tienen lugar en el Mercado de Energía Mayorista (MEM). Las compras y las ventas de estos grandes volúmenes de electricidad pueden realizarse entre generadoras, distribuidoras y comercializadoras. La Resolución CREG 024 de 1995 establece las reglas comerciales para la operación del MEM. Dicho mercado (MEM) se compone de dos mecanismos diferentes:

1. La Bolsa de Energía, en la cual tienen lugar las compras y ventas de energía, así como la generación de seguridad y del servicio de regulación de frecuencia.
2. La contratación a largo plazo.

Las generadoras pueden vender su producción en la Bolsa o celebrar contratos de suministro, sin la obligación de entrega física, libremente negociados con comercializadoras, consumidores no regulados y/o otras generadoras.

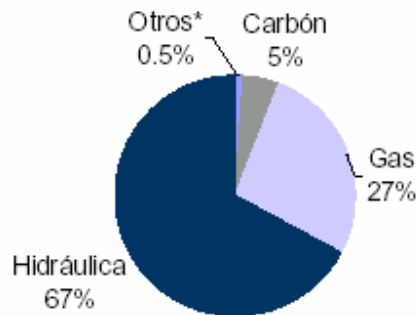
Todas las generadoras con capacidad instalada por encima de 20 MW que estén conectados al SIN, deben participar en la Bolsa.

La capacidad instalada efectiva de generación en Colombia ha tenido un importante crecimiento en los últimos años: de 1,746 MW en 1970 pasó a 4,177 MW en 1980, a 8,312 MW en 1990 y a 13,471 MW en diciembre de 2002.

La generación hidráulica es la más importante en Colombia como se puede apreciar en la composición de la capacidad instalada efectiva a diciembre 31 de 2002, la cual es representada en la gráfica 1.

Gráfica 1. Composición de la Capacidad Instalada Efectiva de Generación en Colombia.

Composición de la Capacidad Instalada Efectiva de Generación en Colombia

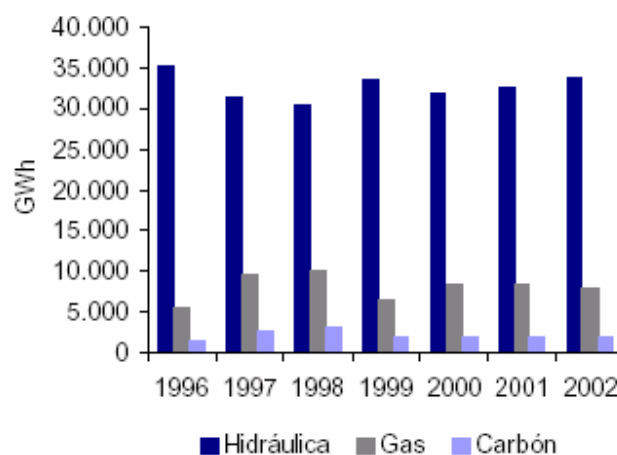


*Otros: Cogeneradores y autoprodutores
Fuente: UPME

En el 2002, dentro de una generación total del sistema de 45,242 GWh, las plantas hidráulicas participaron con el 74.69% (33,747 GWh), y las térmicas con el 25.4% (11,495 GWh) como se puede apreciar en la gráfica 2.

Gráfica 2. Generación de Energía Eléctrica por Tipo de Fuente.

Generación de Energía Eléctrica por Tipo de Fuente



Fuente: UPME 2003

Al igual que durante el año 2001, en el 2002 la generación se vió afectada por los atentados a la infraestructura eléctrica del país que ocasionaron el aislamiento de algunas áreas operativas, obligando con ello a que abastecieran su demanda con recursos propios de generación, principalmente en la Costa Atlántica donde la generación es en su mayoría térmica. Los atentados a las torres de energía ocasionaron un aumento en el costo de las restricciones³ debido a la utilización de recursos de generación más costosos por la imposibilidad de transportar energía más económica por las líneas de transmisión con torres derribadas. Estos costos finalmente se traducen en un incremento, aunque sea parcialmente, en las tarifas a los usuarios finales a través de la fórmula tarifaria establecida por la CREG.

A continuación se describe el comportamiento de algunas variables correspondientes a la operación de las plantas de generación del sistema de interconexión nacional durante el año 2002, entre las variables se destacan disponibilidad del parque de generación, recursos energéticos, así como participación de las diferentes plantas en la generación de energía eléctrica.

1.4.1.1 Capacidad Instalada

La capacidad efectiva neta instalada del sistema de interconexión nacional a diciembre 31 de 2002 era de 13,469.5 MW de los cuales 13,176 MW (97.8%) son despachados centralmente y 293 MW (2.2%) sin despacho central.

La capacidad efectiva neta despachada centralmente corresponde a 13,176 MW de los cuales 8,810 MW (66.9%) corresponden a plantas hidráulicas,

³ Las restricciones son generaciones de energía requeridas para garantizar voltajes adecuados, estabilidad del sistema e intercambios seguros a nivel del STN y a nivel regional.

3,676 MW (27.9%) a plantas que operan con gas natural y 690 MW (5.2%) a plantas que operan con carbón mineral.

La capacidad efectiva neta de plantas que no son despachadas centralmente es de 293.5 MW, de esta capacidad 226.4 MW (77.1%) corresponden a plantas hidráulicas, 67.1 MW (22.9%) a autogeneradores, cogeneradores y una planta a gas natural.

1.4.1.2 Disponibilidad de Plantas de Generación

La disponibilidad promedio diaria de las plantas de generación de energía en el año 2002 fue de 11,884.3 W, de los cuales 11,702.1 MW corresponden a plantas con despacho central y 182.2 MW a plantas sin despacho central.

La disponibilidad promedio diaria de plantas hidráulicas fue de 7,738.2 MW, así mismo, las plantas térmicas tuvieron una disponibilidad promedio diaria de 3,963.8 MW.

La disponibilidad mínima mensual en el año 2002 fue de 11,522.6 MW la cual ocurrió en el mes de noviembre de 2002 y la máxima fue de 12,471.6 MW ocurrida en el mes de diciembre de 2002.

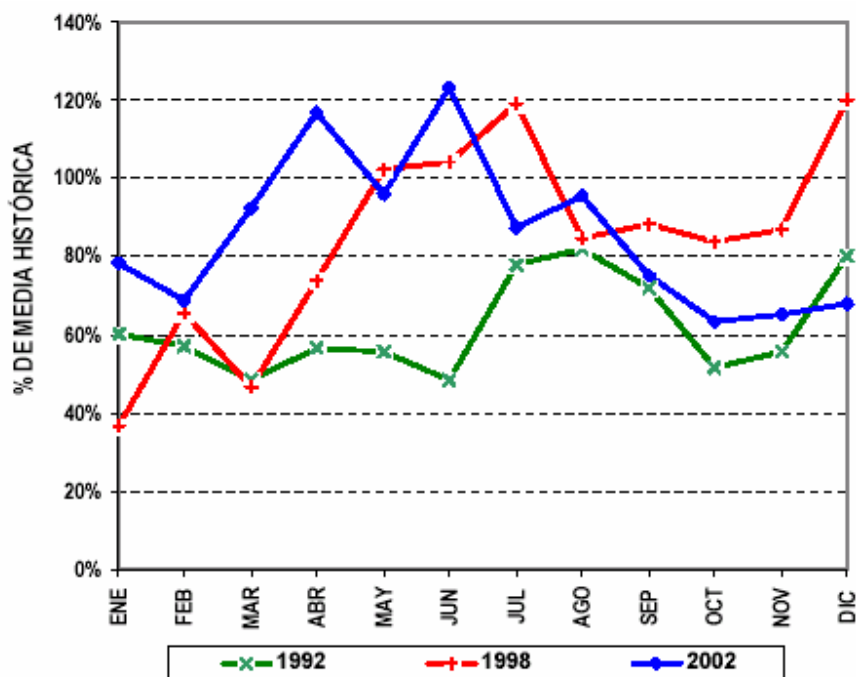
1.4.1.3 Disponibilidad de Recursos Hídricos

El total de aportes medios históricos en el año 2002 fue de 46,494.33 GWh, siendo los meses de febrero y julio los que presentaron el menor y mayor nivel de aportes medios (1,860.9 GWh y 5,423.1 GWh) respectivamente.

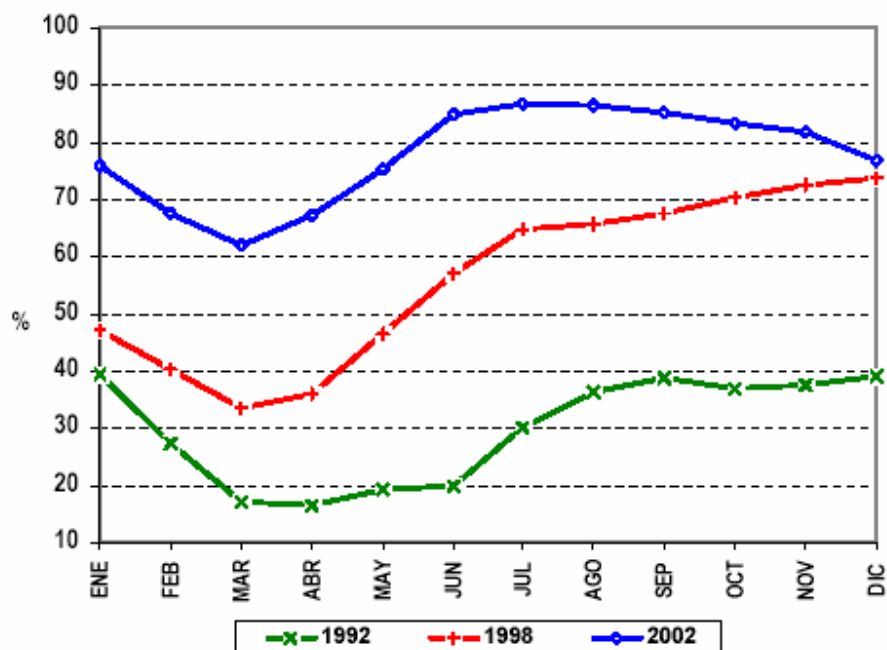
En la Gráfica 3 se presenta el nivel de aportes correspondientes a la media histórica presentada para los años 1992, 1998 y 2002, como se observa los aportes del año 2002 presentaron niveles superiores a los presentados en 1992 y 1998.

El nivel del embalse agregado al finalizar el mes de diciembre de 2002 fue de 76.7% de su capacidad máxima (15,892 GWh). En los meses de marzo y julio se presentaron los niveles mínimo y máximo del embalse con 61.9% y 86.8% de su capacidad total⁴. En la Gráfica 4 se presenta la evolución de los embalses para los años 1992,1998 en los cuales ocurrieron los fenómenos tipo El Niño y el comportamiento presentado en el año 2002, el cual al finalizar el mes de diciembre presentó un nivel similar al presentado en el año de 1998. Los vertimientos presentados en los diferentes embalses del sistema totalizaron 2,526.2 GWh (2,463.2 millones de m³), siendo el embalse de Betania el que presentó mayores vertimientos.

Gráfica 3. Evolución de los Aportes Hídricos



Gráfica 4. Evolución del Embalse Agregado



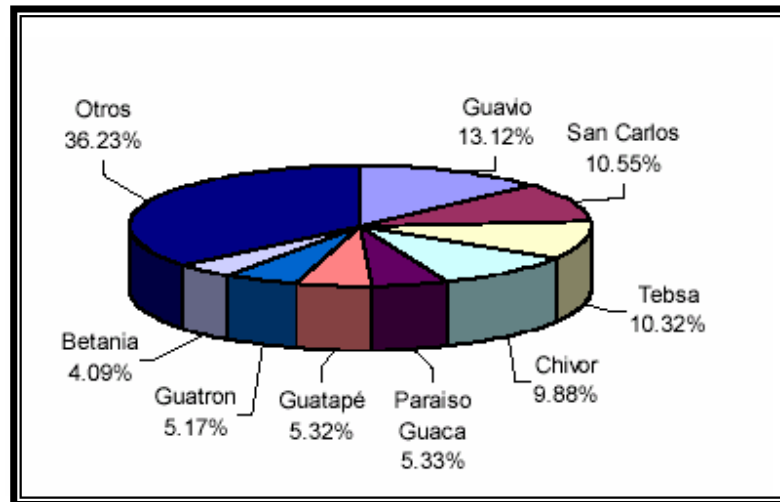
1.4.1.4 Generación de Energía Eléctrica

En el sistema de interconexión nacional en el año 2002 se generaron 45,242.3 GWh, de los cuales el 74.6% con recursos hídricos, 17.6% con plantas que operan con gas natural, 4.4% por plantas que operan con base en carbón mineral, y el restante 3.4% con plantas menores, autogeneradores y cogeneradores. Esta generación fue 4.8% superior a la presentada en el año 2001.

La planta que presentó el mayor aporte a la generación de energía eléctrica en el 2002 fue Guavio la cual generó un 13.1% de la generación del sistema, seguida de las plantas de San Carlos con 10.6% y Tebsa con 10.3%. De la generación presentada por estas plantas solo Tebsa generó gran parte de la energía a través de restricciones, mientras que las otras plantas lo hicieron por orden de mérito.

En la Gráfica 5 se aprecia las plantas que principalmente generaron en el año 2002.

Gráfica 5. Generación por Planta.

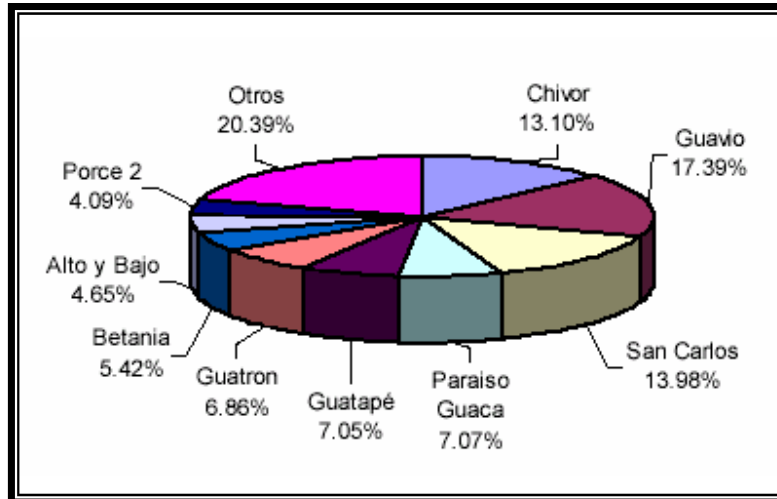


1.4.1.5 Hidráulicas

La generación de energía con recursos hidráulicos fue de 33747.9 GWh, la planta que más generó con recursos hidráulicos fue la planta de Guavio con 17.4%, seguida de las plantas de San Carlos y Chivor con 14% y 13.1% de la generación hidráulica respectivamente. Gran parte de la generación hidráulica corresponde a plantas que presentaron altos niveles de despacho por orden de mérito.

En la Gráfica 6 se presenta el porcentaje de generación de las diferentes plantas de generación hidráulica.

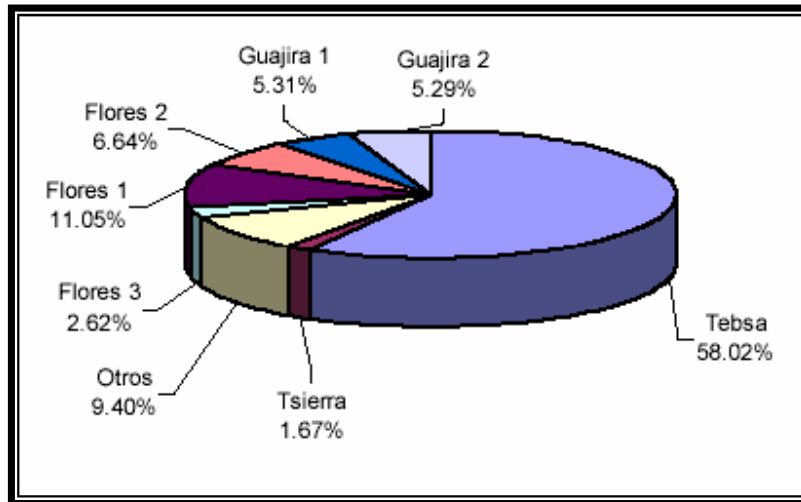
Gráfica 6. Participación de Plantas en la Generación que Operan con Recursos Hídricos en el 2002



1.4.1.6 Gas Natural

Durante el año 2002, la generación de energía eléctrica atendida por plantas que operan con gas natural fue de 7,955.7 GWh, de los cuales el 58.0% fue atendido por la planta de Tebsa, el 11.05% por la planta Flores 1 y el 6.6% por la planta Flores 2. En la Gráfica 7 se aprecia el porcentaje de participación en la generación realizada por diferentes plantas que operan con gas natural.

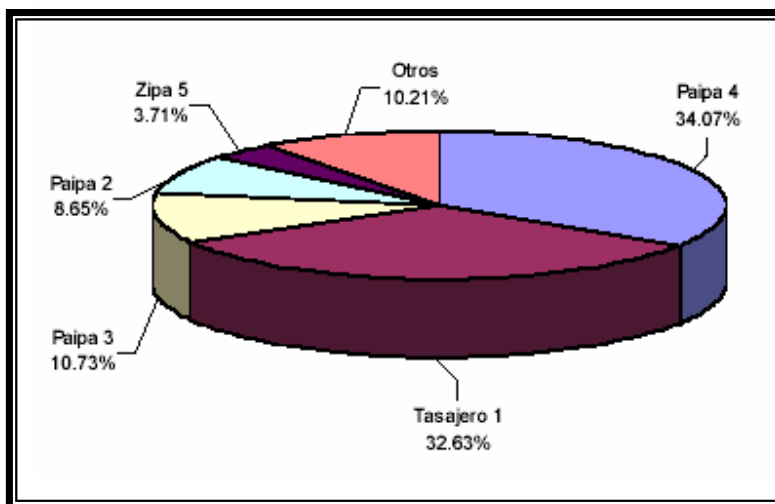
Gráfica 7. Participación de las Principales Plantas de Generación que Operan con Gas Natural en el 2002



1.4.1.7 Carbón Mineral

En el año 2002, la generación atendida por las plantas que operan con carbón mineral fue de 1,982.9 GWh de los cuales el 34.1% fue realizado por Paipa 4, el 32.6% por la planta de Tasajero y el 10.7% por la planta de Paipa 3. En la Gráfica 8 puede observarse la participación de las diferentes plantas de generación que operan con carbón mineral.

Gráfica 8. Participación de las Plantas de Generación que Operan con Carbón Mineral en el 2002



El mayor porcentaje de la generación de carbón correspondió a plantas que despacharon por orden de mérito.

1.4.1.8 Proyectos de Generación Registrados en la UPME

Tabla 2. Proyectos de Generación Registrados en la UPME

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Térmico de Gas. Capacidad registrada: 2190 MW							
TermoBiblis	1000	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Sin confirmar	ELECTROENERGÍA	1
TermoFlores IV	150	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	jun-05	Flores III Ltda. & Cía. SCA ESP	1
Térmica del Café	215	Ciclo Abierto	Yopal	Casanare	Sin confirmar	Promotora Térmica del Café S.C.A.	1
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbí	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yarigüies	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1

Continuación

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA		LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)	POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Térmico de Carbón. Capacidad registrada: 317.5 MW							
TermoCauca	100	Lecho Fluidizado	Santander de Quilichao	Cauca	Sin confirmar	TERMOCAUCA S.A.	2
GenerCauca	160	Convencional	Puerto Tejada	Cauca	Sin confirmar	GENERAUCA S.A.	1
TermoSabana	7.5	Convencional-Cogen.	Cajicá	Cundinamarca	Sin confirmar	Gestión & Desarrollo	1
Térmica San Bernardino	50	Lecho Fluidizado	San Bernardino	Cauca	Sin confirmar	Somos Energía del Cauca S.A.	1

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA		LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)	POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Fuel Oil – Otro Capacidad registrada: 300 MW							
Petrosur	150	Fuel Oil – Vapor	Guachucal	Nariño	Sin confirmar	PETROSUR S.A.	2
Geotermia	150	Geotermia	Villamaría	Caldas	Sin confirmar	GEOTERMIA ANDINA	1

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA		LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)	POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 8265 MW							
Nechí	645	Turbina Pelton	Anorí (otros)	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	2
Sogamoso	1035	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Guaico	136	Turbina Francis	Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EEPPM	1
Guamues PMG – I	428	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	Sin confirmar	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Guamues PMG – II	605	Turbina Pelton	Pasto	Nariño	ene-09	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía I	880	Turbina Francis	Pasto	Nariño	ene-12	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
PMG - Patía II	911	Turbina Francis	Pasto	Nariño	ene-14	Empresa PMG S.A. E.S.P.	1
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suarez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Andaquí	705	Turbina Francis	-----	Cauca y Putumayo	ene-10	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Pescadero-Ituango	1800	Turbina Francis	Ituango (otros)	Antioquia	2008	Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A.	1

Continuación

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)		POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 571.7 MW							
Montañitas	24.5	Turbina Pelton	Don Matías - Sta. Rosa	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	2
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Central del Río Palo	35	Turbina Francis	Caloto	Cauca	Sin confirmar	CIA. DE ELECTRICIDAD DE TULUA	1
Alejandría	16.3	Sin Información	Alejandría	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Aures	24.9	Turbina Pelton	Sonsón, Abejorral	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Caracolí	14.6	Turbina Pelton	Caracolí	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cocomá	29.7	Sin Información	Cocomá	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Río Frío	8.5	Turbina Pelton	Támesis	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Santa Rita (Rehab.)	1	Turbina Pelton	Andes	Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A. E.S.P.	1
Cucuana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Río Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicoral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
La Herradura	23.6	Turbina Pelton	Cañasgordas, Frontino	Antioquia	Sin confirmar	EPPM	1
Agua Fresca	4	Sin Información	Jericó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
La Planta	3	Turbina axial Cat	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Sin confirmar	Empresa Unipersonal Carlos Fernández S.	1
Río Ambeima	45	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
La Vuelta	9.8	Turbina Pelton	Frontino, Abriaquí	Antioquia	Sin confirmar	EPPM	1

DESCRIPCIÓN FASES PROYECTOS GENERACIÓN

Fase 1. Proyecto inscrito ante el MMA, posee estudios de prefactibilidad técnica.

Fase 2. Tiene factibilidad e inicia estudios de conexión al STN y EIA. Si es térmico, adelanta estudios y trámites de suministro y transporte de combustible.

1.4.2 Transmisión

La transmisión es la actividad consistente en el transporte de energía por líneas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.

La transmisión de energía en Colombia se realiza a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que enlaza 5 redes regionales de transmisión y 37 redes locales de distribución en una sola red interconectada, que atiende el 98% de la energía consumida. El STN interconecta los principales centros de demanda, entre otros, Bogotá, Medellín, Cali, Cartagena y Barranquilla.

Los propietarios de las redes tienen la obligación de permitir el libre acceso a los agentes del mercado para transportar energía a los cargos fijados por la CREG, de manera tal que no existan barreras de entrada al Sistema Interconectado Nacional.

El Código de Red para el STN fue establecido por la CREG en julio de 1995. Este Código define las normas del servicio para la operación del sistema de transmisión y comprende el Código de Planeamiento de la Expansión de la Transmisión, el Código de Conexión, el Código de Operaciones y el Código de Medida.

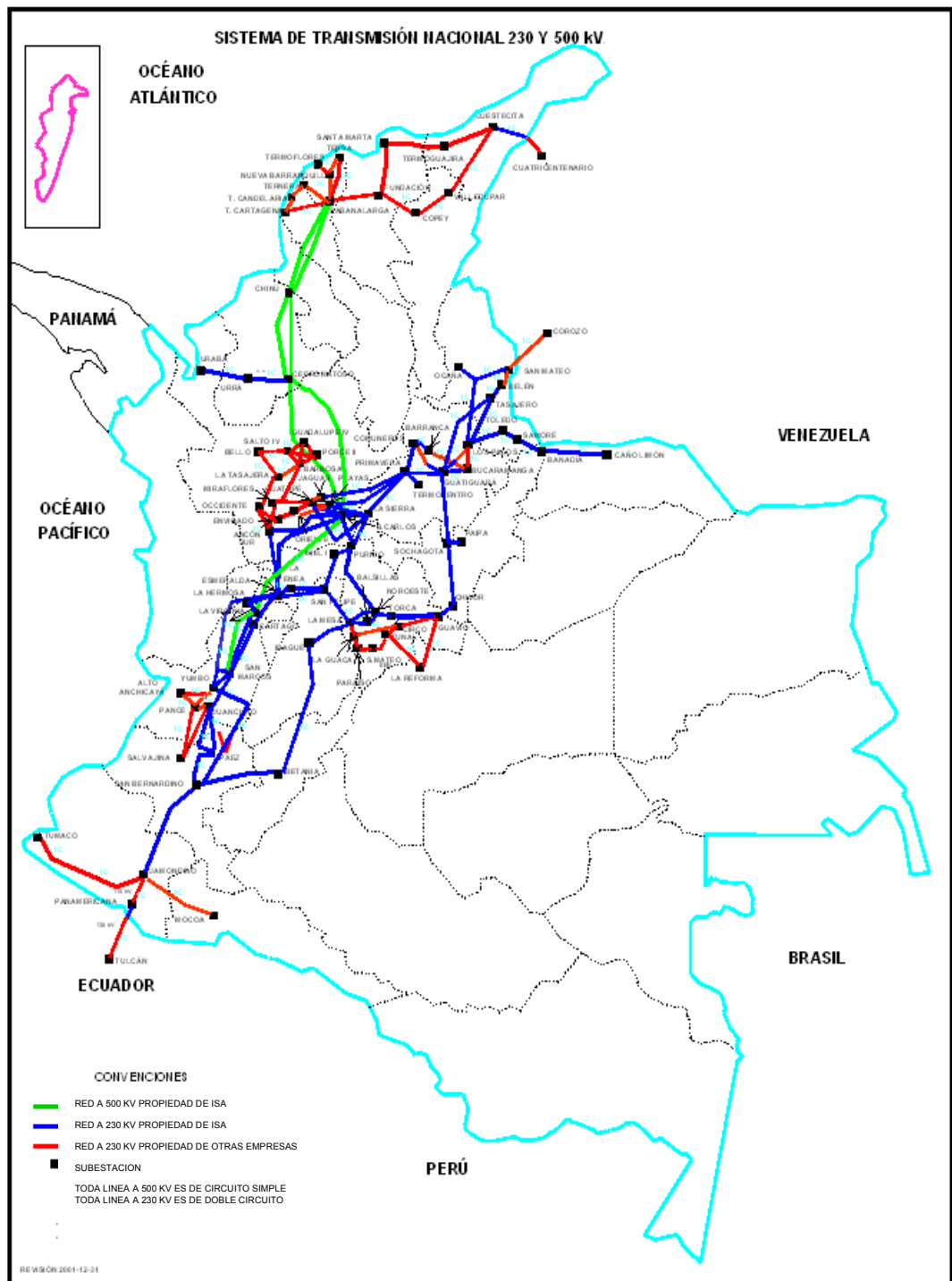
El marco normativo actual es el establecido por las Resoluciones CREG 051 de 1998, 004 de 1999, 022 de 2001 y 085 de 2002. En virtud de dichas resoluciones, la CREG ha implementado el esquema de convocatorias públicas internacionales para la ejecución de proyectos de expansión del STN definidos por la UPME.

1.4.2.1 Descripción del Sistema de Transmisión Nacional

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) existente y que se presenta en la figura 5, está constituido por 10999 km de red a 230 kV y por 1449 km de red a 500 kV, de la cual ISA es propietario del 72.6%. La capacidad de transformación del STN es del orden de 3960 MVA y la capacidad de transformación en los puntos de conexión de los Operadores de Red con el STN es de 12031 MVA.

En el CD que acompaña la monografía se encuentran los diagramas unifilares del STN 2002, STN 2006, Además de los diagramas unifilares 2003 con sus respectivas proyecciones de las distintas áreas que conforma el sistema eléctrico colombiano en toda su extensión como son el Área de Atlántico, Área de Bogotá, Área de Bolívar, Área de Cauca, Área de Nariño, Área de Cerromatoso, Área de Caldas, Área de Chinú, Área de EPM, Área de EPSA, Área de Guajira – Cesar – Magdalena GCM, Área de Nordeste, Área de Tolima – Huila.

Figura 5. Sistema de Transmisión Nacional



1.4.2.2 Expansión del Sistema de Transmisión Nacional

En la tabla 3 se presentan los proyectos de transmisión que entraron en operación durante el año 2002 y el primer semestre del año 2003.

Tabla 3. Expansión del Sistema de Transmisión Ejecutada

Nombre Proyecto	Agente	Descripción	Fecha Entrada
Variante Guatapé - Ancón	ISA	Doble circuito a 230 kV entre la S/E Guatapé y las líneas San Carlos - Ancón Sur o San Carlos - Esmeralda.	18/11/2002
Jamondino - Pomasqui	ISA	Interconexión Internacional. Doble circuito a 230 kV entre la S/E Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador).	01/03/2003

Adicionalmente, los puntos de conexión que fueron aprobados por la UPME se presentan en la tabla 4.

Tabla 4 . Nuevos Puntos de Conexión Aprobados por la UPME

Punto de Conexión	Tipo de Proyecto	Descripción	Propietario Punto de Conexión	Fecha Concepto
S/E Chorodó 44 kV	Generación	Conexión de la planta hidroeléctrica La Herradura 20.4 MW	EADE	19/07/2002
S/E Chorodó 44 kV	Generación	Conexión de la planta hidroeléctrica La Vuelta 11.9 MW	EADE	19/07/2002
S/E Porce 230 kV	Generación	Ampliación de la capacidad de la planta hidroeléctrica Porce en 12 MW.	EEPPM	19/07/2002
S/E Miel 230 kV	Generación	Ampliación de la capacidad de la planta hidroeléctrica Miel en 21 MW.	ISA	13/08/2002
S/E Guatapé 230 kV	Confiabilidad del STN.	Variante en doble circuito 230 kV con longitud de 13.2 km entre la S/E Guatapé y las líneas San Carlos - Ancón o San Carlos - Esmeralda.	EEPPM	13/08/2002
S/E Tunal 230 kV	Confiabilidad área Bogotá	Conexión del tercer transformador Tunal 230/115 kV - 168 MVA	EEB	14/03/2003
S/E Canoas 115 kV	Generación	Conexión de la planta hidroeléctrica Charquito 19.4 MW	CODENSA	27/06/2003
S/E Salto 2 115 kV	Generación	Conexión de la planta hidroeléctrica San Antonio 19.4 MW	CODENSA	27/06/2003

1.4.2.3 Inventario de Activos del STN

De acuerdo con el contenido del Inventario de activos del STN, la longitud total de los circuitos del sistema alcanza los 12448 km, siendo Interconexión Eléctrica S.A. y Transelca los propietarios mayoritarios de la red. En lo que corresponde a subestaciones, se cuenta con 86 subestaciones del STN (incluyendo los patios de 500 kV); de éstas 22 tienen configuración barraje principal y transferencia, 14 están configuradas como Interruptor y medio y 12 son barra sencilla, entre las más abundantes a nivel de 230 kV, mientras que las 4 subestaciones del sistema de 500 kV son de configuración Interruptor y medio.

En la tabla 5 se presenta el contenido simplificado del Inventario de Activos del STN.

Tabla 5. Resumen del Contenido del Inventario de Activos del STN

Empresa	Longitud circuitos del STN (km)			Porcentaje de participación (%)	No. Subestaciones
	230 kV	500 kV	Total empresa		
Distasa	30.5		30.5	0.25	1
Transelca	1417.1		1417.1	11.38	12
Epsa	273.2		273.2	2.19	5
Epm	798.3		798.3	6.41	13
Eeb	690.8		690.8	5.55	8
Isa	7583.3	1449.4	9032.7	72.56	40
Essa	206.2		206.2	1.66	3
Cens					1
Chb					1
Corelca					1
Ebsa					1
Total	10999.4	1449.4	12448.8		86

1.4.3 Distribución y Comercialización

La distribución de energía eléctrica es la actividad de transportar energía desde el Sistema de Transmisión Nacional hasta los usuarios finales, utilizando para ello redes y subestaciones, a tensiones inferiores a 220 kV, que conforman los Sistemas de Transmisión Regionales (STR) y los Sistemas de Distribución Locales (SDL).

Por su parte, la comercialización es la actividad de compraventa de energía en el Mercado Mayorista de Energía, con el propósito de venderla a otros comercializadores, a distribuidores o a usuarios finales.

Actualmente, todas las empresas distribuidoras en Colombia son, a la vez, comercializadoras. No obstante, pueden existir empresas que sean exclusivamente comercializadoras y que vendan energía a usuarios de cualquier región del país sin ser propietarios de redes de distribución, debido a que estos últimos deben permitir el uso de sus redes y cobrar una remuneración por esto a cualquier agente comercializador que así se los solicite.

El comercializador puede realizar transacciones directamente en la bolsa para comprar energía no colocada en contratos o puede suscribir contratos de compraventa de energía con uno o más generadores, con el objetivo de garantizar el suministro de energía a un usuario final.

En el negocio de distribución participan varias empresas del orden municipal, departamental y regional. Algunas de las principales empresas que desarrollan esta actividad, son compañías de servicios públicos integradas verticalmente, destacándose los casos de las Empresas Públicas de Medellín EE.PP.M y la Empresa de Energía del Pacífico S.A. EPSA.

En la actualidad existen 32 empresas que distribuyen energía a 8'176,973 suscriptores de los sectores residencial, industrial, comercial, oficial y otros (provisional y especial) según cifras reportadas por las comercializadoras a la UPME en el año 2002.

Tabla 6. Usuarios Finales Consumidores de Energía.

Usuarios finales 2002			
Empresa	Usuarios	%	Propiedad
Codensa	1.851.627	23%	Privada
EE.PP.M	887.478	11%	Pública
Electrocaribe	684.046	8%	Privada
Electrocosta	560.467	7%	Privada
Eade	478.618	6%	Pública
Emcali	454.163	6%	Pública
ESSA	434.008	5%	Pública
EPSA	335.658	4%	Privada
CHEC	323.952	4%	Pública
OTROS	2.166.956	27%	
TOTAL	8.176.973	100%	

Fuente: UPME, informe empresas comercializadoras.

En consumo de energía eléctrica continúa el liderazgo del sector residencial con una participación de 43%, seguido por el consumo de los usuarios no regulados que aunque numéricamente no son tan importantes alcanzaron una participación del 33% de la demanda total del país.

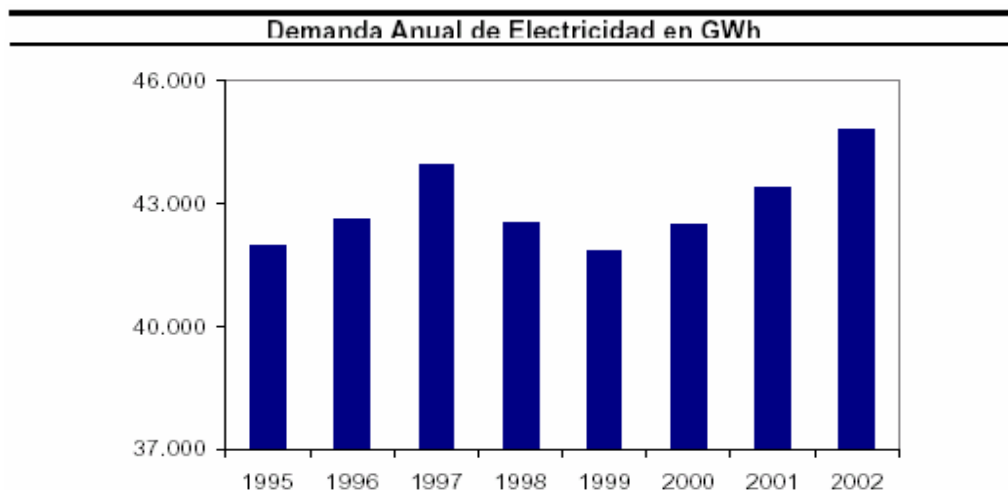
Desde 1997, el Gobierno Nacional consciente de la necesidad de que la eficiencia y solidez financiera de las compañías distribuidoras de energía eléctrica es un requisito indispensable para el éxito del sector eléctrico, inició el proceso de privatización de las principales compañías distribuidoras. En la actualidad cerca del 65% de la energía eléctrica consumida en Colombia es distribuida por compañías privadas.

1.5 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR

1.5.1 Demanda de Energía. Desde 1982, la evolución de la demanda de energía en Colombia ha presentado varios ciclos importantes:

- Entre 1982 y 1992, la demanda de energía creció un 5,76% anual en promedio. Este incremento estuvo asociado al crecimiento de la actividad productiva en el país, de la población colombiana, y a las políticas de cubrimiento del servicio diseñadas por el gobierno nacional;
- Entre 1994 y 1998, el ritmo de crecimiento fue de 2.6% anual en promedio, pasando de 39,771 GWh a 43,850 GWh.;
- En 1999, la demanda de energía disminuyó 5%, producto del ciclo recesivo de la economía colombiana, y por último;
- En 2001 y 2002, se presentó una reactivación moderada de la demanda con un crecimiento de 3.3% anual en promedio.

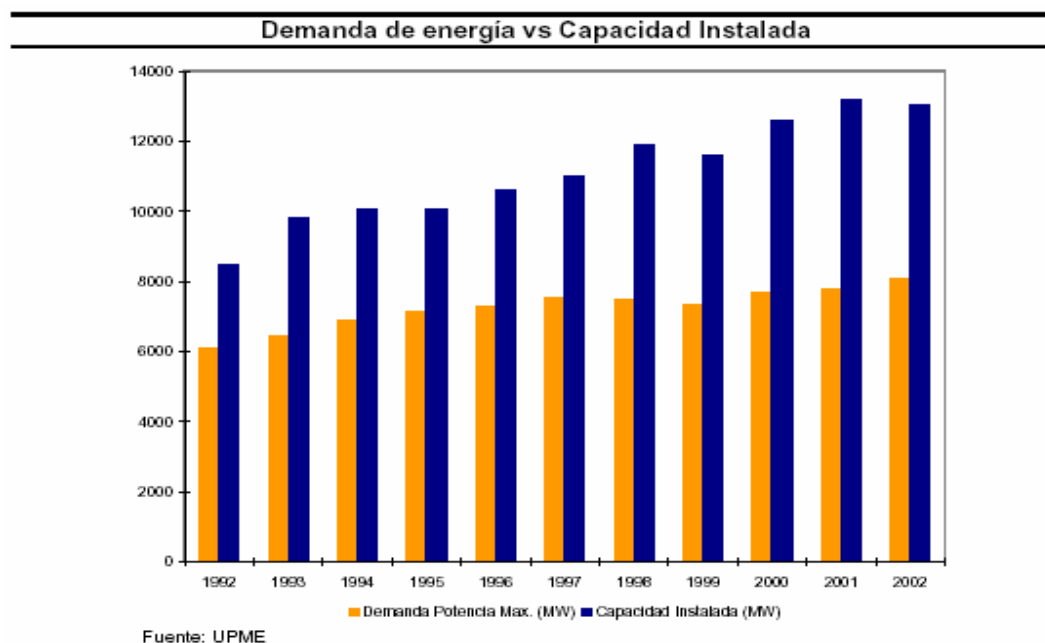
Gráfica 9. Demanda Anual de Electricidad en GWh.



Fuente: ISA, Informe MEM, 2002

Estos ciclos de la demanda de energía unidos a las políticas de expansión de capacidad de generación del gobierno nacional, han llevado a un desfase entre la oferta y la demanda de energía con relación a los niveles de reserva de seguridad internacionalmente aceptados, los cuales están alrededor del 40%. Sin embargo, salvo la Central Hidroeléctrica Miel 1 que entró en el segundo semestre de 2002 con capacidad instalada de 396 MW, no hay proyectos significativos de generación y se espera que el sistema encuentre en el mediano plazo un balance entre la oferta y la demanda.

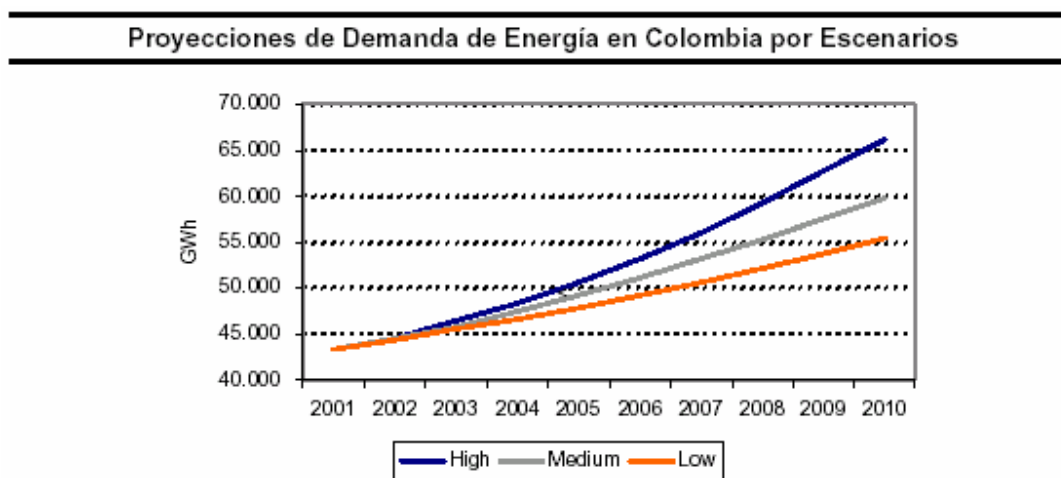
Gráfica 10. Demanda de Energía Vs Capacidad Instalada.



Durante el año 2002 la demanda total fue de 44,810 GWh. Esta demanda fue atendida en un 74% con generación hidráulica, el 21.97% con generación térmica, 3.44% con generación de plantas menores, cogeneradores y autoproduktores, y el 0.017% con importaciones internacionales, mientras se dejó de atender el 0.4%.

Los requerimientos futuros de energía los proyecta la UPME, considerando las expectativas de crecimiento económico y de otras variables que afectan su comportamiento y haciendo sensibilidades para generar diferentes escenarios de demanda en el mediano plazo:

Gráfica 11. Proyecciones de Demanda de Energía en Colombia por Escenarios



Fuente: UPME, proyecciones de demanda de energía eléctrica 2003-2011

Las perspectivas del sector eléctrico en Colombia están definidas en el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión que diseña la UPME. Este Plan es el resultado de un proceso de análisis que relaciona al sector eléctrico con el sistema energético y socioeconómico, en concordancia con los lineamientos del Plan Energético Nacional y del Plan Nacional de Desarrollo.

La UPME es el organismo encargado de desarrollar el Plan de Expansión de del sector eléctrico, de acuerdo con los criterios establecidos por el Ministerio de Minas y Energía (MME).

Para la elaboración de este plan la UPME toma en consideración los siguientes criterios:

- Atender la demanda con una confiabilidad superior al 95% en el largo plazo.
- Incrementar la firmeza del sistema, aumentando la participación térmica.
- Mejorar la eficiencia energética, considerando tecnologías más eficientes y limpias.
- Diversificar el uso de fuentes energéticas disponibles en el país como el agua, el carbón y el gas natural.

Respecto a la demanda de potencia, la demanda máxima fue de 8077 MW como se puede apreciar en la Tabla 7. Esta ocurrió el día 12 de Diciembre en el periodo 20 (8:00 p.m.), guardando similitud con lo ocurrido en el año 2001.

El crecimiento en la demanda de potencia para el año 2002, con respecto a la del año 2001 fue de 3.7%, crecimiento proporcional al crecimiento de la demanda de energía eléctrica (3.02%) y muy cercano al crecimiento que tuvo el Producto Interno Bruto para el último trimestre del año 2002 (3.4%).

Tabla 7. Comportamiento de la Demanda de Potencia 2002.

Mes	Potencia MW	Periodo	Fecha	Día
Enero	7240	20	28-ene	Lunes
Febrero	7440	20	14-feb	Jueves
Marzo	7381	20	18-mar	Lunes
Abril	7377	20	29-abr	Lunes
Mayo	7479	20	15-may	Miercoles
Junio	7311	20	12-jun	Miercoles
Julio	7367	20	23-jul	Martes
Agosto	7436	20	21-ago	Miercoles
Septiembre	7448	20	23-sep	Lunes
Octubre	7492	19	17-oct	Jueves
Noviembre	7679	19	21-nov	Jueves
Diciembre	8077	20	12-dic	Jueves
Maxima Año	8077	20	12-dic	Jueves

Fuente: CND

Los objetivos de la expansión del sistema de transmisión para el período 2002-2011 son:

1. Permitir la conexión de nuevos proyectos de generación y demanda.
2. Fortalecer los sistemas de transmisión de 500 kV y 230 kV.
3. Aumentar la confiabilidad del sistema de transmisión nacional.
4. Eliminar restricciones a la operación del mercado eléctrico.
5. Orientar el planeamiento de las conexiones al STN.

En este periodo la expansión de la red estará determinada, además de los factores ya citados, por la integración de mercados regionales de energía.

Tres factores marcarán el desarrollo de las redes de transmisión:

- La formulación y aplicación de marcos regulatorios claros y coherentes entre los países, que facilite las interconexiones.
- La estabilización y el crecimiento económico de los países vecinos (Ecuador y Centroamérica), que permita alcanzar niveles importantes de consumo de energía eléctrica que hagan económicamente viables las inversiones en infraestructura para la interconexión.
- La evolución de los precios relativos de la electricidad y del gas natural, así como los diferenciales de precio entre el recurso gasífero venezolano y el colombiano.

En la medida en que se den estos requisitos, se fortalecerán las interconexiones que actualmente están en operación con Venezuela y Ecuador y se construirán nuevas interconexiones con estos países y con Centroamérica, con el fin de aprovechar las oportunidades de exportación de energía y el incremento de la confiabilidad del sistema colombiano por medio de la ampliación de la oferta energética a través de las importaciones.

1.5.2 Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Tabla 8. Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

CAPACIDAD INSTALADA EN OPERACIÓN DEL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN NACIONAL -SIN-									
PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD BRUTA (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	NUMERO DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
								MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A									
BETANIA	Privado	540.0	540.0	180*3	A	F	1987	Yaguará	Huila
Total CHB		540.0	540.0						
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. - CHEC -									
ESMERALDA	Público	30.0	30.0	15*2	A	F	1963	Chinchiná	Caldas
SAN FRANCISCO		135.0	135.0	45*3	A	F	1969	chinchiná	Caldas
TERMODORADA		52.0	51.0	52*1	G	TG	1997	La Dorada	Caldas
Total CHEC		217.0	216.0						
CENTRAL HIDROELECTRICA DEL RIO ANCHICAYA S.A. E.S.P. - CHIDRAL -									
BAJO ANCHICAYÁ	Privado	74.0	74.0	13*2+24*2	A	F	1957	B/ventura	Valle
Total CHIDRAL		74.0	74.0						
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO - CEDENAR -									
RÍO MAYO	Público	21.0	21.0	9*3	A	F	1969	San Pablo	Nariño
Total CEDENAR		21.0	21.0						

Continuación

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD BRUTA (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	NUMERO DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
								MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA - CEDELCA -									
FLORIDA	Público	26.0	26.0	13*2	A	F	1975	Popayán	Cauca
Total CEDELCA		26.0	26.0						
CHIVOR S.A.									
CHIVOR	Privado	1,000.0	1,000.0	125*8	A	P	1977-1982	Santa María	Boyacá
Total CHIVOR S.A.		1,000.0	1,000.0						
CORPORACIÓN ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA - CORELCA -									
GUAJIRA1	Público	160.0	151.0	160*1	G	GV-C	1986	Riohacha	Guajira
GUAJIRA2		160.0	151.0	160*1	G	CV	1987	Riohacha	Guajira
Total CORELCA		320.0	302.0						
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. - ESSA -									
BARRANCA2		12.5	12.0	13*1	G	GV	1982	B/bermeja	Santander
BARRANCA3		66.0	63.0	66*1	G	GV	1972	B/bermeja	Santander
BARRANCA4		32.0	30.0	34*1	G	GV	1978	B/bermeja	Santander
BARRANCA5		21.0	19.0	22*1	G	GV	1983	B/bermeja	Santander
PALENQUE3		15.0	15.0	15*1	G	GV	1972	Giron	Santander
Total ESSA		146.5	139.0						

Continuación

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD BRUTA (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	NUMERO DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
								MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A. E.S.P. - ELECTROLIMA -									
PRADO	Público	45.0	45.0	16*2+15*1	A	F	1973	Prado	Tolima
PRADO IV		5.0	5.0	5*1	A	F	1973	Prado	Tolima
Total ELECTROLIMA		50.0	50.0						
EMGESA S.A. E.S.P.									
COLEGIO	Privado	100.0	100.0	50*2	A	P	1970	La Mesa	Cundinamarca
LA GUACA		324.0	318.0	108*3	A	P	1987	La Mesa	Cundinamarca
GUAVIO		1,150.0	1,150.0	230*5	A	P	1992	Ubalá	Cundinamarca
PARAISO		276.0	273.0	92*3	A	P	1987	La Mesa	Cundinamarca
SALTO		29.0	28.0	14*1+15*1	A	P	1963-1998	Sn. Antonio	Cundinamarca
ZIPA2		37.5	34.0	37.5*1	C	CV	1964	Tocancipa	Cundinamarca
ZIPA3		66.0	62.0	66*1	C	CV	1976	Tocancipa	Cundinamarca
ZIPA4		66.0	63.0	66*1	C	CV	1983	Tocancipa	Cundinamarca
ZIPA5		66.0	64.0	66*1	C	CV	1985	Tocancipa	Cundinamarca
Total EMGESA			2,114.5	2,092.0					

Continuación

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD BRUTA (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	NUMERO DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
								MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACA - EBSA -									
PAIPA1	Público	30.0	28.0	33*1	C	CV	1963	Paipa	Boyacá
PAIPA2		74.0	68.0	74*1	C	CV	1975	Paipa	Boyacá
PAIPA3		74.0	68.0	74*1	C	CV	1982	Paipa	Boyacá
PAIPA 4		168.0	150.0	168*1	C	CV	1999	Paipa	Boyacá
Total EBSA		346.0	314.0						
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A - EPSA -									
ALTO ANCHICAYÁ	Privado	375.0	365.0	125*3	A	F	1973	Buenaventura	Valle
CALIMA		132.0	132.0	33*4	A	F	1967	Calima (Darien)	Valle
SALVAJINA		285.0	285.0	95*3	A	F	1985	Silvia	Cauca
Total EPSA		792.0	782.0						
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI - EMCALI -									
TERMOEMCALI	Público	233.9	231.0	240	G	TGV	1999	Yumbo	Valle
Total EMCALI		233.9	231.0						

Continuación

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD BRUTA (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	NUMERO DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
								MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN - EPPM -									
GUADALUPE III	Público	270.0	270.0	45*6	A	P	1966	Gómez Plata	Antioquia
GUADALUPE IV		225.0	225.0	75*3	A	F	1985	Alejandría	Antioquia
GUATAPÉ		560.0	560.0	70*8	A	P	1980	Guatapé	Antioquia
LA TASAJERA		310.0	306.0	104.5*3	A	P	1994	Bello	Antioquia
PLAYAS		201.0	201.0	69*3	A	F	1988	San Carlos	Antioquia
PORCE II		414.0	405.0	135*3	A	F	2001		Antioquia
RIOGRANDE I		25.0	25.0	25*1	A	F	1956	Don Matías	Antioquia
TRONERAS		42.0	42.0	21*2	A	F	1965	Carolina	Antioquia
TERMO SIERRA		500.0	460.0	500	G	TGV	2001	Pto. Parra	Antioquia
Total EPPM		2,547.0	2,494.0						
FLORES II S.A & CIA S.C.A. E.S.P.									
FLORES1	Privado	152.0	150.0	156*1	G	TGV	1993	B/quilla	Atlántico
FLORES2		100.0	99.0	100*1	G	TG	1996	B/quilla	Atlántico
FLORES3		152.0	150.0	152*1	G	TG	1998	B/quilla	Atlántico
Total FLORES		404.0	399.0						

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD BRUTA (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	NUMERO DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
								MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
ISAGEN S.A.									
JAGUAS	Público	170.0	170.0	85*2	A	F	1987	San Rafael	Antioquia
MIEL I		404.9	396.0	135*3	A		2002	Norcasia	Caldas
SAN CARLOS		1,240.0	1,240.0	155*8	A	P	1988	San Carlos	Antioquia
TERMOCENTRO CC		290.0	285.0	300	G	TGV	2000	Cimitarra	Santander
Total ISAGEN		2,104.9	2,091.0						
MERILÉCTRICA S.A. & CIA S.C.A. E.S.P.									
MERILÉCTRICA	Privado	159.9	154.0	160	G	TG	1998	B/bermeja	Santander
Total MERILÉCTRICA		159.9	154.0						
PROMOTORA DE ENERGÍA ELECTRICA DE CARTAGENA S.C.A. - PROELÉCTRICA -									
PROELÉCTRICA1	Privado	46.0	45.0	46*1	G	STIG	1993	Cartagena	Bolívar
PROELÉCTRICA2		46.0	45.0	46*1	G	STIG	1993	Cartagena	Bolívar
Total PROELÉCTRICA		92.0	90.0						
TERMOBARRANQUILLA S.A. - TEBSA -									
BARRANQUILLA3	Privado	66.0	64.0	70*1	G	GV	1980	B/quilla	Atlántico
BARRANQUILLA4		69.0	63.0	75*1	G	GV	1980	B/quilla	Atlántico
TEBSA		768.0	750.0	850	G	TGV	1998	B/quilla	Atlántico
Total TEBSA		903.0	877.0						

Continuación

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD BRUTA (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	NUMERO DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
								MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
TERMOCANDELARIA S.C.A									
TERMOCANDELARIA 1	Privado	158.0	150.0	164*1	G		2000	Cartagena	Bolívar
TERMOCANDELARIA 2		158.0	150.0	164*1	G		2000	Cartagena	Bolívar
Total TERMOCANDELARIA		316.0	300.0						
TERMOCARTAGENA S.A. E.S.P.									
CARTAGENA1	Privado	66.0	60.0	66*1	G	GV-FO	1980	Cartagena	Bolívar
CARTAGENA2		54.0	50.0	58*1	G	TG-FO	1980	Cartagena	Bolívar
CARTAGENA3		71.0	66.0	71*1	G	TG-FO	1980	Cartagena	Bolívar
Total TERMOCARTAGENA		191.0	176.0						
TERMOTASAJERO S.A									
TASAJERO	Privado	163.0	155.0	163*1	C	CV	1985	Cúcuta	N. Santander
Total TASAJERO		163.0	155.0						
TERMOVALLE S.C.A. E.S.P.									
TERMOVALLE	Privado	214.0	203.0	214	G	GV	1998	Yumbo	Valle
Total TERMOVALLE		214.0	203.0						

Continuación

PLANTAS POR EMPRESA	PÚBLICO / PRIVADO	CAPACIDAD BRUTA (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	NUMERO DE UNIDADES	RECURSO	TECNOLOGÍA	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	LOCALIZACIÓN	
								MUNICIPIO	DEPARTAMENTO
URRÁ S.A. E.S.P.									
URRÁ	Público	344.0	331.0	86*4			2000	Tierralta	Córdoba
Total URRÁ		344.0	331.0						
TOTAL		13,319.7	13,057.0						

PLANTAS DESPACHADAS CENTRALMENTE - MW	13,319.7	13,057.0
PLANTAS MENORES [sdc] - MW	229.9	229.9
COGENERADORES Y AUTOPRODUCTORES - MW	64.1	64.1
TOTAL SIN - MW	13,613.7	13,351.0

Fuente: CND - ISA Elaboró: UPME	
Fecha de actualización: Septiembre 04 de 2003	
[sdc]: Planta Sin Despacho Central	
RECURSO: A: Agua G: Gas C: Carbón FO: Fuel-Oil	TECNOLOGÍA: CV : Térmica carbón-vapor TG: Turbogas F : Hidráulica con Francis GV : Térmica gas-vapor TGV: Turbogas-vapor (o ciclo combinado) P : Hidráulica con Pelton FO-V : Térmica fuel-oil vapor

1.6 MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO EN EL CONTEXTO REGIONAL

La mayoría de países de Sur América, exceptuando a Venezuela, Uruguay, Paraguay y en menor grado Ecuador, han introducido reformas tendientes al desarrollo de estímulos a la competencia, en aquellas actividades donde se dan las condiciones para esto, particularmente en las actividades de generación y comercialización.

Por el contrario, en Centroamérica, Guatemala y El Salvador, son los países que mayor grado de desarrollo han alcanzado en la creación de mercados que operan bajo un esquema de competencia. Todos los demás países de esta región, incluido México, se encuentran en un estado de transición de sus marcos legales e institucionales a mercados de competencia.

En los países con mercados más desarrollados, se presentan las siguientes características: a) baja o ninguna participación del Estado en diferentes actividades, b) competencia por precios a nivel de generación, c) libre acceso a las redes, y d) existencia de usuarios no regulados.

La integración vertical no es una característica común en los países con mercados desarrollados ya que existen países como Chile, Colombia y El Salvador en donde la integración vertical está permitida; situación contraria ocurre en Perú, Guatemala y Argentina

1.6.1 Generación de Energía Eléctrica

En Sur América la producción de energía es principalmente hidráulica, excepto Argentina y Bolivia quienes utilizan en forma considerable el gas

natural. Uruguay, Brasil y Paraguay se abastecen básicamente de energía hidráulica.

En Venezuela, a pesar de sus abundantes reservas de gas natural, no se le da una gran utilización a este recurso para generación eléctrica, porque prefiere reinyectarlo para extracción de crudo y porque carece de una red de transporte desde los centros de producción hasta los centros de consumo.

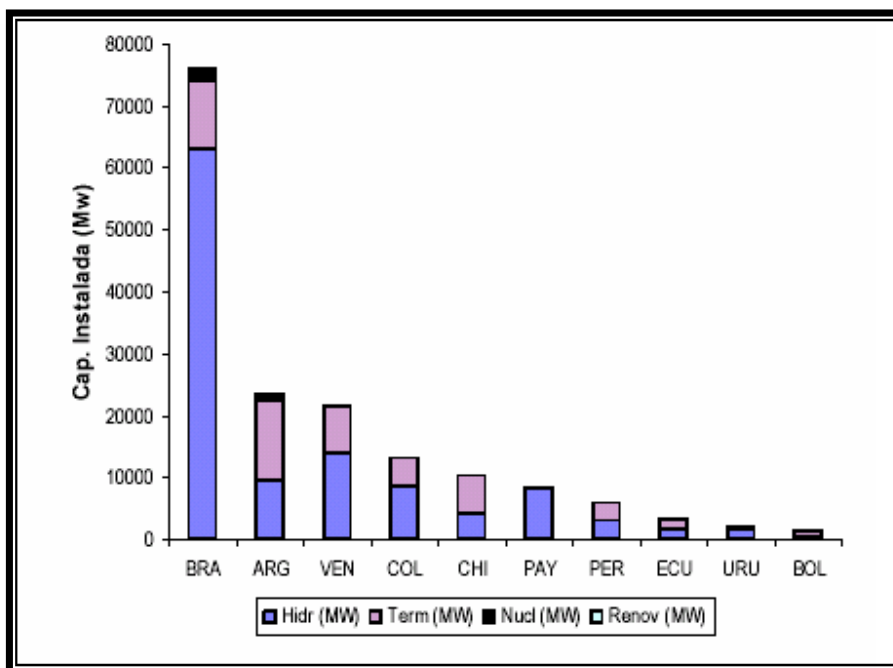
En Ecuador más del 50% de la capacidad instalada proviene de energía térmica, pero básicamente de derivados del petróleo, no de gas natural.

En general en el continente Suramericano, se da un amplio predominio a la utilización del recurso hídrico para la generación de energía eléctrica. La generación hidráulica representa el 68.2% y la térmica el 31.2%. En la gráfica 12 se observa la capacidad instalada en cada uno de los países de Suramérica.

La alta dependencia del recurso hidráulico en Sur América y la complementariedad hidrológica, son factores que favorecen los proyectos de interconexiones eléctricas internacionales.

En casi todos los países se reconoce un cargo por capacidad, con lo cual se quiere dar una señal de expansión en generación, incentivando la construcción de plantas térmicas y diversificando de esta forma las fuentes de generación.

Gráfica 12. Capacidad Instalada Sur América (MW)



Fuente: páginas WEB de entes reguladores

Los países de Centroamérica, exceptuando Guatemala quien posee reservas de gas natural, dependen principalmente de energía proveniente de plantas térmicas a base de derivados del petróleo.

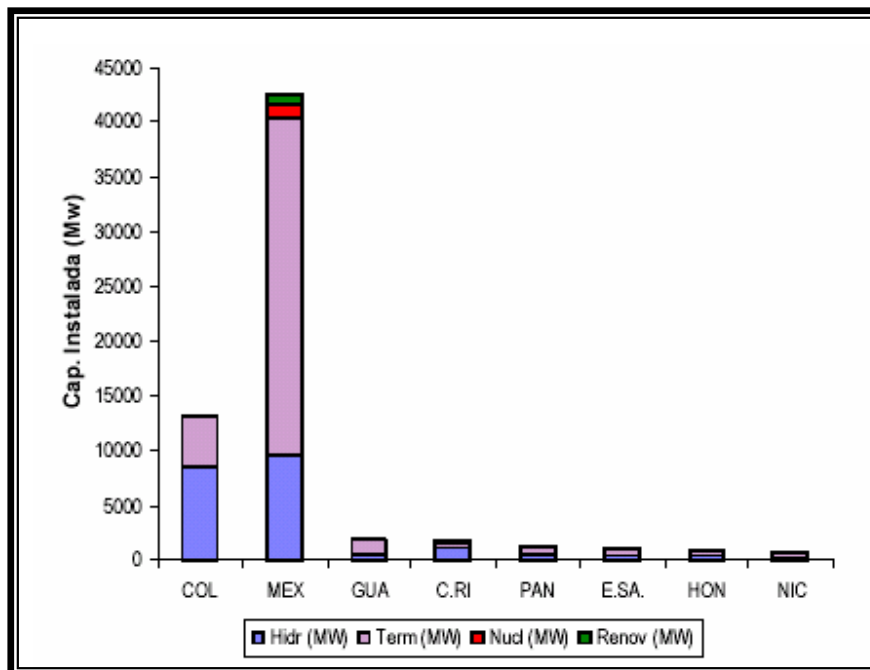
Costa Rica es el único país de Centro América en el que la principal fuente de generación es hidráulica y que además posee una participación representativa de energía eólica.

Descontando a Costa Rica, Centroamérica, a diferencia de Suramérica, utiliza en mayor proporción la generación térmica, en una proporción 35.6% hidráulica y 64.4% térmica. En la Gráfica 13 se observa la capacidad instalada en Centroamérica y Colombia.

Exceptuando México, la capacidad instalada de Colombia con respecto a los países de Centro América, es considerablemente mayor. La capacidad total instalada de estos países representa aproximadamente el 60% de la

capacidad instalada de Colombia. Esta condición representa una oportunidad para que Colombia venda energía a Centro América, interconectándose con Panamá y aprovechado el sistema SIEPAC; sin embargo se debe observar que también competiría con México, quien como se observa en la grafica supera de manera considerable la capacidad instalada de Colombia.

Gráfica 13. Capacidad Instalada de Centro América y Colombia (MW)



Fuente: páginas WEB de entes reguladores

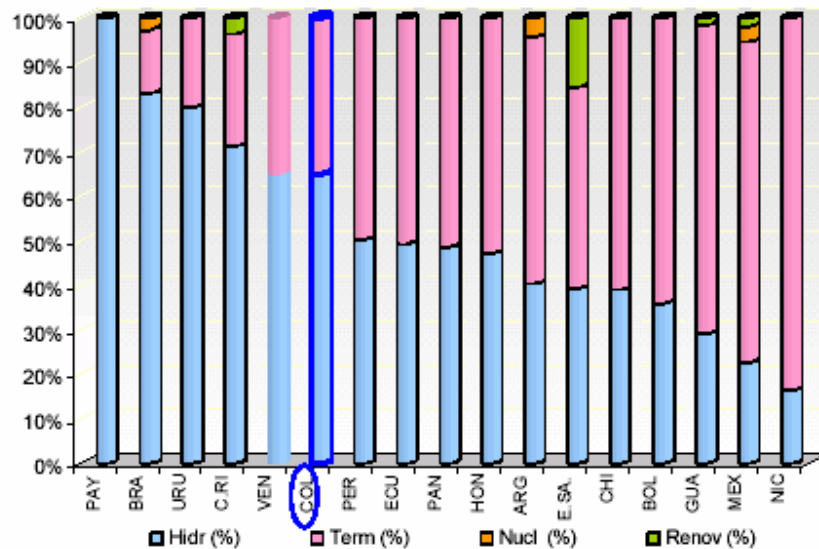
Brasil es el país de la Región con mayor capacidad instalada, aproximadamente 67,713 MW, con una participación mayoritariamente hidráulica del 90% contra 9% térmico y 1% nuclear. Lo sigue México con 42,484 MW instalados, de los cuales, el 22.7% proviene del recurso hídrico, el 74.1% es térmico y el restante 3.2% corresponde a energía nuclear, como se observa en la Tabla 9 y en la Gráfica 14. La utilización de fuentes renovables de energía en Sur América es prácticamente nula, mientras que

en Centro América esta fuente energética tiene una importante participación en México, El Salvador, Guatemala y Costa Rica.

Tabla 9. Capacidad Instalada (MW) Países de la Región

Pais	CAP INST. (MW)	Hidr (MW)	Term (MW)	Nucl (MW)	Renov (MW)
Países de Sur América					
BRA	76.139	63.276	10.898	1.966	
ARG	23.609	9.541	13.063	1.005	
VEN	21.364	13.887	7.477		
COL	13.169	8.560	4.609		
CHI	10.466	4.069	6.395		2
PAY	8.250	8.250	0		
PER	5.918	2.981	2.937		
ECU	3.451	1.705	1.746		
URU	2.115	1.692	423		
BOL	1.273	457	817		
Países de Centro América					
MEX	42.484	9.636	30.642	1.365	841
GUA	1.927	560	1.338		29
C.RI	1.719	1.226	431		62
PAN	1.262	614	647		
E.SA.	1.044	411	633		161
HON	922	435	487		
NIC	672	109	562		

Gráfica 14. Participación de las Fuentes de Energía en Generación



Fuente: páginas WEB de entes reguladores

1.7. MODELO DE AREAS

Definición según Resolución 063 de 2000

Sub-Área Operativa. Conjunto de Activos de Uso, Activos de Conexión, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad regional, presentan alguna Restricción, que exige generaciones forzadas en la Sub-Área y/o limita los intercambios con el resto del SIN. Ningún Activo de Uso del STN o de Conexión al STN, podrá estar asociado a más de una Sub-Área Operativa.

Área Operativa. Conjunto de Activos de Uso y Activos de Conexión, recursos de generación y/o demanda, que para asegurar niveles de calidad y seguridad en más de una Sub-Área Operativa, presenta alguna Restricción que exige generaciones forzadas en el Área y/o limita los intercambios con el resto del SIN. Las Áreas deberán tener activos del SIN no asociados con alguna de las Sub-Áreas contenidas en el Área.

Un área operativa comprende un conjunto de subestaciones, un conjunto de líneas de transmisión, un conjunto de recursos de generación y demandas que presentan alguna restricción eléctrica que limitan sus intercambios con el resto del sistema como se puede apreciar en la figura 8.

Un área operativa se define bajo el principio básico de que exista alguna parte del sistema de potencia con limitaciones para intercambiar energía con otras partes del sistema.

Las áreas operativas son una forma simplificada de representar las restricciones de transmisión más importantes, sin modelar en forma detallada el sistema de transmisión.

Cada área operativa representa una parte del sistema de potencia. Sus enlaces con el resto del sistema se representan por una línea ficticia, sin

modelar las ecuaciones de flujo a través de ella, con una capacidad de transporte bidireccional y asimétrica para reflejar las limitaciones de intercambio con el resto del sistema.

Es posible que algunas líneas del sistema de transmisión no queden incluidas en ninguna área operativa. Sin embargo, debido a los flujos a través de dichas líneas se causan pérdidas que no quedarían incluidas ninguna área, por lo cual se hace necesario modelar dichas pérdidas como una demanda conectada a una barra externa a cualquier área y a la cual se conectan todas las áreas operativas.

Obsérvese, que en este modelaje solo se representan los límites de intercambio de cada área con el resto del sistema. Mediante otro modelaje es posible representar intercambios entre cualquier par de áreas. Las restricciones de intercambio se determinan mediante estudios eléctricos.

A continuación se pueden observar distintos modelos que utiliza el CND para determinar diferentes casos especiales de estudio.

Figura 6. Modelo Generalizado de Áreas

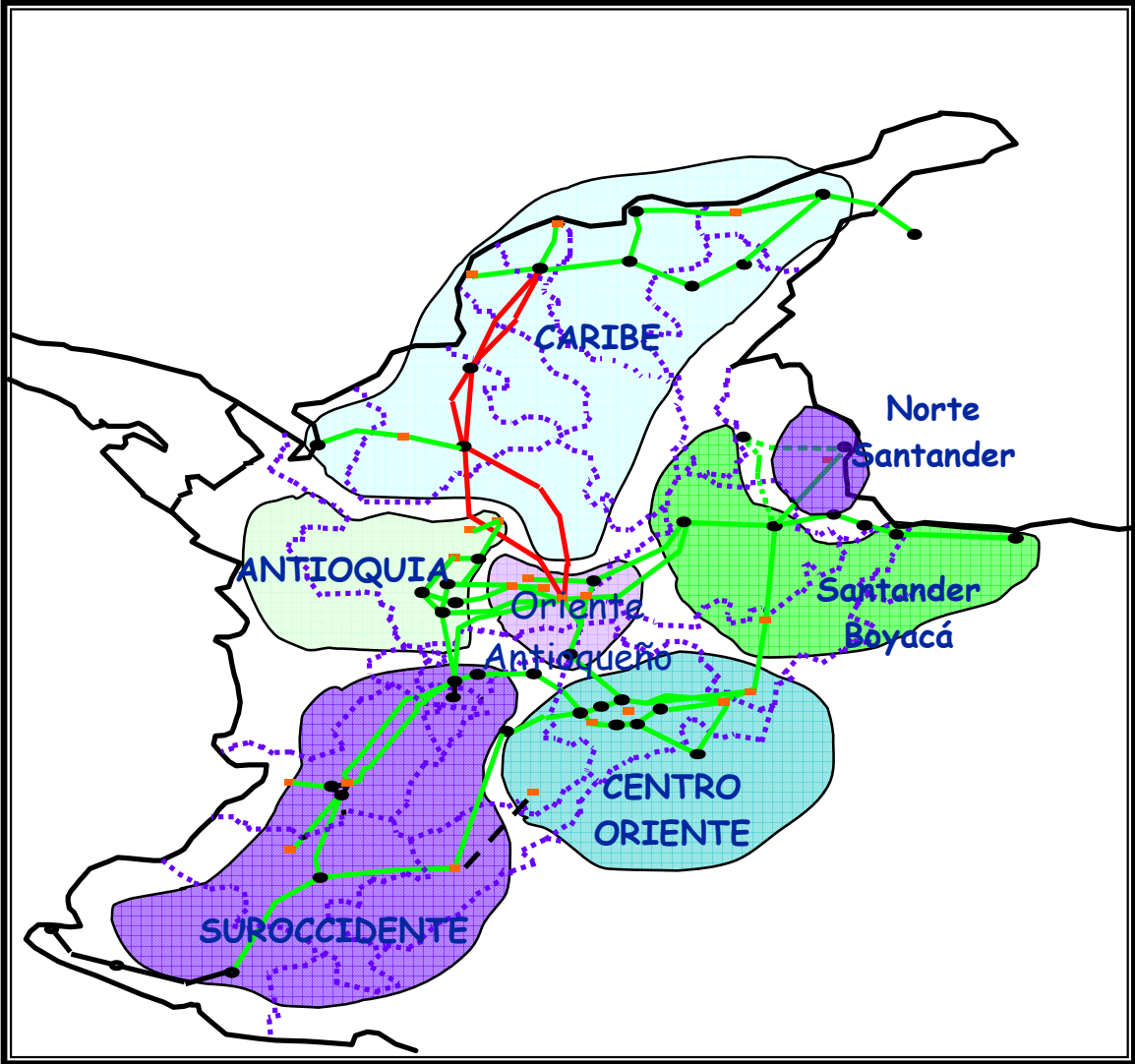


Figura 7. Modelo de Áreas para Determinar Cálculos del valor esperado de racionamiento de corto plazo VERPC

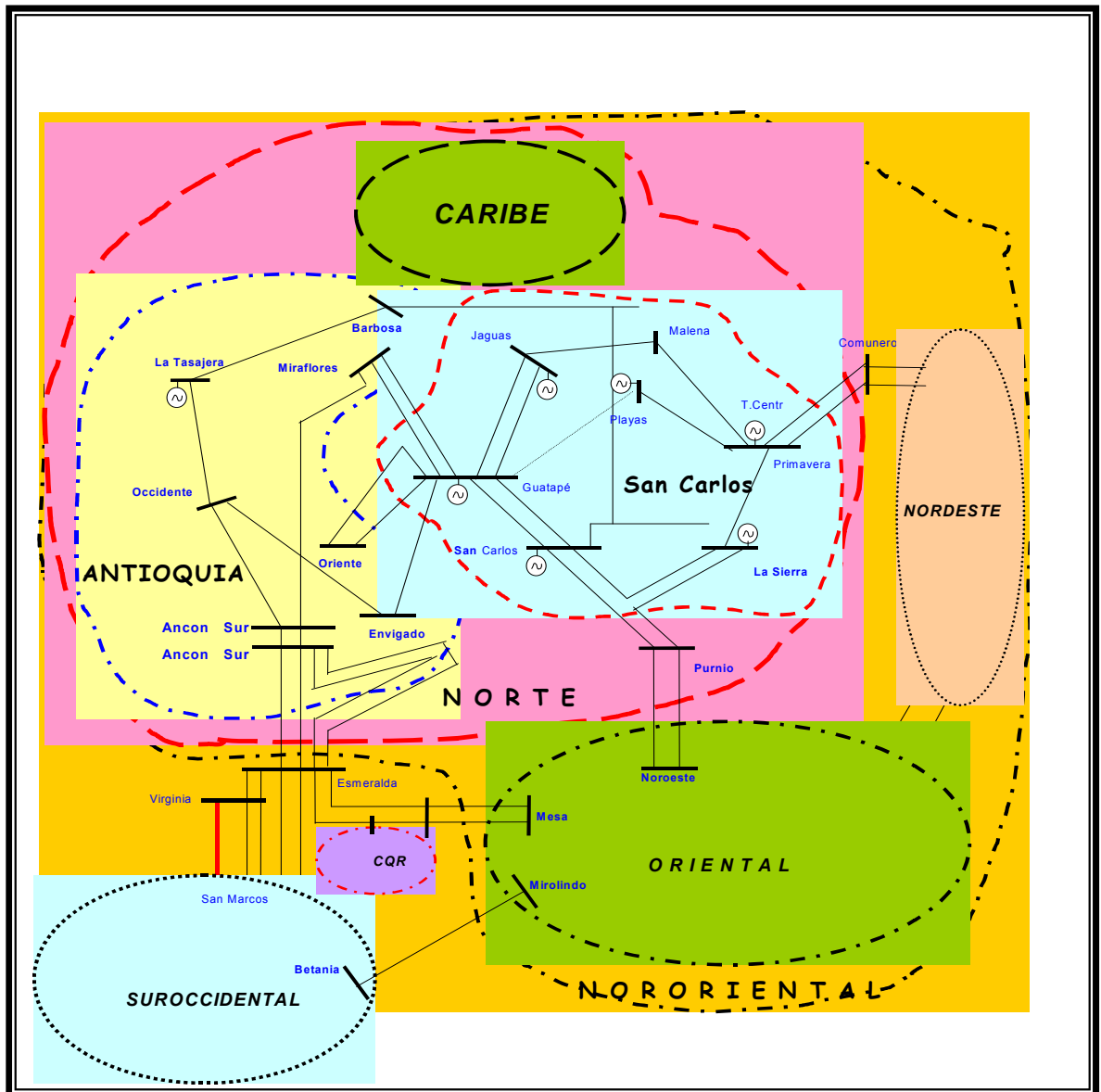
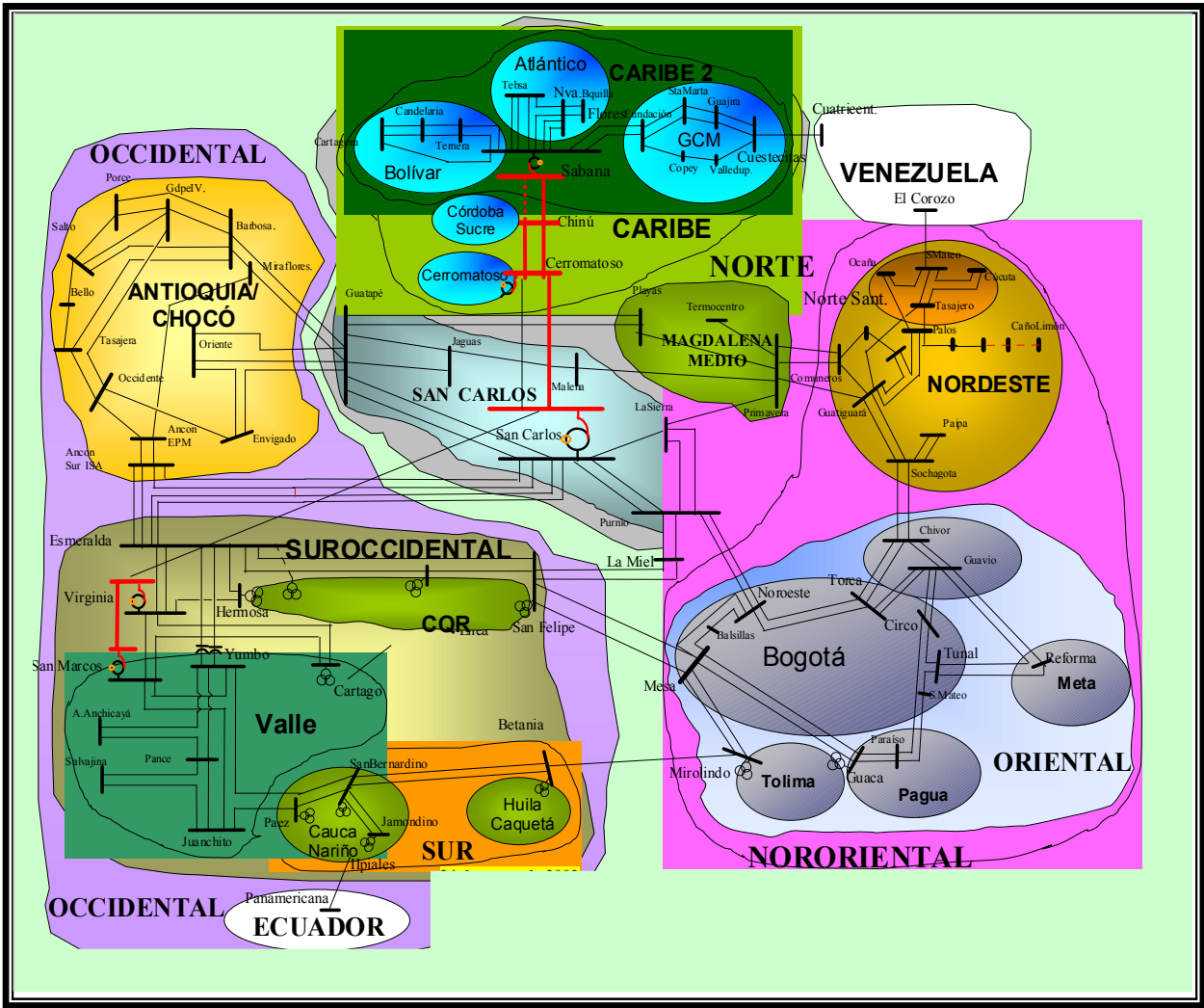


Figura 8. Modelo Áreas y Sub-Áreas Operativas



2. CALIDAD DE LA POTENCIA EN COLOMBIA

2.1 GENERALIDADES

El término "*calidad de la potencia*" se emplea para describir la variación de la tensión, corriente, frecuencia y de la forma de onda en el sistema eléctrico.

Históricamente, la mayoría de los equipos son capaces de operar satisfactoriamente con variaciones relativamente amplias de estos tres primeros parámetros. Sin embargo, en los últimos diez años se han agregado al sistema eléctrico un elevado número de equipos, no tan tolerantes a estas variaciones, incluyendo a los controlados electrónicamente.

Algo del control se hace directamente a través de electrónica de conversión de potencia, como son impulsores de ca, cd, y fuentes de energía conmutadas, además del equipo electrónico que está en los controles periféricos, como computadoras y controladores lógicos programables (PLC's). Con la disponibilidad de estos complejos controles, se desarrolló un control de procesos mucho más preciso, y un sistema de protección mucho más sensible; lo que hace a éstos aún más susceptibles a los efectos de los disturbios en el sistema eléctrico.

Los disturbios en el sistema, que se han considerado normales durante muchos años, ahora pueden causar desorden en el sistema eléctrico industrial, con la consecuente pérdida de producción. Adicionalmente, deben tomarse en cuenta nuevas medidas para desarrollar un sistema eléctrico confiable, mismas que anteriormente no se consideraron significativas.

Es importante darse cuenta de que existen otras fuentes de disturbios que no están asociadas con el suministro eléctrico de entrada. Estas pueden incluir descargas electrostáticas, interferencia electromagnética radiada, y errores de operadores. Adicionalmente, los factores mecánicos y ambientales juegan un papel en los disturbios del sistema. Estos pueden incluir temperatura, vibración excesiva y conexiones flojas.

2.1.1 Disturbios en el Sistema.

Los disturbios en el sistema son variaciones generalmente temporales en la tensión del sistema. Que pueden causar mala operación o fallas del equipo. La variación de frecuencia puede ocasionalmente ser un factor en los disturbios del sistema, especialmente cuando una carga es alimentada por un generador de emergencia u ocurre un desequilibrio entre la carga de la planta industrial y la generación debido a la pérdida del suministro eléctrico. Sin embargo cuando el sistema eléctrico del usuario está interconectado a una red de potencia relativamente fuerte, la variación de frecuencia resulta a veces de preocupación insignificante.

2.1.2 Disturbios por Sobretensiones Transitorias.

Las sobretensiones transitorias se refieren a variaciones en la forma de onda de tensión. Que dan como resultado condiciones de sobretensión durante una fracción de ciclo de la frecuencia fundamental. Las fuentes comunes de estos transitorios son los rayos, operación de los dispositivos de interrupción de los sistemas eléctricos y el arqueo de conexiones flojas o fallas intermitentes.

Las consideraciones claves se resumen como sigue:

1. Para equipo eléctrico tradicional estas sobretensiones han sido manejadas diseñando el equipo para soportar sobretensiones de magnitudes de varias veces la tensión pico normal y al mismo tiempo aplicar pararrayos y algunas veces capacitores para frente de onda, con objeto de asegurar que las tensiones no excedieran los niveles de diseño del equipo.
2. El equipo electrónico generalmente no tiene la misma capacidad de aguante como los equipos eléctricos más tradicionales. De hecho el uso de pararrayos que limitan los transitorios a dos o tres veces la tensión nominal pico puede no proporcionar una protección adecuada a este equipo. En ese caso, los dispositivos de protección contra frente de onda para equipo electrónico pueden necesitar reactores en serie, capacitores en paralelo y/o dispositivos electrónicos, además de pararrayos resistivos no lineales, para proporcionar una protección adecuada. Cuando no se logra esta protección pueden ocurrir fallas o mal funcionamiento.
3. La conmutación de bancos de capacitores, ya sea en la planta industrial o en la red del sistema eléctrico puede causar el funcionamiento defectuoso de algunos equipos. En años recientes se ha vuelto un problema común asociado con el disparo inexplicable de muchos impulsores de ca pequeños. Muchos de estos impulsores están diseñados para desconectarse de la línea por una sobretensión del 10 al 20 % con duración de una fracción de ciclo. Ya que muchos bancos de capacitores de empresas eléctricas son conmutados diariamente, este problema podría ocurrir en forma muy frecuente. Este indeseable problema de disparo puede usualmente remediarse agregando un reactor en serie con el dispositivo sensible, o modificando su característica de disparo. Otras soluciones pueden

incluir la reducción del transitorio en el banco de capacitores. La operación de los capacitores se asocia también ocasionalmente, con el funcionamiento defectuoso o falla de otros equipos además de los controladores. El incremento acelerado del uso de cargas no lineales en los sistemas eléctricos, debido principalmente al auge de la electrónica de potencia en estos últimos años, ha permitido un uso más eficiente de la energía eléctrica y aumentos considerables en la productividad de los procesos industriales pero, por otro lado, ha provocado una situación problemática, a veces grave, donde las corrientes armónicas generadas por los propios equipos electrónicos distorsionan la onda de corriente sinusoidal y perturban la operación de estos mismos equipos provocando, además, calentamientos excesivos y pérdidas de energía en máquinas eléctricas, conductores y demás equipos del sistema eléctrico.

Una vez más, el progreso tecnológico ha traído consigo una contaminación grave del medio (eléctrico en este caso) que es preciso y urgente tomar medidas a fin de poder controlar estos disturbios con una tecnología adecuada.

2.1.3 Efectos de una Mala Calidad de la Energía.

El voltaje de alimentación de una planta puede no ser de buena calidad, y las mismas cargas que alimenta lo pueden estar provocando, si en las instalaciones eléctricas de su planta se están presentando constantemente los siguientes problemas:

- Problemas de funcionamiento en dispositivos electrónicos de regulación, tanto de potencia como de control.
- Mal funcionamiento en los dispositivos electrónicos de protección.

- Errores de medición de energía activa y reactiva.
- Destrucción de condensadores por sobretensión.
- Incendio de reactores por sobrecorrientes.
- Destrucción de cables por sobretensión
- Interferencias en sistemas de telecomunicaciones y telemando.
- Sobrecalentamientos de los equipos eléctricos (motores, transformadores, generadores, etc.) y disminución de la vida útil en los mismos e incremento considerable de las pérdidas de energía en forma de calor.
- Bajo Factor de Potencia, aún cuando la selección del banco de capacitores sea la adecuada.
- Fallas de interruptores por efecto di/dt . · Operación incorrecta de relés de protección y aleatoria de interruptores.
- Salidas frecuentes de operación de los variadores de velocidad por sobrecorrientes.
- Fallas frecuentes en los componentes de potencia en los variadores de velocidad.
- Fallas graves de los sistemas electrónicos de control y mando de los equipos o líneas de producción.
- Fallas en los circuitos integrados de las computadoras, Centrales Telefónicas, etc.
- Fallas en el aislamiento de los motores.

2.1.4 Posibles Causas.

Los problemas señalados anteriormente pueden estar siendo causados por:

- Alta distorsión armónica en la corriente, que puede manifestarse en:
- Alta distorsión armónica en el voltaje que es "común" a todas las cargas.

- Resonancia del banco de capacitores con el sistema que lo alimenta, debido a la sintonización del banco con la frecuencia de una corriente armónica presente en la red de la planta.
- Presencia de corrientes armónicas provocadas por la operación de los convertidores, rectificadores, etc.
- Presencia de armónicas provocadas por la operación de los hornos de arco, luz fluorescente, máquinas de soldar, etc.
- Dispositivos ferromagnéticos.
- Sistemas de puestas a tierra mal diseñados.
- Mal uso del sistema de puesta a tierra y el neutro del sistema eléctrico.
- Motores eléctricos que mueven cargas de par torsor bruscamente variable (molinos de laminación, trituradoras, etc.)
- Reactores controlados por tiristores (compensadores estáticos)
- Interruptores controlados por tiristores.
- Micro Computadoras y periféricos.
- Convertidores de frecuencia, UPS's.
- En general cargas no lineales.

2.2 CARACTERIZACIÓN DE LA CALIDAD DE POTENCIA

Existen siete categorías descritas las cuales se enuncian a continuación:

- Transitorios.
- Desbalance de voltaje.
- Distorsión de forma de onda.
- Variación de frecuencia.
- Variaciones de corta duración.
- Variaciones de larga duración.
- Fluctuación de voltaje.

En la siguiente tabla se puede observar la categoría, el tipo de contenido espectral, la duración y la magnitud de la tensión de cada uno de los fenómenos que afectan la calidad de la potencia. Para interpretar de manera correcta la tabla 10, se presentan los siguientes ejemplos:

- En la columna de las categorías tomamos la que dice Sag y podemos definirla de acuerdo a la tabla como sigue: Es una variación de corta duración en la cual la magnitud de la tensión decrece y puede ser instantánea, momentánea o temporal.
- Swell según la tabla lo definimos como una variación de corta duración en la cual la magnitud de la tensión crece y puede ser instantánea, momentánea o temporal.

Tabla 10. Clasificación de los Fenómenos que Afectan la Calidad de la Potencia

Categoría	Típico contenido espectral	Duración	Magnitud de la tensión
TRANSITORIOS			
<i>Impulso</i>			
Nanosegundos	5 ns subida	< 50 ns	
Microsegundos	1 µs subida	50 ns - 1 ms	
Millisegundos	0.1 ms subida	> 1 ms	
<i>Oscilaciones</i>			
Baja frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
Media frecuencia	5 - 500 kHz	20 µs	0 - 8 pu
Alta frecuencia	0.5 - 5 MHz	5 µs	0 - 4 pu
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
<i>Instantáneos</i>			
Sag		0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 pu
Swell		0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 pu
<i>Momentáneos</i>			
Interrupción		0.5 ciclos - 3 s	< 0.1 pu
Sag		30 ciclos - 3 s	0.1 - 0.9 pu
Swell		30 ciclos - 3 s	1.1 - 1.4 pu
<i>Temporal</i>			
Interrupción		3 s - 1 min	< 0.1 pu
sag		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Swell		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu

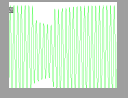
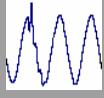
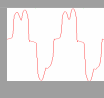
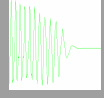
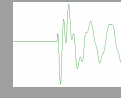
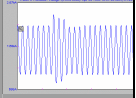
Continuación

Categoría	Típico contenido espectral	Duración	Magnitud de la tensión
VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN			
Interrupción sostenida		> 1 min	0.0 pu
Caídas de tensión		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Subidas de tensión		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de la tensión		estado estable	0.5 - 2%
DISTORSION DE LA FORMA DE ONDA			
Armónicos	0 - 100th H	estado estable	0 - 20%
Inter-armónicos	0 - 6 kHz	estado estable	0 - 2%
Fluctuaciones de tensión	< 25 Hz	Intermitente	0.1 - 7%
Variaciones de frecuencias		< 10 s	

Fuente: Norma IEEE 1159/95

A partir de la caracterización, se puede determinar que efecto tiene sobre ciertas actividades, equipos etc. Y cuales son las causas que lo producen, como se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 11. Síntomas de los Equipos y Problemas de Calidad de Potencia

CAUSA	SAG	IMPULSO	DISTORSION DE TENSION	INTERRUPCIONES	VOLTAJE DE NEUTRO	SWELL
EFECTO						
Fallas en discos duros		SI		SI		SI
Falla en semiconductores		SI				SI
Detección AC	SI		SI	SI		SI
Bloqueo	SI	SI				SI
Error en Software		SI			SI	SI
Disparos	SI		SI			
Reset/Reboot	SI			SI	SI	
Errores de medida		SI	SI		SI	
Ruido		SI			SI	
Cambios de velocidad		SI				
Falla en suministro de potencia		SI		SI		

2.3 NORMAS RELACIONADAS CON LA CALIDAD DE POTENCIA

Básicamente las normas bajo las cuales se rige la calidad de potencia en Colombia son las que se describen a continuación:

- ANSI C84: Especifica las tolerancias de voltaje de estado estacionario esperadas en un sistema de potencia.
- IEEE 519 de 1992: Se establecen límites aplicables al usuario y límites para las empresas de energía.
- IEEE 1159 de 1995: Recommended practice for monitoring Electric Power quality.
- IEEE C62.45 de 2002: IEEE Recommended Practice on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits.
- IEEE 1100 de 1999: IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment.
- MARCO REGULATORIO EN COLOMBIA RELACIONADO CON CALIDAD DE POTENCIA – CREG.

2.3.1. Normas Para el Control de Armónicos

Para este tipo de control se sigue la norma IEEE 519 de 1992, de la cual se destacan las siguientes características

NORMA IEEE 519 DE 1992

- Se establecen límites aplicables al usuario y límites para las empresas de energía, tales como:
 - ✓ El usuario en su interior debe verificar que los armónicos no alcancen niveles que deterioren los equipos o puedan dañarlos.

- ✓ Limitar la inyección de armónicos de cada usuario individual para que no produzca distorsiones inaceptables de la tensión en funcionamiento normal.
 - ✓ Evitar que el efecto producido por dicha inyección se refleje en otros usuarios a través de una onda de tensión distorsionada.
 - ✓ Evitar que entre todos los usuarios se vaya presentando un efecto acumulativo de distorsión de la forma de onda de tensión inaceptable.
- Los factores de distorsión se miden en la frontera entre el usuario y la empresa suministradora de energía PCC (Point of Common Coupling)

2.3.1.1 Factores de Distorsión.

El factor de distorsión es una medida del alejamiento de la forma de onda de una función periódica cualquiera con respecto a otra con forma de onda senoidal pura. Este factor de distorsión, normalmente se expresa en porcentaje. Hay dos tipos de factores de distorsión: factor de distorsión de tensión (FDV o THDV) y factor de distorsión de corriente (FDI o THDI).

2.3.1.1.1 Factor de Distorsión Armónica Individual de Corriente.

$$D_i = \frac{I_i}{I_n} \cdot 100\%$$

El factor de distorsión armónica individual de corriente se define como la relación del valor eficaz de una armónica dada y el valor eficaz de la

componente fundamental. Nos indica qué tan grande (o tan pequeña) es una armónica dada con respecto a la componente fundamental.

2.3.1.1.2 Factor de Distorsión Armónica Individual de Voltaje.

$$Dv = \frac{Vi}{Vn} \cdot 100\%$$

El factor de distorsión armónica individual de voltaje se define como la relación del valor eficaz de una armónica dada y el valor eficaz de la componente fundamental. Nos indica qué tan grande (o tan pequeña) es una armónica dada con respecto a la componente fundamental.

2.3.1.1.3 Factor de Distorsión Armónica Total de Corriente.

$$THD_I = \left[\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2} \right] \frac{1}{I_1}$$

El factor de distorsión total del corriente THDI se define como la raíz cuadrada de la sumatoria de los valores eficaces de las componentes armónicas al cuadrado, desde $n = 2$ hasta $n =$ infinito, dividida entre el valor eficaz de la componente fundamental. El THDI es igual al valor eficaz de la forma de onda de corriente, excluyendo de la original la componente fundamental y la componente de corriente continua, dentro del valor eficaz de la componente fundamental.

2.3.1.1.4 Factor de Distorsión Armónica Total de Voltaje.

$$\text{THD}_V = \left[\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2} \right] \frac{1}{V_1}$$

El factor de distorsión total del voltaje THDV se define como la raíz cuadrada de la sumatoria de los valores eficaces de las componentes armónicas al cuadrado, desde $n = 2$ hasta $n = \infty$, dividida entre el valor eficaz de la componente fundamental. El THDV es igual al valor eficaz de la forma de onda de voltaje, excluyendo de la original la componente fundamental y la componente de corriente continua, dentro del valor eficaz de la componente fundamental.

2.3.1.1.5 Factor de Distorsión Armónica Total de Corriente Demandada.

$$TDD = \left[\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2} \right] \frac{1}{I_D}$$

Normalmente los equipos no miden este tipo de factor.

2.3.1.2 Límites Sobre el Control de Armónicos

A continuación se observan algunas de las tablas para establecer ciertos límites en el control de armónicos

Tabla 12. Límites de Distorsión Armónica Total de Tensión Para Usuarios y Suministradores.

Tensión en la frontera	Distorsión individual de tensión %	Distorsión armónica de Tensión THD (%)
69 kV o menos	3,0	5,0
69 a 161 kV	1,5	2,5
Más de 161 kV	1,0	1,5

Tabla 13. Límites de Distorsión de Corrientes Para Sistemas de Distribución (120 V A 69 Kv).

Isc/I _L	Armónicos Individuales (%)					TDD
	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Tabla 14. Límites de Distorsión de Corrientes Para Sistemas de Subtransmisión (69 Kv A 161 Kv)

I_{cc}/I_L	Armónicos Individuales (%)					TDD
	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	
<20	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
$20 < 50$	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
$50 < 100$	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
$100 < 1000$	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
>1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0

Tabla 15. Límites de Distorsión de Corrientes Para Sistemas de Transmisión (> 161 Kv)

I_{sc}/I_L	Armónicos Individuales (%)					THD
	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	
<50	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
≥ 50	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

2.4. MARCO REGULATORIO EN COLOMBIA RELACIONADO CON CALIDAD DE POTENCIA – CREG

2.4.1. Resoluciones

2.4.1.1 La Resolución CREG 070/98

En esta norma se expresan de forma clara cuales son cada uno de los procedimientos para lograr una buena calidad de potencia en el sistema eléctrico colombiano, por tal razón se describen exactamente como aparecen en las resoluciones de la CREG.

➤ En cuanto a la distorsión de la onda.

Norma 4.2.2 Distorsión De Las Ondas. Para limitar los efectos de las distorsiones en la forma de las ondas de tensión y de corriente de los STR's (Sistema de Transmisión Regionales) y/o SDL's (Sistemas de Distribución Locales), el contenido de armónicos de los equipos de los Usuarios conectadas en los niveles de tensión I (Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV), niveles de tensión II (Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV), niveles de tensión III (Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 62 kV) y niveles de tensión IV (Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 62 kV) deberán cumplir con lo establecido en la Norma IEEE 519/92 o aquella que la modifique o sustituya. Es decir, se deben tener en cuenta las limitaciones que se observan en las tablas que se encuentran en lo referente a los límites de control de armónicos (Norma 2.3.1.2 Límites Sobre El Control De Armónicos), para no sobrepasarlos. El éxito de esta norma consiste en establecer adecuadamente los sitios donde se van a realizar las mediciones.

➤ En cuanto al contenido de armónicos de las ondas de tensión y corriente.

Norma 6.2.1.2 Contenido De Armónicos De Las Ondas De Tensión Y Corriente. Son el contenido de ondas con frecuencias que son múltiplos de la

frecuencia normal de suministro (60 Hz) y son el resultado de cargas no lineales en el STR y/o SDL. Tanto el OR (Operador de Red) como los Usuarios conectados a su red deberán cumplir con la norma IEEE 519 - [1992] o la que la modifique o sustituya.

➤ **En cuanto al Flicker**

Norma 6.2.1.3 "Flicker" Mide las variaciones de tensión causadas fundamentalmente por cargas tales como hornos de arco, acerías y otros equipos de gran consumo, que usualmente se traducen en la distorsión de la onda de tensión. El OR deberá garantizar que sus usuarios cumplan con la norma IEEE-519 [1992] o aquella que la modifique o sustituya. El flicker no es más que la fluctuación de la tensión.

➤ **En cuanto a transitorios electromagnéticos rápidos y fluctuaciones de tensión.**

Norma 6.2.1.5 Transitorios Electromagnéticos Rápidos y Fluctuaciones de Tensión. Es todo fenómeno que origine distorsiones transitorias de las ondas de tensión y corriente respecto a su forma y frecuencia permisibles.

Cuando se detecten fenómenos electromagnéticos que perjudiquen a Usuarios conectados a un STR y/o SDL, el OR conjuntamente con el Usuario afectado deberán buscar la causa del fenómeno y solucionarlo en un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles. Cuando el problema causado por un Usuario sea grave e involucre a varios Usuarios, el OR deberá desconectarlo inmediatamente se identifique que el problema está en sus instalaciones.

La norma IEEE-1159 [1995] fija las pautas para el análisis de este tipo de fenómenos.

2.4.1.2. La Resolución CREG 072/99

➤ **En cuanto a la calidad de potencia.**

Artículo 3o. Calidad de la Potencia en el STN. Es responsabilidad del Centro Nacional de Despacho (CND), mantener la calidad del suministro de electricidad en términos de la frecuencia a nivel del SIN y de la tensión a nivel del STN, manteniendo estas variables dentro de los límites establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG-025 de 1995).

Es responsabilidad de los usuarios conectados al STN y de los prestadores de los Servicios de Conexión al STN y Transporte de Energía Eléctrica en el STN, mantener la calidad de la forma de onda.

Es responsabilidad de los usuarios conectados al STN, mantener el balance de las tensiones de fase.

Identificado el responsable de una deficiencia en la forma de onda, o de un desbalance en las tensiones de fase, el CND deberá establecer conjuntamente con el responsable, un plazo máximo razonable para la corrección de la deficiencia identificada. El CND deberá informar al Centro Nacional de Operaciones (CNO) sobre el plazo acordado. Si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado la corrección pertinente, el CND deberá coordinar con los terceros que sean del caso, la desconexión del STN del responsable.

2.4.1.3 La Resolución CREG 061 2000

Es responsabilidad de los usuarios conectados al STN, mantener el balance de las tensiones de fase.

Identificado el equipo o equipos responsables de una deficiencia en la forma de onda, o de un desbalance en las tensiones de fase, el CND deberá establecer conjuntamente con el responsable, un plazo máximo razonable para la corrección de la deficiencia identificada. El CND deberá informar al CNO sobre el plazo acordado. Si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado la corrección pertinente, el CND deberá coordinar con los terceros que sean del caso, la desconexión del STN del equipo o equipos responsables de las deficiencias en la calidad.

Parágrafo. En Resolución aparte la CREG definirá los procedimientos para la desconexiones del equipo o equipos responsables de una deficiencia en la forma de onda, o de un desbalance en las tensiones de fase.

Considerandos... Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas consideró conveniente efectuar ajustes al texto propuesto en el Proyecto de Resolución CREG-001 de 2000, teniendo en cuenta las observaciones recibidas, en el sentido de señalar que en Resolución aparte se expedirá el procedimiento para la desconexión de equipos que incumplan con la calidad en la forma de onda y los estándares de calidad en esta materia; aclarar que el CND es responsable de centralizar la información pero los responsables de colectarla y reportarla son los agentes que operan los activos del STN; adicionar dentro de las exclusiones a los tiempos necesarios para pruebas, los tiempos para efectuar las maniobras necesarias para la conexión de activos en general al SIN, que estando en el Plan de Expansión emitido por la UPME, afecten la disponibilidad en el STN; hacer aclaraciones sobre las exclusiones de terceros, teniendo en cuenta el beneficiario real y establecer el cronograma para la aplicación de los procedimientos señalados.

2.4.2 Normas de Calidad

- **En cuanto a la calidad de la potencia en el STN:** Se debe mantener la frecuencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN); Se debe mantener la tensión en el Sistema de Transmisión Nacional (STN); Se debe mantener una buena calidad de la forma de onda y por último se debe mantener el balance de tensiones de fase.

- **En cuanto a la calidad del servicio:** Se debe garantizar la continuidad del servicio con ciertos índices de disponibilidad, con los activos de uso del STN y los activos de conexión del STN, los cuales se describen a continuación respectivamente; **Activos de Uso del STN.** Son aquellos Activos de transmisión de electricidad que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, son de uso común, se clasifican en Unidades Constructivas y son remunerados mediante Cargos por Uso del STN. **Activos de Conexión.** Son aquellos Activos que se requieren para que un generador, un usuario u otro transportador, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional, o a un Sistema de Distribución Local. Siempre que estos Activos sean usados exclusivamente por el generador, el usuario o el transportador que se conecta, o exclusivamente por un grupo de usuarios no regulados o transportadores que se conecten, no se considerarán parte del Sistema respectivo.

2.4.3 Responsables de la Calidad de la Potencia en Colombia

En cuanto a la responsabilidad se refiere, somos todos los que intervenimos en este sentido, es decir, generadores, transmisores, comercializadores y por

último todos los usuarios conectados de una u otra forma al sistema eléctrico colombiano, ahora bien cada una de estas responsabilidades corresponde a:

Centro Nacional de Despacho CND:

- Frecuencia a nivel del SIN
- Tensión a nivel del STN

Usuarios Conectados:

- Calidad de la forma de onda
- Balance de tensiones de fase

Prestadores del Servicio de Transporte y Conexión:

- Calidad de la forma de onda
- Continuidad en el servicio

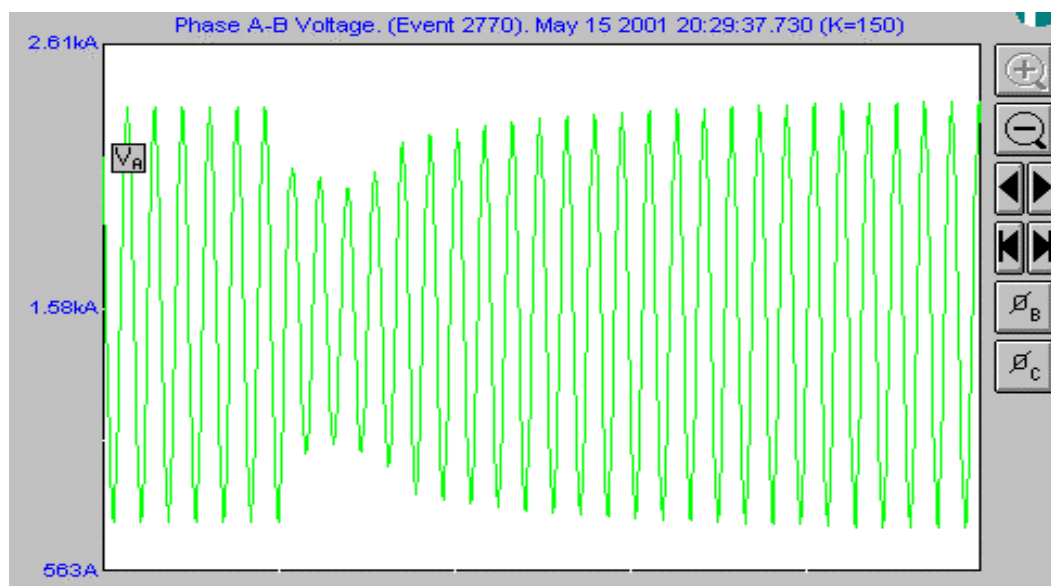
2.4.4 Variaciones en la Magnitud del Voltaje

Las fluctuaciones de tensión no son más que variaciones sistemáticas en el perfil de tensión cuya magnitud normalmente no excede los rangos de tensión especificados por la ANSI c84.1-1992 (0.9 a 1.1 del valor por unidad). Las rápidas variaciones en la magnitud de la corriente de la carga pueden causar variaciones de tensión que a menudo son referidas como flicker. El término flicker es derivado del impacto de las fluctuaciones de tensión sobre las lámparas, que son percibidas por el ojo humano. El flicker es la medida

de las variaciones de tensión causadas fundamentalmente por cargas tales como hornos de arco, acerías y otros equipos de gran consumo, que usualmente se traducen en la distorsión de la onda de tensión. Estas variaciones representan las breves excursiones de la tensión a frecuencia industrial del sistema, por fuera del rango normal y por unos pocos ciclos. Dependiendo la ubicación de la falla y de las condiciones del sistema, la falla puede ocasionar ya sea una caída de tensión temporal (SAG), un crecimiento temporal de la tensión (swell) ó una completa pérdida de la alimentación (interrupción).

Los Sags: Son caídas transitorias de tensión de muy corta duración, generalmente en el rango entre 0.5 - 30 ciclos, los cuales, dependiendo de su magnitud y duración, pueden generar interrupciones a un proceso industrial

Figura 9. Caída de Tensión Transitoria a Frecuencia Industrial (SAG).



Causas principales de los SAGS de tensión: Los eventos generadores de sags de tensión pueden ocurrir dentro de la planta industrial o sobre el sistema de potencia de la empresa proveedora de energía. La condición de

Sag dura hasta que la falla es aclarada por un dispositivo de protección de sobrecorriente. Las principales causas de Sag son:

- Descargas atmosféricas
- Maniobras en equipos
- Suicheo de capacitores
- Arranque de motores

Sensibilidad de las cargas a los Sags de tensión: Las cargas importantes que pueden ser impactadas por sags incluyen motores, elementos calentadores, variadores de velocidad, dispositivos electrónicos de potencia, sistemas de Iluminación, dispositivos de control como computadoras, contactores y controladores lógicos programables (PLC's).

Tipos de cargas:

- Computadores y cargas electrónicas
- Equipos de telecomunicaciones
- Contactores de motores y relés electromecánicos
- Lámparas de descarga de alta intensidad (HID)
- Variadores de velocidad (ASD'S)
- Controladores Lógicos Programables (PLC'S)

Duración de los sags y soportabilidad de equipos:

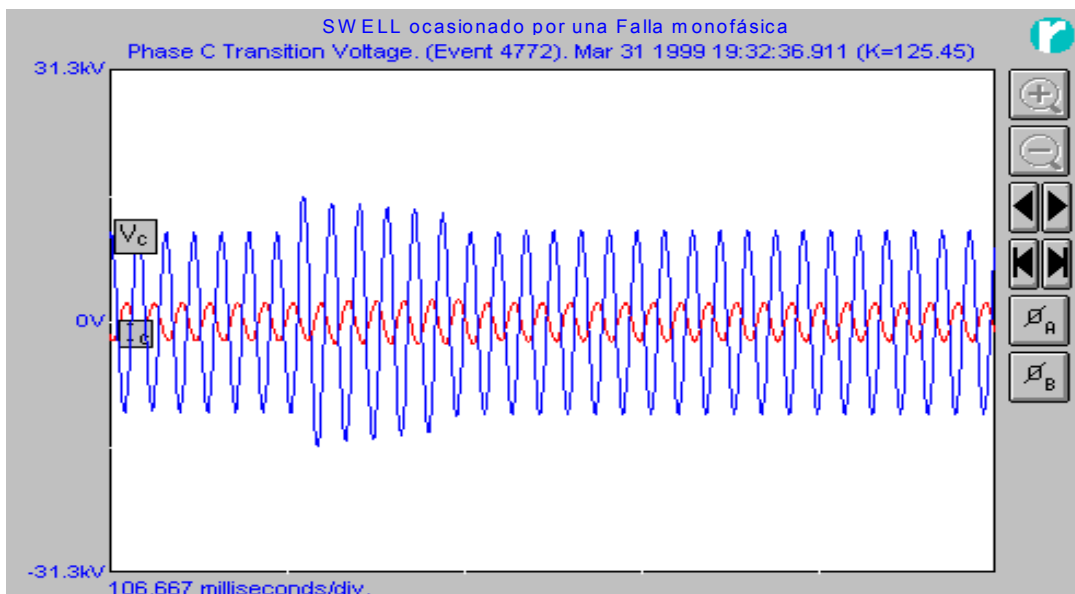
- Relojes digitales: 1 – 10 segundos
- Equipos controlados con microprocesador: PCs, PLCs, TVs, Video grabadoras, etc 1 – 30 ciclos
- Motores de inducción: 10 ciclos – segundos
- Arrancadores de motores por contactores: 1 – 10 ciclos

- Dispositivos cambiadores de velocidad: 1 ciclo- 1 segundo

Subida de tensión (SWELL): Es el Incremento del voltaje RMS entre el 110% y 130% de su valor nominal. Su duración puede estar entre 0.5 ciclos y algunos minutos. En general son causados por:

- Malas conexiones (neutros desconectados)
- Fallas desbalanceadas en sistemas de transmisión y Subtransmisión
- Accidentes (líneas de alto voltaje que caen sobre líneas de bajo voltaje)
- Desconexión de grandes cargas

Figura 10. Crecimiento Temporal de Tensión a Frecuencia Industrial (swell)



Interrupción: Una interrupción ocurre cuando la tensión en la fuente o en la carga decrece hasta un valor menor de 0.1 p.u. por un periodo de tiempo no mayor a un minuto. Las interrupciones pueden resultar de fallas en el sistema de potencia, fallas de equipos o mal funcionamiento del sistema de control. La duración de una interrupción debida a una falla en el sistema de

distribución está determinada por el tiempo de operación del dispositivo de protección.

2.4.5 Variaciones en la Forma de la Onda del Voltaje

2.4.5.1 Definiciones:

- **Distorsión de la forma de onda:** Es la desviación en estado estable de la forma de onda seno ideal a la frecuencia fundamental; se caracteriza por tener un contenido espectral.

- **Principales tipos de distorsión:**
 - ✓ **Niveles de DC (offset):** Es la presencia de un componente de DC en la corriente o tensión AC. Este fenómeno aparece como resultado de la rectificación de media onda

 - ✓ **Armónicos de tensión y corriente:** Son voltajes o corrientes sinusoidales que tienen frecuencias múltiplos enteros de una frecuencia fundamental (60Hz). Los armónicos al combinarse con la componente fundamental de tensión o corriente distorsionan la forma de onda

La distorsión en las formas de onda de los voltajes y corrientes en un Sistema de Potencia es un problema cada vez mayor debido al incremento en cantidad y capacidad de dispositivos electrónicos no-lineales en los sistemas de potencia.

La distorsión de una señal referente a una sinusoidal pura se expresa en términos de componentes armónicos o armónicos simplemente. En una señal eléctrica, un armónico es definido como el contenido de la señal cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia original del sistema.

Los armónicos de voltaje y corriente son generados por cargas especiales, comúnmente denominadas cargas deformantes. Las principales cargas generadoras de armónicos en un sistema eléctrico de potencia son las siguientes:

- Horno de arco voltaico
- Drives que alimentan motores de DC
- Drives que alimentan motores de AC
- Rectificadores AC/DC

2.4.5.2 El Estudio de Armónicos Puede Realizarse Mediante Análisis de Fourier:

Toda onda periódica no sinusoidal puede ser descompuesta como la suma de ondas sinusoidales, para esta descomposición sea posible se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Que la integral a lo largo de un periodo de la función sea un valor finito.
- Que la función posea un número finito de discontinuidades en un periodo.
- Que la función posea un número finito de máximos y mínimos en un periodo

2.4.5.3 Cargas que Generan Armónicos

Los armónicos de voltaje y corriente son generados por cargas especiales, comúnmente denominadas cargas deformantes tales como:

- Hornos de arco y otros elementos de descarga de arco, tales como lámparas fluorescentes. Los hornos de arco se consideran más como generadores de armónicos de voltaje que de corriente
- Núcleos magnéticos en transformadores y máquinas rotativas que requieren corriente de tercer armónico para excitar el hierro.
- La corriente inrush de los transformadores produce segundo y quinto armónico.
- Controladores de velocidad ajustables usados en ventiladores, bombas y controladores de procesos
- Swiches en estado sólido que modulan corrientes de control, intensidad de luz, calor, etc.
- Fuentes controladas para televisores, videograbadoras y computadoras.
- Rectificadores basados en diodos o tiristores para equipos de soldadura, cargadores de baterías, etc.
- Compensadores estáticos de potencia reactiva.
- Estaciones en DC de transmisión en alto voltaje.
- Convertidores de AC a DC (inversores).
- Rectificador trifásico de 6 pulsos es ampliamente utilizado en la industria, no requiere transformadores y genera armónicos del orden $6n \pm 1$
- Rectificador trifásico de 12 pulsos se utiliza para aplicaciones en grandes sistemas de potencia, requiere transformadores auxiliares para generar desfases, genera armónicos del orden $12n \pm 1$, anulando los contenidos de armónicos como el 5, 7, 17, 19... generados por el rectificador de 6 pulsos y está conformado por dos rectificadores de 6 pulsos conectados en serie

2.4.5.4. Efectos de los Armónicos

A continuación se describe el efecto que tienen los armónicos sobre los cables, transformadores, motores, equipos de medida y otros equipos respectivamente.

➤ EFECTOS SOBRE LOS CABLES

- ✓ Incremento de las pérdidas Joule (I^2R) debido al efecto piel.
- ✓ Las corrientes de alta frecuencia tienden a circular por la periferia del conductor.
- ✓ El efecto se hace más notable sobre los cables de menor resistencia (mayores calibres).
- ✓ El efecto sobre la inductancia del cable es despreciable.

➤ EFECTOS SOBRE LOS TRANSFORMADORES

- ✓ Incremento de pérdidas por efecto Joule.
- ✓ Incremento de pérdidas por corrientes de Eddy.
- ✓ En conexiones delta-estrella que alimenten cargas no lineales monofásicas se puede tener:
 - Sobrecalentamiento del neutro por la circulación de armónicas.
 - Sobrecalentamiento del devanado conectado en delta.
- ✓ En caso de que alimenten cargas no lineales que presenten componente de corriente directa es posible:
 - Aumento ligero en las pérdidas de núcleo o sin carga.
 - Aumento en el nivel de sonido audible.

- Incremento sustancial en la corriente de magnetización.
- ✓ Para los transformadores que alimenten a cargas no lineales se recomienda:
 - Aumentar su capacidad nominal.
 - Utilizar transformadores con factor k.

➤ **EFFECTOS SOBRE MOTORES**

- ✓ Calentamiento excesivo por el aumento en todas sus pérdidas.
- ✓ PÉRDIDAS I^2R EN EL ESTATOR: por el aumento de la corriente de magnetización y por el efecto piel.
- ✓ PÉRDIDAS I^2R EN EL ROTOR: por el aumento en la resistencia efectiva del rotor por el efecto piel.
- ✓ PÉRDIDAS DE NÚCLEO: aumentan relativamente poco debido al aumento en las densidades de flujo pico alcanzadas.
- ✓ PÉRDIDAS ADICIONALES: aumentan, pero son extremadamente complejas de cuantificar y varían con cada máquina.
- ✓ Dependiendo del voltaje aplicado puede haber una reducción en el par promedio de la máquina.
- ✓ Se producen torques pulsantes por la interacción de las corrientes del rotor con los campos magnéticos en el entrehierro.
- ✓ Menor eficiencia y reducción de la vida de la máquina.

➤ **EFFECTOS SOBRE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN**

- ✓ En los dispositivos electromecánicos se presentan errores de medición principalmente cuando se tiene una distorsión de tensión alta.

- ✓ Pueden presentarse daños mecánicos debido al cambio de dirección del flujo de energía muchas veces por minuto.
- ✓ No es recomendable el uso de medidores electromecánicos cuando se tienen ondas con contenidos armónicos elevados.
- ✓ En general los nuevos medidores de tecnología digital funcionan bien en presencia de armónicos.

➤ **EFFECTOS SOBRE OTROS EQUIPOS**

- ✓ Barras de neutros: calentamiento por la circulación de corrientes de secuencia cero.
- ✓ Interruptores: los fusibles e interruptores termomagnéticos protegen en forma efectiva contra sobrecargas por corrientes armónicas. Su capacidad interruptiva no se ve afectada por armónicos.
- ✓ Equipos electrónicos sensitivos: los armónicos pueden afectar la operación en equipos que utilizan los cruces por cero de las tensiones.

2.4.6 Soluciones Técnicas

Para determinar que soluciones se le puede dar al problema de la calidad de potencia en Colombia, nos debemos plantear dos preguntas, que se enuncian a continuación:

1. ¿Quiénes Están Involucrados?

- Son muchos los eventos que pueden causar un problema de calidad de la energía.
- La evaluación de los problemas de calidad de potencia es muy difícil puesto que las causas pueden ser muy variadas, desde eventos de

maniobra al interior del usuario, hasta fallas que se presentan a cientos de kilómetros sobre el sistema de potencia.

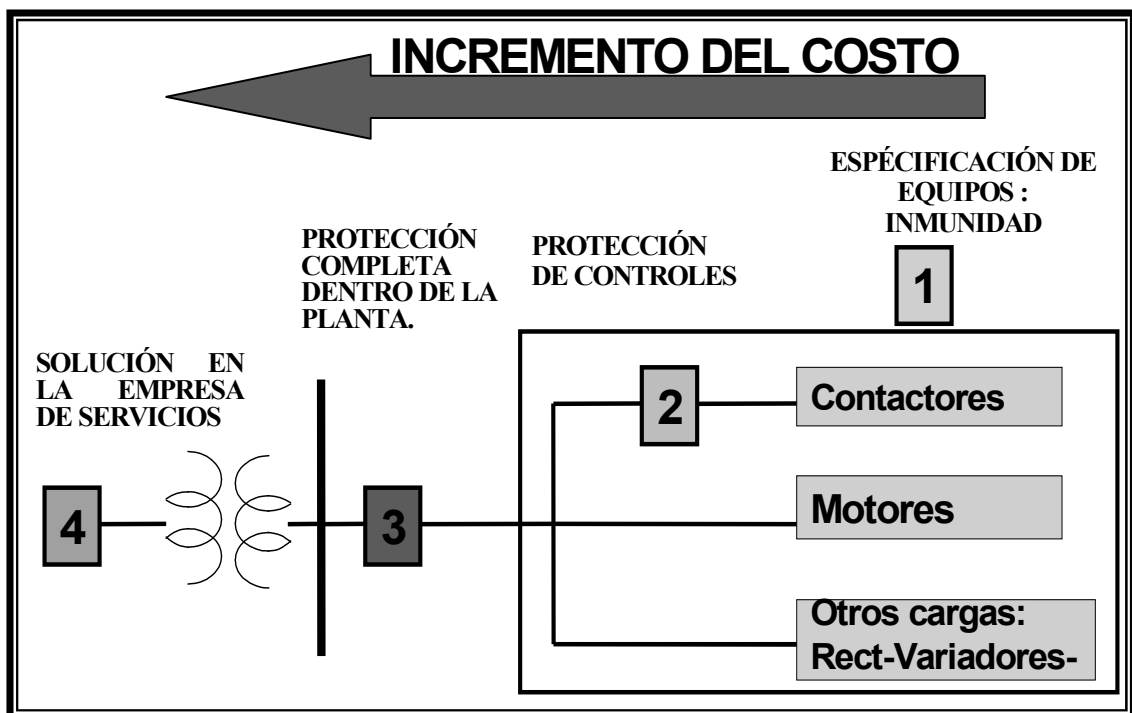
- La calidad de la potencia eléctrica no es algo que las empresas de energía puedan completamente controlar. Se requiere una interacción entre empresa de energía, cliente, y fabricante de equipos.
- Probablemente el más importante parámetro que afecta la calidad de la potencia es la sensibilidad del equipo del usuario.

2. ¿Qué Se Puede Hacer Para Entender El Problema?;

- Para entender los fenómenos asociados a la calidad de potencia, se requiere un conocimiento preciso del sistema de potencia de la empresa suministradora de energía, del sistema eléctrico al interior del usuario y de las características eléctricas del equipo.
- Se deben direccionar esfuerzos en:
 - ✓ **MONITOREO** : El monitoreo de la calidad de la potencia eléctrica suministrada al usuario final debe realizarse sobre el sistema de distribución y dentro de las instalaciones del usuario
 - ✓ **ASESORÍA TÉCNICA** : Mediante la asesoría técnica a los clientes, para caracterizar y evaluar los problemas para entrar a determinar soluciones específicas al cliente
 - ✓ **HERRAMIENTAS ANALÍTICAS**: Implementación de modelos analíticos para simular los disturbios en el sistema, lo cual permitirá evaluar condiciones futuras del sistema (por ejemplo planes de expansión) y su impacto en la calidad final.

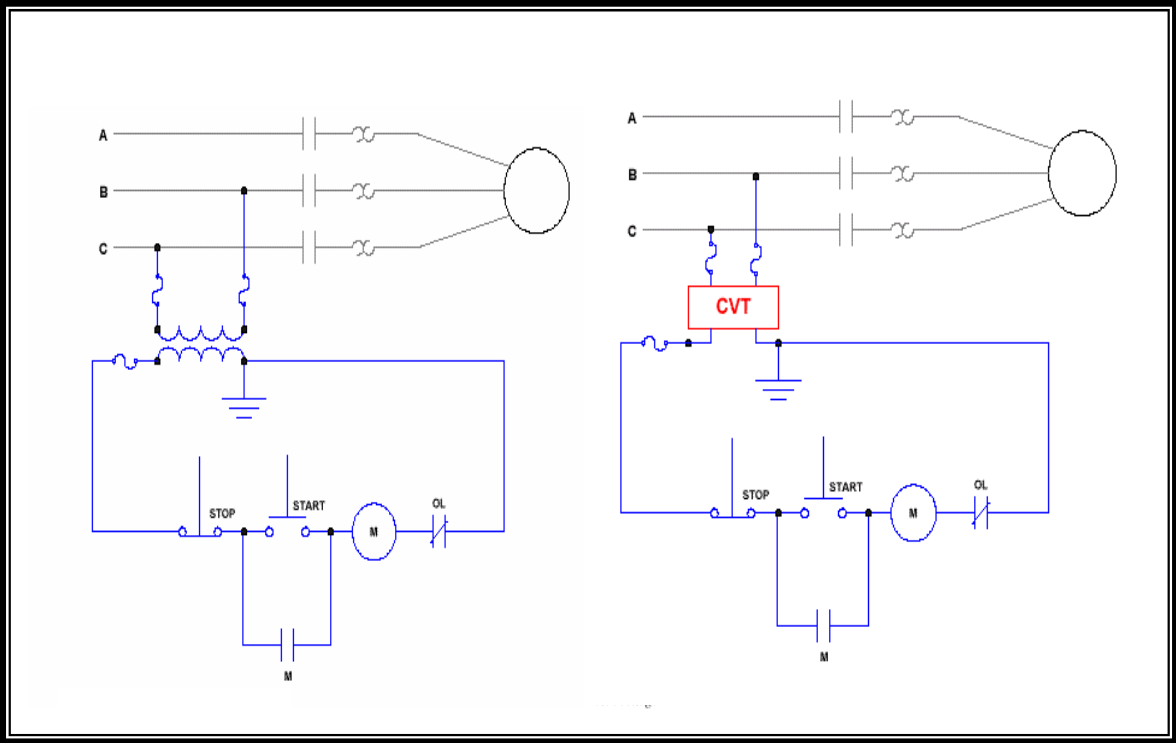
Las alternativas técnicas de solución para reducir el número y severidad de los problemas de calidad de potencia van desde los propios equipos del usuario hasta la empresa de servicios, es decir, lo primero que se debe realizar es una buena especificación técnica de los equipo, como segundo, una buena selección de protección de controles, tercero, una protección completa dentro de la planta y por último, la empresa de servicios debe brindar soluciones. Claro esta que todo esto trae como consecuencia el incremento de los costos, como se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 11. Soluciones Técnicas



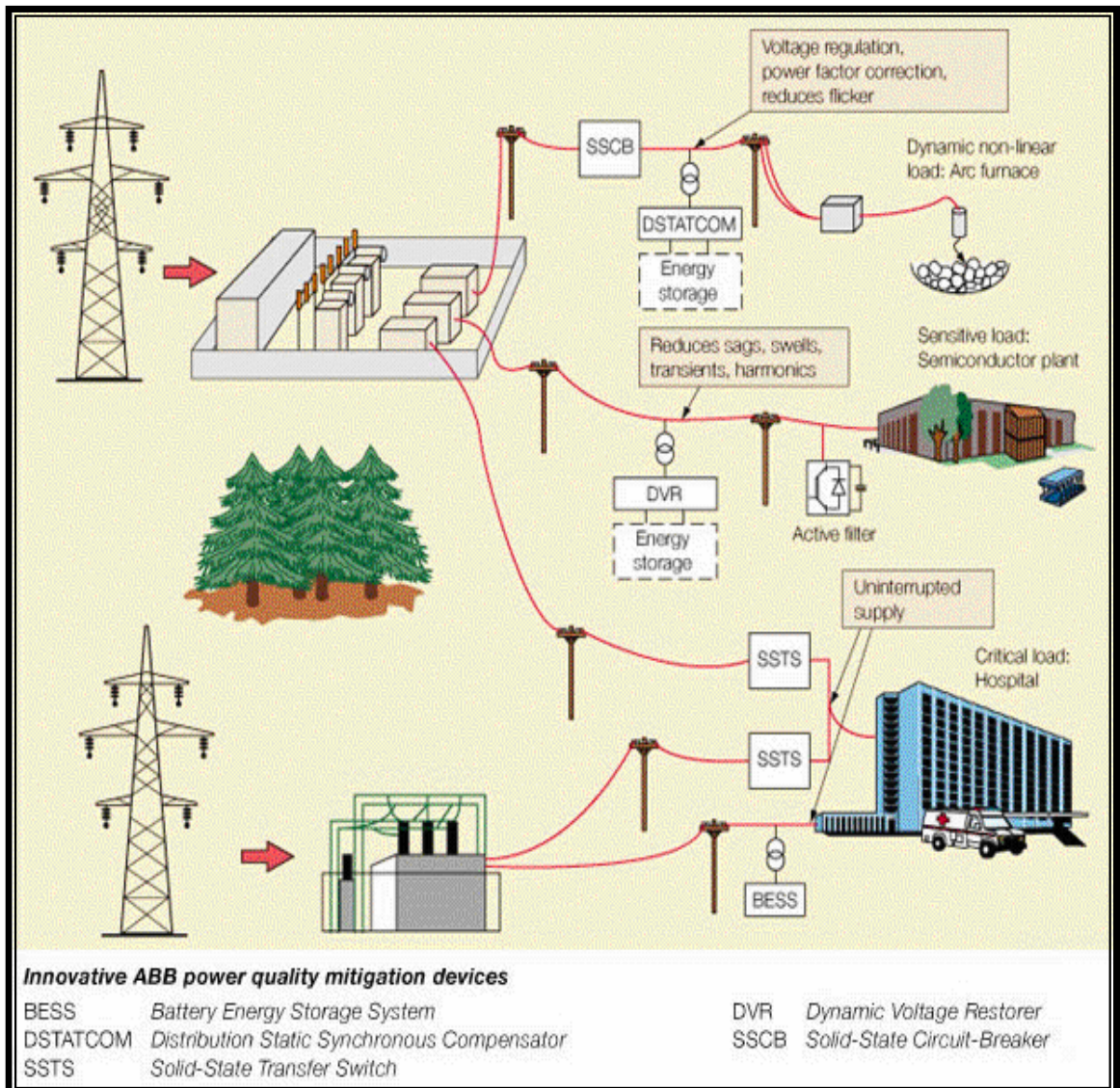
La protección de controles no es más que respaldar la parte de control (Pulsadores, contactores, PLC's, etc), con equipos acondicionadores de energía como UPS o transformadores de voltaje constante. Como se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 12. Sistema de Control Acondicionado con CVT



La protección en la planta se realiza de acuerdo a la siguiente figura.

Figura 13. Disposición de los Diferentes Equipos para la Protección en el Sistema de Potencia



La empresa de servicios debe realizar las siguientes actividades:

- **MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO:** El mantenimiento involucra actividades de prevención de fallas, poda de árboles, añadir pararrayos de línea, tecnología de aisladores, cables de guarda, protección contra animales, aislamientos en cables, etc.

- **IMPLEMENTACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS:** Incluye revisión de prácticas de coordinación, añadir pararrayos de línea, cable cubierto, suiches en SF6, automatización, reconectores, seccionalizadores, etc.

CONCLUSIONES

- El sistema eléctrico colombiano con todo los cambios que ha tenido durante toda su existencia, se puede concluir que las acciones que se tomaron y que se están tomando en cuanto a su composición, básicamente lo que buscan, es crear un sistema en el cual el ente regulatorio es el gobierno y la gran mayoría de las empresas son del sector privado, logrando con esto un mayor grado de exigencia por parte del gobierno hacia estas empresas. Además de establecer los criterios de verticalidad y horizontalidad para el servicio que prestan las empresas a niveles de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- Con referente a su configuración física, como se puede observar, se han realizado varios proyectos tales como construcción de líneas, por lo general a niveles del STN, es decir 220 kv y 500 kv, buscando con esto el fortalecimiento a estos nivel que se traducen en una buena calidad y continuidad del servicio para atender la demanda diaria de todo el sistema eléctrico colombiano. Además de todos los proyectos que se encuentran en ejecución y registrados en la UPME, para poder atender el crecimiento futuro de la demanda del sistema.
- Para mejorar nuestra calidad de potencia se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones; en cuanto a equipos, estos deberán ser menos sensibles a las variaciones en la calidad de la potencia. En cuanto a los clientes, estos tendrán un mejor entendimiento de los problemas de calidad de la potencia e incluirán estos problemas en sus diseños de la planta. En cuanto a las empresas de energía, estas suministrarán información más detallada a sus clientes considerando el comportamiento

esperado del sistema a medida que éste pueda afectar las cargas de los clientes.

- La “Calidad de Energía” que se debe procurar en toda instalación eléctrica, se logra con un diseño adecuado en el cuál se debe contemplar la instalación de conductores eléctricos de cobre de un calibre mayor al especificado, con lo cuál, frente a un incremento de la carga que soporta el sistema, se evitan los problemas que resultan de la generación de armónicas.

- Por último podemos mencionar las siguientes recomendaciones para controlar la magnitud de las corrientes armónicas las cuales son: Uso de filtros pasivos para establecer un camino de baja impedancia para las corrientes armónicas de forma que circulen por el filtro y no por la fuente de alimentación; Uso de filtros activos, que son compensadores activos de armónicos; Uso de transformadores de separación que separan las armónicas múltiplos de 3 de la fuente de alimentación; Uso de reactores de línea para corriente alterna; Realizar una nueva distribución de cargas y balance eléctrico de la instalación; Mayor dimensionado de los transformadores y cables para disminuir las perturbaciones; Realizar un mantenimiento predictivo de la instalación eléctrica; Separar las cargas lineales de las no lineales; Realizar un monitoreo continuo del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

www.creg.gov.co

www.upme.gov.co

www.isa.com.co

Norma IEEE Std 1159-1995, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.

Norma IEEE Std 1100-1999, (Revision of IEEE Std 1100-1992), IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment.

Norma IEEE Std C62.45-2002, (Revision of IEEE Std C62.45-1992) IEEE Recommended Practice on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits.

Norma IEEE Std C62.45-1992, (Revision of IEEE Std C62.45-1987) IEEE Guide on Surge Testing for Equipment Connected to Low-Voltage AC Power Circuits.

Norma IEEE Std 446-1995, (Revision of IEEE Std 446-1987), IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power System for Industrial and Commercial Applications.

Norma ANSI C84.

GLOSARIO

CAC	Comité Asesor de Comercialización
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
IDEAM	Instituto de Estudios Ambientales
MEM	Mercado de Energía Mayorista
OR	Operador de Red
SDL	Sistema de Distribución Local
SIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSP	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética