

INFORME ANUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AÑO 2009

El lunes 15 de noviembre de 2010, nos llegó con 5 meses de retraso el reporte anual 2009.

Los resultados son sub-estándares casi por cualquier medida.

La manipulación de las cifras es deplorable y revela un problema medular de la gestión del sector dónde lo político se antepone a lo técnico en un sector que requiere del más elevado estándar de ética y profesionalismo para su correcto desempeño.

Increíble como se maquillan las cifras cuando precisamente por no rectificar a tiempo en el 2009 no hubiésemos tenido tan dura crisis en el 2010 y se observan contradicciones llamativas entre lo declarado y los hechos.

Hasta que no se ponga, la verdad por delante no se podrá mejorar el Sector Eléctrico. El problema no se puede arreglar a cualquier costo, requiere de planificación y excelencia operacional ausente en los responsables por el liderazgo del sector.

Venezuela fue el último país América Latina en hacer público su informe anual para su sistema eléctrico.

Por Ing. José Aguilar
Consultor Internacional de
Sistemas Eléctricos

Indice

Indice	3
Resumen Ejecutivo	4
Editorial	6
Sistema Eléctrico Nacional - Estadísticas 2009	8
Acontecimientos 2009	8
Red Troncal de Transmisión.....	19
Demanda Máxima de Potencia	20
Generación Neta.....	22
Generación Bruta por Tipo de Combustible	24
Energía Generada Bruta en Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP)	26
Intercambios de Energía en el SEN	27
Consumo de Energía.....	28
Consumo de Combustible.....	30
Indicadores del Embalse de Guri	34
Resumen Estadístico SEN 2009	59
Histórico 2005-2009	60
Capacidad Instalada, Demanda Máxima.....	60
Generación, Intercambio y Consumo de Energía	65
Glosario.....	68
Abreviaciones	68
Términos	71
Unidades de Medida	73

Resumen Ejecutivo

Durante el año 2009 el Sistema Eléctrico Nacional - SEN atendió una demanda máxima de potencia de 17.337 MW y su crecimiento fue de 6,03% respecto al año anterior, valor este superior al crecimiento promedio interanual de los últimos cinco años de 4,2%. En cuanto al consumo de energía eléctrica, se observó un crecimiento de 4,55% respecto al año anterior y en el orden al crecimiento promedio interanual de los últimos cinco años de 4,41%, al registrarse un consumo neto de 123.075,2 GWh.

Resaltan en el año 2009, los dos eventos ocurridos los días 03 de agosto y 03 de septiembre los cuales afectaron gran parte del suministro de energía eléctrica a nivel nacional, en magnitudes que alcanzaron el 43% y 46% de la demanda máxima anual registrada en el año.

En lo referente a la producción de energía, se generaron 123.447,7 GWh, de los cuales el 69,5% (85.836,1 GWh) fue producido con fuentes hidráulicas mientras que el 30,5% restante (37.611,6 GWh) fue abastecido con fuentes térmicas, presentando un aumento de 6.126 GWh térmicos respecto al monto contabilizado durante el año 2008.

En cuanto a los indicadores hidrológicos del embalse de Guri, se observa como en el año 2009, se registró un aporte promedio diario de 4.167 m³/seg, lo que resultó 13,21% por debajo de la media histórica, tendencia esta manifiesta en el último semestre del año; por su lado la cota mínima alcanzada por el embalse de Guri fue de 261,56 m.s.n.m., registrada al final de año. Es importante señalar que para el año 2009, se rompe con el comportamiento presentado en los últimos cuatro años, en donde se presentaba en forma significativa la condición de alivio en el embalse de Guri, tan sólo ocurriendo en esta oportunidad la condición de alivio en el mes de enero por 1.477 m³/seg equivalentes a 1.377 GWh-mes.

Respecto a los desarrollos en el área de generación, CORPOELEC continuó con el plan de incremento de la generación instalada mediante la puesta en servicio de importantes plantas así como de un número significativo de plantas de generación distribuida, incorporando a la capacidad instalada del SEN 615 MW, de los cuales destaca la instalación de la 2^{da} unidad de 150 MW del 2^{do} Ciclo Combinado Termozulia II, la 2^{da} y 3^{ra} unidad de 150 MW c/u en la Planta Josefa Camejo ubicada en el estado Falcón, así como la puesta en servicio de la central hidroeléctrica Masparro de 25 MW en el estado Barinas.

Así mismo se incorporan al sistema nacional 140 MW de generación distribuida mediante la puesta en servicio de 15 plantas de generación de esta tecnología, contribuyendo a la mejora de la calidad de servicio en los estados Táchira, Monagas, Mérida, Barinas, Apure, Nueva Esparta, Aragua y Zulia.

En la red troncal de transmisión durante el año 2009, se instalaron 400 MVA de capacidad de transformación y 150 kilómetros de líneas. Se destaca en el área central la puesta en servicio de la línea N° 1 Calabozo - San Fernando II a 230 kV y el autotransformador N° 1 de 230/115 kV en la S/E San Fernando II así como el autotransformador N° 2 en la S/E Cabimas 230/115 kV.



Despacho de Carga Central del Sistema Eléctrico Nacional

Editorial

El 19 de agosto del año 2009 la Organización Meteorológica Mundial decretó el inicio del fenómeno El Niño, que se manifiesta con un incremento en la temperatura superficial del océano pacífico tropical. En Venezuela históricamente se ha evidenciado una alta correlación entre la ocurrencia del fenómeno y la disminución de la pluviosidad en las regiones suroriental y occidental del país, lo que conlleva a una disminución en el caudal de aporte de agua a los embalses destinados a la generación hidroeléctrica.

Precisamente aquí alega, el Niño entonces Sres. ¿Por qué no recortaron el Guri en vez de acelerarlo?!!

Este fenómeno natural generó una sequía en los embalses más importantes destinados a la producción hidroeléctrica del país, especialmente en el embalse de Guri el cual registró a finales del mes de diciembre del año 2009 una cota de 261,56 m.s.n.m., nivel similar al registrado en el año 2002 cuando se produjo la anterior crisis hidroeléctrica. Una situación análoga presenta el embalse La Honda el cual surte a la central hidroeléctrica San Agatón principal fuente generadora de electricidad para Los Andes venezolanos, instalada entre los estados Táchira y Mérida, por lo que la generación de dicha zona del país se vió sensiblemente reducida.

Cabe destacar que de la capacidad total instalada en el país el 62% es de origen hidroeléctrico y el 38% restante esta conformado por plantas de generación térmicas, lo que crea una alta dependencia a la hidroelectricidad que se genera al sur de Venezuela, requiriéndose de largos sistemas troncales de transmisión para transportar la electricidad hacia el centro y occidente del país, por lo que la ocurrencia de fallas en dichas instalaciones compromete considerablemente la estabilidad del sistema nacional.

Al escenario anterior se adiciona, que el consumo de energía requerido ha venido creciendo sostenidamente desde el año 2002 a ritmos similares a los de la economía, acortando el excedente de capacidad de generación del país respecto a la demanda del servicio, dejando un margen de maniobra reducido al sistema

interconectado para operar durante picos de demanda y sobrepasando los límites de transmisión que conforman la red troncal nacional.

Toda esta situación condujo a la aplicación por parte del gobierno nacional de un conjunto de medidas con la finalidad de desarrollar proyectos para incrementar la generación térmica y disminuir el consumo de energía en el país.



Sistema Eléctrico Nacional - Estadísticas 2009

El Sistema Eléctrico Nacional está formalmente integrado por la Corporación Eléctrica Nacional CORPOELEC a través de sus empresas filiales CADAPE, EDELCA, EDC, ENELVEN, SENECA, ELEVAL, CALIFE, ENELCO y ENELBAR.

Acontecimientos 2009

En esta sección se hace un recuento de los eventos relacionados con los valores de demanda máxima de las filiales de la corporación, así como la entrada en servicio de nuevos equipos de generación y transmisión ocurridos durante el año 2009.

Máximos 2009 en Demanda de Potencia

ENERO 21. A las 11:00 horas EDELCA registró su máxima demanda horaria, situándose en un valor de 3.296 MW, lo cual representó un decrecimiento de 4,02% respecto al año anterior.

ABRIL 28. A las 15:00 horas ELEVAL registró su máxima demanda horaria, situándose en un valor de 310 MW, lo cual representó un decrecimiento de 1,27% respecto al año anterior.

AGOSTO 17. A las 21:00 horas SENECA alcanzó su demanda máxima horaria, registrándose un valor de 336 MW, representando un crecimiento de 7,69% respecto al año anterior.

SEPTIEMBRE 10. A las 19:00 horas el Sistema Eléctrico Nacional alcanzó su demanda máxima horaria, registrándose un valor de 17.337 MW (incluye 842 MW de racionamiento), representando un crecimiento de 6,03% respecto al año anterior.

SEPTIEMBRE 24. A las 15:00 horas ENELBAR alcanzó su demanda máxima horaria, registrándose un valor de 641 MW (incluye 30 MW de racionamiento), representando un crecimiento de 8,28% respecto al año anterior.

SEPTIEMBRE 25. A las 12:00 horas EDC alcanzó su demanda máxima horaria, registrándose un valor de 2.242 MW, representando un crecimiento de 4,52% respecto al año anterior.

SEPTIEMBRE 30. A las 20:00 horas ENELCO alcanzó su demanda máxima horaria, registrándose un valor de 768 MW (incluye 135 MW de racionamiento), igualando al valor alcanzado en el año anterior.

OCTUBRE 1. A las 22:00 horas ENELVEN alcanzó su demanda máxima horaria, registrándose un valor de 1.993 MW (incluye 86 MW de racionamiento), representando un crecimiento de 11,34% respecto al año anterior.

NOVIEMBRE 19. A las 21:00 horas CADAFE registró su máxima demanda horaria, situándose en un valor de 7.625 MW (incluye 531 MW de racionamiento), lo cual representó un crecimiento de 13% respecto al año anterior.

Nuevo Equipamiento en el SEN

ENERO 15. Fueron sincronizadas las unidades de generación distribuida de la Planta Coloncito en el estado Táchira, sumando a la capacidad nominal del SEN 15 MW; También fueron sincronizadas las unidades de generación distribuida de la Planta Caripito en el estado Monagas, sumando a la capacidad nominal del SEN 8 MW y las unidades de generación distribuida de la Planta Caño Zancudo en el estado Mérida, sumando a la capacidad nominal del SEN 15 MW.

FEBRERO 18. Fue sincronizada la 2da unidad de generación del ciclo combinado en la Planta Termozulia II en el estado Zulia, sumando a la capacidad nominal del SEN 150 MW.

FEBRERO 28. Fueron sincronizadas las unidades de generación distribuida de la Planta Arismendi en el estado Barinas, sumando a la capacidad nominal del SEN 4,32 MW

MAYO 5. Fueron sincronizadas las unidades N° 1 y 2 de generación de la Planta Hidroeléctrica Masparro en el estado Barinas, sumando a la capacidad nominal del SEN 25 MW (12,5 MW c/u).

JUNIO 5. Fueron sincronizadas las unidades de generación distribuida de la Planta Mantecal en el estado Apure, sumando a la capacidad nominal del SEN 7,2 MW.

JULIO 25. Fue sincronizada la unidad N° 2 de generación de la Planta Josefa Camejo en el estado Falcón, sumando a la capacidad nominal del SEN 150 MW.

AGOSTO 19. Fueron sincronizadas las unidades de generación distribuida de la Planta Las Hernández en el estado Nueva Esparta, sumando a la capacidad nominal del SEN 15 MW.

AGOSTO 21. Fueron sincronizadas las unidades de generación distribuida de la Planta Puerto Nutrias en el estado Barinas, sumando a la capacidad nominal del SEN 5,4 MW.

SEPTIEMBRE 11. Fueron sincronizadas las unidades de generación distribuida de la Planta Palo Negro en el estado Aragua, sumando a la capacidad nominal del SEN 15 MW.

OCTUBRE 12. Se pone en servicio por primera vez la línea N° 1 a 230 kV Calabozo - San Fernando II de 150 kilómetros de longitud y el autotransformador N° 1 de 230 kV / 115 kV de 200 MVA en la subestación San Fernando II.

NOVIEMBRE 1. Se desincorpora la unidad N° 1 de la Planta Rafael Urdaneta en ENELVEN, disminuyendo la capacidad instalada del SEN en 29 MW.

Igualmente en esa fecha, se desincorporan las unidades 15 y 16 de la Planta La Concepción en ENELVEN, disminuyendo la capacidad instalada del SEN en 32 MW.

NOVIEMBRE 2. Fueron sincronizadas las unidades de generación distribuida de la Planta Cuatro Esquinas en el estado Zulia, sumando a la capacidad nominal del SEN 6,5 MW.

NOVIEMBRE 8. Fue sincronizada la unidad N° 3 de generación de la Planta Josefa Camejo en el estado Falcón, sumando a la capacidad nominal del SEN 150 MW.

NOVIEMBRE 24. Entraron en servicio por primera vez las unidades de generación distribuida de la Planta Luisa Cáceres V, ubicada en la Isla de Margarita, estado Nueva Esparta, aportando 4,8 MW al SEN.

DICIEMBRE 10. Fueron sincronizadas las unidades de generación distribuida de la Planta Corinsa en el estado Aragua, sumando a la capacidad nominal del SEN 15 MW.

DICIEMBRE 13. Se pone en servicio el autotransformador N° 2 de 230 kV / 115 kV de 200 MVA en la subestación Cabimas.

DICIEMBRE 16. Fueron sincronizadas las unidades de generación distribuida de la Planta San Jacinto I y II en el estado Aragua, sumando a la capacidad nominal del SEN 16 MW.

DICIEMBRE 18. Entraron en servicio por primera vez las unidades de generación distribuida de la Planta Aragua de Maturín, ubicada en el estado Monagas, aportando 8 MW al SEN.

DICIEMBRE 24. Entraron en servicio por primera vez las unidades de generación distribuida de la Planta Luisa Cáceres VI, ubicada en la Isla de Margarita, estado Nueva Esparta, aportando 4,8 MW al SEN.

Capacidad de Generación Instalada

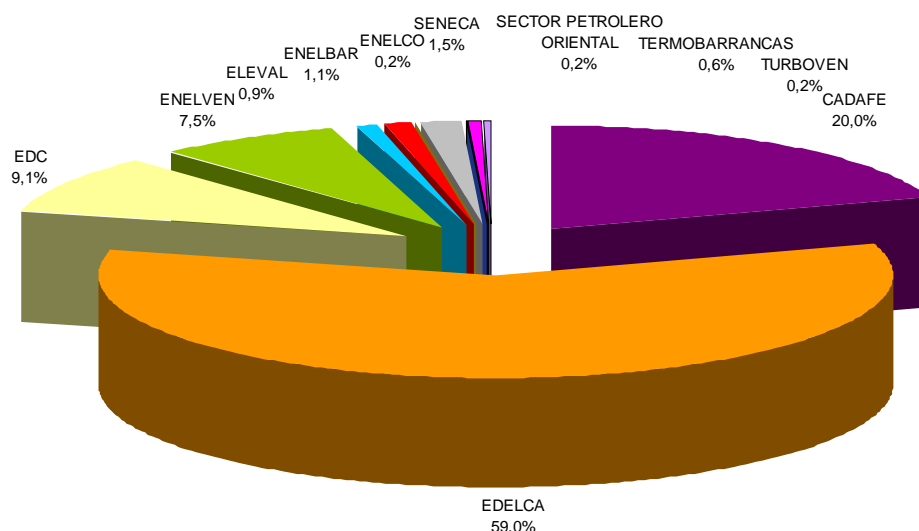
Capacidad de Generación Instalada por Filiales

El SEN incrementa su capacidad instalada en 2,39% con respecto al año 2008, para alcanzar un total de 23.708 MW, que representa una variación neta de 554 MW adicionales con respecto al año anterior.

La nueva generación incorporada al SEN la integran las unidades de generación distribuida de las plantas: Coloncito de 15 MW, Caripito de 8 MW, Caño Zancudo de 15 MW, Arismendi de 4,32 MW, Mantecal de 7,2 MW, Las Hernández de 15 MW, Puerto Nutrias de 5,4 MW, Palo Negro de 15 MW, Cuatro Esquinas de 6,5 MW, Luisa Cáceres V de 4,8 MW, Corinsa de 15 MW, San Jacinto I y II de 16 MW, Aragua de Maturín de 8 MW, Luisa Cáceres VI de 4,8 MW; igualmente entra en operación la planta hidroeléctrica Masparro de 25 MW, la 2^{da} y 3^{ra} unidad en la planta Josefa Camejo de 150 MW cada una y la 2^{da} unidad de 150 MW en la planta Termozulia II, avanzando de esta forma en la construcción del 2^{do} ciclo combinado en Venezuela.

En la siguiente gráfica se muestra la distribución porcentual de la capacidad instalada para el 2009, donde la participación mayoritaria en el total nacional la tiene la filial EDELCA con un 59% seguida de CADAPE, EDC y ENELVEN con un 20%, 9,1% y 7,5% respectivamente.

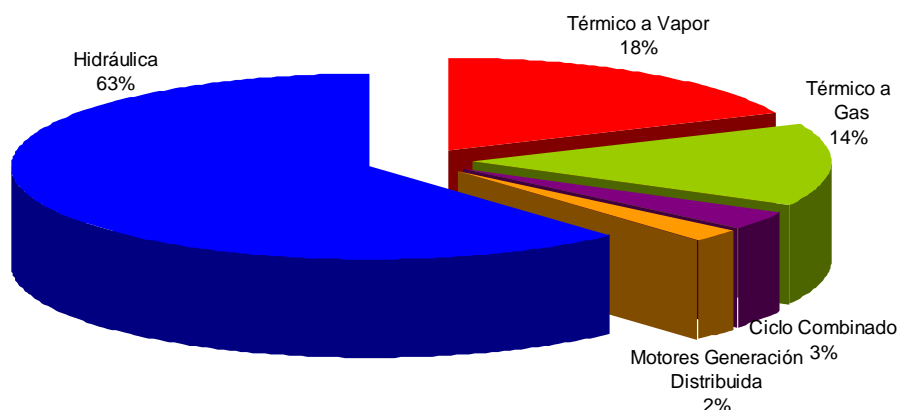
Capacidad Instalada de las Filiales de CORPOELEC y de los Generadores Independientes (%) - Año 2009



Capacidad de Generación Instalada por Fuente Primaria

Del total instalado en el SEN 23.708 MW, el 62% son de origen hidráulico (14.622 MW) y el restante 38% de origen térmico (9.086 MW), este último se descompone en 14,4% de turbinas a gas (3.404 MW), 18,4% de turbinas a vapor (4.366 MW), 3,2% de ciclo combinado (770 MW) y 2,3% de motores de generación distribuida (546 MW); la gráfica siguiente muestra el desglose por fuente primaria de la capacidad instalada.

Capacidad Instalada por Fuente Primaria (%) - Año 2009



La participación del componente térmico en el SEN pasa de 37% en el 2008 a 38% en el 2009. Esta variación neta obedece a la inclusión en el sistema de 615 MW de los cuales 140 MW corresponden a plantas termoeléctricas de tipo distribuida, 450 MW a la instalación de la 2^{da} unidad del ciclo combinado Termozulia II, 2^{da} y 3^{ra} unidades de la planta Josefa Camejo y 25 MW de origen hidráulico asociados a la planta Masparro; así mismo se retiran del sistema 61 MW de origen térmico conformados por la unidad N° 1 en la planta Rafael Urdaneta y por las unidades N° 15 y 16 de la planta Concepción, ambas ubicadas en el estado Zulia.



Planta de Generación Hidroeléctrica Masparro, Edo. Barinas

El cuadro siguiente presenta el detalle de la capacidad de generación instalada del SEN por fuente primaria para el año 2009.

Como no se podían sincronizar las unidades para la inauguración (ver toldo a la derecha) 5 de mayo 2009, derrochan el agua y mienten a la nación abriendo la válvula de riego, haciéndole creer al pueblo que se estaba generando hidro electricidad. Gran Derroche y Show Mediático. Gran deshonestidad.

El autor visito esta instalación en Junio 2009 y estaba operativa en pruebas y su operación era intermitente. Ver página 83.

Capacidad Instalada por Fuente Primaria - Año 2009

Filiales y Generadores Independientes	Tipo (KW)					
	Térmico a Vapor	Térmico a Gas	Ciclo Combinado	Motores Generación Distribuida	Hidráulica	Total
CADAFE	2.000.000	1.677.650	0	412.920	645.000	4.735.570
EDELCA	0	0	0	0	13.977.000	13.977.000
EDC	1.706.000	450.000	0	0	0	2.156.000
ENELVEN	660.000	334.300	770.000	6.500	0	1.770.800
ELEVAL	0	201.979	0	0	0	201.979
ENELBAR	0	250.000	0	0	0	250.000
ENELCO	0	40.000	0	0	0	40.000
SENECA	0	220.410	0	126.400	0	346.810
SECTOR PETROLERO	0	40.000	0	0	0	40.000
TERMOBARRANCAS	0	150.000	0	0	0	150.000
TURBOVEN	0	40.000	0	0	0	40.000
SISTEMA	4.366.000	3.404.339	770.000	545.820	14.622.000	23.708.159

En la tabla de la página siguiente se muestra el detalle por planta del parque de generación instalado en el SEN para el año 2009, indicando adicionalmente la Energía Promedio y Firme por planta



Planta de Generación Distribuida Caripito, Edo. Monagas

Plantas de Generación del SEN - Año 2009

	Nombre de la Planta	N° Unidades	Combustible Disponible	Empresa	Capacidad Nominal (kW)	Energía Promedio (MWh)	Energía Firme (MWh)	Ubicación de la Planta
Hidráulica	ANTONIO JOSÉ DE SUCRE	20	-	EDELCA	2.930.000	15.200.000	13.200.000	Pto. Ordaz (Edo. Bolívar)
	FRANCISCO DE MIRANDA	12	-	EDELCA	2.196.000	12.950.000	12.400.000	Caruachi (Edo. Bolívar)
	JOSÉ A. PÁEZ	4	-	CADAFE	240.000	932.000	747.000	Santo Domingo (Edo. Mérida)
	JUAN A. RODRÍGUEZ	2	-	CADAFE	80.000	386.000	303.000	Barinas (Edo. Barinas)
	LEONARDO RUIZ PINEDA	2	-	CADAFE	300.000	1.243.000	1.147.000	Uribante Caparo (Edo. Barinas)
	MASPARRO	2	-	CADAFE	25.000	130.000	120.000	Barinas (Edo. Barinas)
Torbovapor	SIMÓN BOLÍVAR (GURI I, II)	20	-	EDELCA	8.851.000	46.650.000	39.400.000	Gurí (Edo. Bolívar)
	JOSEFA JOAQUINA SÁNCHEZ	8	Gas/Fueloil	LA EDC	1.706.000	10.461.192	-	Taoa y Arrecifes
	PLANTA CENTRO (1 y 2)	2	Gas	CADAFE	800.000	4.905.600	-	Morón (Edo. Carabobo)
	PLANTA CENTRO (3,4 y 5)	3	Fueloil	CADAFE	1.200.000	7.358.400	-	Morón (Edo. Carabobo)
	RAMÓN LAGUNA (13 y 14)	2	Gas	ENELVEN	174.000	1.066.968	-	Maracaibo (Edo. Zulia)
Turbogas	RAMÓN LAGUNA (15, 16 y 17)	3	Gas/Fueloil	ENELVEN	486.000	2.980.152	-	Maracaibo (Edo. Zulia)
	ALFREDO SALAZAR	3	Gas	CADAFE	210.000	1.287.720	-	Anaco (Edo. Anzoátegui)
	ARGIMIRO GABALDÓN	3	Gas/Gasoil	ENELBAR	120.000	735.840	-	Barquisimeto (Edo. Lara)
	CASIGUA	3	Gas/Gasoil	ENELVEN	61.600	377.731	-	Casigua (Edo. Zulia)
	DABAJURO (distribuida)	1	Gasoil	CADAFE	20.000	122.640	-	Dabajuro (Edo. Falcón)
	ENELBAR	7	Gas/Gasoil	ENELBAR	130.000	797.160	-	Barquisimeto (Edo. Lara)
	GUANTA	2	Gas	CADAFE	140.000	858.480	-	Guanta (Edo. Anzoátegui)
	JOSÉ MARÍA ESPAÑA	5	Gas/Gasoil	LA EDC	450.000	2.759.400	-	Caracas (Edo. Miranda)
	JOSEFA CAMEJO	3	Gas/Gasoil	CADAFE	450.000	2.759.400	-	Paraguaná (Edo. Falcón)
	JUSEPÍN	1	Gas	PDVSA	20.000	122.640	-	Jusepín (Edo. Monagas)
	LUISA CÁCERES	9	Gasoil	SENECA	220.410	1.351.554	-	Isla de Marqarita
	PEDRO CAMEJO	2	Gas	CADAFE	300.000	1.839.600	-	Valencia (Edo.)
	PLANTA CASTILLITO	3	Gas	ELEVAL	60.742	372.470	-	Valencia (Edo.)
	PLANTA CORO	4	Gasoil	CADAFE	71.250	436.905	-	Coro (Edo. Falcón)
	PLANTA DEL ESTE	8	Gas	ELEVAL	141.237	866.065	-	Valencia (Edo.)
	PLANTA TÁCHIRA	8	Gasoil	CADAFE	217.400	1.333.097	-	La Fria (Edo. Táchira)
	PUNTO FIJO	8	Gas/Gasoil	CADAFE	199.000	1.220.268	-	Punto Fijo (Edo. Falcón)
	RAFAEL URDANETA	9	Gas/Gasoil	ENELVEN	236.700	1.451.444	-	Maracaibo (Edo. Zulia)
	SAN FERNANDO	2	Gasoil	CADAFE	60.000	367.920	-	San Fernando
	SAN LORENZO	2	Gas	ENELCO	40.000	245.280	-	Cabimas (Edo. Zulia)
	SANTA BÁRBARA (ORIENTE)	1	Gas	PDVSA	20.000	122.640	-	Santa Bárbara (Edo.)
	SANTA BÁRBARA (OCCIDENTE)	2	Gas	ENELVEN	36.000	220.752	-	Santa Bárbara (Edo.)
	TERMOBARRANCAS II	1	Gas	TERMOBARRANCAS	150.000	919.800	-	Barinas (Edo. Barinas)
	TUCUPITA (distribuida)	1	Gasoil	CADAFE	10.000	61.320	-	Tucupita (Edo. Delta)
	TURBOVEN	2	Gas	TURBOVEN	40.000	245.280	-	Edo. Aragua

Plantas de Generación del SEN - Año 2009

(Continuación)

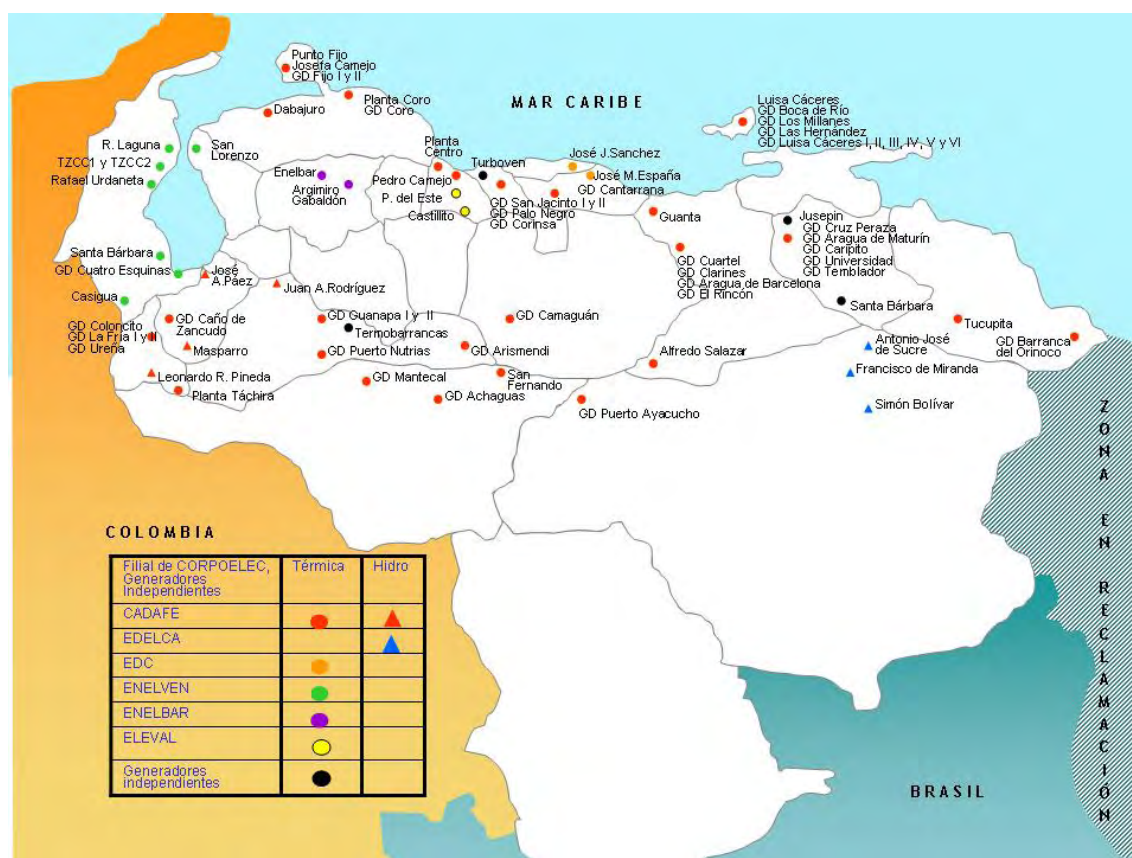
	Nombre de la Planta	N° Unidades	Combustible Disponible	Empresa	Capacidad Nominal (kW)	Energía Promedio (MWh)	Energía Firme (MWh)	Ubicación de la Planta
Generación Distribuida	ACHAGUAS	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Apure
	ARAGUA DE BARCELONA	1	Gasóil	CADAFE	8.000	45.552	-	Edo. Anzoátegui
	ARAGUA DE MATURÍN	1	Gasóil	CADAFE	8.000	45.552	-	Edo. Monagas
	ARISMENDI	1	Gasóil	CADAFE	4.320	24.598	-	Edo. Barinas
	BARRANCA DEL ORINOCO	1	Gasóil	CADAFE	10.000	56.940	-	Edo. Delta Amacuro
	BOCA DE RIO	1	Gasóil	SENECA	15.000	85.410	-	Edo. Nueva Esparta
	CAMAGUÁN	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Guárico
	CANTARRANA	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Miranda
	CAÑO ZANCUDO	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Mérida
	CARIPITO	1	Gasóil	CADAFE	8.000	45.552	-	Edo. Monagas
	CLARINES	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Anzoátegui
	COLONCITO	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Táchira
	CORINSA	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Aragua
	CORO III	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Falcón
	CRUZ PERAZA	1	Gasóil	CADAFE	8.000	45.552	-	Edo. Monagas
	CUATRO ESQUINAS	1	Gasóil	ENELVEN	6.500	37.011	-	Edo. Zulia
	EL CUARTEL	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Anzoátegui
	EL RINCON	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Anzoátegui
	GUANAPA I y II	2	Gasóil	CADAFE	30.000	170.820	-	Edo. Barinas
	LA FRIA I y II	2	Gasóil	CADAFE	30.000	170.820	-	Edo. Táchira
	LAS HERNÁNDEZ	1	Gasóil	SENECA	15.000	85.410	-	Edo. Nueva Esparta
	LOS MILLANES	1	Gasóil	SENECA	15.000	85.410	-	Edo. Nueva Esparta
	LUISA CÁCERES	1	Gasóil	SENECA	11.800	67.189	-	Edo. Nueva Esparta
	LUISA CÁCERES I - VI	6	Gasóil	SENECA	69.600	396.302	-	Edo. Nueva Esparta
	MANTECAL	1	Gasóil	CADAFE	7.200	40.997	-	Edo. Apure
	PALO NEGRO	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Aragua
	PTO. AYACUCHO	1	Gasóil	CADAFE	15.000	85.410	-	Edo. Amazonas
	PUNTO FIJO I y II	2	Gasóil	CADAFE	30.000	170.820	-	Edo. Falcón
	PUERTO NITRÍAS	1	Gasóil	CADAFE	5.400	30.748	-	Edo. Barinas
	SAN FERNANDO	1	Gasóil	CADAFE	30.000	170.820	-	Edo. Apure
	SAN JACINTO I y II	2	Gasóil	CADAFE	16.000	91.104	-	Estado Aragua
	TEMLADOR	1	Gasóil	CADAFE	8.000	45.552	-	Edo. Monagas
	UNIVERSIDAD	1	Gasóil	CADAFE	20.000	113.880	-	Edo. Monagas
	UREÑA	1	Gasóil	CADAFE	10.000	56.940	-	Edo. Táchira
Ciclo Combinado	TERMOZULIA I	3	Gas/Gasóil	ENELVEN	470.000	2.882.040	-	Edo. Zulia
	TERMOZULIA II	2	Gas/Gasóil	ENELVEN	300.000	1.839.600	-	Edo. Zulia

Plantas de Generación del SEN - Año 2009 (Continuación)

		N° Unidades	Capacidad Nominal (kW)	Energía Promedio (MWh)
SEN	Total SISTEMA	218	23.708.159	132.968.258
	TOTAL HIDRÁULICA	62	14.622.000	77.491.000
	TOTAL TURBOVAPOR	18	4.366.000	26.772.312
	TOTAL TURBOGAS	90	3.404.339	20.875.407
	TOTAL DE MOTORES	43	545.820	3.107.899
	TOTAL CICLO COMBINADO	5	770.000	4.721.640

A continuación se muestra en el mapa de la República Bolivariana de Venezuela, la distribución geográfica de la generación nacional.

Distribución de la Generación del Sistema Eléctrico Nacional - Año 2009



Red Troncal de Transmisión

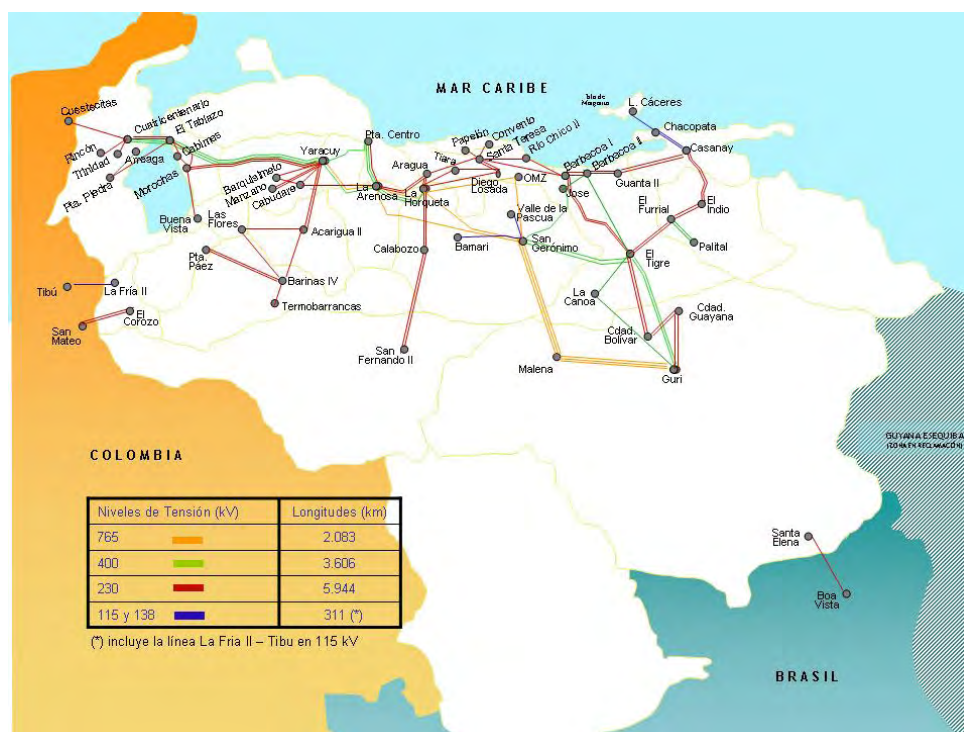
El SEN interconecta los sistemas de generación de las empresas filiales a través de la Red Troncal de Transmisión RTT, conformada principalmente por líneas de 765 kV, 400 kV y 230 kV, destacándose el enlace Guayana-Centro Occidente de 765 kV cuya longitud alcanza los 2.083 kms.

Poco progreso en Transmisión

Durante el año 2009 se incorporan a la red troncal de transmisión del SEN 150 kilómetros de línea que corresponden a la puesta en servicio de la línea N° 1 a 230 kV San Fernando II - Calabozo. En cuanto al sistema de transformación en el 2009 se incorporaron 200 MVA correspondientes al autotransformador N° 1 de 230/115 kV de la S/E San Fernando II y 200 MVA correspondientes al autotransformador en la S/E Cabinas 230/115 kV.

A continuación se muestra en forma gráfica, el inventario de las redes de transmisión de la RTT para diciembre del 2009, indicando las longitudes totales de las líneas operadas por el Despacho de Carga Central, discriminadas por niveles de tensión.

Red Troncal de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional – Año 2009



Demanda Máxima de Potencia

La nación requería crecer a los 18175 MW, tenía más de 23000 MW instalados pero no se pudo servir la demanda, negando el progreso y evidenciando su gestión deficiente. Se quería crecer 10.3 %.

La demanda máxima del sistema es el valor máximo de potencia neta horaria determinado por el Centro de Control del CNG, que considera todas las empresas que conforman la Corporación Eléctrica Nacional.

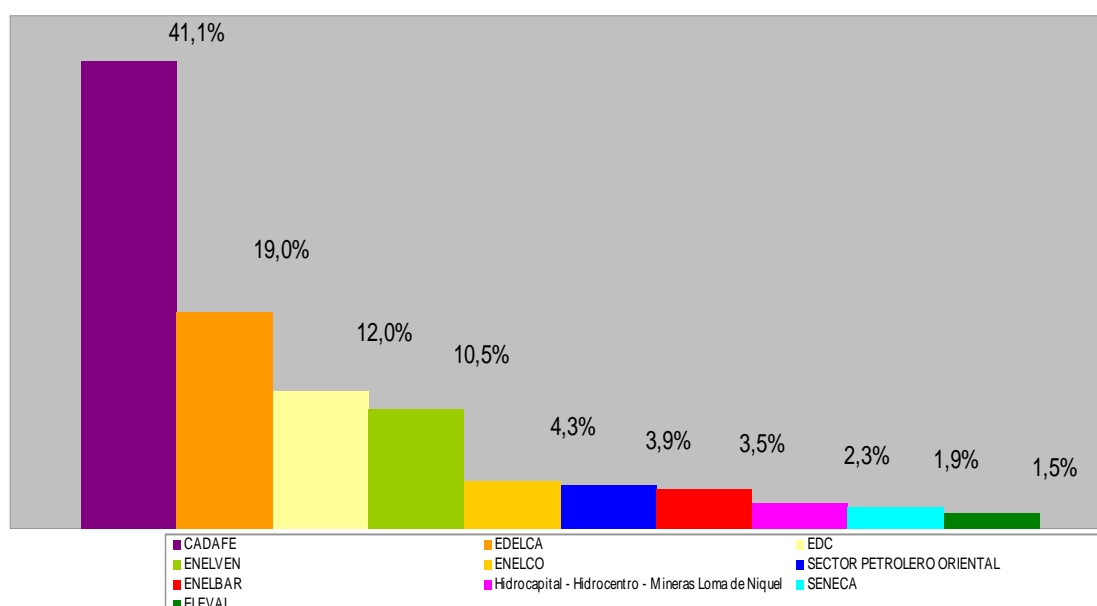
El 10/09/09 a las 19:00 horas se registró la demanda máxima del SEN, con 17.337 MW (incluye 842 MW de racionamiento), marcando desde el mes de mayo nuevos máximos históricos y mostrando un crecimiento de 6,03% respecto al valor máximo alcanzado durante el año anterior.

Es decir se admite que se debió servir una demanda de 18175 MW

En la gráfica siguiente se observa como las filiales CADAPE, EDELCA, EDC y ENELVEN contribuyen en un 83% a formar el pico de demanda máxima del SEN, restando un 17% cubierto por las filiales y cargas especiales ENELCO, ENELBAR, ELEVAL, SENECA, el Sector Petrolero Oriental, Hidrocapital, Hidrocentro y Mineras Loma de Níquel.

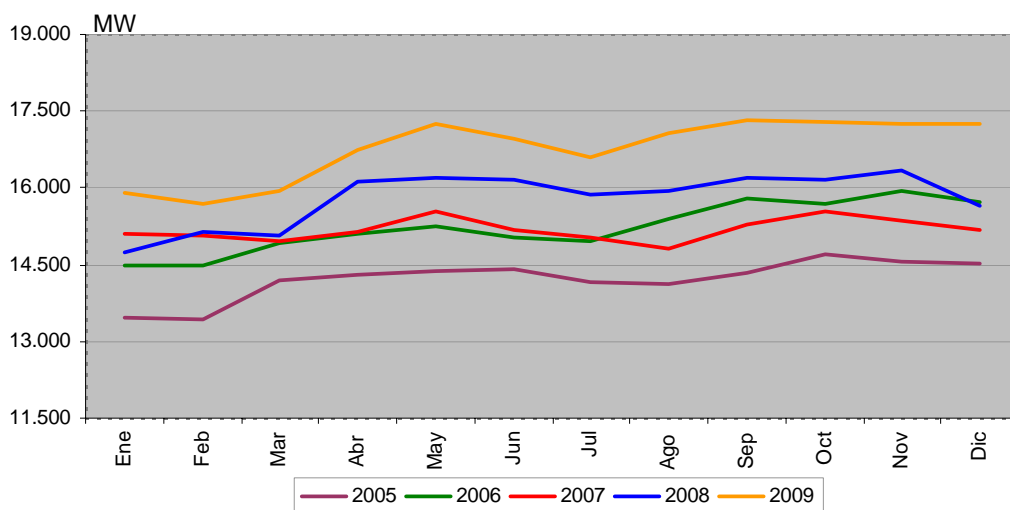
Está errado el gráfico la participación de EDELCA debe ser la barra mayor

Participación de las Filiales de CORPOELEC y Cargas Especiales en la Demanda Máxima del SEN (%) - Año 2009



En la siguiente gráfica se muestra como para el año 2009 la demanda máxima de potencia del SEN ocurre en el mes de septiembre, mientras que en los cuatro años anteriores, la misma había ocurrido en el período octubre – diciembre; este cambio en la estacionalidad de la variable obedece al impacto que sobre la misma tiene el programa de racionamiento programado efectuado a finales del año 2009, dirigido a preservar el nivel del embalse de Guri ante la presencia del efecto climatológico El Niño, frenando la tendencia de crecimiento manifiesta en los meses anteriores.

Distribución Mensual de la Demanda Máxima del SEN (MW)
Período 2005-2009

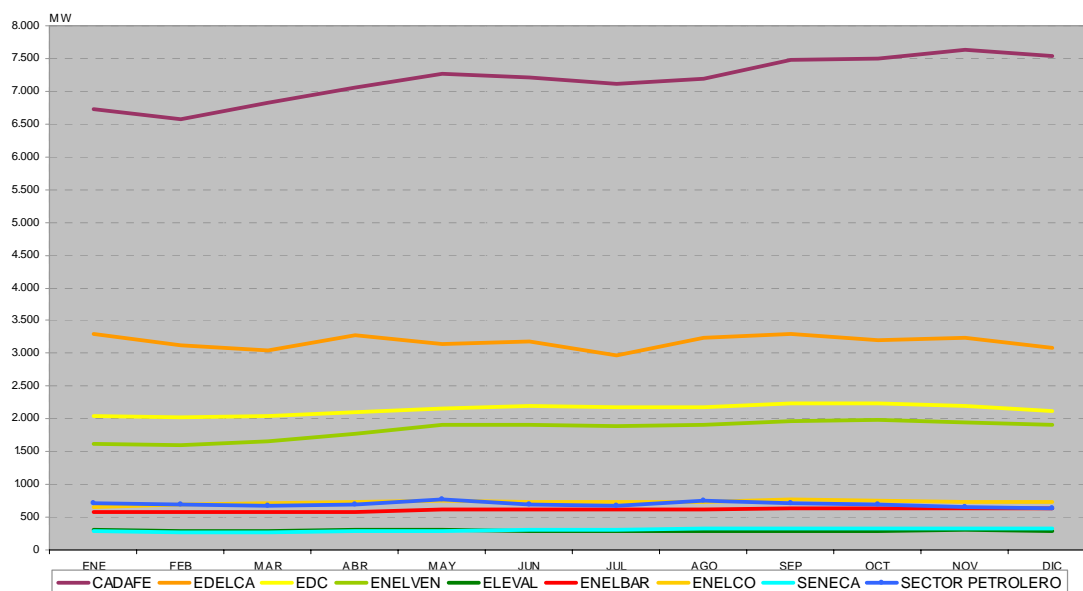


De acuerdo a la evolución mensual de la demanda máxima de potencia discriminada por empresas para el año 2009, CADAFE obtiene su máximo anual en el mes de noviembre, ENELVEN en el mes de octubre, EDC, ENELCO, ENELBAR y las empresas Hidrocapital e Hidrocentro en el mes de septiembre, SENECA en el mes de agosto, Mineras Loma de Níquel y el Sector Petrolero Oriental en el mes de mayo, mientras que EDELCA y ELEVAL alcanzaron sus máximos anuales en los meses de enero y abril respectivamente.

Falso, plenamente falso ya se racionaba pero al Guri se operó como nunca a máximos históricos, sabiendo que los aportes bajarían. ¿Por qué engañan? VER PAGINAS ADJUNTAS AL FINAL, donde queda plenamente demostrado que no se prestó atención a las advertencias.

Lo que es más grave a futuro Guri y el bajo Caroní han quedado con un 10 % de desgaste y sus unidades continúan trabajando, lo que gastará el embalse más rápido, ya que las turbinas usarían más agua para generar los mismos megavatios.

Evolución Mensual de la Demanda Máxima de las Filiales de Corpoelec y las Cargas Especiales (MW) - Año 2009



La demanda máxima del Sistema Eléctrico Nacional se incrementó durante el 2009 en 6,03%, siendo CADAFE y ENELVEN las filiales con las mayores tasas de crecimiento con respecto al año anterior del 13% y 11,34% respectivamente, seguidas por ENELBAR y SENECA con tasas de crecimiento de 8,28% y 7,69% respectivamente, mientras que EDC alcanzó una tasa de crecimiento de 4,52%, destacan EDELCA y ELEVAL con tasas de crecimiento negativas de -4,02% y -1,27% respectivamente.

El SEN así como las filiales CADAFE, ENELVEN, EDC, ENELBAR y SENECA marcaron para el año 2009 nuevos máximos históricos de demanda de potencia.

Generación Neta

El total de energía neta generada durante el año 2009 en el Sistema Eléctrico Nacional fue de 123.448 GWh creciendo 4,45% respecto al valor obtenido el año anterior. Del total neto generado el componente hidráulico alcanzó 85.836 GWh

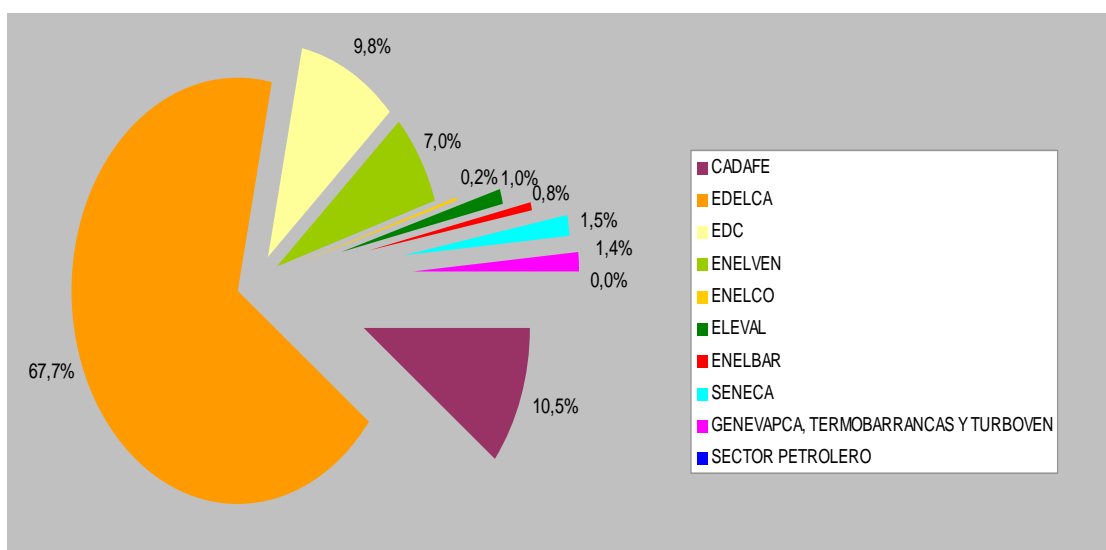
(69,5%), mientras que el componente térmico totalizó 37.612 GWh (30,5%), registrando un valor promedio mensual térmico de 3.134 GWh.

En Venezuela la generación hidráulica se encuentra ubicada en las regiones de Guayana y Los Andes, mientras que la térmica tiene instalados sus principales núcleos de producción en las regiones Capital, Central y Zuliana.

La distribución porcentual de la generación neta del SEN según la gráfica a continuación, visualiza la participación mayoritaria por parte de EDELCA con un 67,7% totalizando 83.607 GWh, seguida por las filiales CADAFE, EDC, y ENELVEN con 10,5%, 9,8%, y 7% respectivamente, mientras que SENECA, ELEVAL, ENELBAR, ENELCO, Genevapca, Turboven, Termobarrancas y el Sector Petrolero Oriental contribuyen con el 5% restante al total nacional durante el 2009.

Contrastando los totales de energía neta generada del año 2009 con respecto al año anterior, tenemos que las filiales EDELCA y ENELBAR generaron volúmenes inferiores con crecimiento negativos del -1,2% y -14,0% respectivamente, igualmente descendieron en sus valores de producción Genevapca y el Sector Petrolero Oriental, mientras que las filiales CADAFE, ENELVEN, SENECA y EDC, así como Turboven incrementaron su producción de energía en 43,7%, 20,3%, 13,3%, 11,7% y 53,7% respectivamente; Termobarrancas por su parte, mantiene casi invariable los niveles de producción del año pasado.

Distribución Porcentual de la Generación Neta de las Filiales de Corpoelec y Generadores Independientes (%) - Año 2009

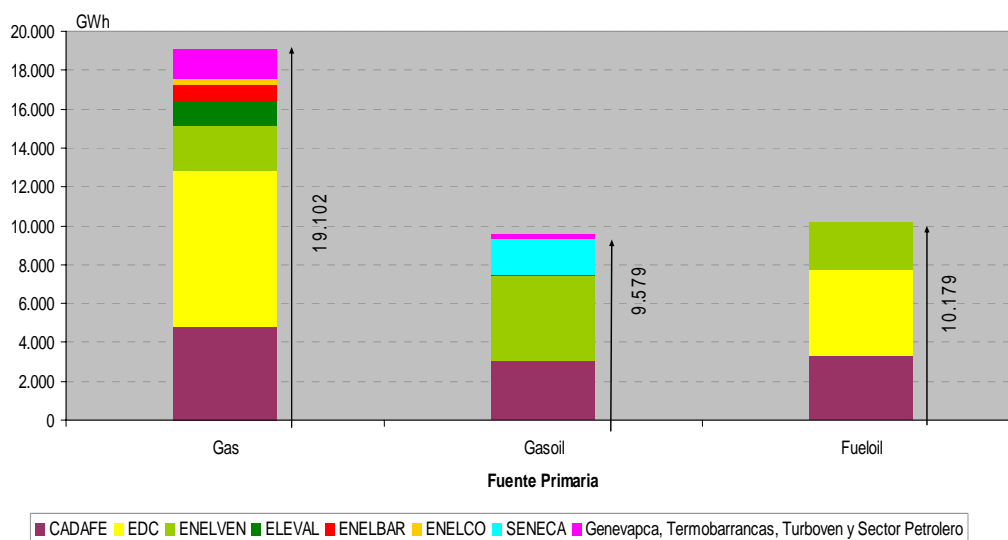


Generación Bruta por Tipo de Combustible

El parque térmico del SEN generó un total de 38.860 GWh en el año 2009, que representa un aumento de 20% respecto al valor obtenido en el año 2008. De los cuales 19.102 GWh se generaron utilizando como combustible primario el gas, 10.179 GWh empleando el fueloil y los restantes 9.579 GWh del total generado provienen de unidades que utilizan como combustible el gasoil.

En el acumulado anual, se observan incrementos en la energía generada bruta por tipo de combustible primario (fuente), alcanzando crecimientos con respecto al año anterior para el fueloil, gasoil y el gas del 59%, 11% y 9% respectivamente.

Generación por Tipo de Combustible (GWh) - Año 2009

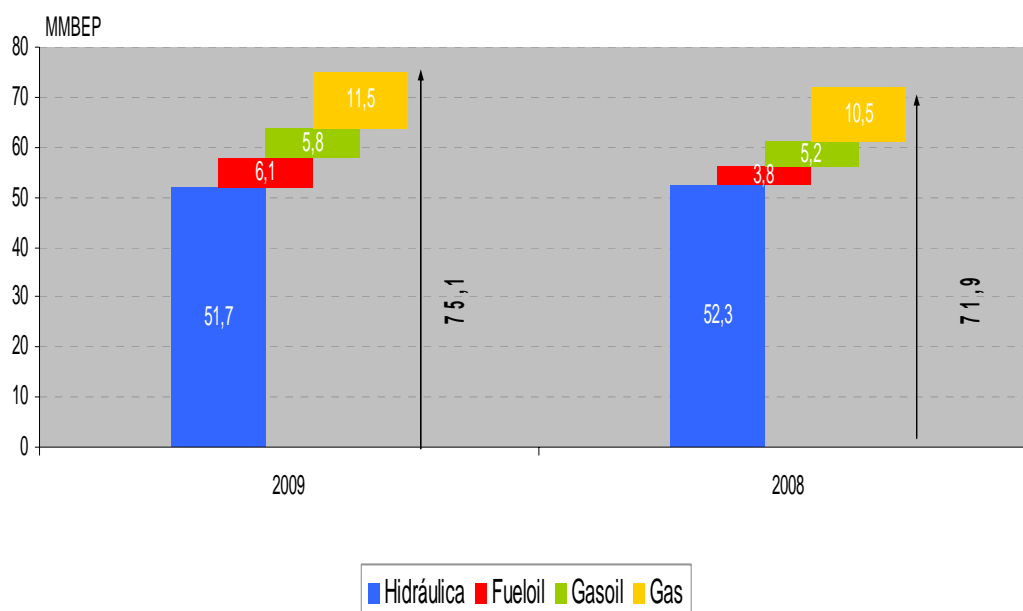


En cuanto a la distribución de la generación por tipo de combustible en el SEN, en la gráfica anterior se observa que EDC es la principal generadora empleando como combustible primario el gas, con una participación del 42% en el total nacional, que equivale a 8.045 GWh, seguida por las filiales CADAPE y ENELVEN con participaciones del 25% y 12% que corresponde a 4.786 GWh y 2.310 GWh respectivamente. En cuanto al fueloil destacan EDC y CADAPE con participaciones en el total generado nacional del 43% y 33% respectivamente, totalizando valores anuales de 4.421 GWh y 3.323 GWh, seguidas por la filial ENELVEN con una participación del 24%, que representa 2.436 GWh. Para el caso del gasoil, resaltan las filiales ENELVEN y CADAPE como las principales generadoras con participaciones en el total generado empleando este combustible del 45% y 32%, que corresponden a 4.309 GWh y 3.087 GWh respectivamente, seguidas por la filial SENECA con una participación en el total nacional de 19% equivalentes a 1.840 GWh.

Energía Generada Bruta en Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP)

La generación de energía bruta en el SEN por medio de las cuatro fuentes empleadas en Venezuela (gas, gasoil, fueloil e hidráulica), alcanzó durante el año 2009 un total de 124.823 GWh que equivalen a 75,1 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMBEP), este valor representa un incremento de 4,6% respecto al valor observado el año anterior.

Energía Generada en Barriles Equivalentes de Petróleo (MMBEP) Período 2008 - 2009



En la gráfica anterior se observa que durante el 2009, empleando gas se generaron 19.102 GWh que equivalen a 11,5 millones BEP, por su parte la generación con fueloil contabilizó 10.179 GWh que corresponden a 6,1 millones BEP mientras que la generación a gasoil alcanzó los 9.579 GWh que representan un total de 5,8 millones BEP, lo que totaliza 38.860 GWh de energía generada por medio de fuentes térmicas, equivalentes a 23,4 millones BEP, este valor representa un incremento de 19,5% en comparación con el año 2008.

Del total generado en el año se obtuvieron por medio de fuentes hidráulicas 85.962 GWh que representan 51,7 millones BEP, registrando un descenso de 1% en este tipo de fuente respecto al año pasado.

Intercambios de Energía en el SEN

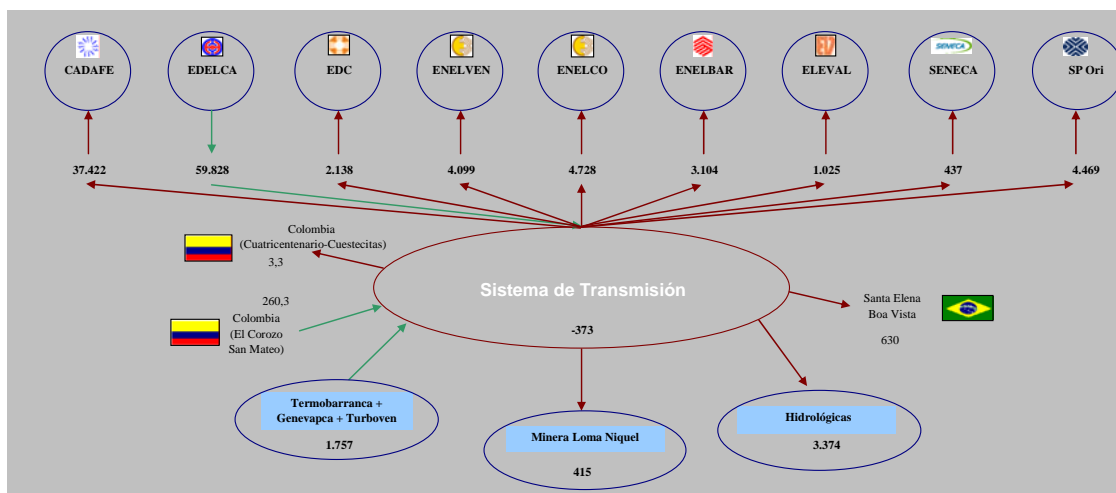
Los intercambios de energía que ocurrieron durante el año 2009 muestran los efectos de un esquema de generación con un alto componente de energía hidroeléctrica, manteniéndose en esta oportunidad los valores de intercambio de EDELCA con el resto de las filiales ocurridos el año pasado (59.828 GWh), como consecuencia tanto de la presencia del fenómeno climatológico El Niño, que produjo un descenso en los aportes que alimentan al embalse de Guri, como de la transferencia de grandes bloques de energías desde el sur hacia el norte del país por déficit de generación en las áreas centro occidentales del país.

Falso se intercambio como nunca antes se hizo, se aumento 0.86 %. Ver página 84

Destacan los incrementos en los intercambios de las filiales ELEVAL 14,11%, ENELBAR 17,2% y ENELCO con 5,18% ; mientras que presentan disminuciones en los volúmenes intercambiados con respecto al año pasado las filiales EDC con -25,2%, ENELVEN con -8,2%, CADAPE -4,95% y el Sector Petrolero Oriental con -4,9%; mientras que SENECA se mantiene en los valores de intercambio ocurridos en el año pasado. En cuanto a los intercambios internacionales de energía en el sistema nacional, se tiene que en el 2009 se importaron 256,94 GWh desde Colombia que representa un incremento de 168,6% respecto al año anterior, mientras que a Brasil se exportaron 629,5 GWh creciendo 11,42% versus el valor del año 2008.

El diagrama siguiente muestra por filiales el intercambio neto acumulado durante el año 2009, apreciándose como la energía suministrada por EDELCA, Genevapca, Termobarrancas, Turboven y lo importado desde Colombia suple los requerimientos del resto de las filiales y exporta energía a la nación de Brasil.

Intercambio Neto en el SEN - Año 2009 (GWh)



Consumo de Energía

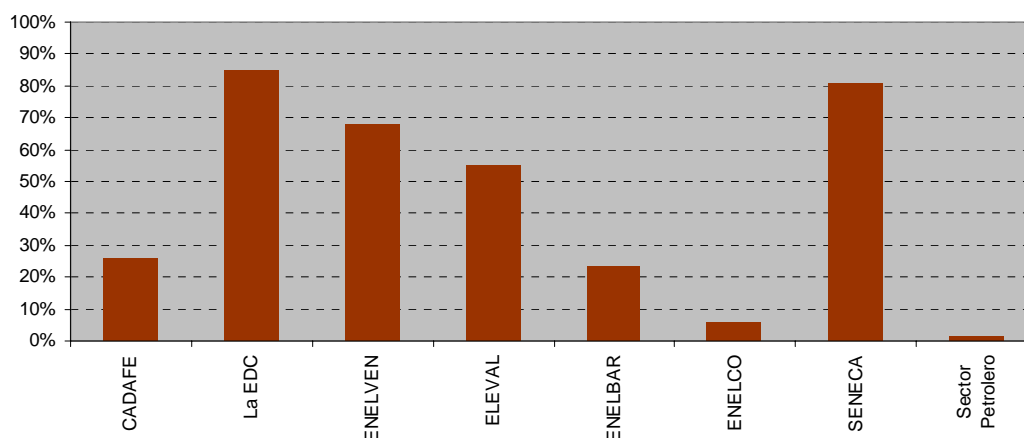
El Sistema Eléctrico Nacional consumió durante el año 2009 un total de 123.075 GWh, lo que representa un incremento de 4,55% respecto al total consumido durante el año anterior, versus el valor creciente alcanzado en el período anterior 2008/2007 de 4,4%. Adicional a ello descende con respecto al año anterior el intercambio neto con las naciones de Colombia y Brasil equivalente al 0,3% del total consumido nacional.

En el año 2009 las filiales que registran el mayor crecimiento porcentual en la tasa de consumo de energía respecto al año anterior fueron CADAFE con 10,7%, SENECA con 10,5%, ENELVEN con 9,4% y ELEVAL con 8,1%, seguidas por ENELCO con 5%, ENELBAR con 8,1% y EDC con 4%, mientras que se registraron crecimientos negativos con respecto al año anterior en el Sector Petrolero Oriental con -6,2% y en EDELCA con -6,6%, siendo para ésta, el segundo año consecutivo en que los consumos de energía son inferiores a los obtenidos el año anterior y además presentar en esta oportunidad valores inferiores a los obtenidos en los últimos cuatro años.

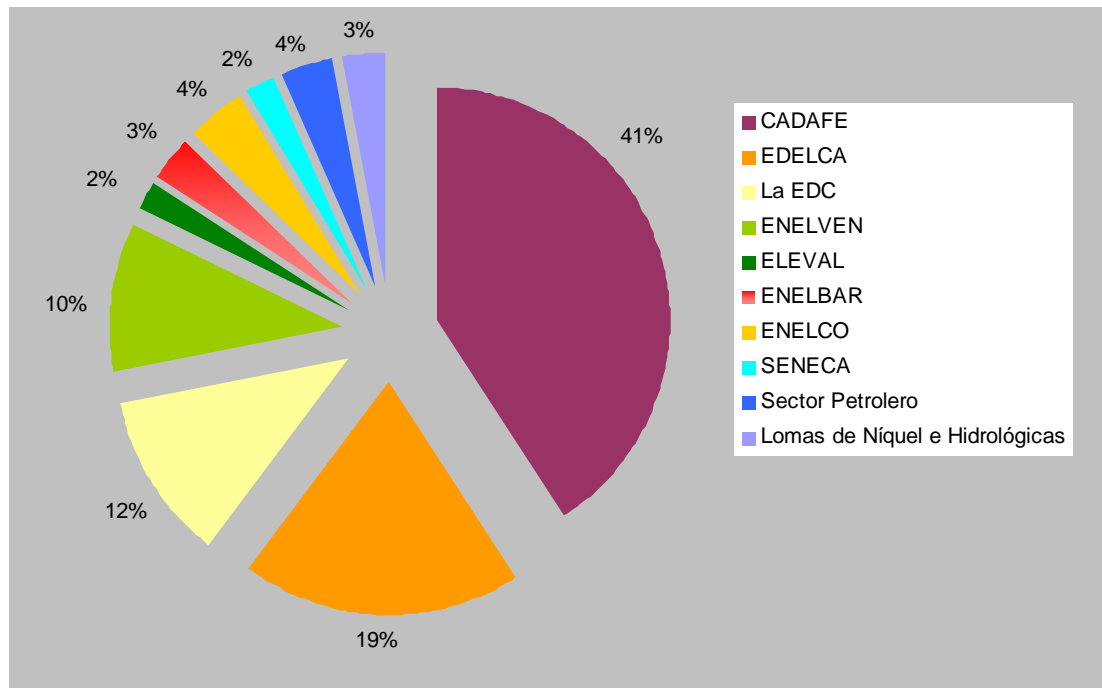
En términos absolutos de los 5.355 GWh de energía consumidos adicionalmente en el sistema nacional en el año, casi la totalidad de dicho incremento (91%) se atribuye al incremento ocurrido en el área servida por CADAFE.

En la gráfica anexa se muestran las magnitudes de generación propia versus la energía consumida asociada a cada área servida por las filiales de CORPOELEC. En ella se observa como las filiales EDC, SENECA, ENELVEN y ELEVAL cubrieron su demanda de energía durante el 2009 en más de un 50% con generación propia, mientras que las filiales ENELBAR, CADAFE, ENELCO y el Sector Petrolero Oriental satisficieron su demanda de energía haciendo uso mayoritariamente de la energía intercambiada a través del SEN.

Generación/Consumo en las Filiales de Corpoelec* (%) - Año 2009



Distribución Porcentual del Consumo de Energía de las Filiales (%) - Año 2009

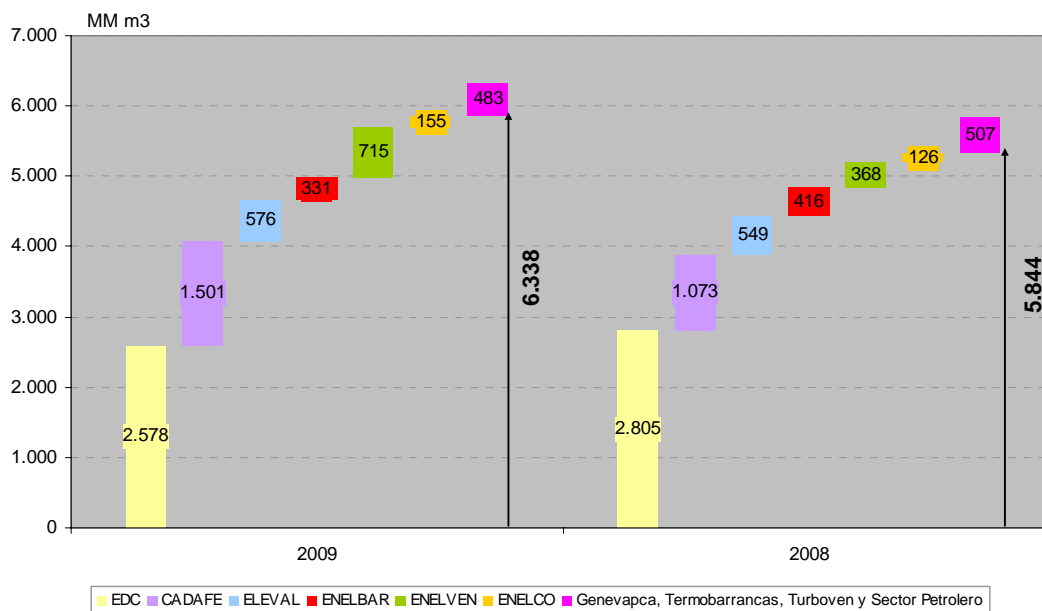


En cuanto a la distribución del consumo de energía del SEN, se observa como las filiales CADAPE y EDELCA comparten el 60,2% del total nacional (40,9% y 19,3% respectivamente), seguidas en orden de participación por las filiales EDC y ENELVEN con 11,6% y 10,4% respectivamente, mientras el restante 17,8% lo comparten en orden de participación, las filiales ENELCO, Sector Petrolero oriental, Mineras e Hidrológicas, ENELBAR, ELEVAl y SENECA.

Consumo de Combustible

El consumo de gas asociado a las plantas de generación térmica para el 2009 aumentó con respecto al año anterior en 494 MM m³ lo que representa una variación del 8%, totalizando en el año 6.338 MM m³ que equivalen a 36,7 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMBEP).

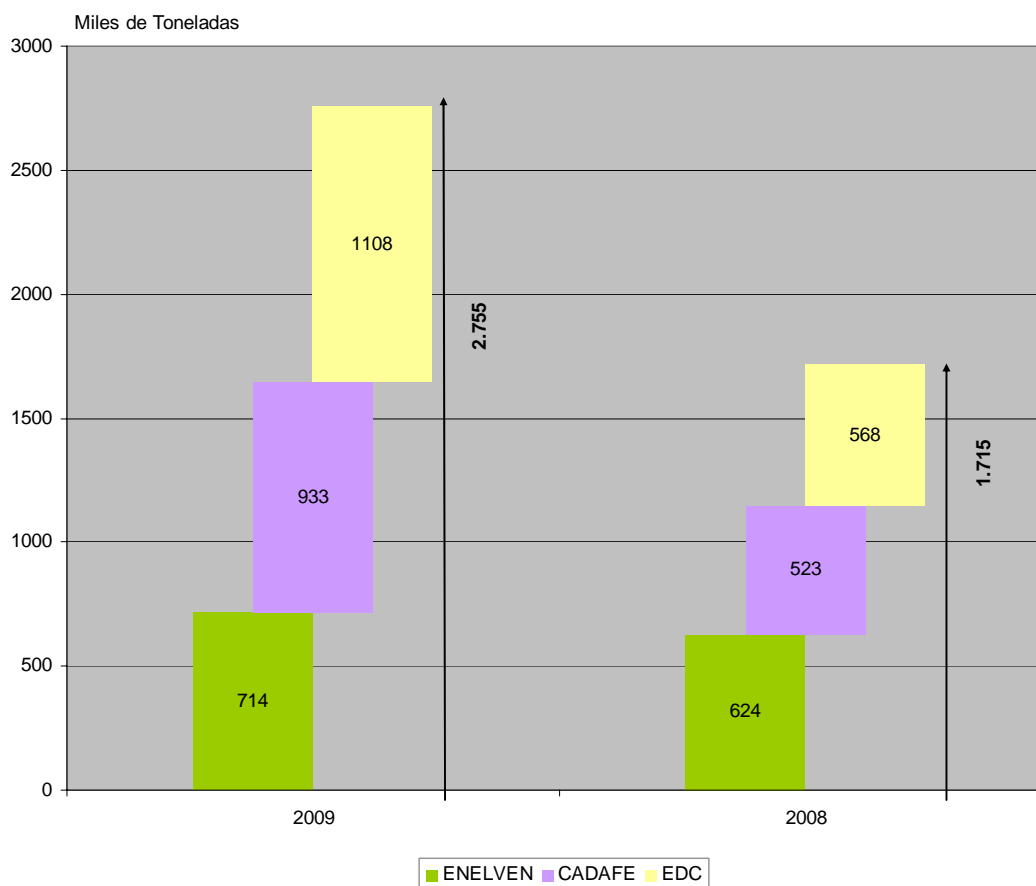
Consumo de Gas por Filiales de CORPOELEC y Generadores Independientes (MM m3) Período 2008-2009



Según la gráfica anexa las filiales ENELVEN, CADAPE, ENELCO y ELEVAL incrementaron su consumo con respecto al año anterior en 94%, 40%, 23% y 5% respectivamente, mientras que ENELBAR y EDC disminuyeron su consumo de gas en 20% y 8% respectivamente. En cuanto a la distribución por filiales del consumo de gas nacional en el año 2009, resalta EDC con una participación del 41% consumiendo 2.578 MM m3.

Por otra parte el consumo de fueloil en el SEN se incrementa respecto al año anterior en 61% alcanzando 2,75 millones de toneladas que equivalen a 18,4 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMBEP). Dicho incremento es respaldado por variaciones en las filiales EDC, CADAPE y ENELVEN las cuales experimentaron variaciones con respecto al año anterior de 95%, 78% y 14% respectivamente. Destaca EDC como el mayor consumidor de fueloil con un consumo anual de 1,1 millones de toneladas, que equivale a una participación del 40% en el total nacional.

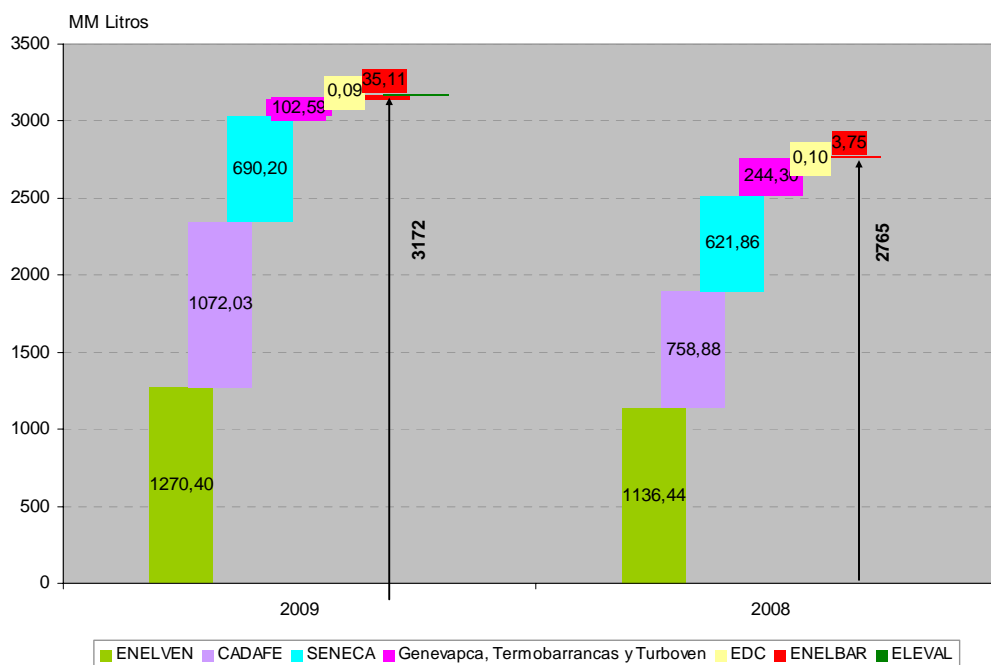
Consumo de Fueloil por Filiales de CORPOELEC y Generadores Independientes (Miles Ton) - Período 2008-2009



En cuanto al consumo de gasoil a nivel nacional se registra un aumento de 15% con respecto al año anterior, totalizando para el año 3.172 millones de litros que equivalen a 18,8 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMBEP); el mayor incremento absoluto corresponde a CADAPE con 313 millones de litros, seguido por ENELVEN con 134 millones de litros. La mayor participación en el consumo anual de gasoil lo registra ENELVEN con un consumo de 1.270,4 millones de litros que representan el 40% del total nacional.

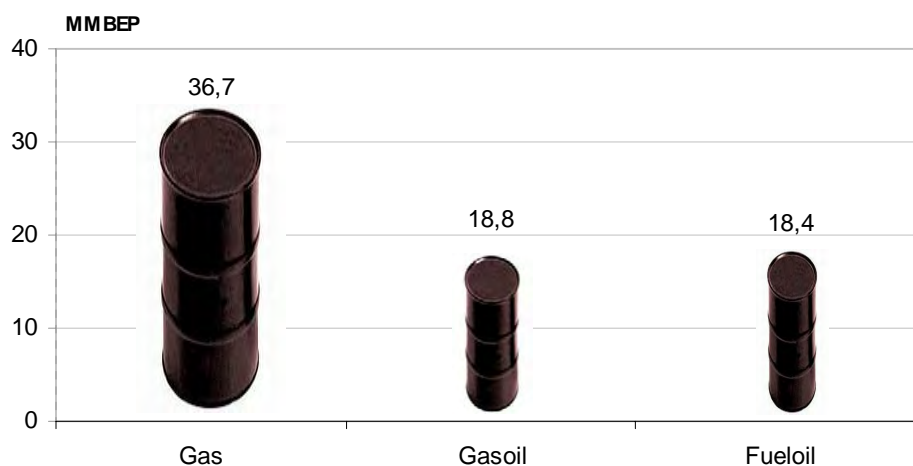
No les duele el tesoro de la nación forzando a consumir más combustibles líquidos, en dónde esta el gas, quién se duele de este aspecto, en dónde quedo la planificación de los combustibles requeridos. No les duele que se contamine el aire de Venezuela más por la pésima combustión de las unidades. En dónde están los datos del desempeño de la eficiencias hidro y termodinámicas de sus unidades, es que no les importa. Cómo creen que pueden mejorar. No saben que al no operar bien sus unidades las desgastan más aceleradamente. En dónde está la planificación del mantenimiento.

Consumo de Gasoil por Filiales de CORPOELEC y Generadores Independientes (MM Lts) - Período 2008-2009



La cantidad de combustibles líquidos y gas empleados para generar 38.860 GWh de energía bruta durante el 2009 corresponden a un consumo de 73,9 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMBEP), que representan un incremento de 20% respecto al año 2008 y una eficiencia equivalente del parque térmico del 32%.

Consumo de Combustible del Parque de Generación Térmico Millones de Barriles Equivalentes de Petróleo – Año 2009

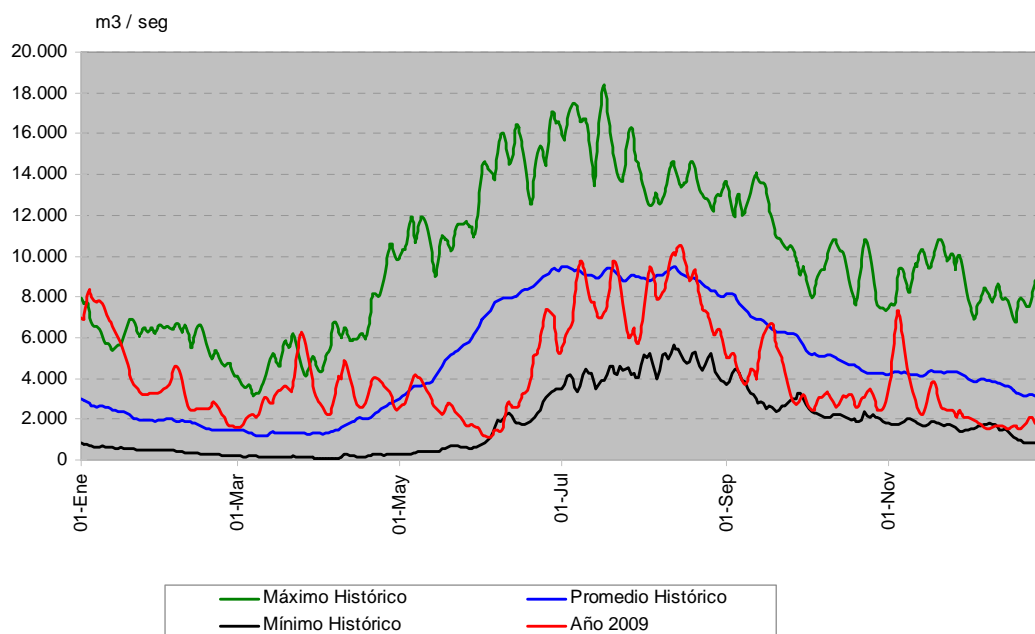


Indicadores del Embalse de Guri

Gracias por validar que los datos son desde 1950, entonces cuando cualquier político hable de datos de la peor sequía en 118 años y la peor sequía desde 1947 le miente descaradamente a la nación.

Para el año 2009 los aportes promedios al embalse de Guri estuvieron al principio de año marcando máximos históricos, mayoritariamente los valores del año estuvieron por debajo de los promedios históricos que recopila valores desde 1950 y cercanos a los mínimos históricos, de acuerdo a lo mostrado en la gráfica anexa. El caudal promedio acumulado anual para el año 2009 logra un promedio anual de 4.801 m³/seg, lo que representa aproximadamente un 13,21% por debajo de la media histórica; el aporte promedio mínimo diario alcanzado durante el 2009 fue de 1.100 m³/seg ocurrido en el mes de Junio, mientras que el máximo ocurre en el mes de Agosto con un valor de 10.509 m³/seg.

Aportes Promedio Diarios al Embalse de Guri (m³ / seg) - Año 2009



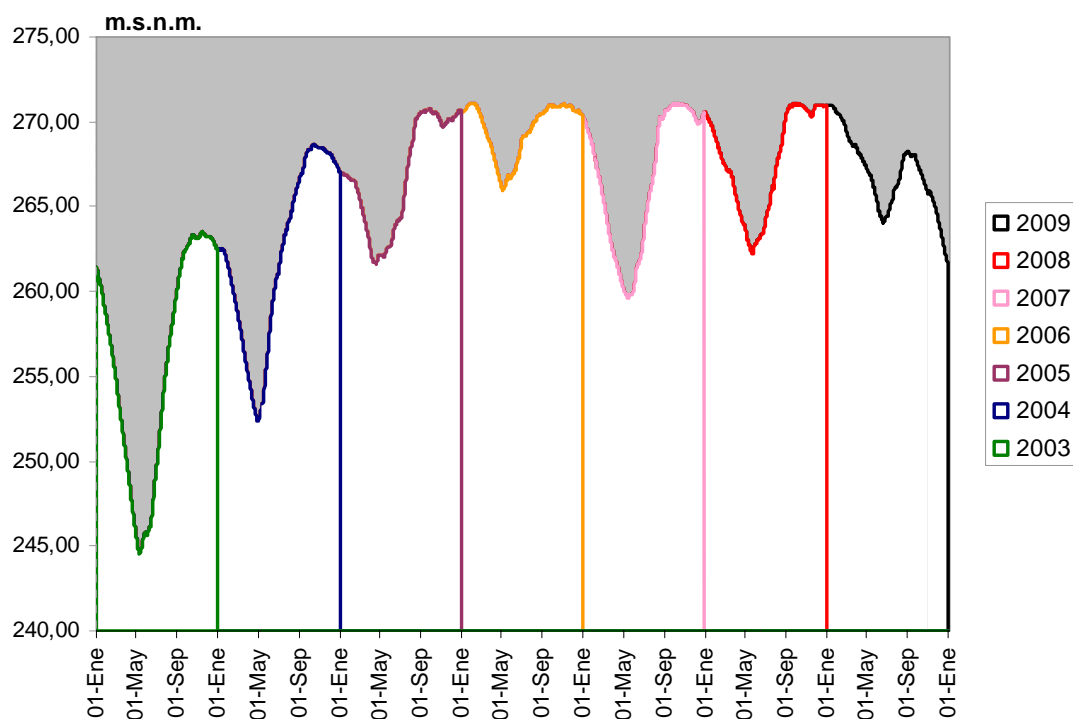
Por su parte, la cota registrada en el embalse de Guri para el 31 de Diciembre de 2009 fue de 261,56 m.s.n.m. encontrándose 9,40 m.s.n.m. por debajo del cierre del año anterior; así mismo dicho valor marca el mínimo anual para situarse 0,70 m.s.n.m. por debajo del mínimo correspondiente al año anterior, pero con la

diferencia de que la cota mínima se alcanzaba para el año anterior en el mes de mayo mientras que en esta oportunidad ocurre en diciembre.

Ocorre el 31 de diciembre de 2009 por el mal manejo del embalse sobre explotado y advertido desde mayo 2009 por su propios reportes.

Es importante mencionar que en el año 2009 sólo se abrieron las compuertas de los aliviaderos del embalse de Guri en el mes de enero, en donde se registraron nuevos máximos históricos de aporte y un caudal de alivio de 1.477 m³/seg.

Cota del Embalse de Guri (m.s.n.m.) Período 2003-2009



Indicadores de Desempeño del SEN

Continuidad del Suministro

En esta sección se detallan los indicadores definidos para medir la continuidad del suministro en el SEN: La carga promedio anual interrumpida (PPI), la duración promedio anual de interrupción (TPR) y el índice de severidad (IS).

Es importante destacar que para el cálculo de estos indicadores, se toman en cuenta las interrupciones mayores a 100 MW causadas tanto por trabajos planificados en la red, como las causadas por incidentes en las instalaciones de generación, transmisión y distribución.

Carga Promedio Anual Interrumpida - PPI

Este indicador refleja la carga promedio anual que sería interrumpida ante una perturbación mayor en el SEN. Se obtiene de la suma de la energía asociada a todas las interrupciones mayores a 100 MW entre la suma del tiempo equivalente al total de carga interrumpida ante fallas mayores a 100 MW.

$$PPI = \sum ENS / \sum TEM$$

Donde:

ENS: Energía no servida asociada a las perturbaciones mayores a 100 MW.

TEM: Tiempo equivalente al total de carga interrumpida.

Duración Promedio Anual de Interrupción TPR

Este indicador mide la duración promedio anual en minutos debido a una interrupción del suministro en el sistema. Se obtiene de la sumatoria del tiempo asociado a las interrupciones mayores a 100 MW, entre el número de eventos con interrupciones mayores a 100 MW.

$$TPR = \frac{\sum TPE}{NE}$$

Donde:

TPE: Tiempo de interrupción por evento.

NE: Número de eventos con interrupciones.

Indice de Severidad - IS

Este indicador representa la proporción anual de la energía no servida en el sistema interconectado nacional con respecto al total de energía consumida. Se obtiene del cálculo de la energía no servida ante perturbaciones mayores a 100 MW, entre el consumo de energía anual del sistema.

$$IS = \frac{\sum ENS * 100}{EC}$$

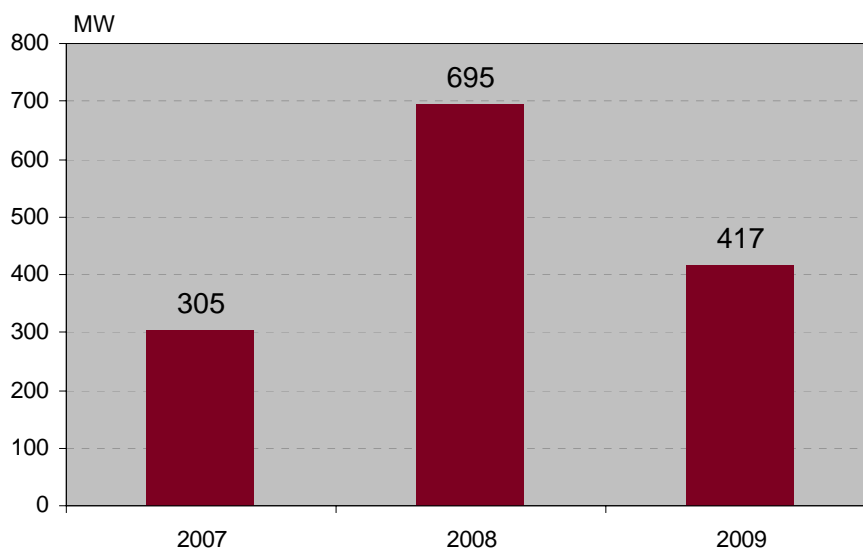
Donde:

ENS: Energía no servida en las perturbaciones mayores a 100 MW.

EC: Consumo de energía.

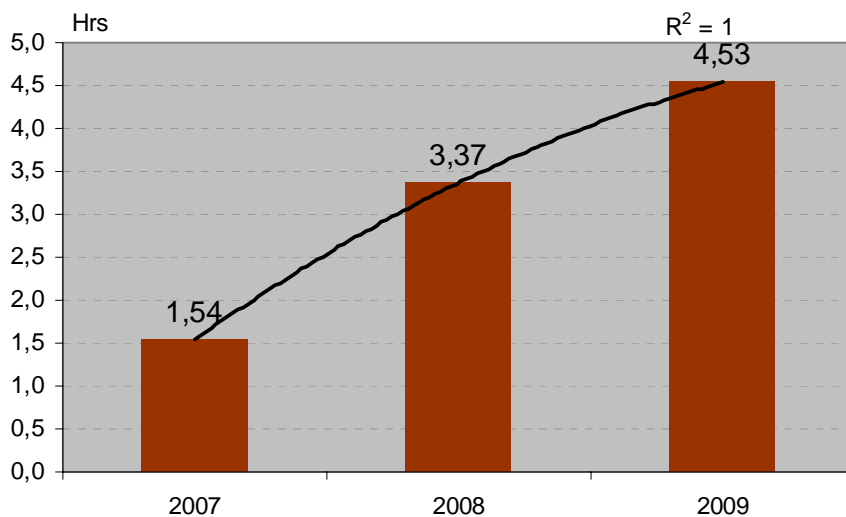
A continuación se presentan los Indicadores de Continuidad en el Suministro para el período 2007-2009.

Carga Promedio Anual Interrumpida PPI (MW) Período 2007-2009



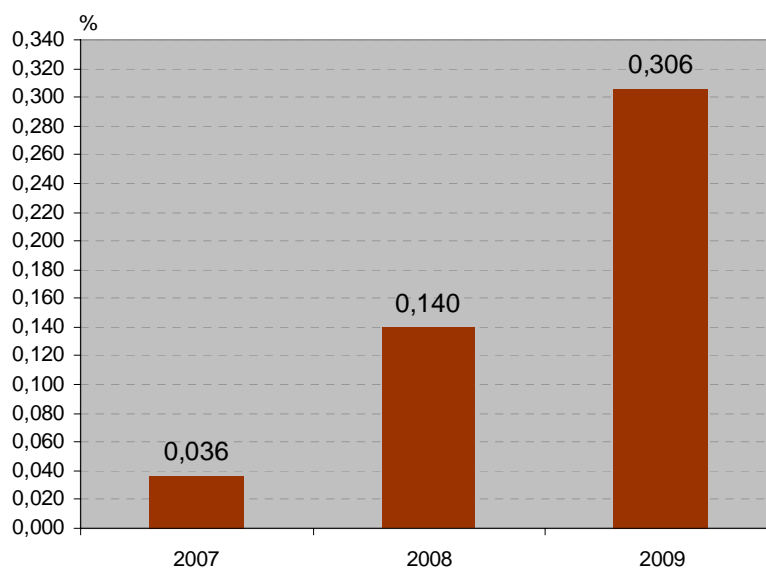
En la gráfica anexa se observa que durante el 2009 la carga promedio anual interrumpida (PPI), revierte la tendencia creciente registrada en los años anteriores, disminuyendo para el año 2009 en un 40% respecto al año anterior.

Duración Promedio Anual de Interrupción TPR (HRS) - Período 2007-2009



En cuanto a la duración promedio anual de interrupción (TPR), se observa como para el año 2009 el indicador continúa con la tendencia creciente iniciada en el periodo 2007-2008, incrementándose en 35% respecto al valor del año anterior.

Porcentaje Interrumpido de la Energía Consumida IS (%) - Período 2007-2009



Por su parte el Índice de Severidad (IS) el cual mide el porcentaje interrumpido de la energía consumida durante el año 2009, se incrementa en 121% respecto al año anterior, siendo este el valor más alto registrado en el último trienio.

Desempeño de las Líneas de Transmisión

En esta sección se presenta el desempeño de las líneas de transmisión pertenecientes a la red troncal del SEN, el cual es evaluado con base en los siguientes indicadores:

Número Total de Interrupciones por Kilómetro de Línea

Indica la relación entre el número de desconexiones de la línea y su longitud. Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$Fkms = \frac{N^{\circ} \text{ Desconexiones}}{\text{LongLínea}}$$

Donde:

Fkms: Desconexiones por kilómetros de línea.

N° Desconexiones: Número de desconexiones ocurridas durante el período.

LongLínea: Longitud de la línea medida en kilómetros.

Tiempo Promedio de Interrupción

Es el tiempo promedio de desconexiones de la línea y está representado por la siguiente ecuación:

$$TProm = \frac{N^{\circ} \text{ HorasDesconexiones}}{N^{\circ} \text{ Desconexiones}}$$

Donde:

TProm: Tiempo Promedio de Interrupción

Nº Desconexiones: Número de desconexiones ocurridas durante el período.

Nº Horas Desconexiones: Número de horas en desconexión durante el período.

Tiempo Promedio de Interrupciones por Kilómetro de Línea

Representa la relación entre las horas de desconexión de la línea y su longitud. Está determinada por la siguiente ecuación:

$$TFkms = \frac{N^{\circ} \text{ HorasDesconexiones}}{\text{LongLínea}}$$

Donde:

TFkms: Tiempo total de interrupción por kilómetro de línea.

Nº HorasDesconexiones: Número de horas en desconexión durante el período.

LongLínea: Longitud de la línea medida en kilómetros.

A continuación se muestra para el año 2009, el desempeño de las líneas de transmisión que integran la Red Troncal de Transmisión a través de sus indicadores relevantes.



Subestación San Fernando 230/115 kV

Indisponibilidad de Las Líneas de Transmisión de La RTT - Año 2009

Líneas de Transmisión	Tensión	Longitud	Indisponibilidad forzada			Indisponibilidad programada			Nº interrup por km de línea	Tiempo total interrup. x km de línea (horas)	Tiempo promedio interrup (horas)
			Horas	Nº de interrup	%	Horas	Nº de interrup	%			
ARENOSA - YARACUY	765	123	0,15	2	0,002	13,63	3	0,156	0,0407	0,1121	2,7566
GURI - MALENA 1	765	153	0,033	1,00	0,000	8,683	1,00	0,099	0,013	0,0570	4,3580
GURI - MALENA 2	765	153	0	0,00	0,000	27,500	2,00	0,314	0,013	0,1797	13,7500
GURI - MALENA 3	765	161	0,083	1,00	0,001	10,050	1,00	0,115	0,012	0,0629	5,0665
HORQUETA - ARENOSA	765	65	0,083	1,00	0,001	19,317	2,00	0,221	0,046	0,2985	6,4667
MALENA - SAN GERONIMO 1	765	225	5,85	2,00	0,067	6,117	1,00	0,070	0,013	0,0532	3,9890
MALENA - SAN GERONIMO 2	765	225	3,167	3,00	0,036	0,000	0,00	0,000	0,013	0,0141	1,0557
MALENA - SAN GERONIMO 3	765	225	0,083	1,00	0,001	0,000	0,00	0,000	0,004	0,0004	0,0830
O.M.Z. - HORQUETA	765	90	3,417	1,00	0,039	25,300	3,00	0,289	0,044	0,3191	7,1793
SAN GERONIMO - ARENOSA	765	270	1,067	5,00	0,012	4,950	1,00	0,057	0,022	0,0223	1,0028
SAN GERONIMO - HORQUETA	765	211	0	0,00	0,000	30,550	4,00	0,349	0,019	0,1448	7,6375
SAN GERONIMO - O.M.Z.	765	182	295,75	1,00	3,387	28,066	3,00	0,332	0,022	1,7792	80,9540
ARENOSA - HORQUETA 1	400	68	26,13	24	0,299	12,43	3	0,142	0,3971	0,5671	1,4284
ARENOSA - HORQUETA 2	400	68	18,73	19	0,214	18,10	3	0,207	0,3235	0,5417	1,6743
ARENOSA - YARACUY	400	164	0,82	4	0,009	47,52	7	0,542	0,0671	0,2947	4,3939
BARBACOA II - JOSE	400	40	0,00	0	0,000	11,65	2	0,133	0,0500	0,2913	5,8250
EL TIGRE - BARBACOA II	400	152	1,25	1	0,014	9,58	1	0,109	0,0132	0,0713	5,4165
EL TIGRE - SAN GERONIMO 1	400	210	5,03	3	0,058	98,18	21	1,121	0,1143	0,4915	4,3007
EL TIGRE - SAN GERONIMO 2	400	210	0,00	1	0,000	90,38	21	1,032	0,1048	0,4304	4,1084
GURI - EL TIGRE 1	400	187	2,25	2	0,026	3,33	1	0,038	0,0160	0,0299	1,8610
GURI - EL TIGRE 2	400	187	0,00	1	0,000	6,80	2	0,078	0,0160	0,0364	2,2667
GURI - LA CANOA	400	132	0,00	2	0,000	17,55	3	0,200	0,0379	0,1329	3,5098
LA CANOA - EL TIGRE	400	56	0,58	2	0,007	3,00	1	0,034	0,0536	0,0640	1,1943
PALITAL - FURRIAL 1	400	169	31,47	4	0,360	17,05	2	0,195	0,0355	0,2871	8,0860
PALITAL - FURRIAL 2	400	169	0,00	0	0,000	0,00	0	0,000	0,0000	0,0000	-----
PLANTA CENTRO - ARENOSA 2	400	63	34,38	12	0,394	43,03	7	0,493	0,3016	1,2288	4,0746
PLANTA CENTRO - ARENOSA 3	400	63	5,45	10	0,063	43,90	6	0,501	0,2540	0,7833	3,0844
PLANTA CENTRO - YARACUY	400	152	53,90	31	0,626	154,80	25	1,778	0,3684	1,3730	3,7267
SAN GERONIMO - JOSE	400	165	12,42	1	0,142	9,48	1	0,108	0,0121	0,1327	10,9500
SAN GERONIMO - SANTA TERESA 1	400	170	21,67	10	0,250	92,87	15	1,063	0,1471	0,6737	4,5813
SAN GERONIMO - SANTA TERESA 2	400	164	30,82	6	0,355	74,27	13	0,851	0,1159	0,6408	5,5307
SANTA TERESA - DIEGO LOSADA	400	10	9,75	6	0,112	16,88	2	0,193	0,8000	2,6633	3,3291
TABLAZO CUATRICENTENARIO 1	400	38	0,00	0	0,000	104,17	20	1,189	0,5263	2,7413	5,2084
TABLAZO CUATRICENTENARIO 2	400	38	0,90	1	0,011	203,52	39	2,324	1,0526	5,3794	5,1105
YARACUY - TABLAZO 1	400	316	15,42	24	0,178	114,90	23	1,314	0,1487	0,4124	2,7727
YARACUY - TABLAZO 2	400	314	11,63	14	0,134	93,08	20	1,064	0,1083	0,3335	3,0798
YARACUY - TABLAZO 3	400	301	4,04	7	0,046	76,95	14	0,879	0,0698	0,2691	3,8565
ACARIGUA II - BARINAS IV	230	160	14,87	27	0,170	22,32	5	0,255	0,2000	0,2324	1,1620
ACARIGUA II - LAS FLORES	230	111	2,58	7	0,030	22,65	6	0,259	0,1171	0,2273	1,9412
ARAGUA - ARENOSA 1	230	81	54,82	8	0,631	76,10	14	0,874	0,2716	1,6162	5,9507
ARAGUA - ARENOSA 2	230	81	880,83	17	10,124	59,28	15	0,752	0,3951	11,6064	29,3787
ARAGUA - HORQUETA 1	230	31	3,55	6	0,041	9,52	2	0,109	0,2581	0,4215	1,6333
ARAGUA - HORQUETA 2	230	31	5,93	4	0,068	6,42	2	0,073	0,1935	0,3984	2,0582
ARENOSA - CABUDARE	230	134	25,80	12	0,296	36,05	6	0,413	0,1343	0,4616	3,4361
BARBACOA I - BARBACOA II 1	230	8	3,55	2	0,041	14,98	3	0,171	0,6250	2,3166	3,7066
BARBACOA I - BARBACOA II 2	230	8	3,45	2	0,039	22,42	4	0,256	0,7500	3,2334	4,3112
BARBACOA I - SANTA TERESA 2	230	256	8760,00	1	100,000	0,00	0	0,000	0,0039	34,2188	8760,0000
BARBACOA II - GUANTA II 1	230	21	46,78	7	0,534	4,65	1	0,084	0,3810	2,4491	6,4290

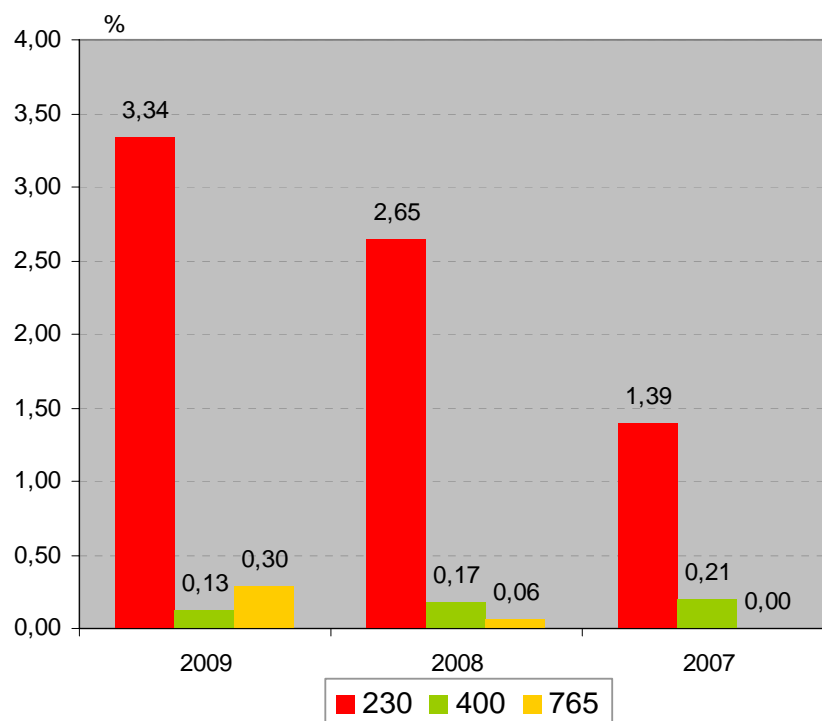
Líneas de Transmisión	Tensión	Longitud	Indisponibilidad forzada			Indisponibilidad programada			Nº interrup por km de línea	Tiempo total interrup. x km de línea (horas)	Tiempo promedio interrup (horas)
			Horas	Nº de interrup	%	Horas	Nº de interrup	%			
BARBACOA II – GUANTA II 2	230	21	55,52	6	0,634	3,53	1	0,064	0,3333	2,8118	8,4354
BARINAS IV – LAS FLORES	230	80	9,67	11	0,110	4,20	1	0,048	0,1500	0,1733	1,1555
BOLIVAR - EL TIGRE 1	230	126	91,55	8	1,047	18,08	3	0,209	0,0873	0,8701	9,9666
BOLIVAR - EL TIGRE 2	230	126	165,75	14	1,907	69,85	10	0,813	0,1905	1,8698	9,8166
CABIMAS - MOROCHAS	230	44	6,28	3	0,072	49,52	7	0,566	0,2273	1,2682	5,5802
CABUDARE - BARQUISIMETO	230	26	0,00	0	0,000	4,60	1	0,053	0,0385	0,1769	4,6000
CALABOZO – SAN FERNANDO 1	230	150	0,00	0	0,000	0,00	0	0,000	0,0000	0,0000	-----
CALABOZO – SAN FERNANDO 2	230	150	11,58	2	0,134	94,70	2	1,708	0,0267	0,7086	26,5708
CUATRICENTENARIO - CUESTECITAS	230	124	20,60	17	0,236	39,77	6	0,455	0,1855	0,4868	2,6246
CUATRICENTENARIO - RINCON	230	19	11,43	9	0,132	107,07	20	1,224	1,5263	6,2369	4,0862
CUATRICENTENARIO - TRINIDAD	230	12	5,23	4	0,060	73,23	18	0,836	1,8333	6,5388	3,5666
DIEGO LOSADA - HORQUETA	230	94	10,57	8	0,121	0,00	0	0,000	0,0851	0,1124	1,3208
DIEGO LOSADA - TIARA	230	44	18,20	4	0,208	4,08	1	0,047	0,1136	0,5065	4,4568
EL COROZO – SAN MATEO 1	230	87	6,60	21	0,075	0,00	0	0,000	0,2414	0,0758	0,3142
EL COROZO – SAN MATEO 2	230	87	11,80	17	0,135	0,00	0	0,000	0,1954	0,1356	0,6942
EL INDIO - CASANAY 1	230	109	72,03	15	0,826	43,57	12	0,501	0,2477	1,0606	4,2815
EL INDIO - CASANAY 2	230	109	14,95	10	0,171	37,15	8	0,425	0,1651	0,4780	2,8944
EL TIGRE – BARBACOA I 1	230	142	44,53	15	0,512	65,02	13	0,746	0,1972	0,7715	3,9124
EL TIGRE – BARBACOA I 2	230	142	128,95	11	1,477	31,73	8	0,368	0,1338	1,1316	8,4571
FURRIAL - INDIO 1	230	31	11,77	4	0,135	18,03	4	0,268	0,2581	0,9613	3,7249
FURRIAL - INDIO 2	230	31	0,00	0	0,000	8,37	3	0,128	0,0968	0,2699	2,7890
GUANTA II - CASANAY 1	230	140	1,23	2	0,014	16,83	4	0,303	0,0429	0,1291	3,0113
GUANTA II - CASANAY 2	230	140	1,25	2	0,014	13,78	4	0,248	0,0429	0,1074	2,5057
GUAYANA - BOLIVAR 1	230	64	2,55	3	0,029	19,58	4	0,224	0,1094	0,3458	3,1617
GUAYANA - BOLIVAR 2	230	64	15,08	4	0,173	20,25	5	0,232	0,1406	0,5521	3,9259
GURI - GUAYANA 1	230	68	3,32	1	0,038	15,35	4	0,175	0,0735	0,2745	3,7332
GURI - GUAYANA 2	230	68	3,97	1	0,045	14,97	3	0,171	0,0588	0,2784	4,7333
HORQUETA – CALABOZO 1	230	152	5,58	9	0,064	13,00	3	0,148	0,0789	0,1223	1,5485
HORQUETA – CALABOZO 2	230	152	42,90	9	0,491	18,67	3	0,214	0,0789	0,4050	5,1304
HORQUETA - TIARA	230	50	15,42	5	0,176	4,95	3	0,057	0,1600	0,4073	2,5456
MOROCHAS - TABLAZO 1	230	67	7,03	4	0,081	56,87	19	0,650	0,3433	0,9537	2,7783
MOROCHAS – BUENA VISTA	230	130	161,28	41	1,842	6,45	2	0,075	0,3308	1,2902	3,9007
PÁEZ - BARINAS IV 1	230	59	12,15	4	0,139	6,15	1	0,070	0,0847	0,3102	3,6600
PÁEZ - BARINAS IV 2	230	59	10,00	9	0,114	0,00	0	0,000	0,1525	0,1695	1,1111
PLANTA CENTRO - ARENOSA	230	64	6,17	6	0,071	14,77	3	0,266	0,1406	0,3271	2,3259
RÍO CHICO - BARBACOA I	230	192	8760,00	1	100,0	0,0	0	0,000	0,0052	45,6250	8760,00
SANTA ELENA – BOA VISTA	230	206	1,10	8	0,013	17,33	3	0,198	0,0534	0,0895	1,6758
SANTA TERESA - ARAGUA	230	100	4,15	2	0,047	20,72	5	0,237	0,0700	0,2487	3,5524
SANTA TERESA - CONVENTO	230	38	0,53	5	0,006	58,68	10	0,670	0,3947	1,5583	3,9478
SANTA TERESA – DIEGO LOSADA 1	230	7	36,00	5	0,413	33,98	1	0,390	0,8571	9,9976	11,6638
SANTA TERESA – DIEGO LOSADA 2	230	7	4,72	3	0,054	3,62	1	0,041	0,5714	1,1906	2,0835
SANTA TERESA - PAPELON	230	30	4,08	4	0,047	56,68	9	0,647	0,4333	2,0256	4,6744
SANTA TERESA – RÍO CHICO	230	64	3,95	8	0,045	7,10	2	0,081	0,1563	0,1726	1,1049
TABLAZO - CUATRICENTENARIO 1	230	37	40,03	16	0,464	125,25	23	1,436	1,0541	4,4671	4,2380
TABLAZO - CUATRICENTENARIO 2	230	37	7,80	9	0,090	63,30	18	0,723	0,7297	1,9216	2,6333

Líneas de Transmisión	Tensión	Longitud	Indisponibilidad forzada			Indisponibilidad programada			Nº interrup por km de línea	Tiempo total interrup. x km de línea (horas)	Tiempo promedio interrup (horas)
			Horas	Nº de interrup	%	Horas	Nº de interrup	%			
TABLAZO - PUNTA PIEDRAS	230	38	8,07	3	0,093	116,40	22	1,330	0,6579	3,2754	4,9786
TABLAZO - CABIMAS	230	50	8,13	3	0,094	108,38	28	1,238	0,6200	2,3303	3,7585
TERMOBARRANCAS BARINAS IV	230	2	0,00	0	0,000	0,00	0	0,000	0,0000	0,0000	-----
TIGRE - FURRIAL 1	230	148	54,22	7	0,620	20,78	3	0,311	0,0676	0,5068	7,4999
TIGRE - FURRIAL 2	230	148	47,93	11	0,548	19,63	3	0,301	0,0946	0,4565	4,8261
YARACUY - ACARIGUA II 1	230	80	2,57	1	0,029	27,72	4	0,316	0,0625	0,3786	6,0568
YARACUY - ACARIGUA II 2	230	80	0,55	1	0,006	16,82	3	0,192	0,0500	0,2171	4,3418
YARACUY BARQUISIMETO	230	46	11,90	4	0,136	6,00	1	0,069	0,1087	0,3891	3,5798
YARACUY - CABUDARE	230	25	0,43	1	0,005	6,67	1	0,076	0,0800	0,2840	3,5500
YARACUY - MANZANO 1	230	28	1,23	1	0,014	9,95	2	0,114	0,1071	0,3994	3,7277
YARACUY - MANZANO 2	230	28	1,35	1	0,015	5,73	1	0,065	0,0714	0,2530	3,5415
YARACUY - MOROCHAS 1	230	300	68,82	19	0,789	40,13	8	0,462	0,0900	0,3632	4,0353
YARACUY - MOROCHAS 2	230	300	32,75	19	0,376	55,92	10	0,641	0,0967	0,2956	3,0575
PÁEZ - BARINAS IV 2	230	59	10,00	9	0,114	0,00	0	0,000	0,1525	0,1695	1,1111
PLANTA CENTRO ARENOSA	230	64	6,17	6	0,071	14,77	3	0,266	0,1406	0,3271	2,3259
RÍO CHICO - BARBACOA I	230	192	8760,00	1	100,000	0,00	0	0,000	0,0052	45,6250	8760,0000
SANTA ELENA - BOA VISTA	230	206	1,10	8	0,013	17,33	3	0,198	0,0534	0,0895	1,6758
SANTA TERESA ARAGUA	230	100	4,15	2	0,047	20,72	5	0,237	0,0700	0,2487	3,5524
SANTA TERESA CONVENTO	230	38	0,53	5	0,006	58,68	10	0,670	0,3947	1,5583	3,9478
SANTA TERESA - DIEGO LOSADA 1	230	7	36,00	5	0,413	33,98	1	0,390	0,8571	9,9976	11,6638
SANTA TERESA - DIEGO LOSADA 2	230	7	4,72	3	0,054	3,62	1	0,041	0,5714	1,1906	2,0835
SANTA TERESA PAPELON	230	30	4,08	4	0,047	56,68	9	0,647	0,4333	2,0256	4,6744
SANTA TERESA - RÍO CHICO	230	64	3,95	8	0,045	7,10	2	0,081	0,1563	0,1726	1,1049
TABLAZO CUATRICENTENARIO 1	230	37	40,03	16	0,464	125,25	23	1,436	1,0541	4,4671	4,2380
TABLAZO CUATRICENTENARIO 2	230	37	7,80	9	0,090	63,30	18	0,723	0,7297	1,9216	2,6333
TABLAZO - PUNTA PIEDRAS	230	38	8,07	3	0,093	116,40	22	1,330	0,6579	3,2754	4,9786
TABLAZO - CABIMAS	230	50	8,13	3	0,094	108,38	28	1,238	0,6200	2,3303	3,7585
TERMOBARRANCAS BARINAS IV	230	2	0,00	0	0,000	0,00	0	0,000	0,0000	0,0000	-----
TIGRE - FURRIAL 1	230	148	54,22	7	0,620	20,78	3	0,311	0,0676	0,5068	7,4999
TIGRE - FURRIAL 2	230	148	47,93	11	0,548	19,63	3	0,301	0,0946	0,4565	4,8261
YARACUY - ACARIGUA II 1	230	80	2,57	1	0,029	27,72	4	0,316	0,0625	0,3786	6,0568
YARACUY - ACARIGUA II 2	230	80	0,55	1	0,006	16,82	3	0,192	0,0500	0,2171	4,3418
YARACUY BARQUISIMETO	230	46	11,90	4	0,136	6,00	1	0,069	0,1087	0,3891	3,5798
YARACUY - CABUDARE	230	25	0,43	1	0,005	6,67	1	0,076	0,0800	0,2840	3,5500
YARACUY - MANZANO 1	230	28	1,23	1	0,014	9,95	2	0,114	0,1071	0,3994	3,7277
YARACUY - MANZANO 2	230	28	1,35	1	0,015	5,73	1	0,065	0,0714	0,2530	3,5415
YARACUY - MOROCHAS 1	230	300	68,82	19	0,789	40,13	8	0,462	0,0900	0,3632	4,0353
YARACUY - MOROCHAS 2	230	300	32,75	19	0,376	55,92	10	0,641	0,0967	0,2956	3,0575
CASANAY - CHACOPATA 1	115	51	68,35	4	0,782	23,62	6	0,272	0,1961	1,8033	9,1966
CASANAY - CHACOPATA 2	115	51	3,37	2	0,039	22,28	6	0,254	0,1569	0,5029	3,2061
CHACOPATA - LUISA CACERES	115	30	99,52	27	1,139	19,18	4	0,222	1,0333	3,9567	3,8290
SAN GERÓNIMO BAMARI	115	138	4,10	9	0,047	42,28	5	0,483	0,1014	0,3361	3,3130
SAN GERONIMO - VALLE DE LA PASCUA	115	16	25,90	10	0,296	15,53	3	0,178	0,8125	2,5896	3,1872

Líneas de Transmisión	Tensión	Longitud	Indisponibilidad forzada			Indisponibilidad programada			Nº interrup por km de línea	Tiempo total interrup. x km de línea (horas)	Tiempo promedio interrup (horas)
			Horas	Nº de interrup	%	Horas	Nº de interrup	%			
CASANAY – CHACOPATA 1	115	51	68,35	4	0,782	23,62	6	0,272	0,1961	1,8033	9,1966
CASANAY – CHACOPATA 2	115	51	3,37	2	0,039	22,28	6	0,254	0,1569	0,5029	3,2061
CHACOPATA – LUISA CACERES	115	30	99,52	27	1,139	19,18	4	0,222	1,0333	3,9567	3,8290
SAN GERÓNIMO – BAMARI	115	138	4,10	9	0,047	42,28	5	0,483	0,1014	0,3361	3,3130
SAN GERONIMO – VALLE DE LA PASCUA	115	16	25,90	10	0,296	15,53	3	0,178	0,8125	2,5896	3,1872
PUNTA DE PIEDRAS-ARREAGA	138	4	11,88	5	0,136	53,25	10	0,609	3,75	16,2833	4,3422
Total 765 kV		2.083			0,30			0,17	0,0187	0,2323	12,4064
Total 400 kV		3.606			0,13			0,62	0,1212	0,4576	3,7759
Total 230 kV		5.944			3,34			0,34	0,1538	3,7544	24,4160
Total 115 kV		286			0,46			0,28	0,2657	1,1333	4,2649

A continuación se muestra el desempeño de la RTT para el año 2009 comparado con los dos años anteriores:

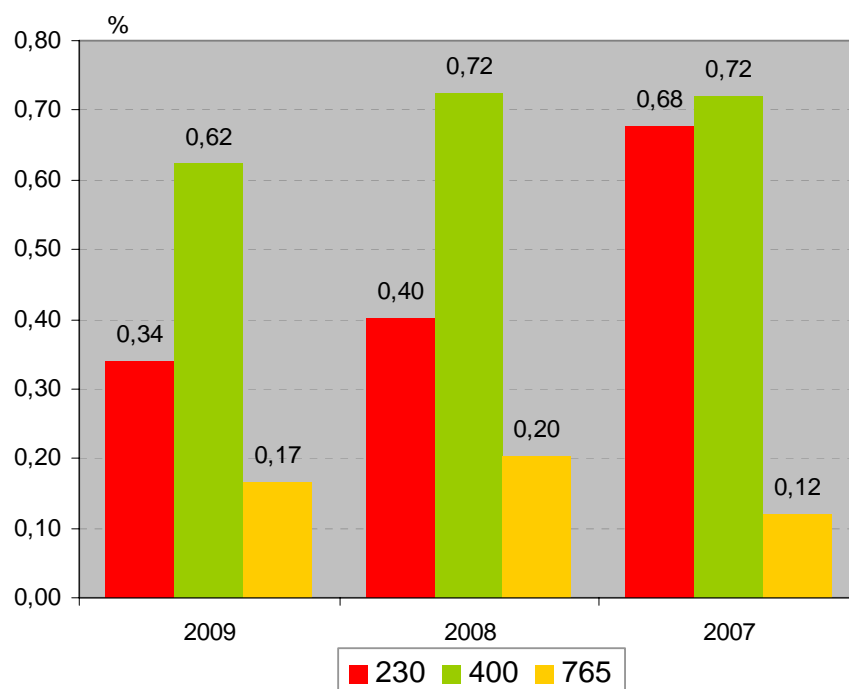
Indisponibilidad Forzada de la RTT (%) Período 2007-2009



De la gráfica anterior se desprende como para el año 2009 el sistema de 765 kV incrementa su indisponibilidad forzada con respecto al año anterior en 394%, siendo

a su vez esta indisponibilidad superior a la presentada por el sistema de 400 kV, comportamiento contrario al presentado en los dos años anteriores, al respecto destaca el desempeño en el año de la línea San Gerónimo – OMZ, la cual estuvo indisponible durante diez días del mes de mayo, debido a daños en varias torres, ocasionado por vientos huracanados; para el sistema de 400 kV en el año 2009 se mantiene la tendencia de mejora en el indicador mostrada en los dos años anteriores, en donde para el año 2009, el valor mostrado disminuye en un 24% con respecto al año anterior; contrariamente para el sistema de 230 kV, el indicador se ha venido incrementando en los últimos tres años, para mostrar para el año 2009 un incremento del 26% respecto al año anterior.

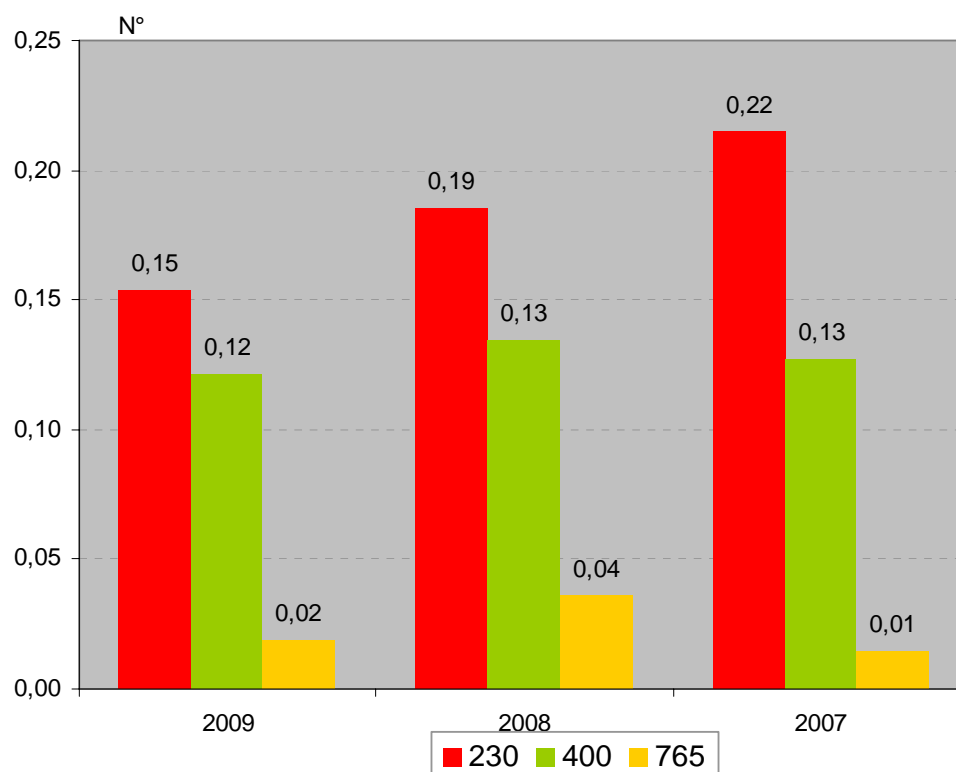
Indisponibilidad Programada de la RTT (%) Período 2007-2009



En la gráfica anterior se observa como la indisponibilidad programada durante el año 2009 para los sistemas de 765 kV, 400 kV y 230 kV disminuye con respecto al año anterior en 18%, 14% y 15% respectivamente. Así mismo se observa que el sistema de 765 kV presenta una indisponibilidad programada menor a la mostrada por el

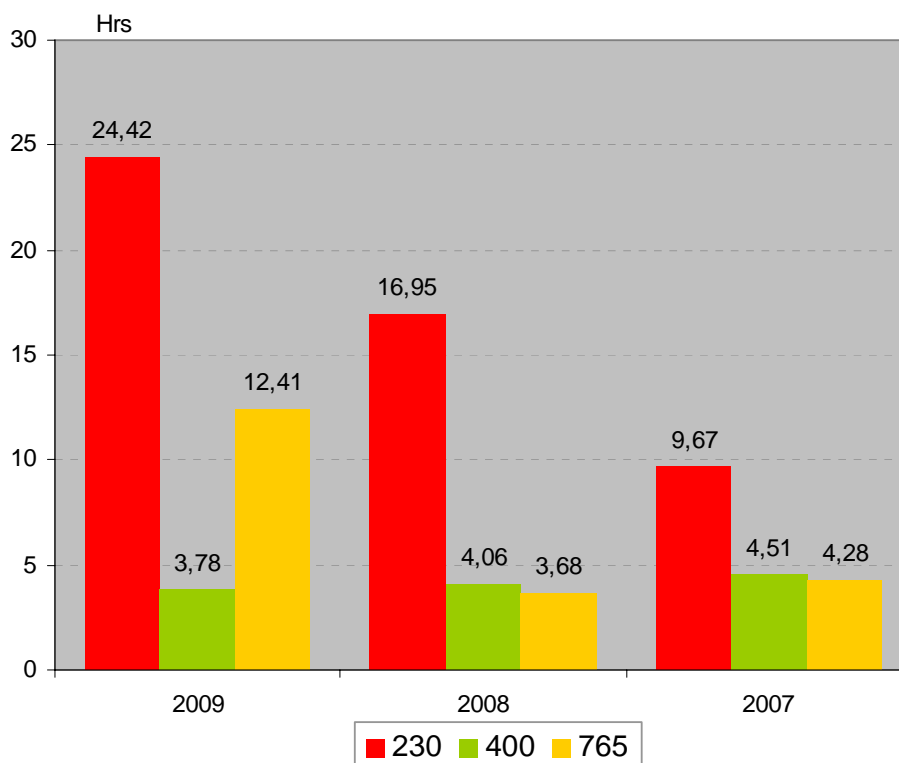
sistema de 230 kV y este a su vez menor que la asociada al sistema de 400 kV, comportamiento similar al de los años anteriores.

Frecuencia de Interrupción por Kilómetro de Línea (N°) Período 2007-2009



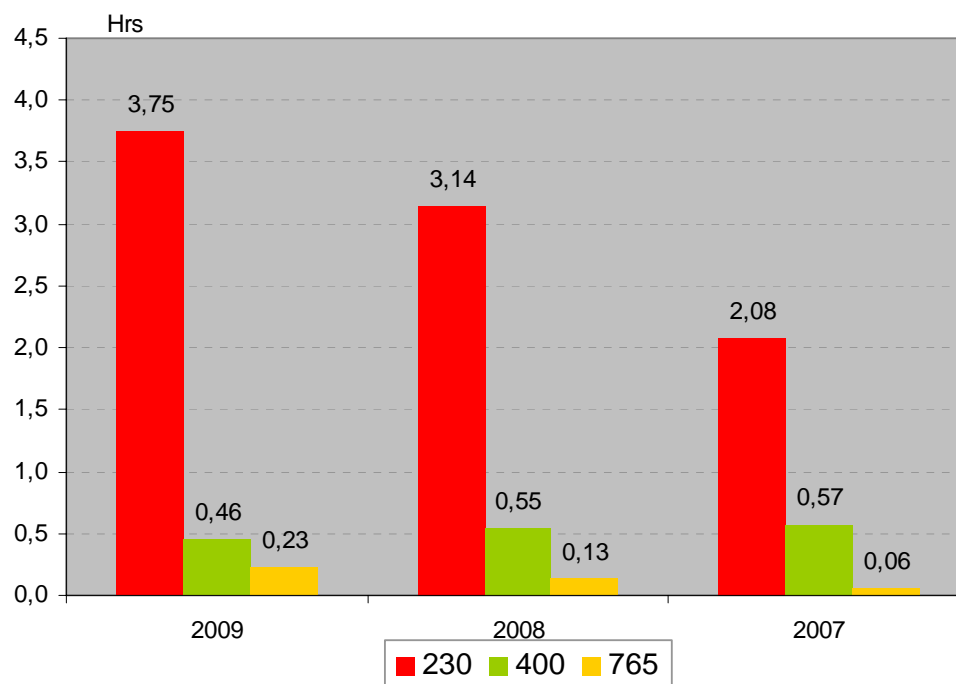
La frecuencia de interrupción por kilómetro de línea para los sistemas de 765 kV, 400 kV y 230 kV, disminuye con respecto al año anterior en 48%, 10% y 17% respectivamente. Así mismo se observa como análogo al comportamiento de los años anteriores el sistema de 765 kV presenta una frecuencia de interrupción por kilómetro de línea menor a la mostrada por el sistema de 400 kV y este a su vez menor que la asociada al sistema de 230 kV.

Tiempo Promedio de Interrupción (HRS) Período 2007-2009



El tiempo promedio de interrupción durante el año 2009 para el sistema de 765 kV se incrementa en un 237% con respecto al año anterior, siendo a su vez superior al valor presentado por el sistema de 400 kV, comportamiento contrario al mostrado en los dos años anteriores; al respecto destaca el desempeño en el año de la línea San Gerónimo – OMZ, la cual estuvo indisponible durante diez días del mes de mayo, debido a daños en varias torres, ocasionado por vientos huracanados. Para el sistema de 400 kV en el año 2009 se mantiene la tendencia de mejora en el indicador mostrada en los dos años anteriores, disminuyendo en 7% con respecto al año anterior. Contrariamente para el sistema de 230 kV, el indicador se ha venido incrementando en los últimos dos años, para mostrar en el 2009 un incremento del 44% respecto al año anterior.

Tiempo Total de Interrupción por Kilómetro de Línea (HRS) - Período 2007-2009



El tiempo total de interrupción por kilómetro de línea para los sistemas de 765 kV y 230 kV se incrementa con respecto al año anterior en 75% y 20% respectivamente, mientras que para el sistema de 400 kV el tiempo total de interrupción por kilómetro de línea disminuye en 16%. Al igual que en los años anteriores, para el año 2009 el sistema de 765 kV presenta un tiempo total de interrupción por kilómetro de línea menor que el asociado al sistema de 400 kV y este a su vez inferior al correspondiente al sistema de 230 kV.

Por donde se mire la transmisión tiene un desempeño subestándar

Desempeño de las Unidades de Generación

En esta sección se presenta el desempeño de las plantas de generación, evaluado a través de los siguientes indicadores:

Tasa de Salida Forzada o Programada (FOR o SOR)

Representa la probabilidad de que un tipo de unidad se encuentre en condición de falla o mantenimiento. Se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$\text{FOR o SOR (\%)} = \frac{\text{HFU o HMU}}{\text{HSU} + \text{HFU o HMU}} * 100$$

Donde:

HSU: Total de horas en que una unidad de generación se encuentra eléctricamente conectada al sistema de transmisión entregando potencia activa (incluye horas en reserva).

HFU: Total de horas en que una unidad generadora se encuentra desacoplada e indisponible por cualquier eventualidad no prevista.

HMU: Total de horas en que una unidad generadora se encuentra desacoplada e indisponible con fines de mantenimientos o reparaciones.

Factor de Salida Forzada o Programada (FOF o SOF)

Este indicador mide porcentualmente la ocurrencia de una indisponibilidad prevista o eventual durante el período total evaluado. Se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$\text{FOF o SOF (\%)} = \frac{\text{HFU o HMU}}{\text{HP}} * 100$$

Donde:

HFU: Total de horas en que una unidad generadora se encuentra desacoplada e indisponible por cualquier eventualidad no prevista.

HMU: Total de horas en que una unidad generadora se encuentra desacoplada e indisponible con fines de mantenimientos o reparaciones.

HP: Total de horas del período evaluado.

Tasa de Indisponibilidad Total (IT)

Mide porcentualmente la ocurrencia de una desconexión forzada o programada, referida al período en el cual una unidad pudo haber estado en servicio en el caso

que no hubiesen ocurrido interrupciones. Se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$IT (\%) = \frac{HSU + HFU + HMU}{HSU + HFU + HMU} * 100$$

Donde:

HSU: Total de horas en que una unidad de generación se encuentra eléctricamente conectada al sistema de transmisión entregando potencia activa.

HFU: Total de horas en que una unidad generadora se encuentra desacoplada e indisponible por cualquier eventualidad no prevista.

HMU: Total de horas en que una unidad generadora se encuentra desacoplada e indisponible con fines de mantenimientos o reparaciones.

Factor de Indisponibilidad Total (UF)

Este indicador mide porcentualmente el tiempo que un tipo de unidad de generación estuvo indisponible (falla + mantenimiento) dentro del período evaluado. Se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$UF (\%) = \frac{HFU + HMU}{HP} * 100$$

Donde:

HFU: Total de horas en que una unidad generadora se encuentra desacoplada e indisponible por cualquier eventualidad no prevista.

HMU: Total de horas en que una unidad generadora se encuentra desacoplada e indisponible con fines de mantenimientos o reparaciones.

HP: Total de horas del período evaluado.

Factor de Disponibilidad Total (AF)

Este indicador mide porcentualmente el tiempo que una unidad de generación estuvo disponible dentro del período evaluado. Se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$AF (\%) = \frac{HSU}{HP} * 100$$

Donde:

HSU: Total de horas en que una unidad de generación se encuentra eléctricamente conectada al sistema de transmisión entregando potencia activa.

HP: Total de horas del período evaluado (en este caso 8.760 horas).

A continuación se muestra para el año 2009 el desempeño por unidad de las plantas de Generación.

Desempeño de las Unidades de Generación del SEN - Año 2009

Manipulación en acción en donde están los datos de la Central Masparro, que operó desde mayo 2009, (91.41 GWh) Demasiadas horas en reserva para maquillar las cifras en varias unidades. Eso es deplorable.

SEN		Capacidad (MW) *		Tiempo (Horas)				Indicadores de Desempeño (%)						
PLANTA	TIPO	Nº Unid	(MW)	Servicio	Reserva	Falla	Manten.	FOR	FOF	SOR	SOF	IT	UF	AF
José Antonio Páez	H	1	59,70	2.728,27	2.523,58	3.476,57	31,58	56,03	39,69	1,14	0,36	56,25	40,05	60
		2	61,01	0,00	0,00	1.643,00	7.117,00	100,00	18,76	100,00	81,24	100,00	100,00	0
		3	58,69	4.625,65	2.492,70	1.615,27	26,38	25,88	18,44	0,57	0,30	26,19	18,74	81
		4	59,79	5.002,67	3.273,78	342,82	140,73	6,41	3,91	2,74	1,61	8,81	5,52	94
Leonardo Ruiz Pineda (San Agatón)	H	1	124,26	8.184,50	6,50	326,33	242,67	3,83	3,73	2,88	2,77	6,50	6,50	94
		2	78,58	7.968,68	405,08	29,07	357,17	0,36	0,33	4,29	4,08	4,62	4,41	96
		1	39,21	20,23	63,82	7.917,28	758,67	99,75	90,38	97,40	8,66	99,77	99,04	1
		2	40,21	8.211,97	6,48	191,17	350,38	2,27	2,18	4,09	4,00	6,19	6,18	94
Simón Bolívar (Guri)	H	1	176,41	7.497,32	1.125,87	58,18	78,63	0,77	0,66	1,04	0,90	1,79	1,56	98
		2	184,02	269,72	645,42	7.806,52	38,35	96,66	89,12	12,45	0,44	96,68	89,55	10
		3	183,93	5.971,70	2.566,98	175,38	45,93	2,85	2,00	0,76	0,52	3,57	2,53	97
		4	223,03	8.179,90	130,58	86,30	363,22	1,04	0,99	4,25	4,15	5,21	5,13	95
		5	216,72	5.872,32	84,02	2.502,57	301,10	29,88	28,57	4,88	3,44	32,32	32,01	68
		6	218,71	4.466,10	650,38	3.521,28	122,23	44,09	40,20	2,66	1,40	44,93	41,59	58
		7	336,79	8.208,02	254,62	32,28	265,08	0,39	0,37	3,13	3,03	3,50	3,39	97
		8	372,19	357,32	431,38	0,00	7.971,30	0,00	0,00	95,71	91,00	95,71	91,00	9
		9	357,31	0,00	0,00	0,00	8.760,00	0,00	0,00	100,00	100,00	100,00	100,00	0
		10	356,95	8.142,18	245,12	79,23	293,47	0,96	0,90	3,48	3,35	4,38	4,25	96
		11	654,86	8.259,55	360,48	36,83	103,13	0,44	0,42	1,23	1,18	1,67	1,60	98
		12	690,90	3.304,17	106,40	0,00	5.349,43	0,00	0,00	61,82	61,07	61,82	61,07	39
		13	651,75	7.987,28	499,48	151,73	121,50	1,86	1,73	1,50	1,39	3,31	3,12	97
		14	643,14	7.774,38	855,62	78,28	51,72	1,00	0,89	0,66	0,59	1,64	1,48	99
		15	611,25	6.864,00	1.721,10	52,80	122,10	0,76	0,60	1,75	1,39	2,48	2,00	98
		16	644,39	6.866,72	189,22	386,35	1.317,72	5,33	4,41	16,10	15,04	19,88	19,45	81
		17	659,08	7.242,00	1.398,27	42,20	77,53	0,58	0,48	1,06	0,89	1,63	1,37	99
		18	550,82	5.286,98	92,28	3,63	3.377,10	0,07	0,04	38,98	38,55	39,00	38,59	61
		19	669,00	7.848,02	716,88	13,88	181,22	0,18	0,16	2,26	2,07	2,43	2,23	98
		20	676,82	6.922,58	1.740,87	11,10	85,45	0,16	0,13	1,22	0,98	1,38	1,10	99
Antonio José de Sucre (Macagua)	H	1	57,96	8.054,33	152,60	111,95	441,12	1,37	1,28	5,19	5,04	6,43	6,31	94
		2	58,85	5.889,37	1.372,87	744,15	753,62	11,22	8,49	11,34	8,60	20,28	17,10	83
		3	57,57	6.366,53	2.047,92	112,30	233,25	1,73	1,28	3,53	2,66	5,15	3,94	96
		4	59,20	5.842,47	2.758,27	122,97	36,30	2,06	1,40	0,62	0,41	2,65	1,82	98
		5	58,07	0,00	0,00	2.289,92	6.470,08	100,00	26,14	100,00	73,86	100,00	100,00	0
		6	57,44	7.829,27	349,02	31,20	550,52	0,40	0,36	6,57	6,28	6,92	6,64	93
		7	176,18	8.217,50	419,67	1,10	121,73	0,01	0,01	1,46	1,39	1,47	1,40	99
		8	176,62	5.314,23	3.317,12	31,25	97,40	0,58	0,36	1,80	1,11	2,36	1,47	99
		9	175,63	8.414,32	219,12	81,27	45,30	0,96	0,93	0,54	0,52	1,48	1,44	99
		10	177,50	8.040,90	656,60	0,00	62,50	0,00	0,00	0,77	0,71	0,77	0,71	99
		11	176,84	8.526,63	155,08	30,92	47,37	0,36	0,35	0,55	0,54	0,91	0,89	99
		12	178,06	7.208,30	1.468,33	23,27	60,10	0,32	0,27	0,83	0,69	1,14	0,95	99
		13	176,40	6.080,10	2.590,63	45,27	44,00	0,74	0,52	0,72	0,50	1,45	1,02	99
		14	176,84	6.320,25	2.376,98	3,75	59,02	0,06	0,04	0,93	0,67	0,98	0,72	99
		15	177,95	7.935,62	690,67	70,20	63,52	0,88	0,80	0,79	0,73	1,66	1,53	98
		16	177,39	8.281,07	351,18	5,45	122,30	0,07	0,06	1,46	1,40	1,52	1,46	99
		17	176,62	6.254,68	2.452,50	8,55	44,27	0,14	0,10	0,70	0,51	0,84	0,60	99
		18	176,84	5.806,58	2.767,67	141,75	44,00	2,38	1,62	0,75	0,50	3,10	2,12	98
		19	38,14	8.254,00	1,02	20,95	484,03	0,25	0,24	5,54	5,53	5,77	5,76	94
		20	78,00	7.347,68	442,55	23,90	945,87	0,32	0,27	11,40	10,80	11,66	11,07	89
Francisco de Miranda (Carauachi)	H	1	164,85	8.469,93	113,47	27,67	148,93	0,33	0,32	1,73	1,70	2,04	2,02	98
		2	166,30	8.583,18	44,92	22,43	109,47	0,26	0,26	1,26	1,25	1,51	1,51	98
		3	167,60	7.236,35	47,08	7,80	1.468,77	0,11	0,09	16,87	16,77	16,95	16,86	83
		4	167,00	8.507,15	80,25	16,73	155,87	0,20	0,19	1,80	1,78	1,99	1,97	98
		5	166,89	7.364,58	69,75	10,73	1.314,93	0,15	0,12	15,15	15,01	15,25	15,13	85
		6	168,45	8.623,23	56,27	6,07	74,43	0,07	0,07	0,86	0,85	0,92	0,92	99
		7	168,74	8.626,42	40,47	25,38	67,73	0,29	0,29	0,78	0,77	1,07	1,06	99
		8	168,41	7.252,45	46,63	1.453,70	7,22	16,70	16,59	0,10	0,08	16,77	16,68	83
		9	167,45	8.544,63	52,00	15,50	147,87	0,18	0,18	1,70	1,69	1,88	1,86	98
		10	168,61	7.836,87	639,88	7,50	275,75	0,10	0,09	3,40	3,15	3,49	3,23	97
		11	169,45	8.571,38	53,75	10,20	124,67	0,12	0,12	1,43	1,42	1,55	1,54	98
		12	171,92	8.560,00	68,43	4,12	127,45	0,05	0,05	1,47	1,45	1,51	1,50	98

SEN		Capacidad (MW) *		Tiempo (Horas)				Indicadores de Desempeño (%)						
PLANTA	TIPO	Nº Unid	(MW)	Servicio	Reserva	Falla	Manten.	FOR	FOF	SOR	SOF	IT	UF	AF
Planta Centro	TV	1	359,08	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		2	157,25	5.930,83	19,87	2.682,27	127,03	31,14	30,62	2,10	1,45	32,14	32,07	68
		3	187,94	6.978,75	0,00	1.781,25	0,00	20,33	20,33	0,00	0,00	20,33	20,33	80
		4	263,18	6.403,60	0,00	2.356,40	0,00	26,90	26,90	0,00	0,00	26,90	26,90	73
		5	365,35	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
Complejo Generador Josefa Joaquina Sanchez Bastidas	TV	3	47,56	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		4	44,07	87,68	613,73	5,62	8.052,97	6,02	0,06	98,92	91,93	98,92	91,99	8
		5	46,82	8.296,73	0,00	100,58	362,68	1,20	1,15	4,19	4,14	5,29	5,29	95
		6	52,41	7.634,57	161,87	579,87	383,70	7,06	6,62	4,79	4,38	11,21	11,00	89
		7	387,86	7.027,43	0,00	14,42	1.718,15	0,20	0,16	19,65	19,61	19,78	19,78	80
Ramón Laguna	TV	8	380,73	8.136,87	152,27	156,92	313,95	1,89	1,79	3,72	3,58	5,47	5,38	95
		9	380,41	8.134,65	18,57	320,43	286,35	3,79	3,66	3,40	3,27	6,94	6,93	93
		12	20,62	8.026,10	0,00	302,72	431,18	3,63	3,46	5,10	4,92	8,38	8,38	92
		13	70,82	6.263,97	969,50	1.280,88	245,65	16,98	14,62	3,77	2,80	19,59	17,43	83
		14	70,87	5.970,87	1.042,87	1.725,85	20,42	22,42	19,70	0,34	0,23	22,63	19,93	80
Alfredo Salazar	TG	15	138,21	8.154,07	54,07	303,33	248,53	3,59	3,46	2,96	2,84	6,34	6,30	94
		16	137,81	7.579,05	30,43	463,62	686,90	5,76	5,29	8,31	7,84	13,18	13,13	87
		17	121,08	4.876,15	0,00	38,80	3.845,05	0,79	0,44	44,09	43,89	44,34	44,34	56
		1	52,66	7.324,82	0,00	1.325,05	110,13	15,32	15,13	1,48	1,26	16,38	16,38	84
		2	53,20	7.092,42	0,00	936,53	731,05	11,66	10,69	9,34	8,35	19,04	19,04	81
Coro	TG	3	33,37	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		1	10,60	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		2	13,04	3.426,92	664,73	3.454,83	1.213,52	50,20	39,44	26,15	13,85	57,67	53,29	47
		3	15,68	1.442,30	1.956,63	3.313,52	2.047,55	69,67	37,83	58,67	23,37	78,80	61,20	39
		4	14,13	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
Guanata	TG	6	35,80	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		7	34,61	2.118,97	0,00	6.577,02	64,02	75,63	75,08	2,93	0,73	75,81	75,81	24
		11	138,18	7.798,83	0,00	331,45	629,72	4,08	3,78	7,47	7,19	10,97	10,97	89
		12	99,00	8.348,45	47,80	190,72	173,03	2,23	2,18	2,03	1,98	4,18	4,15	96
		7	18,39	8.331,97	378,02	19,42	30,60	0,23	0,22	0,37	0,35	0,60	0,57	99
Pedro Camejo	TG	8	18,12	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		9	16,62	7.914,93	405,73	46,38	392,95	0,58	0,53	4,73	4,49	5,26	5,02	95
		10	15,73	8.384,05	203,73	27,43	144,78	0,33	0,31	1,70	1,65	2,01	1,97	98
		12	18,10	8.349,62	192,37	138,68	79,33	1,63	1,58	0,94	0,91	2,54	2,49	98
		13	9,85	7.568,90	587,93	402,48	200,68	5,05	4,59	2,58	2,29	7,38	6,89	93
Punto Fijo	TG	14	40,28	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		1	10,01	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		2	18,07	1.553,00	459,05	6.730,07	17,88	81,25	76,83	1,14	0,20	81,29	77,03	23
		3	16,92	3.417,07	2.342,42	2.332,03	668,48	40,56	26,62	16,36	7,63	46,75	34,25	66
		6	16,90	1.062,68	218,13	4.598,57	2.880,62	81,23	52,50	73,05	32,88	87,56	85,38	15
San Fernando	TG	7	16,71	4.893,40	359,00	3.251,98	255,62	39,92	37,12	4,96	2,92	41,75	40,04	60
		8	13,91	7.778,33	1,08	919,47	61,12	10,57	10,50	0,78	0,70	11,20	11,19	89
		9	16,17	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		10	16,59	7.776,90	169,47	813,63	0,00	9,47	9,29	0,00	0,00	9,47	9,29	91
		11	15,64	0,00	0,00	0,00	8.760,00	0,00	0,00	100,00	100,00	100,00	100,00	0
Táchira	TG	14	15,36	7.522,82	400,03	687,43	149,72	8,37	7,85	1,95	1,71	10,01	9,56	90
		15	51,18	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		9	81,19	5.738,90	124,05	834,63	2.062,42	12,70	9,53	26,44	23,54	33,55	33,07	67
		10	81,66	8.337,55	200,05	47,83	174,57	0,57	0,55	2,05	1,99	2,60	2,54	97
		11	83,56	6.834,12	316,33	164,63	1.444,92	2,35	1,88	17,45	16,49	19,06	18,37	82
José María España (JME)	TG	12	80,39	7.915,60	199,95	27,03	617,42	0,34	0,31	7,24	7,05	7,53	7,36	93
		13	84,73	7.512,58	155,98	43,58	1.047,85	0,58	0,50	12,24	11,96	12,69	12,46	88
		1	29,86	0,00	0,00	7.296,00	0,00	100,00	83,29	0,00	0,00	100,00	83,29	0
		4	12,72	3.562,68	29,53	5.123,92	43,87	58,99	58,49	1,22	0,50	59,19	58,99	41
		5	16,60	5.609,48	61,73	2.914,00	174,78	34,19	33,26	3,02	2,00	35,51	35,26	65
Rafael Urdaneta	TG	6	16,38	6.258,30	974,35	564,13	963,22	8,27	6,44	13,34	11,00	19,62	17,44	83
		7	15,44	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		9	21,35	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		10	18,37	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0
		11	12,98	5.760,73	172,48	2.382,92	443,87	29,26	27,20	7,15	5,07	32,92	32,27	68
Concepción	TG	17	64,71	5.658,92	13,00	2.871,12	216,97	33,66	32,78	3,69	2,48	35,30	35,25	65
		15	11,84	0,00	0,00	7.296,00	0,00	100,00	83,29	0,00	0,00	100,00	83,29	0
		16	13,08	0,00	0,00	7.296,00	0,00	100,00	83,29	0,00	0,00	100,00	83,29	0
		20	16,99	8.626,45	35,80	34,98	62,77	0,40	0,40	0,72	0,72	1,12	1,12	99
		21	15,20	8.606,88	28,68	40,27	84,17	0,47	0,46	0,97	0,96	1,43	1,42	99
Santa Bárbara	TG	1	12,46	6.887,87	99,38	172,93	1.599,82	2,45	1,97	18,85	18,26	20,47	20,24	80
		2	16,77	8.184,98	52,18	454,22	68,62	5,26	5,19	0,83	0,78	6,00	5,97	94

SEN		Capacidad (MW) *		Tiempo (Horas)				Indicadores de Desempeño (%)							
PLANTA	TIPO	Nº Unid	(MW)	Servicio	Reserva	Falla	Manten.	FOR	FOF	SOR	SOF	IT	UF	AF	
San Lorenzo	TG	3	18,88	2.502,75	662,02	5.574,45	20,78	69,01	63,64	0,82	0,24	69,09	63,87	36,87	
		4	19,38	8.279,53	47,54	87,38	345,56	1,04	1,00	4,01	3,94	4,97	4,94	95,56	
		3	17,22	8.283,40	0,00	232,60	244,00	2,73	2,66	2,86	2,79	5,44	5,44	95,56	
		4	17,62	8.311,78	0,00	346,48	101,73	4,00	3,96	1,21	1,16	5,12	5,12	95,56	
		2	14,09	0,00	0,00	8.760,00	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	100,00	100,00	0,00	
Enelbar	TG	3	11,45	4.251,58	423,22	4.085,20	0,00	49,00	46,63	0,00	0,00	49,00	46,63	53,32	
		4	18,57	5.653,25	50,88	224,47	2.831,40	3,82	2,56	33,37	32,32	35,09	34,88	65,32	
		5	17,46	7.480,48	321,87	943,45	14,20	11,20	10,77	0,19	0,16	11,35	10,93	89,32	
		6	17,81	7.777,90	541,80	394,32	45,98	4,83	4,50	0,59	0,52	5,36	5,03	95,32	
		7	17,07	6.004,23	752,27	1.407,23	596,27	18,99	16,06	9,03	6,81	25,02	22,87	77,32	
Argimiro Gabaldón	TG	8	15,84	5.804,43	992,23	1.943,70	19,63	25,09	22,19	0,34	0,22	25,28	22,41	78,32	
		1	35,84	504,70	5,93	74,48	8.174,88	12,86	0,85	94,19	93,32	94,23	94,17	6,32	
		2	36,80	49,88	0,00	323,87	8.386,25	86,65	3,70	99,41	95,73	99,43	99,43	1,32	
		3	35,29	7.380,82	144,52	522,48	712,18	6,61	5,96	8,80	8,13	14,33	14,09	86,32	
Planta del Este	TG	1	9,78	5.385,13	110,92	52,70	3.211,25	0,97	0,60	37,36	36,66	37,74	37,26	63,32	
		2	9,16	5.277,58	177,58	1.970,72	1.334,12	27,19	22,50	20,18	15,23	38,51	37,73	62,32	
		3	10,36	7.622,28	339,52	276,90	521,30	3,51	3,16	6,40	5,95	9,48	9,11	91,32	
		4	13,45	8.335,05	0,00	152,40	272,55	1,80	1,74	3,17	3,11	4,85	4,85	95,32	
		5	18,20	6.646,05	0,00	19,02	2.094,93	0,29	0,22	23,97	23,91	24,13	24,13	76,32	
		6	18,90	5.448,00	0,00	0,00	3.312,00	0,00	0,00	37,81	37,81	37,81	37,81	62,32	
		7	17,61	8.652,38	0,62	40,68	66,32	0,47	0,46	0,76	0,76	1,22	1,22	99,32	
		8	18,88	8.594,45	3,68	15,38	146,48	0,18	0,18	1,68	1,67	1,85	1,85	98,32	
Castillito	TG	1	16,75	8.444,73	0,00	64,33	250,93	0,76	0,73	2,89	2,86	3,60	3,60	96,32	
		3	16,27	8.252,90	0,00	250,05	257,05	2,94	2,85	3,02	2,93	5,79	5,79	94,32	
		4	19,88	8.694,67	13,28	26,70	25,35	0,31	0,30	0,29	0,29	0,60	0,59	99,32	
Luisa Cáceres	TG	3	18,99	8.449,55	8,48	111,58	190,38	1,30	1,27	2,20	2,17	3,45	3,45	97,32	
		4	17,68	4.945,07	5,60	426,35	3.382,98	7,94	4,87	40,62	38,62	43,51	43,49	57,32	
		5	19,65	8.388,07	28,68	102,23	241,02	1,20	1,17	2,79	2,75	3,93	3,92	96,32	
		6	19,56	8.562,82	0,17	152,27	44,75	1,75	1,74	0,52	0,51	2,25	2,25	98,32	
		7	20,67	8.695,12	0,00	23,62	41,27	0,27	0,27	0,47	0,47	0,74	0,74	99,32	
		8	18,19	8.686,40	0,00	54,18	19,42	0,62	0,62	0,22	0,22	0,84	0,84	99,32	
		9	21,15	8.472,38	0,00	39,62	248,00	0,47	0,45	2,84	2,83	3,28	3,28	97,32	
		10	29,74	8.481,55	0,00	214,47	63,98	2,47	2,45	0,75	0,73	3,18	3,18	97,32	
Termobarrancas	TG	1	151,60	7.577,88	295,40	215,65	671,07	2,77	2,46	8,14	7,66	10,48	10,12	90,32	
Termozulia II (*)	TG	1	150,00	7.834,51	15,39	146,30	763,79	1,83	1,67	8,88	8,72	10,41	10,39	90,32	
		2	150,00	2.211,27	0,00	3.061,50	607,23	58,06	34,95	21,54	6,93	62,39	41,88	25,32	
Termozulia I	CC	1	146,68	7.724,88	16,40	325,73	692,98	4,05	3,72	8,23	7,91	11,65	11,63	88,32	
		2	144,54	7.412,85	34,27	378,55	934,33	4,86	4,32	11,19	10,67	15,05	14,99	85,32	
		3	160,92	8.158,38	8,52	141,00	452,10	1,70	1,61	5,25	5,16	6,78	6,77	93,32	
Total HIDRO SEN			14.203,24	6.606,63	743,88	329,89	1.079,60	4,76	3,77	14,05	12,32	17,58	16,09	84,32	
Total TURBOVAPOR SEN			3.232,08	5.394,14	79,80	2.689,18	596,87	33,27	30,70	9,96	6,81	37,86	37,51	62,32	
Total TURBOGAS SEN			2.666,04	5.656,63	137,18	1.953,75	816,33	25,67	22,30	12,61	9,32	32,87	31,62	66,32	
Total CC SEN			452,14	7.779,42	19,31	276,87	684,40	3,44	3,16	8,09	7,81	11,00	10,97	89,32	

(*) Capacidad de Prueba en Sitio

No se puede tener confianza en las cifras. Por qué no indican las fechas de las pruebas de las unidades en sitio. La indisponibilidad real de estas unidades (páginas 52 y 53) es mucho más alta, dejen de manipular las cifras. Si estas unidades hubiesen estado disponibles entonces el Guri no hubiese tenido que ser sobre explotado y la demanda real del país de 18175 MW en el 2009 hubiese podido ser servida teniendo 23408 MW instalados al momento de su ocurrencia y por ende el desarrollo del país no se hubiese arriesgado, forzándolo a retrocesos históricos, por ejemplo Guayana ha retrocedido a los niveles de 1988.

Teniendo los megavatios instalados es inadmisibles que el pueblo sufra y este SIN LUZ por el pésimo desempeño de la gestión, al no tener los megavatios térmicos disponibles en un 95% y Bajo Caroní en un 85%.

Lo demás está de sobra. NO HAY EXCUSA QUE VALGA. ESTO ES INADMISIBLE. Hasta tanto no se ponga la verdad y el honor por delante siempre, jamás van a mejorar el Servicio Eléctrico. Reflexionen...



Planta de Generación Termoeléctrica Josefa Camejo, Edo. Falcón

La siguiente tabla muestra las tasas de salida forzada (FOR) y salida programada (SOR) medidas porcentualmente para las diferentes filiales de la corporación.

Tasa de Salida Forzada y Tasa de Salida Programada (%) - Año 2009

<i>Filial</i>	<i>Turbo Gas</i>		<i>Turbo Vapor</i>		<i>Hidráulicas</i>		<i>Ciclo Combinado</i>	
	FOR	SOR	FOR	SOR	FOR	SOR	FOR	SOR
CADAFE	41,75	9,46	66,28	0,51	22,45	16,83	-	-
EDELCA	-	-	-	-	4,11	13,96	-	-
EDC	2,96	12,85	6,13	11,60	-	-	-	-
ENELVEN	38,60	8,68	8,19	14,46	-	-	3,44	8,09
ELEVAL	2,33	11,50	-	-	-	-	-	-
ENELBAR	24,15	43,49	-	-	-	-	-	-
ENELCO	3,38	2,03	-	-	-	-	-	-
SENECA	1,57	4,73	-	-	-	-	-	-
TERMOBARRANCAS	2,77	8,14	-	-	-	-	-	-
SEN	25,67	12,61	33,27	9,96	4,76	14,05	3,44	8,09

En la tabla anterior se observa que la tasa de salida forzada durante el 2009 es mayor para las unidades turbo vapor con 33,27%, seguida por las unidades turbo gas con 25,67%, siendo la filial CADAFE la más influyente en ambos casos; mientras que las unidades hidráulicas y el ciclo combinado registran tasas de salida forzadas de 4,76% y 3,44% respectivamente.

Por su parte las unidades que muestran mayores tasas de salida programada son las turbinas hidráulicas con 14,05%, teniendo similar influencia en dicho indicador las filial CADAPE como EDELCA, seguidas por las turbinas a gas con 12,61%; en tanto que las unidades a vapor y ciclo combinado registran tasas de 9,96% y 8,09% respectivamente.

Para el caso de las turbinas a gas destaca ENELBAR con los valores más altos, mientras que para las turbinas a vapor es ENELVEN la que presenta los mayores valores.

Seguidamente se presenta el factor de indisponibilidad (UF) por tipo de unidad de generación.

Factor de Indisponibilidad (UF) Ponderado por Filiales de la Corporación (%)

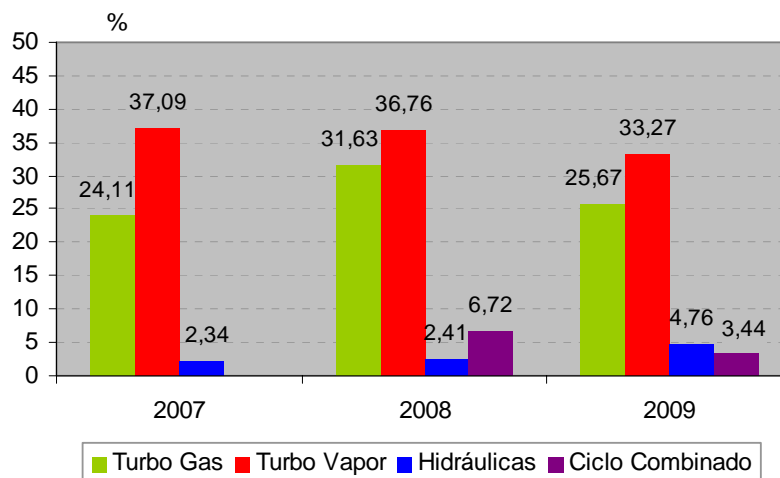
- Año 2009

<i>Filial</i>	<i>Turbo Gas</i>	<i>Turbo Vapor</i>	<i>Hidráulicas</i>	<i>Ciclo Combinado</i>
CADAPE	44,26	66,32	29,16	-
EDELCA	-	-	15,59	-
EDC	14,76	16,29	-	-
ENELVEN	37,81	19,85	-	10,97
ELEVAL	13,27	-	-	-
ENELBAR	50,63	-	-	-
ENELCO	5,28	-	-	-
SENECA	6,15	-	-	-
TERMOBARRANCAS	10,12	-	-	-
SEN	31,62	37,51	16,09	10,97

El factor de indisponibilidad (UF) en el parque generador del SEN durante el año 2009, es mayor para las unidades a vapor y a gas que totalizan 37,51% y 31,62% respectivamente, seguidas por las hidráulicas con 16,09% y las unidades de ciclo combinado con 10,97%. En las turbinas a gas resalta la filial ENELBAR con los valores más altos de indisponibilidad, mientras que para las categorías turbo vapor e hidráulicas, es CADAPE la filial que presenta los valores más altos de indisponibilidad en el período evaluado.

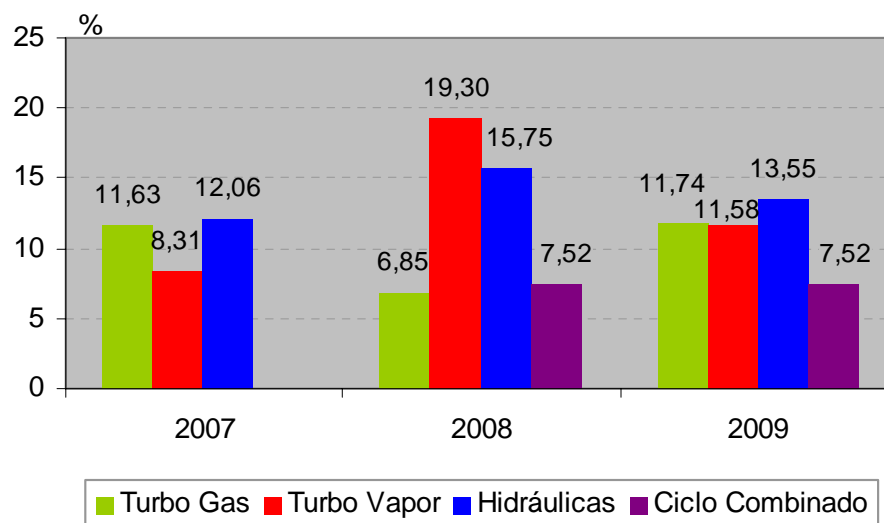
A continuación se muestra para el año 2009 el desempeño de las plantas que integran el parque del SEN, comparado con los valores de los últimos dos años:

Tasa de Salida Forzada del SEN (%) Período 2007-2009



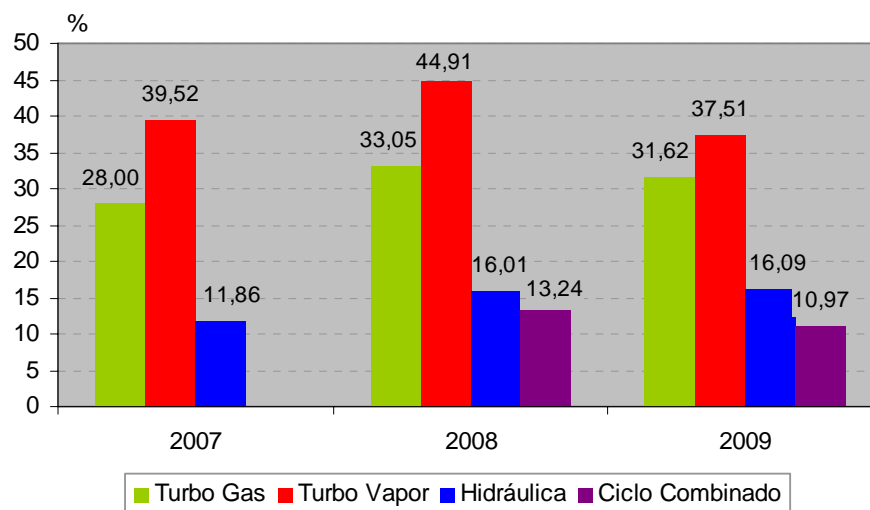
De la gráfica anterior se desprende que para el año 2009 mejoran su indisponibilidad forzada con respecto al año anterior, tanto las turbinas a gas con 25,67%, turbinas a vapor con 33,27% y el ciclo combinado con 3,44%, mientras que las turbinas hidráulicas duplican su indisponibilidad forzada con respecto al año pasado.

Tasa de Salida Programada del SEN (%) Período 2005-2009



El indicador de salida programada para el sistema turbo vapor y el hidráulico disminuye en comparación al año 2008, alcanzando valores de 11,58% y 13,55% respectivamente, por su lado las turbinas a gas con un valor de 11,74% incrementan su indisponibilidad programada con respecto al año anterior, mientras que las hidráulicas se mantienen en valores similares (7,52%) a los mostrados el año anterior.

Factor de Indisponibilidad del SEN (UF %) Período 2007-2009



En la gráfica se observa que para el año 2009 el factor de indisponibilidad (UF) disminuye con respecto al año anterior para todas las categorías de turbinas, alcanzando para las turbinas a vapor, gas, hidráulicas y ciclo combinado los valores de 37,51%, 31,62%, 16,09% y 10,97% respectivamente.

Una verdadera vergüenza, y falta de orgullo por la profesión expresarse en estos términos cuando la indisponibilidad va en aumento. Este es el problema crónico de las unidades de generación sobre todo las térmicas y que ahora gracias a su pobre desempeño lo han transferido hasta las unidades hidroeléctricas.

Es que Uds. no se fijan en el daño que hacen al país, su desarrollo y la calidad de vida de sus compatriotas. ¿Por qué engañan? y a ¿Quién se cree que engañan?

Resumen Estadístico SEN 2009

Capacidad Instalada	23.708	MW
Composición de la Capacidad Instalada	61,7%	hidráulico
	18,4%	turvovapor
	14,4%	turbogas
	3,2%	ciclo combinado
	2,3%	motores de generación distribuida
Demanda Máxima	17.337	MW
Energía Consumida	123.075	GWh
Energía Generada	123.448	GWh
Composición de la Energía Generada	69,5%	hidráulico
	30,5%	térmico
Energía Intercambiada (*)	-373	GWh
Factor de Carga Anual	81,0	%
Factor de Coincidencia Anual Regional	93,7%	%
Aporte Promedio Embalse de Guri	4.801	m3/seg
Cota Mínima del Embalse de Guri	261,56	m.s.n.m.
Cota a fin de Año del Embalse de Guri	261,56	m.s.n.m.
Frecuencia de Interrupción por kilómetro de línea	765 kV:	0,0187
	400 kV:	0,1212
	230 kV:	0,1538
Tiempo Promedio de Interrupción	765 kV:	12,406 Hrs
	400 kV:	3,776 Hrs
	230 kV:	24,416 Hrs
Factor de Indisponibilidad	Turbogas	31,62 %
	Turvovapor	37,51 %
	Hidráulico	16,09 %
	Ciclo Combinado	10,97 %
Carga Promedio Anual Interrumpida PPI	417	MW
Duración Promedio Anual de Interrupción TPR	4,53	Hrs
Porcentaje Interrumpido de la Energía Consumida IS	0,3058052	%

Histórico 2005-2009

Esta sección muestra las estadísticas correspondientes a los últimos 5 años (período 2005-2009) del SEN, vistas a través de las variables capacidad instalada en generación, demanda máxima y energía generada, intercambiada y consumida.

Capacidad Instalada, Demanda Máxima

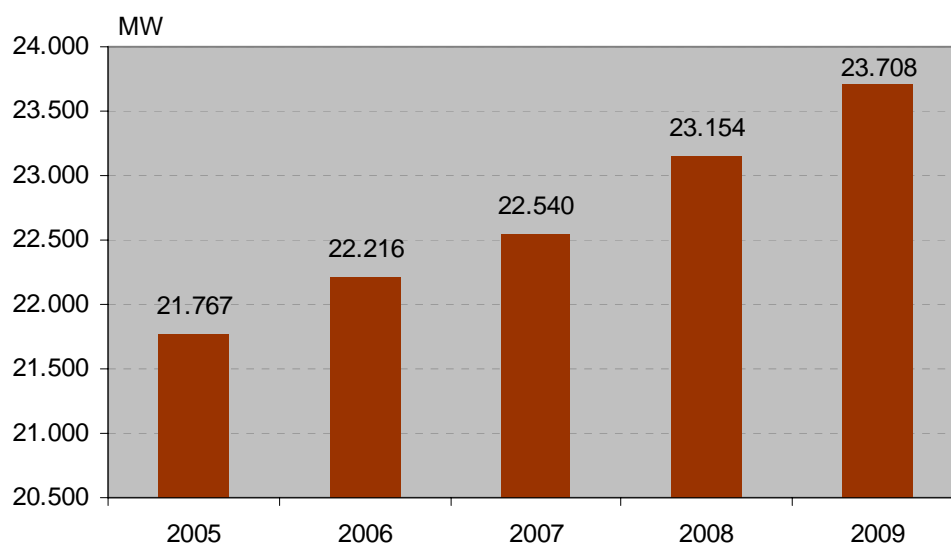
Durante el período 2005-2009, la capacidad nominal del SEN ha experimentado un crecimiento promedio interanual de 2,2% equivalentes a 388 MW instalados por año. Destacan durante el período la entrada en servicio de: Las últimas cuatro unidades (183 MW c/u) de las doce que conforman la planta **Francisco de Miranda** en Caruachi de 2.196 MW de la planta, la incorporación de la turbina a vapor de 170 MW para completar el primer ciclo combinado en la planta **Termozulia I** de 470 MW, la instalación de las dos primeras unidades (150 MW c/u) en la planta **Termozulia II** en ciclo combinado con una capacidad prevista de 470 MW, la instalación de dos unidades (150 MW c/u) en la planta **Pedro Camejo** totalizando 300 MW, la instalación de tres unidades (40 MW c/u) en la planta **Argimiro Gabaldón** totalizando 120 MW, la instalación de tres unidades (150 MW c/u) en la planta **Josefa Camejo**, y 504 MW de **generación distribuida**, así como, los 150 MW y 40 MW aportados al sistema por Termobarrancas y Turboven respectivamente.

Cabe destacar que de la variación absoluta de la capacidad instalada en generación en el período evaluado, el 54% corresponde a la filial CADAFE mientras que el 19% que sigue, se asocia a ENELVEN.

Una muestra más de la antiplanificación, miran hacia atrás por qué no miran hacia adelante, como lo hacían hasta el reporte anual del 2006.

Será que así creen que no dejan huellas del rezago en obras y las promesas incumplidas.

Evolución de la Capacidad Instalada del SEN (MW) Período 2005-2009



A continuación se muestran en detalle las unidades de generación desincorporadas e instaladas del SEN en el período 2005 - 2009:

Retiro de Unidades de Generación en el SEN (MW) Período 2005-2009

Filial	Nombre de la Planta	2005	2006	2007	2008	2009
CADAFE	Planta Táchira 13- 12-14 y distribuida		40			
ENELVEN	Rafael Urdaneta 2 y 8		54			
CADAFE	Barinas		30			
ELEVAL	Castillito 2			18,9		
CADAFE	Pedro Camejo 1 y 3			40		
EDC	CGJJB 1 y 13			80		
ENELVEN	Rafael Urdaneta 1					29
ENELVEN	Concepción					32

(*) La generación resaltada es de tipo distribuida

Instalación de Unidades de Generación en el SEN (MW)

Período 2005-2009

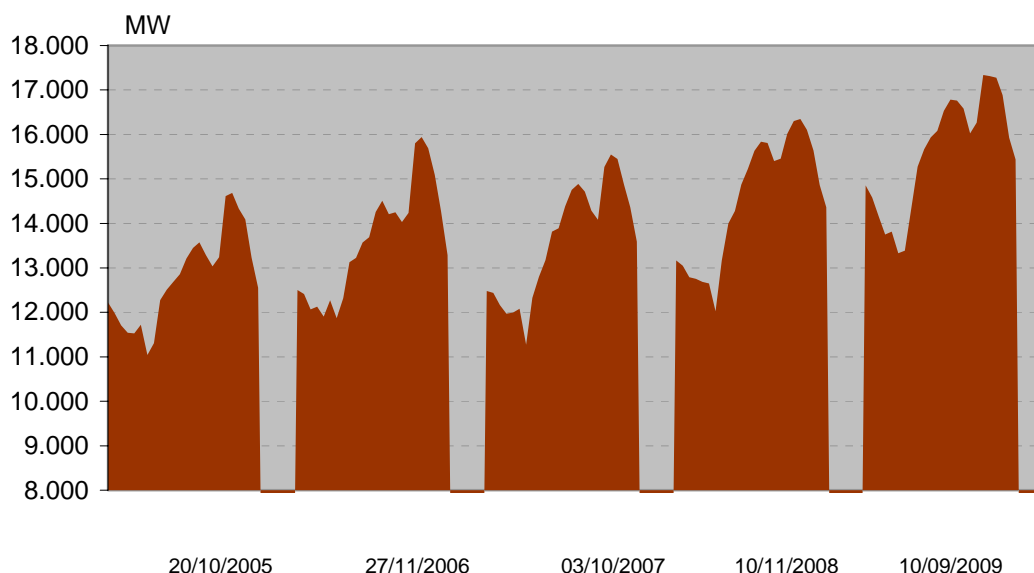
Filial	Nombre de la Planta	2005	2006	2007	2008	2009
EDELCA	Francisco de Miranda - Caruachi	549	183	0		
ENELVEN	Termozulia I			170		
CADAFE	Pedro Camejo		300			
ENELBAR	Argimiro Gabaldón		80		40	
CADAFE	Ureña		10			
ELEVAL	Castillito	20		22,94		
CADAFE	Universidad			20		
CADAFE	Barranca del Orinoco			10		
SENECA	Luisa Cáceres I,III,IV,II, V, VI			30	30	9,6
CADAFE	Guanapa I,II			30		
CADAFE	Cuartel			15		
CADAFE	Termobarrancas II			150		
CADAFE	Clarines			15		
CADAFE	Rincón				15	
CADAFE	Cantarrana				15	
CADAFE	La Fría I,II				30	
SENECA	Boca de Río				15	
CADAFE	Punto Fijo I, II				30	
CADAFE	Puerto Ayacucho				15	
SENECA	Los Millanes				15	
TURBOVEN	Turboven				40	
CADAFE	Coro III				15	
CADAFE	Aragua de Barcelona				8	
CADAFE	Achaguas				15	
CADAFE	Camaguan				15	
CADAFE	Josefa Camejo				150	300
CADAFE	Temblador				8	
ENELVEN	Termozulia II				150	150
CADAFE	Cruz Peraza				8	
CADAFE	Coloncito					15
CADAFE	Caripito					8
CADAFE	Caño Zancudo					15
CADAFE	Arismendi					4,32
CADAFE	Masparro					25
CADAFE	Mantecal					7,2
CADAFE	Las Hernández					15
CADAFE	Puerto Nutrias					5,4
CADAFE	Palo Negro					15
ENELVEN	Cuatro Esquinas					6,5
CADAFE	Corinsa					15
CADAFE	San Jacinto I y II					16
CADAFE	Aragua de Maturín					8

(*) La generación resaltada es de tipo distribuida

La demanda máxima de potencia en el período 2005 -2009 registra un crecimiento promedio interanual de 4,2% al pasar de 14.687 MW a 17.337 MW al final del período, equivalente a un incremento promedio interanual de 530 MW. La variación absoluta en el período se centra en el área servida por CADAFE, con un 40% de contribución, seguida por ENELVEN con 14%. El máximo pico anual registrado en el período se obtuvo en el año 2009 con 17.337 MW (incluye 842 MW de racionamiento).

Así mismo destaca en el periodo, el impacto que sobre la demanda máxima anual nacional tuvo el programa de sustitución de bombillos incandescentes por bombillos ahorradores de energía abanderado de la Misión Revolución Energética, en donde la demanda máxima del año 2007 disminuyó en un -2,5% con respecto al año anterior, equivalentes a un ahorro de 1800 MW en la tendencia que se venía mostrando en la variable.

Evolución de la Demanda Máxima del Sistema (MW) Período 2005-2009



**Capacidad Instalada de Generación, Demanda Máxima por Filiales de
CORPOELEC, Generadores Independientes y Cargas Especiales (MW)
Período 2005 – 2009**

		2005	2006	2007	2008	2009	Variación promedio Interanual 2005- 2009 (%)	Variación 09/08(%)
CADAFE	CAPACIDAD INSTALADA	3.688	3.928	4.008	4.302	4.736	6,5	10,1
	DEMANDA MÁXIMA	5.769	6.283	6.193	6.748	7.625	7,2	13,0
EDELCA	CAPACIDAD INSTALADA	13.794	13.977	13.977	13.977	13.977	0,3	0,0
EDC	DEMANDA MÁXIMA	3.311	3.379	3.415	3.434	3.296	-0,1	-4,0
	CAPACIDAD INSTALADA	2.236	2.236	2.156	2.156	2.156	-0,9	0,0
ENELVEN	DEMANDA MÁXIMA	1.985	2.084	2.093	2.145	2.242	3,1	4,5
	CAPACIDAD INSTALADA	1.409	1.355	1.525	1.675	1.771	5,9	5,7
ELEVAL	DEMANDA MÁXIMA	1.500	1.642	1.628	1.790	1.993	7,4	11,3
	CAPACIDAD INSTALADA	198	198	202	202	202	0,5	0,0
ENELBAR	DEMANDA MÁXIMA	260	294	304	314	310	4,5	-1,3
	CAPACIDAD INSTALADA	130	210	210	250	250	17,8	0,0
ENELCO	DEMANDA MÁXIMA	540	584	563	592	641	4,4	8,3
	CAPACIDAD INSTALADA	40	40	40	40	40	0,0	0,0
SENECA	DEMANDA MÁXIMA	669	733	742	768	768	3,5	0,0
	CAPACIDAD INSTALADA	232	232	232	322	347	10,5	7,6
Sector Petrolero	DEMANDA MÁXIMA	242	264	276	312	336	8,6	7,7
	CAPACIDAD INSTALADA	40	40	40	40	40	0,0	0,0
TERMOBARRANCAS, TURBOVEN	DEMANDA MÁXIMA	670	748	714	777	777	3,8	0,0
	CAPACIDAD INSTALADA	0	0	150	190	190		
HIDROLOGICAS, LOMAS DE NIQUEL	DEMANDA MÁXIMA	541	680	730	553	509	-1,5	-8,0
SISTEMA	CAPACIDAD INSTALADA	21.767	22.216	22.540	23.154	23.708	2,2	2,4
	DEMANDA MÁXIMA	14.687	15.945	15.551	16.351	17.337	4,2	6,0

Generación, Intercambio y Consumo de Energía

Durante el período 2005-2009 la *generación neta anual* del SEN presentó un crecimiento promedio interanual del 4,4% para alcanzar durante el 2009 los 123,45 Teravatios hora; este crecimiento equivale a un incremento promedio anual de 3.871 GWh/año.

El *intercambio promedio neto anual* del SEN en los últimos 5 años ha sido de -489 GWh-año, lo que indica que el SEN ha generado suficiente como para satisfacer el total de la energía consumida y además exportar a los países de Colombia y Brasil 2.444 GWh.

Destacan en el periodo de análisis los años 2008 y 2009, en donde el SEN ha registrado un intercambio con la República de Colombia de 96 GWh y 257 GWh respectivamente, siendo este último el valor más alto registrado en el quinquenio.

A continuación se muestra la evolución anual en el período 2005 - 2009 de la energía generada, intercambiada y consumida por filial de CORPOELEC, Generadores independientes y Cargas Especiales.

La *Energía Consumida* en el SEN durante el período 2005-2009 muestra un crecimiento promedio interanual del 4,4%, lo que equivale a un incremento de 3.900 GWh por año. Para el año 2009 la energía consumida alcanza los 123,08 Teravatios hora. Destaca la tasa de crecimiento promedio interanual en el período de análisis de SENECA con 9,8%, seguida por las filiales CADAPE, ELEVAL y ENELVEN con 8,2%, 7,5% y 6,5% respectivamente, mientras que ENELCO, ENELBAR y EDC muestran incrementos en el periodo de 4,9%, 3,6% y 3,1% respectivamente, resalta EDELCA con un decrecimiento promedio en el periodo de análisis de 1,3%, habiendo presentado por dos años consecutivos una tendencia decreciente.

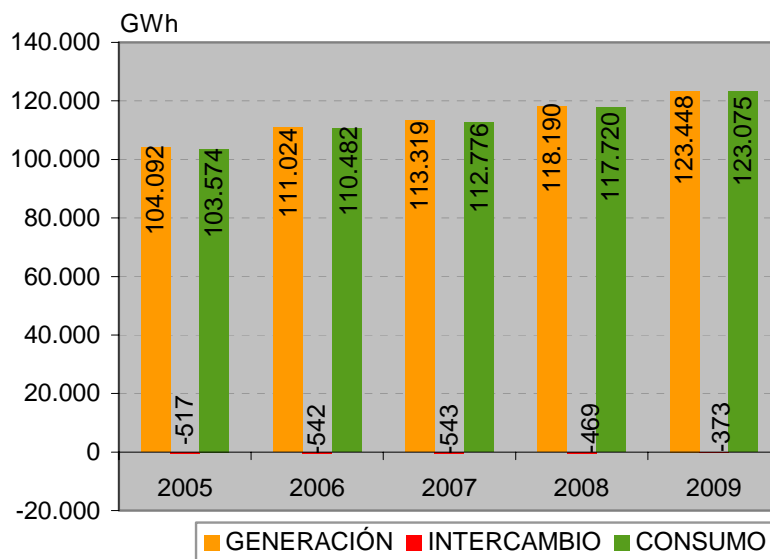
Generación. Intercambio y Consumo de Energía Neta del SEN (GWh)

Período 2005 – 2009

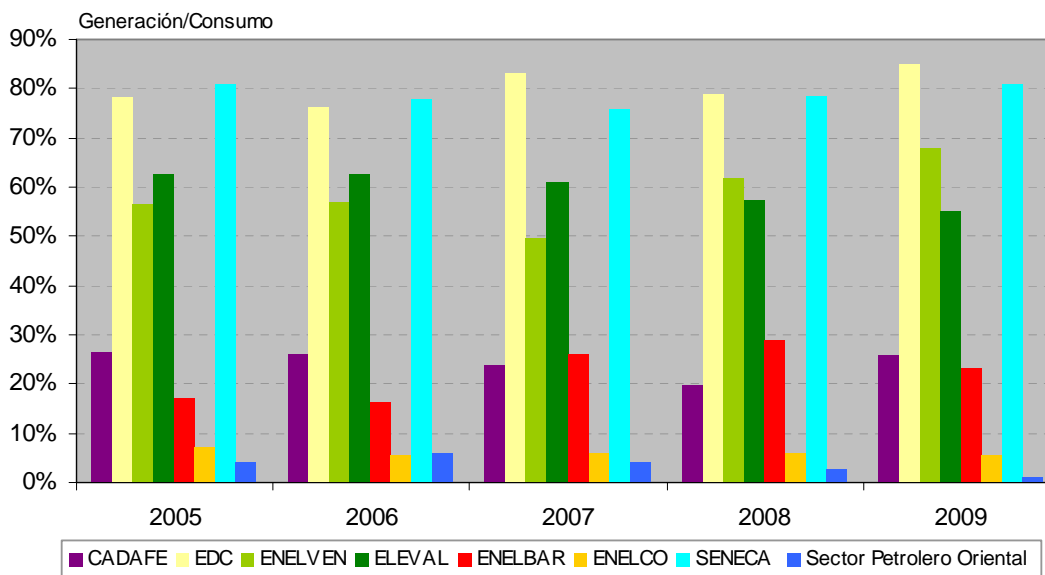
		2005	2006	2007	2008	2009	Var prom Interanual 2005- 2009(%)	Variación 09/08(%)
CADAFE	GENERACIÓN	9.756	10.642	10.119	9.008	12.942	7	43,7
	INTERCAMBIO	26.953	29.763	32.077	36.484	37.422	9	2,6
	CONSUMO	36.709	40.405	42.197	45.492	50.364	8	10,7
EDELCA	GENERACIÓN	74.716	79.186	81.026	84.635	83.607	3	-1,2
	INTERCAMBIO	-49.231	-53.502	-55.030	-59.180	-59.828	5	1,1
	CONSUMO	25.485	25.684	25.995	25.456	23.779	-2	-6,6
EDC	GENERACIÓN	9.847	10.079	11.039	10.824	12.095	5	11,7
	INTERCAMBIO	2.744	3.095	2.214	2.858	2.138	-6	-25,2
	CONSUMO	12.591	13.174	13.252	13.682	14.234	3	4,0
ENELVEN	GENERACIÓN	5.615	6.077	5.501	7.219	8.684	12	20,3
	INTERCAMBIO	4.315	4.600	5.550	4.466	4.099	-1	-8,2
	CONSUMO	9.930	10.676	11.051	11.685	12.783	7	9,4
ELEVAL	GENERACIÓN	1.066	1.186	1.228	1.212	1.256	4	3,6
	INTERCAMBIO	640	709	777	898	1.025	12	14,1
	CONSUMO	1.706	1.895	2.006	2.110	2.280	8	8,1
ENELBAR	GENERACIÓN	536	548	856	1.081	929	15	-14,0
	INTERCAMBIO	2.606	2.838	2.409	2.649	3.104	4	17,2
	CONSUMO	3.141	3.387	3.265	3.730	4.033	6	8,1
ENELCO	GENERACIÓN	293	266	282	286	291	0	1,6
	INTERCAMBIO	3.854	4.262	4.271	4.495	4.728	5	5,2
	CONSUMO	4.147	4.528	4.553	4.782	5.019	5	5,0
SENECA	GENERACIÓN	1.258	1.348	1.434	1.614	1.829	10	13,3
	INTERCAMBIO	298	380	458	436	437	10	0,3
	CONSUMO	1.556	1.728	1.892	2.050	2.265	9,8	10,5
SECTOR PETROLERO ORIENTAL	GENERACIÓN	193	302	185	129	59	-26	-54,3
	INTERCAMBIO	4.437	4.752	4.387	4.699	4.469	0	-4,9
	CONSUMO	4.630	5.054	4.572	4.828	4.528	-1	-6,2
GENEVAPCA, TERMOBARRANCAS, TURBOVEN	GENERACIÓN	813	1.389	1.650	2.180	1.757	21	-19,4
	INTERCAMBIO	-813	-1.389	-1.650	-2.180	-1.757	21	-19,4
	CONSUMO	0	0	0	0	0	0	0
HIDROLOGICAS LOMAS DE NIQUEL	INTERCAMBIO	3.679	3.950	3.994	3.907	3.790	1	-0,8
	CONSUMO	3.679	3.950	3.994	3.907	3.790	1	-0,8
	CONSUMO	3.679	3.950	3.994	3.907	3.790	1	-0,8
SISTEMA	GENERACIÓN	104.092	111.024	113.319	118.190	123.448	4,4	4,4
	INTERCAMBIO	-517	-542	-543	-469	-373	-8	-20,6
	CONSUMO	103.574	110.482	112.776	117.720	123.075	4,41	4,55

En la gráfica siguiente se observa como las filiales EDC, ENELVEN, ELEVAL y SENECA durante el período de análisis satisficieron más del 50% de sus requerimientos de energía con generación propia, resaltando EDC con el valor más alto en el periodo de 85% en el año 2009, mientras filiales como CADAFE y ENELBAR no satisfacen más allá del 30% de sus requerimientos de energía con generación propia, en el caso de ENELCO y El Sector Petrolero Oriental cubren menos del 10% de sus requerimientos de energía con generación propia.

Generación, Intercambio, Consumo de Energía Neta del SEN (GWh) Período 2005-2009



Relación entre la Generación y el Consumo de Energía por Filiales (%) Período 2005-2009



Glosario

Abreviaciones

AF

Factor de Disponibilidad Total

CADAFE

Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico

CORPOELEC

Corporación Eléctrica Nacional S.A.

EDELCA

Electrificación del Caroní C.A.

EDC

La C.A. Electricidad de Caracas

ELEVAL

C.A. Electricidad de Valencia

ENELBAR

C.A. Energía Eléctrica de Barquisimeto

ENELCO

C.A. Energía Eléctrica de la Costa Oriental

ENELVEN

C.A. Energía Eléctrica de Venezuela

FKMS

Desconexiones por kilómetros de línea

FOF

Factor de Salida Forzada

FOR

Tasa de salida forzada

HFU

Total de horas en que una unidad generadora se encuentra desacoplada o indisponible por cualquier eventualidad no prevista.

HMU

Total de horas en que una unidad generadora se encuentra desacoplada o indisponible con fines de mantenimientos o reparaciones.

HSU

Total de horas en que una unidad de generación se encuentra eléctricamente conectada al sistema de transmisión entregando potencia activa.

HP

Total de horas del período evaluado

PPI

Potencia promedio interrumpida.

TPR

Tiempo promedio interrumpido.

IT

Tasa de Indisponibilidad Total

IS

Porcentaje Interrumpido de la Energía Consumida o índice de Severidad

LONGLINEA

Longitud de la línea medida en kilómetros.

N° DESCONEXIONES

Número de desconexiones ocurridas durante el período.

N°HORASDESCONEXIONES

Número de horas en desconexión durante el período.

S/E

Subestación

SENECA

Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta C.A.

SOF

Factor de salida programada

SOR

Tasa de salida programada

TFKMS

Tiempo total de interrupción por kilómetro de línea.

TPROM

Tiempo promedio de interrupción

UF

Factor de Indisponibilidad Total

TV

Turbo vapor

TG

Turbo gas

H

Hidráulicas

CC

Ciclo Combinado

Términos**Sistema Eléctrico Nacional (SEN)**

Instalaciones y equipos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, físicamente conectadas o no entre sí, pertenecientes a empresas públicas y privadas encargadas de prestar el servicio de suministro de electricidad en la totalidad del territorio venezolano.

Red Troncal de Transmisión (RTT)

Es el conjunto de instalaciones de transmisión de los Sistemas Eléctricos pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional, que interconectan las principales plantas de generación y/o los centros de carga y que influyen de manera importante en la estabilidad, confiabilidad y seguridad del Sistema Interconectado Nacional.

Centro Nacional de Gestión (CNG)

Es la empresa del estado venezolano que bajo la supervisión del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP), realiza la operación centralizada del sistema interconectado, garantizando la óptima utilización de los recursos de producción y transporte de energía eléctrica, así como también procura, un suministro de electricidad dentro de los parámetros de calidad del servicio.

Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC)

Es la empresa estatal encargada de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica, conformada por las empresas filiales CADAPE, EDELCA, EDC y ENELVEN así como por las empresas eléctricas ENELCO, ENELBAR, SENECA, CALIFE, ELEBOL y ENAGEN.

Demanda Eléctrica de Potencia

Es la potencia eléctrica instantánea que debe suministrarse a los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional.

Demanda Promedio de Potencia

Demanda de un sistema eléctrico o cualquiera de sus partes, calculada dividiendo el consumo de energía en kWh entre el número de unidades de tiempo del intervalo en que se midió dicho consumo.

Potencia Eléctrica

Tasa de producción, transmisión o utilización de energía eléctrica, generalmente expresada en Watts.

Potencia Instalada

Suma de potencias nominales de máquinas de la misma clase (generadores, transformadores, convertidores, motores, entre otros) en una instalación eléctrica.

Demanda Máxima de Potencia

Valor máximo de potencia neta horaria.

Unidades de Medida

BEP	Barriles Equivalentes de Petróleo
GWh	Gigavatios hora
Kms	Kilómetros
kV	Kilovoltio
KW	Kilovatios
m.s.n.m.	Metros sobre el nivel del mar
m3	Metros cúbicos
m3/seg	Metros cúbicos por segundo
MVA	Megavoltio amperio
MVA _r	Megavoltio amperio reactivo
MW	Megavatio
Tera	Teravatios



Planta de Generación Termoeléctrica Termozulia II, Edo. Zulia

Comité de Operación

EDC:

Delegado Principal
ING. VICTOR CONTRERAS
Delegado Suplente
ING. LOURDES MUSO

EDELCA:

Delegado Principal
ING. LUIS MELENDEZ
Delegado Suplente
ING. OBERTO COLINA

CADAFE:

Delegado Principal
ING. JOSÉ SOUBLETT
Delegado Suplente
ING. RAFAEL CASTILLO

ENELVEN:

Delegado Principal
ING. ALEX CARDENAS
Delegado Suplente
ING. ALCIDE ROSILLO

ENELBAR:

Delegado Principal
Félix González Ortiz

SENECA:

Delegado Principal
ING. ÁNGEL BERMÚDEZ

CNG:

Delegado Principal
ING. MICHELE RICUCCI
Delegado Suplente
ING. JUAN BASTIDAS

PLANTA CENTRO:

Delegado Principal
ING. RODNEY GIMENE



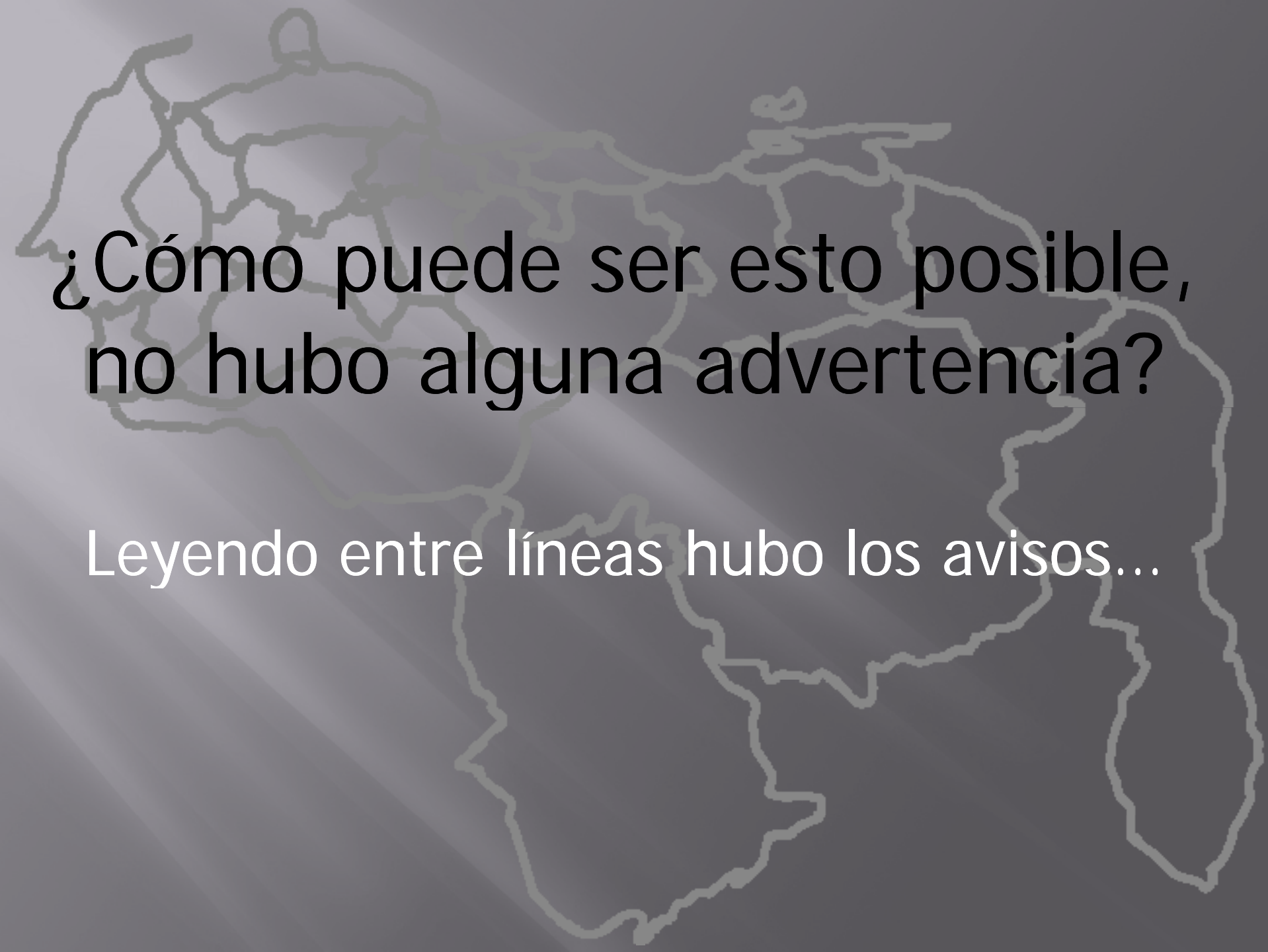
Continuación de Serie sobre la Crisis Eléctrica

El Guri y la Depresión Energética de Venezuela

En Cifras, Duras Realidades y “Huellas Imborrables”

Para Venezuela

Con razón estamos, como estamos



¿Cómo puede ser esto posible,
no hubo alguna advertencia?

Leyendo entre líneas hubo los avisos...

Indicadores de Desempeño del Sistema Hidroeléctrico del Bajo Caroní

Boletín Estadístico Mensual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) N° 483 Abril 2009

El **Caudal de Aporte al Embalse de Guri** acumulado en el 01 de Enero al 30 de Abril de 2009 es **103,76 %** superior a los valores históricos promedios acumulados desde el año 1950.

Boletín Estadístico Mensual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) N° 484 Mayo 2009

El **Caudal de Aporte al Embalse de Guri** acumulado en el 01 de Enero al 31 de Mayo de 2009 es **47,25 %** superior a los valores históricos promedios acumulados desde el año 1950

Boletín Estadístico Mensual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) N° 485 Junio 2009

El **Caudal de Aporte Promedio al Embalse de Guri** acumulado en el **01 de Enero al 31 de Junio de 2009** es **5,40 %** superior a los valores históricos promedios acumulados desde el año 1950. **A su vez, el Caudal de Aporte Promedio del mes de Junio 2009 es 55,82% inferior a los valores históricos promedios acumulados para los meses de Junio.**

Boletín Estadístico Mensual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) N° 486 Julio 2009

El **Caudal de Aporte Promedio al Embalse de Guri** acumulado en el **01 de Enero al 31 de Julio de 2009** es **1,77 %** inferior a los valores históricos promedios acumulados desde el año 1950. **A su vez, el Caudal de Aporte Promedio del mes de Julio 2009 es 17,95% inferior a los valores históricos promedios acumulados de Julio.**

Boletín Estadístico Mensual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) N° 487 Agosto 2009

El Caudal de aporte al Embalse de Guri para el mes de agosto, se sitúa **5,5%** por debajo del promedio histórico calculado desde el año 1950, de tal forma que se sitúa este mes como el 4to mes consecutivo en donde los valores promedio mensuales son inferiores a los valores promedio históricos; por su parte el caudal acumulado promedio desde el 01 de enero de 2009 a la fecha se encuentra **2,4%** por debajo de los valores históricos promedios.

Boletín Estadístico Mensual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) N° 488 Septiembre 2009

El Caudal de aporte al Embalse de Guri para el mes de Septiembre, se sitúa **33,1%** por debajo del promedio histórico calculado desde el año 1950, de tal forma que se sitúa este mes **como el 5to mes consecutivo en donde los valores promedio mensuales son inferiores a los valores promedio históricos**; por su parte el caudal acumulado promedio desde el 01 de enero de 2009 a la fecha se encuentra **15,1%** por debajo de los valores históricos promedios.

Boletín Estadístico Mensual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) N° 489 Octubre 2009

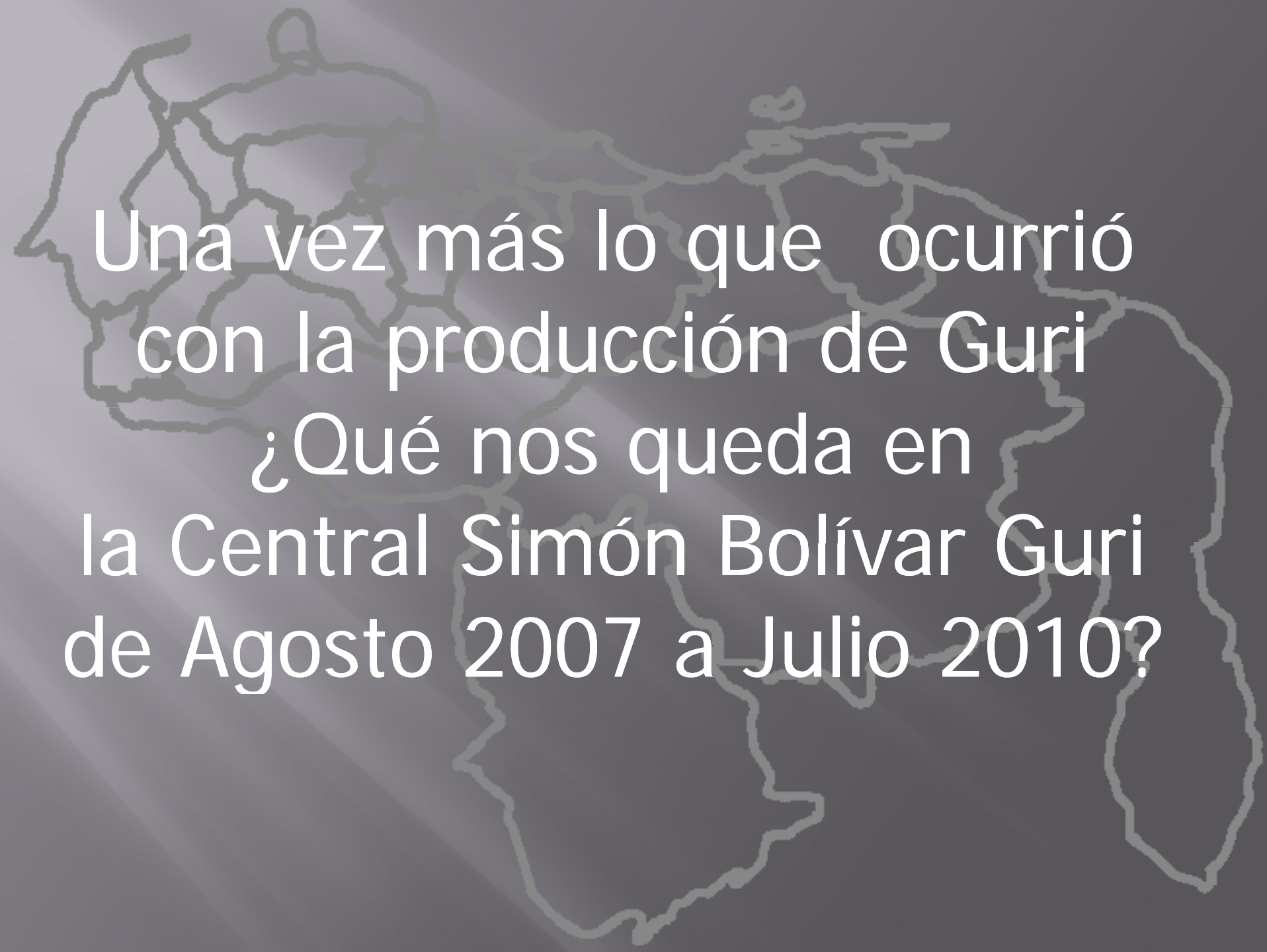
El Caudal de aporte al Embalse de Guri para el mes de Octubre, se sitúa **39,1%** por debajo del promedio histórico de Octubre calculado desde el año 1950, de tal forma que se sitúa este mes **como el 6to mes consecutivo en donde los valores promedio mensuales son inferiores a los valores promedio históricos mensuales**; por su parte el caudal acumulado promedio desde el *01 de enero de 2009 a la fecha* se encuentra **10,42%** por debajo de los valores históricos promedios.

Boletín Estadístico Mensual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) N° 490 Noviembre 2009

El Caudal de aporte al Embalse de Guri para el mes de Noviembre, se sitúa **16,9%** por debajo del promedio histórico de Noviembre calculado desde el año 1950, **este es el 7mo mes consecutivo en donde los valores promedio mensuales son inferiores a los valores promedio históricos mensuales**; por su parte el caudal acumulado promedio desde el *01 de enero de 2009 a la fecha* se encuentra **10,70%** por debajo de los valores históricos promedios.

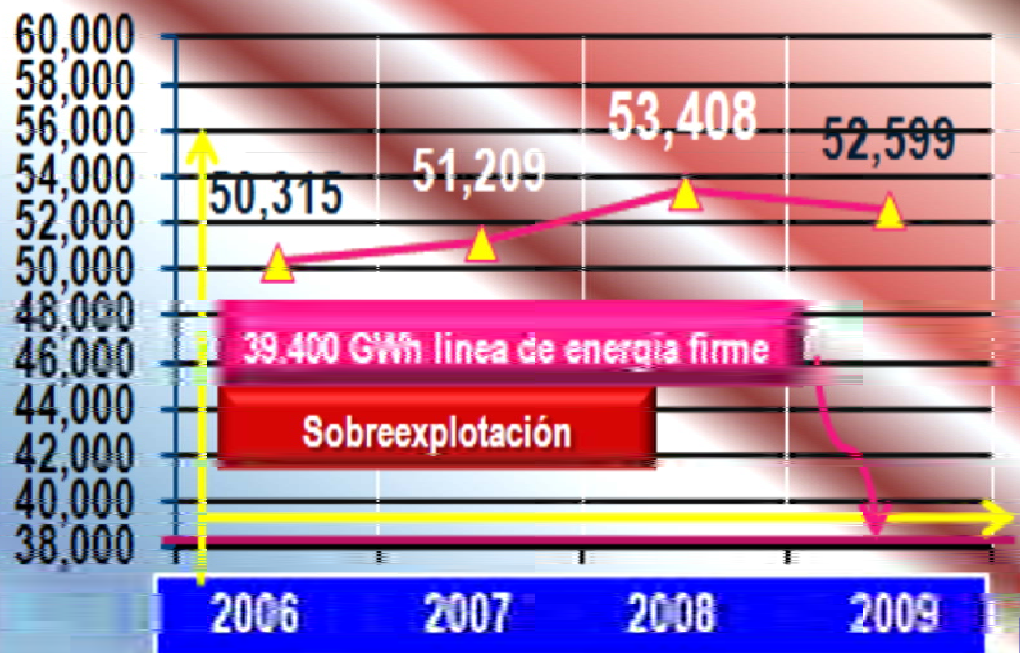
Boletín Estadístico Mensual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) N° 491 Diciembre 2009

El Caudal de aporte al Embalse de Guri para el mes de Diciembre, se sitúa **51,3%** por debajo del promedio histórico de Diciembre calculado desde el año 1950, **este es el 8vo mes consecutivo en donde los valores promedio mensuales son inferiores a los valores promedio históricos**; por su parte el caudal acumulado promedio desde el *01 de enero de 2009 a la fecha* se encuentra **13,50%** por debajo de los valores históricos promedios. La Cota del Embalse de Guri al **31/12/2009** fue de **261,56 m.s.n.m.**, con un volumen útil de 60% y es 9,40 m.s.n.m. inferior al nivel medido el 31/12/2008. El nivel más bajo alcanzado durante 2009 ha sido de **261,56 m.s.n.m.** (31/12/2009).



Una vez más lo que ocurrió
con la producción de Guri
¿Qué nos queda en
la Central Simón Bolívar Guri
de Agosto 2007 a Julio 2010?

Energía - GWh



Fuente OPSIS Por Ing. J. G. Aguilar

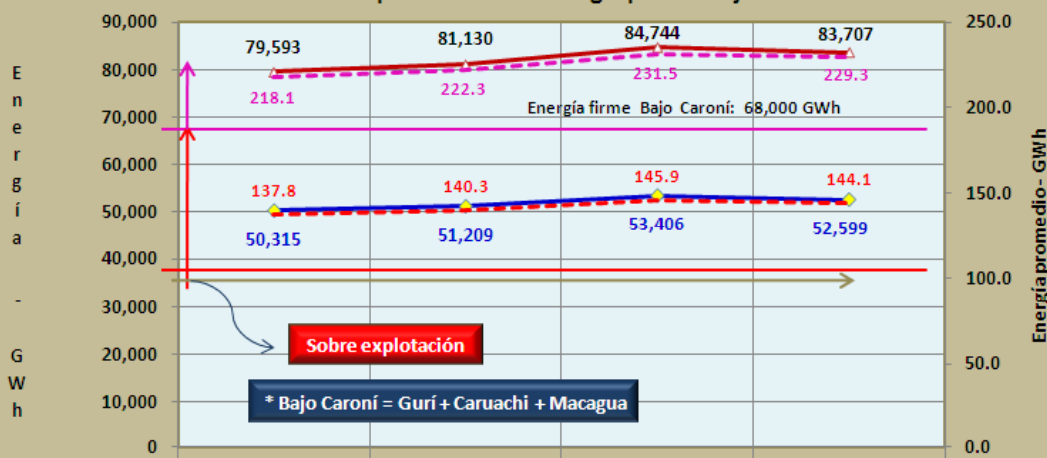
La energía firme de Guri y bajo Caroní depende del respaldo térmico.

La sobreexplotación como Estrategia es insostenible.

La sequía no era tal...

El desafío no es coyuntural **sino** estructural...

EDELCA - Historial de producción de Energía para el bajo Caroní*

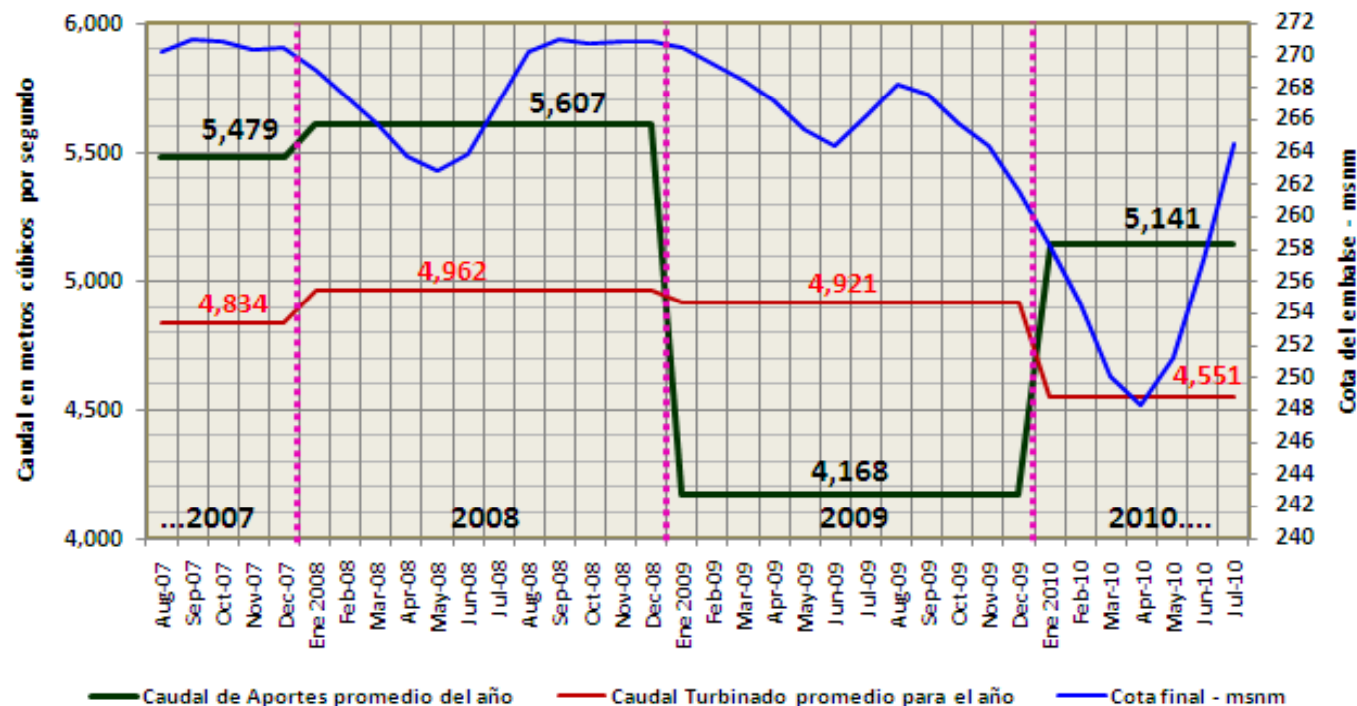


Fuente OPSIS. Por Ing. José Aguilar

	2006	2007	2008	2009
Energía Guri	50315	51209	53406	52599
Energía Edelca	79593	81130	84744	83707
Energía promedio Guri	137.8	140.3	145.9	144.1
Energía promedio Edelca	218.1	222.3	231.5	229.3

Por Ing. J. G. Aguilar

Manejo del los caudales de producción del Embalse de Guri Agosto 2007 a Julio 2008



En vez de arreglar el parque térmico con hidrología favorable del 2006 al 2009, el ciclo de aportes se apaga en II Trim. 2009 y no se recorto el Guri, una irresponsabilidad colosal y dañina a la nación.

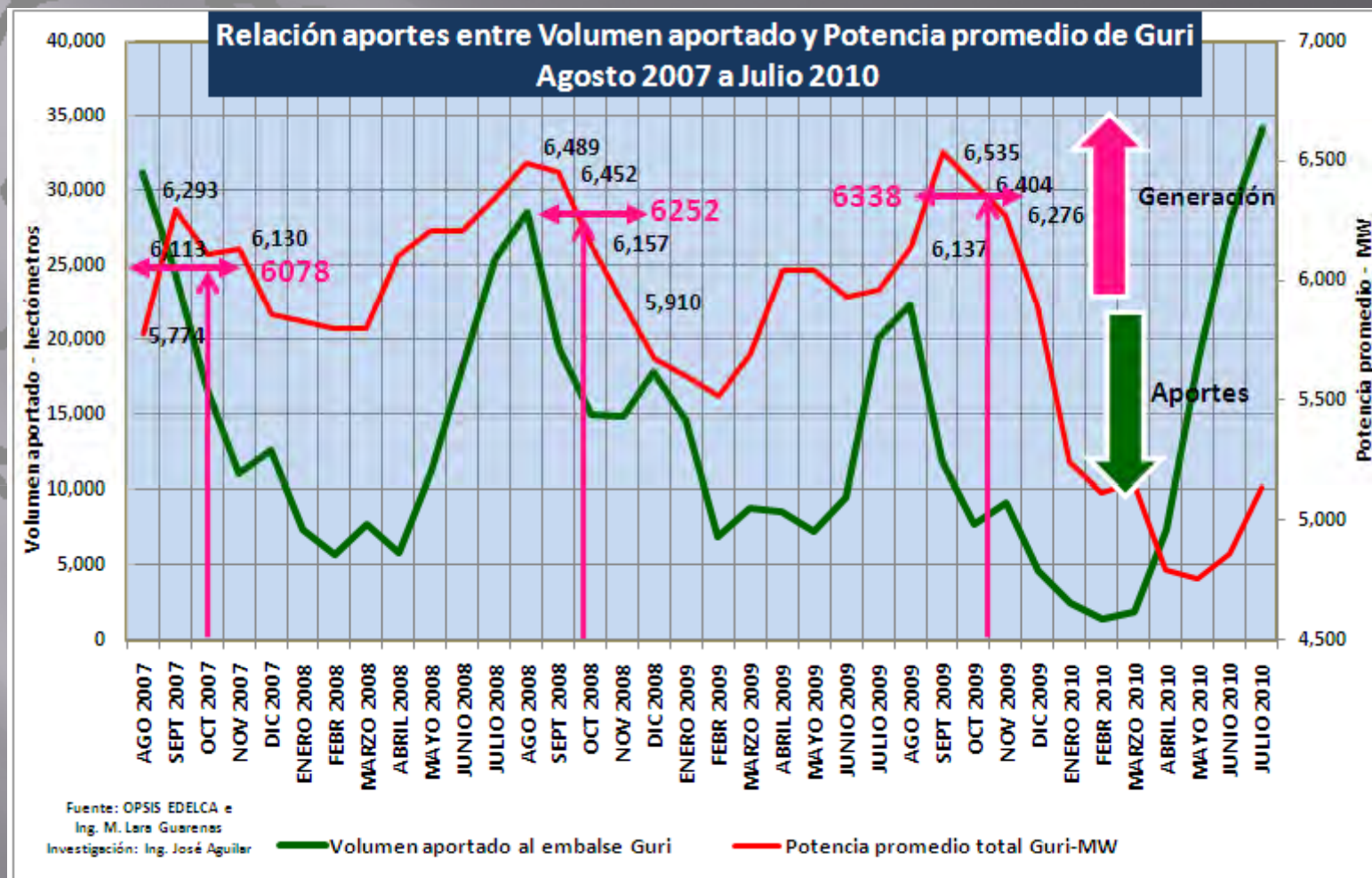
El año 2009 no ha sido a Dios Gracias el peor...

La gráfica revela que el Río se comporta como siempre, pero la incapacidad de los presentes Conductores por las malas prácticas y el empirismo:

No generan cuando tienen y no recortan cuando deben.

Necesitamos diferentes conductores... Necesitamos un cambio político.

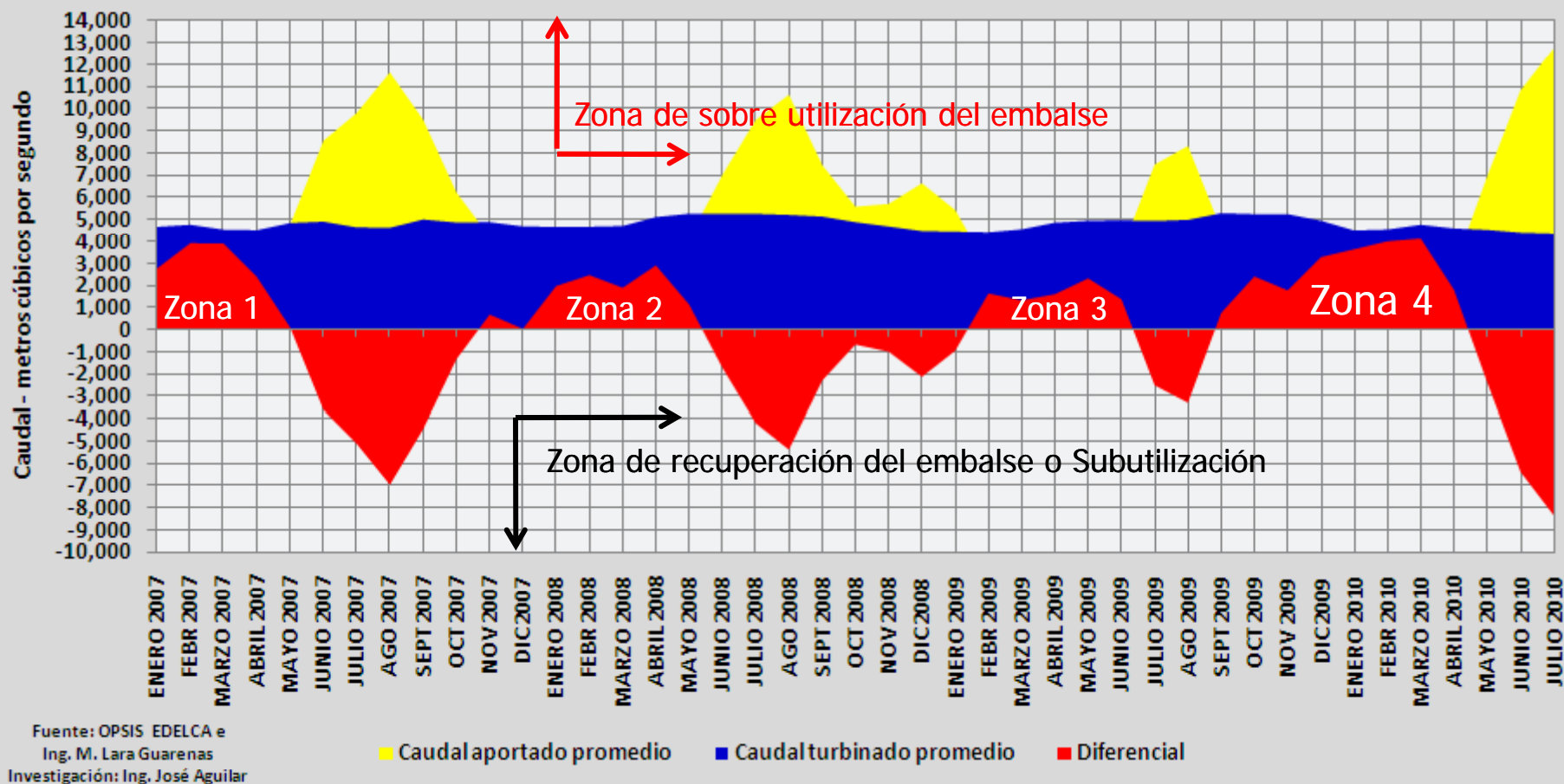
El Guri no descansará, es muy Poderoso y no se puede controlar con los anunciados planes, de esta forma la agonía eléctrica continuará y se arruinará el SEN, como lo conocimos y muy posiblemente la Nación, por la insostenibilidad de las soluciones propuestas, eso para una próxima entrega... **La Crisis Eléctrica se mantiene...**



Se sacrificó el embalse de Guri, nótese que la potencia promedio en MW, se dispara y se hace marcadamente divergente ante los cada vez más disminuyentes aportes, en el 2009.



El Niño había llegado en Venezuela en abril del 2009 y no en diciembre 2009, **había que recortar el Guri y no se tomaron las medidas.**

Utilización de los aportes al embalse de Gurí Agosto 2007 a Julio 2010



Marcada sobre explotación ante significativa disminución de los aportes del Río Caroní, se evidencia en la zona roja 4.

La sobre utilización o sub utilización se mide en ambas direcciones vertical para la amplitud (intensidad) y horizontal para determinar la duración.

Energía Generada					ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Acumulado		% Acum.
Emp.	Planta	Región	Cap. Nominal	Nº Unidades													2009	2008	
	Leonardo R. Pineda	De los Andes	300.000	2	97,79	88,35	106,79	108,01	105,05	78,96	96,38	113,61	122,87	119,79	111,78	56,92	1.206,28	1.240,21	-2,74
	José A. Páez	De los Andes	240.000	4	32,67	23,94	29,32	34,11	68,48	77,34	96,56	77,08	68,23	63,36	33,44	37,37	641,91	592,64	8,31
	Juan A. Rodríguez	De los Andes	80.000	2	26,69	25,30	22,52	23,85	24,30	27,13	28,13	27,03	27,60	28,29	26,94	28,37	316,14	268,75	17,64
	Masparro	De los Llanos	25.000	2	0,00	0,00	0,00	0,00	2,64	5,68	2,93	15,60	18,35	18,80	16,33	11,09	91,41	0,00	0,00
	Simón Bolívar A	Guayana	2.551.000	10	1.020,26	928,12	1.011,64	949,88	1.053,58	1.044,52	1.028,39	891,53	819,60	899,24	953,22	994,87	11.594,85	12.387,09	-6,40
	Simón Bolívar B	Guayana	6.300.000	10	3.146,25	2.780,19	3.221,62	3.400,21	3.442,18	3.226,78	3.407,05	3.674,41	3.885,68	3.865,71	3.565,56	3.389,14	41.004,77	41.016,04	-0,03
	Antonio José de Sucre I	Guayana	360.000	6	166,99	149,32	163,31	163,60	171,38	164,04	171,43	169,10	169,10	178,39	173,67	179,36	2.019,68	2.032,64	-0,64
	Antonio José de Sucre II	Guayana	2.400.000	12	1.170,46	1.060,44	1.175,70	1.195,27	1.216,85	1.183,33	1.177,38	1.167,32	1.204,06	1.272,41	1.284,72	1.305,33	14.413,26	14.087,60	2,31
	Antonio José de Sucre III	Guayana	170.000	2	43,92	33,50	58,46	64,70	83,47	69,86	74,47	75,09	71,84	65,17	55,72	42,03	738,22	939,55	-21,43
	Francisco de Miranda	Guayana	2.196.000	12	1.078,11	966,98	1.100,13	1.134,96	1.185,07	1.152,30	1.195,29	1.215,67	1.234,84	1.258,60	1.215,14	1.198,78	13.935,87	14.276,32	-2,38
Capacidad Instalada			14.622.000	Total Energía Bruta Generada	6.783,1	6.056,1	6.889,5	7.074,6	7.353,0	7.029,9	7.278,0	7.426,4	7.622,2	7.769,8	7.436,5	7.243,3	85.962,39	86.840,84	-1,01

Fuente: CNG Boletín 491 Diciembre 2009

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Acumulado		% (1)	Ene-09	Ene-08	% (2)
														2.009	2.008	Acum.	Dic-09	Dic-08	12 Meses
CADAPE Occidente	Capacidad Instalada	937,4	941,7	941,7	941,7	966,7	966,7	966,7	972,1	972,1	972,1	972,1	972,1	972,1	907,4	7,13	972,1	907,4	7,13
	Energía Generada Neta	210,3	200,2	218,0	226,2	264,3	254,3	285,9	292,7	293,5	298,6	252,6	216,8	3.013,4	2.773,1	8,67	3.013,4	2.773,1	8,67
	Térmica	55,1	64,3	61,3	62,2	66,2	67,5	64,6	62,0	59,0	70,9	66,2	84,7	784,0	703,8	11,39	784,0	703,8	11,39
	Hidráulica	155,2	135,9	156,7	164,0	198,1	186,8	221,3	230,7	234,5	227,7	186,4	132,1	2.229,4	2.069,3	7,74	2.229,4	2.069,3	7,74
	Energía Generada Bruta	212,9	202,7	220,6	228,8	267,3	257,3	289,2	295,9	296,6	301,9	255,3	219,2	3.047,7	2.806,0	8,61	3.047,7	2.806,0	8,61
	Térmica	55,7	65,1	62,0	62,8	66,9	68,2	65,2	62,6	59,6	71,6	66,8	85,5	791,9	704,4	12,43	791,9	704,4	12,43
	Fueloil	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	
	Gasoil	55,7	65,1	62,0	62,8	66,9	68,2	65,2	62,6	59,6	71,6	66,8	85,5	791,9	704,4	12,43	791,9	704,4	12,43
	Gas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	
	Hidráulica	157,2	137,6	158,6	166,0	200,5	189,1	224,0	233,3	237,0	230,2	188,5	133,7	2.255,7	2.101,6	7,33	2.255,7	2.101,6	7,33
	Energía Intercambiada	411,5	380,4	417,8	397,6	407,2	410,5	373,6	388,7	364,9	381,9	407,3	448,2	4.789,4	4.202,9	13,96	4.789,4	4.202,9	13,96
	Energía Consumida	621,8	580,6	635,7	623,8	671,5	664,8	659,5	681,4	658,4	680,5	659,8	665,0	7.802,9	6.976,0	11,85	7.802,9	6.976,0	11,85
	Demanda Máxima Requerida	1.104,0	1.104,0	1.104,0	1.145,0	1.175,0	1.161,0	1.170,0	1.175,0	1.209,0	1.208,0	1.203,0	1.209,0	1.209,0	1.105,0	9,41	1.209,0	1.105,0	9,41
EDELCA	Factor de Carga	75,70	78,3	77,4	75,7	76,8	79,5	75,8	77,9	75,6	75,7	76,2	73,9	73,68	72,07	2,23	73,68	71,87	2,51
	Consumo Fueloil	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	
	Consumo Gasoil	20,2	23,8	22,7	22,6	24,2	23,8	22,2	17,5	20,4	24,4	23,3	29,4	274,4	286,2	-4,12	274,4	286,2	-4,12
	Consumo Gas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	
EDC	Capacidad Instalada	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	13.977,0	0,00	13.977,0	13.977,0	0,00
	Energía Generada Neta	6.617,5	5.910,9	6.722,4	6.900,3	7.143,7	6.832,3	7.045,5	7.184,8	7.376,7	7.531,0	7.239,9	7.101,7	83.606,7	84.635,4	-1,22	83.606,7	84.635,4	-1,22
	Hidráulica	6.617,5	5.910,9	6.722,4	6.900,3	7.143,7	6.832,3	7.045,5	7.184,8	7.376,7	7.531,0	7.239,9	7.101,7	83.606,7	84.635,4	-1,22	83.606,7	84.635,4	-1,22
	Energía Generada Bruta	6.626,0	5.918,5	6.730,9	6.908,6	7.152,5	6.840,8	7.054,0	7.193,1	7.385,1	7.539,5	7.248,0	7.109,5	83.706,6	84.739,2	-1,22	83.706,6	84.739,2	-1,22
	Hidráulica	6.626,0	5.918,5	6.730,9	6.908,6	7.152,5	6.840,8	7.054,0	7.193,1	7.385,1	7.539,5	7.248,0	7.109,5	83.706,6	84.739,2	-1,22	83.706,6	84.739,2	-1,22
	Energía Intercambiada	-4.548,8	-4.119,2	-4.725,6	-4.937,1	-5.072,2	-4.901,1	-5.081,2	-5.149,0	-5.308,3	-5.439,3	-5.137,1	-4.999,2	-59.418,3	-58.911,4	0,86	-59.418,3	-58.911,4	0,86
	Energía Consumida	2.068,7	1.791,7	1.996,8	1.963,2	2.071,4	1.931,2	1.964,3	2.035,7	2.068,3	2.091,7	2.102,8	2.102,5	24.188,4	25.723,9	-5,97	24.188,4	25.723,9	-5,97
	Demanda Máxima Requerida	3.296,0	3.123,0	3.040,0	3.273,0	3.142,0	3.184,0	2.968,0	3.232,0	3.295,0	3.195,0	3.242,0	3.093,0	3.296,0	3.434,0	-4,02	3.296,0	3.434,0	-4,02
EDC	Factor de Carga	84,36	85,37	88,29	83,31	88,61	84,24	88,95	84,66	87,18	87,99	90,09	91,37	83,78	85,28	-1,76	83,78	85,28	-1,76
	Capacidad Instalada	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	2.156,0	0,00	2.156,0	2.156,0	0,00
	Energía Generada Neta	907,0	785,4	1.005,7	912,9	1.076,1	1.014,6	1.052,5	1.089,0	1.026,8	1.054,9	1.054,6	1.116,0	12.095,4	10.824,1	11,74	12.095,4	10.824,1	11,74
	Energía Generada Bruta	932,1	805,2	1.037,7	941,4	1.111,3	1.047,6	1.085,5	1.119,2	1.056,6	1.087,5	1.089,6	1.152,5	12.466,1	11.172,6	11,58	12.466,1	11.172,6	11,58
	Fueloil	145,1	124,5	312,2	244,8	382,9	365,7	345,9	507,0	540,2	445,0	467,1	540,1	4.420,56	2.270,0	94,74	4.420,6	2.270,0	94,74
	Gasoil	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,36	0,3	34,94	0,4	0,3	34,94
	Gas	787,0	680,4	725,5	696,7	728,4	681,9	739,5	612,2	516,3	642,5	622,5	612,3	8.045,18	8.902,3	-9,63	8.045,2	8.902,3	-9,63
	Energía Intercambiada	203,6	221,8	155,8	221,8	172,4	196,9	191,3	138,0	214,1	205,7	161,0	55,9	2.138,3	2.857,9	-25,18	2.138,3	2.857,9	-25,18
	Energía Consumida	1.110,7	1.007,2	1.161,5	1.134,7	1.248,5	1.211,4	1.243,7	1.227,0	1.240,9	1.260,6	1.215,6	1.171,9	14.233,7	13.682,0	4,03	14.233,7	13.682,0	4,03
	Demanda Máxima Requerida	2.040,0	2.019,0	2.053,0	2.110,0	2.166,0	2.191,0	2.184,0	2.172,0	2.242,0	2.234,0	2.195,0	2.113,0	2.242,0	2.145,0	4,52	2.242,0	2.145,0	4,52
	Factor de Carga	73,18	74,24	76,04	74,69	77,47	76,79	76,54	75,93	76,87	75,84	76,92	74,55	72,5	72,8	-0,47	72,5	72,8	-0,47
EDC	Consumo Fueloil	35,8	30,8	78,7	60,1	95,8	90,1	87,5	129,3	136,5	115,3	117,6	130,3	1.107,8	567,8	95,09	1.107,8	567,8	95,09
	Consumo Gasoil	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	-11,29	0,1	0,1	-11,29
	Consumo Gas	238,4	208,7	222,9	214,0	230,0	215,1	238,1	207,4	177,0	217,2	208,9	200,1	2.577,8	2.805,2	-8,11	2.577,8	2.805,2	-8,11

Nota:

Porcentaje de Crecimiento: (1) Período Acumulado respecto al mismo período del año pasado / (2) Últimos doce meses respecto al período anterior Capacidad y Demanda en MW / Energía en GWh / Factor de Carga en %.

Consumo: Gas 10⁶ m³ ; Gasoil 10⁶ Lts; Fuel Oil 10³ Ton.

CADAPE incluye las cargas asociadas a CALIFE y a CALEY.

La demanda máxima requerida de las Empresas Filiales incluyen la carga racionada, los meses resaltados en amarillo indican ocurrencia de demanda no servida.

Fuente: CNG Boletín 491 Diciembre 2009
El símbolo negativo, es por convención técnica cuando se exporta energía hacia el resto del país.