
SIGET

PROYECTO EL CHAPARRAL

PLAN B

Ing Tomás Campos Villafuerte
Superintendente General

San Salvador, Agosto 2009

CHAPARRAL – PLAN B

LA PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA; Y/O
LA SECRETARÍA TÉCNICA DE LA PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA; Y/O
LA SIGET,

POR CUANTO:

- 1** **COMPETENCIA** - Es un objetivo primordial del nuevo Gobierno promover la competencia en el mercado de la Generación Eléctrica, en tal forma que esa competencia – que en nuestro caso real se dará entre los Generadores privados de fuentes Térmicas y el Estado a través del "holding" CEL-INE-LAGEO, se traduzca en mayor generación renovable a nivel de la red nacional, y, en el más corto plazo posible, en la mayor reducción posible de los precios de la energía eléctrica para el usuario del sector residencial; lo que no aplica al proyecto Chaparral.
- 2** **MODELO DE MERCADO ELECTRICO QUE ESTAMOS OBLIGADOS A CONSIDERAR** - Que es precisamente por la razón anterior que – a través del Contralor Estatal SIGET - migramos aceleradamente hacia un nuevo Modelo de Generación y de Mercado Eléctrico Basado en Costos de Producción Auditados, el cual tendrá una base preponderantemente formada por Contratos de Corto y Largo Plazo, de la cual CEL no participa.
- 3** **PLAN NACIONAL DE ENERGÍA COMPATIBLE A ADOPTAR** - Que las fuentes prioritarias para la generación de energía eléctrica, en el Quinquenio de nuestro gobierno, estarán constituidas por las FUENTES RENOVABLES CONVENCIONALES: Geotermia, hidroelectricidad sin embalses, hidroelectricidad con embalses y Cogeneración; y en complemento por las FUENTES NO-RENOVABLES NECESARIAS (bunker, carbon, etc), con opción preferencial por las máquinas más eficientes; siendo ambos grupos integrables al sistema nacional de transmisión y de distribución.
- 4** **COMPLEMENTOS A LA ATENCIÓN DE LA DEMANDA** - Que también se dará consideración a las FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES, para todas aquellas aplicaciones rurales o urbanas factibles, que no implican la integración a la red de transmisión o de distribución, y que por su nivel de economía y cuantía relativa en el País serán: solar, eólica, mareomotriz y biomasa; y otras que puedan surgir en el proceso; así como también a PROGRAMAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA para reducir el nivel de la demanda de energía.
- 5** **EMBALSES NO SON DESEABLES NI INDISPENSABLES** - La población requiere que se aclaren ciertas premisas erróneamente manejadas hasta ahora sobre la realización o no del Proyecto Hidroeléctrico de Embalse "EL CHAPARRAL":
 - 1) El agente realizador y el tamaño del proyecto, el Agente puede aún tener en este caso dos naturalezas:
 - a) "Chaparral-PRIVADO". Significa que la continuación de las obras puede ser hecha por un generador privado, existente en el País o nuevo; ya que la SIGET considera que la Concesión puede ser TRANSFERIDA, siguiendo procedimientos ya legislados;
 - b) "Chaparral-CEL". Significaría que la construcción actual es continuada hasta el final por la empresa Estatal CEL;
 - c) En cualquiera de los casos anteriores, la obra puede tener un tamaño final diferente del diseñado o contratado originalmente, sin que ello signifique necesariamente costos para el Estado, ya que ello puede evitarse como parte del proceso de una TRANSFERENCIA DE LA CONCESION.
 - 2) TIPOS de Central Hidro "DE PASADA" y "DE EMBALSE". Otra premisa importante de aclarar es que no es indispensable construir embalses para generar hidroelectricidad, es un mito del pasado que pocos países conservan. Las centrales Hidroeléctricas, sobre todo en países pequeños como el nuestro, se busca construir las así:
 - a) Centrales Hidroeléctricas de Pasada, pequeña represas de regulación diaria o de filo de agua; con potencias individuales de hasta unos 25 MW; o mayor si se construyen de pasada y en serie (Ejm Río Ebro, España), todavía factibles en el Río Lempa, con tecnología de turbinas conocidas como "semiKaplan" o de bulbo;
 - b) Centrales de gran embalse; menos populares en el mundo de hoy por el impacto ambiental y social.

CHAPARRAL - PLAN B

Nota: Los siguientes CONSIDERANDOS son los más importantes, pero tienen en su contenido una cierta dificultad técnica. Se hace un esfuerzo por simplificar para que se comprenda lo que es versus lo que será el funcionamiento del mercado eléctrico y el rol irrelevante o inconveniente que juega Chaparral-CEL; pero si no se lograra comprender del todo, SIGET se ofrece a colaborar para hacerlo más sencillo a la comprensión del lector común. Los monosílabos significan Go = Generación/ Generadores; Do = Distribución / Distribuidores; MRS = Mercado Regulador del Sistema; Psist = Precio del sistema ofertado por CEL.

6 POSICION DE LOS GENERADORES PRIVADOS SE VENDRÍA TAMBIEN EN OPOSICION

La posición del generador privado (Térmico) es contraria a la continuación de la realización del proyecto en la forma actual. Los generadores privados existentes en el País, se acercaron para expresar a SIGET su complacencia por la posición de SIGET en cuanto ofrece una expectativa de que el Gobierno pueda revisar y enmendar el holding CEL en la parte inicial del proceso que tiene que ver con la selección del ejecutor de las obras y – de paso - con las condiciones técnico-económicas rentables del proyecto.

Esto obedece a que la posición SIGET es en el fondo contraria a la continuación de todo tipo de monopolio, como el estatal renovable-térmico representado por CEL-LAGEO-INE, y si esto de cambiar el realizador se lograra, se abriría una posibilidad – hasta ahora cerrada – de que los generadores privados, en vez de seguir siendo demonizados por su oferta térmica cara, puedan ofertar proyectos de generación renovable en las licitaciones para contratos de corto y de largo plazo, que SIGET desea motivar y realizar desde 2009 en el marco de la migración hacia el nuevo modelo basado en costos auditados. Los generadores consideran que si esto no se rompe en este momento, ellos podrían tener que retirarse de los procesos de licitación, debido a que solamente les queda seguir ofertando Térmico (viejo e ineficiente) en el período de transición que dura no menos de 3 años desde 2009 y en el período ya de nuevo sistema, por ser potencialmente no despachables. La SIGET, que considera eso desmotivante para el País, recibió recientemente noticias del retiro definitivo de una unidad térmica por parte de DUKE ENERGY.

La SIGET, en el primer informe conocido por la prensa, expresó que la Concesión CEL fue adjudicada sin que otros desarrolladores, nacionales o extranjeros, tuvieran oportunidad de ofrecer proyectos excluyentes de la misma naturaleza, lo que hubiese permitido al Estado liberarse de los gastos de construcción en un momento en que no dispone de fondos; lo que es a su vez es contrario al objetivo de competencia expresado en el numeral 1.

7 CHAPARRAL vía CEL NO BENEFICIA REALMENTE LA TARIFA RESIDENCIAL.

La entrada de la generación renovable en la opción de ejecución CEL y que operaría desde 2013, no tiene relevancia o impacto en el modelo de costos que comienza desde 2010 y no ayuda mucho al bolsillo del usuario residencial (véase en esquemas):

Modelo Actual Basado en Ofertas de Precios y Preponderancia MRS

Contrato bilateral CEL-ANDA - 30 MW	Pocos Contratos bilaterales LAGEO- Do - xx MW	MRS basado en Ofertas de Precios CEL [Psist = 90±25 \$/MWh] + Go térmicos + otros
----------------------------------------	-----------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------

Modelo Futuro Basado en Costos y Preponderancia CONTRATOS

Contratos bilaterales CEL-ANDA + CEL/LAGEO-DoS (Proyecto TARIFA RENOVABLE) - 430 MW	Contratos Go-Do de corto y de largo plazo (GCP + CLP) [CEL no participa]	MRS CV marginales [CEL + Térmicos + otros]
-------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------

Lo sombreado es, en cada modelo, lo determinante para fijar el precio final de la energía eléctrica que va a las tarifas y al Usuario Final. Como cualquier proyecto Hidro hecho por la vía "HIDRO-CEL" no participa en contratos, resulta secundario y es así casi irrelevante en el nuevo sistema, el cual tendrá como meta reducir el MRS al mínimo necesario; es decir, un ajustador de desbalances en los contratos.

8 BÚSQUEDA DE LA RENTABILIDAD DE PROYECTO.

Este criterio, que no puede ser ignorado y se aplica por igual tanto si el realizador es empresa pública como privada, es un medidor técnico-económico que debe justificar al final la decisión. La razón esencial es que nadie hace un proyecto para perder o lo que es lo mismo, para no operarlo por razón de los costos; aún si se concibe de beneficio social. En el presente caso la evaluación técnico-económica ha tenido 2 momentos de datos y valoración: pero ninguna supera el criterio.

1) Un primer momento cuando CEL ofreció explicaciones ante la mesa de la Presidencia de la República, constituida por la Secretaría de Asuntos Estratégicos, Secretaría Técnica y SIGET. En ese momento, SIGET puso en tela de juicio la justificación del proyecto si se consideraban los indicadores calculados y resumidos por la SIGET anterior, con base en la información de factibilidad dada por CEL en la fase de calificación de la solicitud de Concesión del año 2006 y que tenía los siguientes números:

a) $B/C = 1.01$, para un costo de capital (tasa de descuento) de 10%; porque significaba que los costos igualan los ingresos a lo largo de un período en este caso > 30 años; y fácilmente eso puede convertirse en negativo. Las empresas no deciden ejecutar proyectos si este indicador no se acerca siquiera a un 1.5.

b) $TIR = 7\%$ y en otra tabla 10.2%; porque debiera ser un valor al menos unos 5 puntos arriba de la tasa de descuento;

c) Período Recuperación de Capital = 20 años; es exageradamente grande y desentona comparado con recuperaciones de capital usuales en proyectos de CEL, que han sido en el orden de 7 a 12 años en función del tamaño y otras condiciones de los proyectos similares en el sentido que fueron siempre de más de 100 M\$ de presupuesto de inversión;

d) La Inversión según la Factibilidad debería ser 140 M\$. Es importante notar que el presupuesto de inversión en el Estudio de Factibilidad y en el que se basaron los números anteriores fue en realidad de 140 M\$, proveniente del Informe de JICA/2003-2004. SIGET cuestionó que este presupuesto no se hubiese actualizado al momento de someterlo en 2006 y que el presupuesto actual de 220 M\$, haría todavía más negativos los indicadores mostrados, lo que no se objetó y ahora se pasa a demostrar.

2) En un 2º momento se ha hecho notar que el presupuesto surgido posteriormente de 220 M\$, hace que el costo unitario de inversión del proyecto hidroeléctrico sea de 3 400 \$/kW, que es prohibitivo si se compara a nivel mundial e inaccesible para cualquier desarrollador incluido el Estado Salvadoreño, aún más por carecer de recursos; y que esto mismo significa que los indicadores técnico-económicos anteriormente listados son realmente más NEGATIVOS ($B/C \ll 1$), lo que en realidad ya se mostraba así en el INFORME DE FACTIBILIDAD JICA/2004 (véase la página correspondiente del Estudio, en forma escaneada, para comprobación y porque esta tabla importante se utiliza para evaluar otros aspectos de naturaleza técnica como la cota del proyecto. El mayor rendimiento que parece haber alcanzado el diseño fue $B/C=1$ para el caso de una cota de 212 msnm, pero con un presupuesto de 140 M\$. Si el presupuesto sube, esa relación bajará mucho más que lo que dice la tabla para los otros casos examinados en el 2003.

CHAPARRAL - PLAN B

...continuación tema Rentabilidad

Case	CH1-1	CH1-2	CH1-3	CH2-1	CH2-2	CH2-3	CH3-1	CH3-2	CH3-3	CH3-4	CH3-5	CH3-6
High Water Level	212	212	212	204	204	204	198	198	198	198	198	198
Low Water Level	195	196	198	194	195	197	191	191	193	193	193	194
Drawdown Depth	17	16	14	10	9	7	7	7	5	5	5	4
Normal Water Level	206	207	207	201	201	202	196	196	196	196	196	197
Sedimentation Level	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
Tail Water Level	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133
Penstock Dia (V=5m/s)	4.2	5.0	5.8	3.6	4.5	5.5	2.3	2.3	3.2	3.2	3.2	3.9
Gross Storage Capacity	189	189	189	128	128	128	93	93	93	93	93	93
Effective Storage Capacity	111	106	96	54	50	40	31	31	23	23	23	19
Peaking Time	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Firm Discharge Of without 2m ³ /s	8.9	8.6	8.0	4.9	4.5	3.8	3.0	3.0	2.3	2.3	2.3	2.0
Maximum Discharge	70	100	130	50	80	120	20	20	40	40	40	60
Gross Head	73.0	74.0	74.0	68.0	68.0	69.0	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	64.0
Effective Head	71.8	72.8	72.8	66.8	66.8	67.8	61.8	61.8	61.8	61.8	61.8	62.8
Installed Capacity P1max (main)	44.5	64.4	83.7	29.5	47.3	72.0	10.9	10.9	21.9	21.9	21.9	33.3
Installed Capacity P2max (sub)	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Pmax=P1max+P2max	45.8	65.7	85.1	30.8	48.5	73.2	12.0	12.0	23.0	23.0	23.0	34.4
Dependable Capacity P1 (main)	29.3	26.6	21.5	14.6	10.8	0.0	5.5	5.5	4.1	4.1	4.1	0.0
Dependable Capacity P2 (sub)	1.1	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Pf=P1+P2	30.4	27.7	22.6	15.6	11.9	1.1	6.5	6.5	5.1	5.1	5.1	1.0
Annual Average Inflow	1489.1	1489.1	1489.1	1489.1	1489.1	1489.1	1489.1	1489.1	1489.1	1489.1	1489.1	1489.1
Annual Average Power Discharge	1065.9	1226.9	1304.7	84.0	1088.4	1303.1	419.6	419.6	697.9	697.9	697.9	921.6
Annual Average Overflow	355.4	194.9	117.7	578.4	334.0	153.0	1003.6	1003.6	726.0	726.0	726.0	513.1
Annual Average Energy E1 (main)	190.2	219.7	235.9	139.0	178.9	210.4	64.9	64.9	107.0	107.0	107.0	140.2
Annual Average Energy E2 (sub)	10.5	10.6	10.7	9.8	9.9	10.0	9.1	9.1	9.3	9.3	9.3	9.4
Annual Average Energy E3 (15Sep)	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
E=E1+E2+E3	202.7	232.3	248.6	150.8	190.7	222.4	76.0	76.0	118.3	118.3	118.3	151.6
Plant Factor	51	40	33	56	45	35	72	72	59	59	59	50
Project Cost	128.5	135.3	142.2	110.3	117.0	125.7	95.8	95.8	100.1	100.1	100.1	104.3
Energy cost per kw	2806	2059	1672	3586	2413	1717	7958	7958	4356	4356	4356	3029
Energy cost per kwh	0.071	0.065	0.064	0.081	0.068	0.063	0.140	0.140	0.094	0.094	0.094	0.077
B/C	1.00	1.01	0.96	0.77	0.82	0.74	0.43	0.43	0.56	0.56	0.56	0.61
B-C	0.00	0.16	-0.67	-2.72	-2.26	-3.51	-5.98	-5.98	-4.76	-4.76	-4.76	-4.38

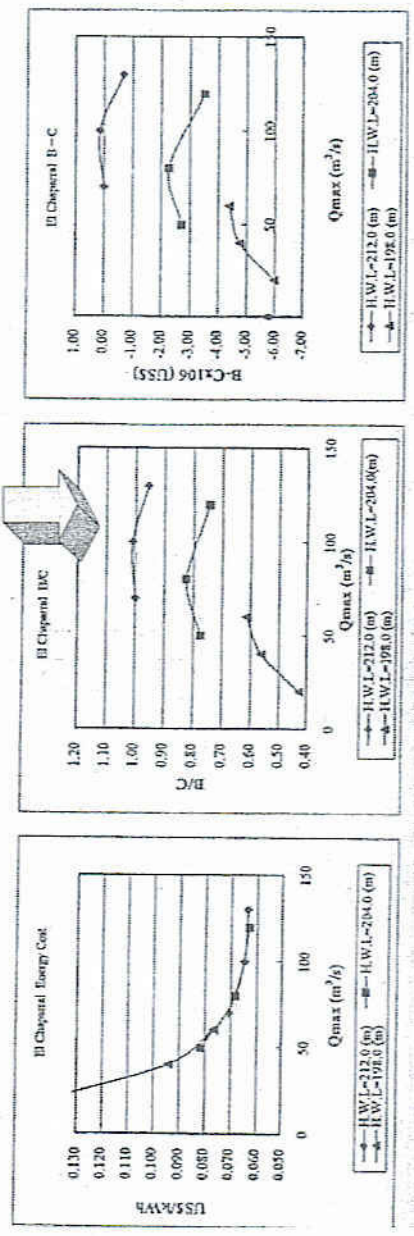


Fig.9.9 Energy Cost, B/C, B-C

CONCLUSION EN EL TEMA RENTABILIDAD:

El Proyecto tiene, en todos los casos vistos tanto por el Evaluador original, como por SIGET, una rentabilidad negativa; es decir, si la relación Beneficio/Costo es menor que 1 ($B/C < 1$), en el nuevo mayor presupuesto será mucho menor que 1; y por lo tanto la ansida Operación en el 2013 nunca ocurriría, porque nunca se generarían los ingresos suficientes para superar los costos de Operación Mantenimiento, deuda, seguros y otros normales.

Lo menos que se necesita a este punto, entonces, es suspender un momento la obra y actualizar y revisar todos los datos del Proyecto y la evaluación de Factibilidad; para decidir también condiciones en que la Concesión pudiera ser Transferida.

El otro punto delicado es que, dado el monto incrementado de la Inversión, el haber contratado una MODALIDAD LLAVE EN MANO es considerado, en el mundo hidroeléctrico, un Suicidio Económico; y debiera intentarse su corrección por un contrato normal debidamente supervisado, lo que es de esperar haría de entrada un nuevo concesionario.

CHAPARRAL - PLAN B

9 EL CAUDAL REAL DEL TOROLA - BAJO HIDROLOGÍA ACTUAL - PODRÍA SER MUCHO MENOR

Según las consideraciones hechas por los ejecutores de los estudios de prefactibilidad y de factibilidad, los cuales tuvieron lugar entre 2001-2003, el caudal promedio del río Torola en la estación seca siempre se consideró muy PEQUEÑO (6.2 m³/seg que llega hasta unos 2 m³/seg), mientras en invierno sería grande del orden de 76 m³/seg; pero la sedimentación es calificada de grande, en el orden de 700 m³/km²/año.

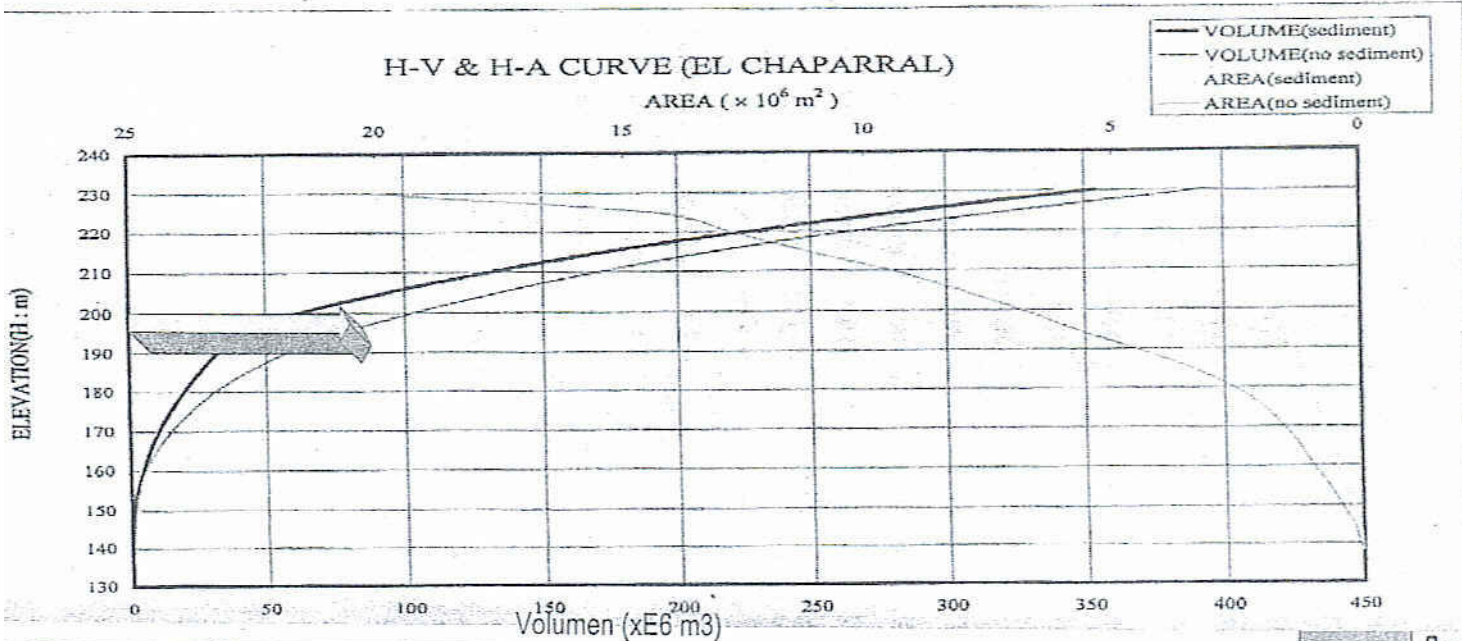
En base a observaciones directas de campo, hechas en estos días de la estación lluviosa en que solamente se anuncia el fenómeno del niño, el río Torola luce en realidad como si su caudal fuera la mitad o menos del valor estación seca (3 m³/seg). La potencia del proyecto sería entonces la mitad o menos de la indicada, agravando el escenario económico de su operación y poniendo en duda que valga la pena proyectar la inundación total que incluye el municipio de San Antonio del Mosco con aproximadamente 11 000 familias (dato en revisión).

Cualquiera fuese la potencia final del proyecto, la energía renovable generada por la vía CEL no representa una contribución al precio de la energía que resultará del mercado de contratos y marginalmente de un MRS pequeño, que es donde CEL colocaría esta energía.

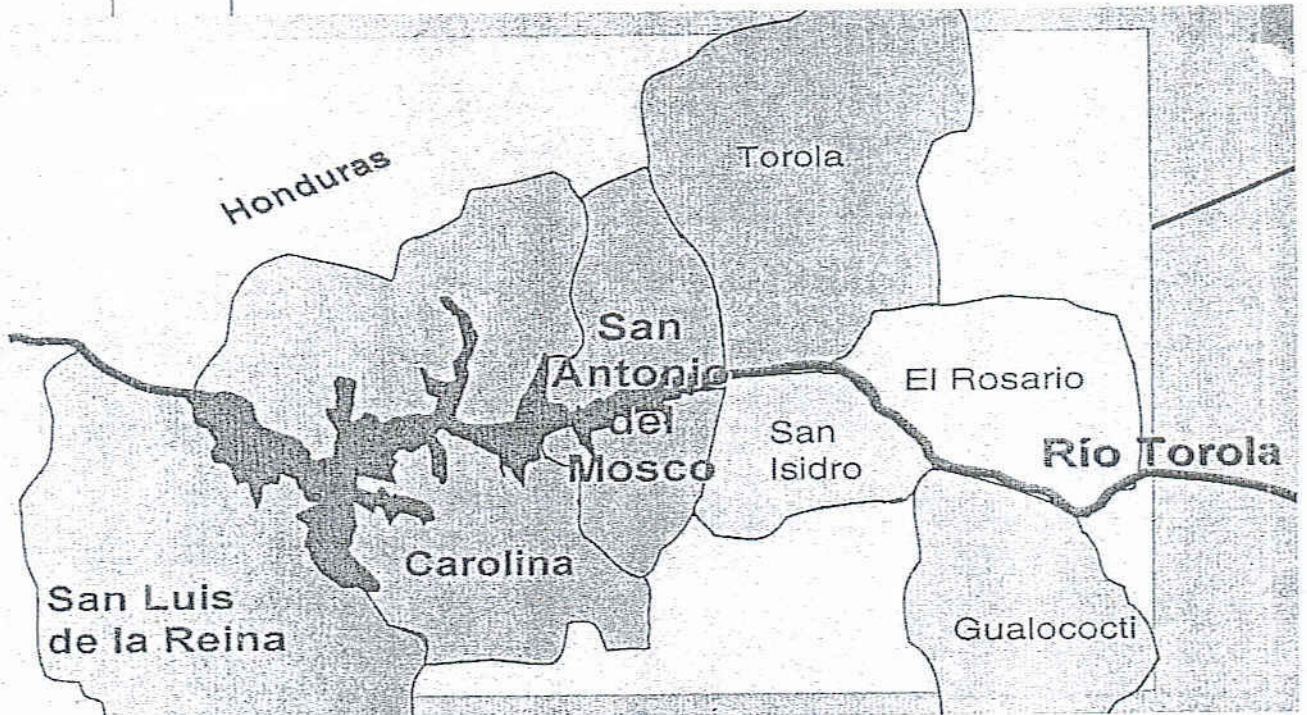
10 SALVACION DEL MUNICIPIO SAN ANTONIO DEL MOSCO

Se ha verificado en estos días, por diferentes fuentes incluyendo CEL, que la actividad de oposición de los pobladores se ha incrementado a niveles muy delicados de violencia inminente. Por otra parte, las consideraciones hidrológicas anteriores hacen previsible que el río mismo podría no tener la capacidad del caudal de diseño y que no proceda proyectar una inundación de ese tamaño.

Dadas las dos situaciones anteriores, se ha examinado la factibilidad de reducción de la cota máxima desde 212 msnm hasta 204 o 198 msnm, como ya se planteó durante el estudio de factibilidad (ver tabla anterior); es decir, en lugar de ser una altura neta de 82 m, que pase a ser, por ejemplo, 74 m (cota 204) ó 68 m (cota 198). Conforme la gráfica del Estudio de Factibilidad, abajo, la potencia resultaría en el rango de los 25 MW. El área inundada se reduce de 8.5 a unos 5 km² (ver gráfica abajo), todo lo cual podría talvez conllevar la salvación del cantón San Antonio del Mosco (ver ilustración en la siguiente página).



CHAPARRAL - PLAN B



11

CONSIDERACIONES FINALES SOBRE LA DEMANDA Y SOBRE LA LLEGADA DE OTROS PROYECTOS RENOVABLES ORIENTABLES A SUPLIR LA CONTRATACION DE LARGO PLAZO

El acercamiento actual entre la Demanda y la Potencia Instalada o la Disponible, no tiene en realidad un estrecho margen que se pueda considerar de emergencia subsanable por el Proyecto Chaparral. También los proyectos complementarios de Eficiencia Energética que se desarrollarían en el marco del nuevo Plan de Energía, conllevan una reducción adicional de la demanda y un aumento del diferencial.

En el sentido de la no-urgencia del Chaparral, otros proyectos renovables van a estar en curso y con mayor beneficio potencial.

a) Un proyecto hidroeléctrico del tipo "pequeño presa de regulación diaria/ de pasada" y de una potencia importante (16 MW) ha sido ya solicitado a SIGET para los Estudios iniciales según ordena el art 8 del Reglamento; localizado sobre un río distinto de Lempa o del Torola (Río Sumpul, en Chalatenango), proceso que será seguido por SIGET con mayor prioridad como se explicó en el numeral 5. La construcción del proyecto podría terminar antes que El Chaparral, y en este caso si favoreciendo la tarifa de usuario residencial porque permite la contratación de dicha energía y potencia en largo plazo, para llevar toda esta parte de mercado más cercana al 100%, y reduce el MRS, tal como es deseable para los fines de mejorar la tarifa.

b) Otro proyecto renovable convencional Geotérmico podrá también ser impulsado, Chinameca 50 MW, una vez se resuelvan problemas estructurales de la empresa estatal LAGEO. Este proyecto, como se sabe es integrable gradualmente mediante plantas modulares y puede ser llevado a la contratación de largo plazo. La suma de las potencias de estos proyectos renovables convencionales es de 66 MW, la misma de Chaparral.

La demanda actual es de alrededor de 925 MW, mientras la capacidad disponible está por arriba en unos 300 MW, como se muestra en la tabla siguiente tomada de las Estadísticas de SIGET para el año 2008, por lo que el Estado se encuentra en una posición relativamente solvente para desarrollar proyectos nuevos en una forma debida y conforme las necesidades de País.

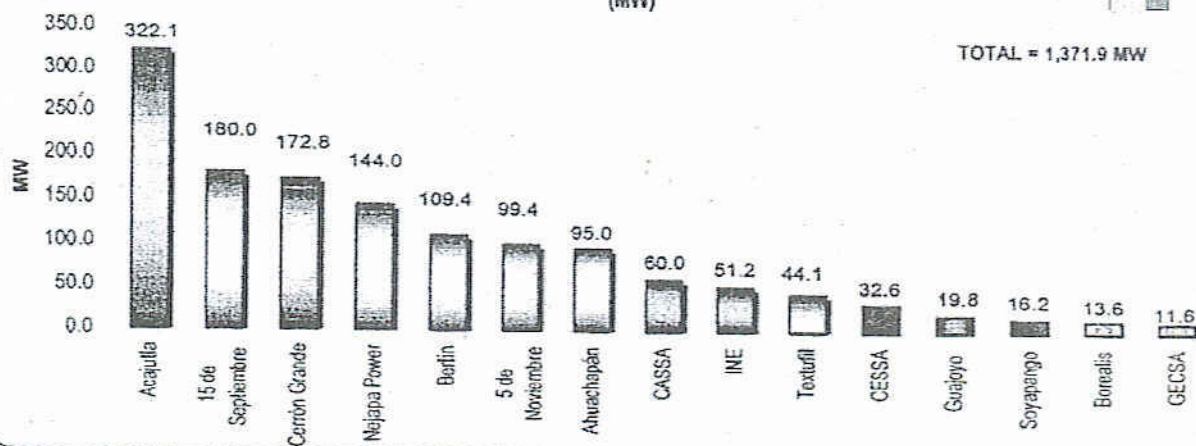
CHAPARRAL - PLAN B

CUADRO 1. CAPACIDAD INSTALADA Y DISPONIBLE DE LAS CENTRALES GENERADORAS DE ELECTRICIDAD AL 30 DE JUNIO DE 2008

NOMBRE	TIPO	NÚMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD INSTALADA		CAPACIDAD DISPONIBLE	
			(MW)	(%)	(MW)	(%)
HIDRÁULICA			472.0	34.41	472.0	37.51
1 - Guajoyo	Hidráulica	(1x19.8)	19.8	1.44	19.8	1.57
2 - Cerrón Grande	Hidráulica	(2x86.4)	172.8	12.60	172.8	13.73
3 - 5 de Noviembre	Hidráulica	(3x20)+(1x18.0)+(1x21.40)	99.4	7.25	99.4	7.90
4 - 15 de Septiembre	Hidráulica	(2x90)	180.0	13.12	180.0	14.30
GEOTÉRMICA			204.4	14.90	183.8	14.61
5 - Ahuachapán	Geotérmica	(2x30.00)+(1x35.00)	95.0	6.92	80.0	6.36
6 - Berlín	Geotérmica	(2x 28.12)+(1x44)	109.4	7.97	103.8	8.25
TÉRMICA			695.5	41.9	602.6	40.7
7 -Duke Energy Acajutla	a) Vapor	(1x30.0)+(1x33.0)	63.0	4.59	63.0	5.01
	b) Gas	(1x82.1)	82.1	5.98	64.0	5.09
	c) Motores	(6x16.5)+(3x17.0)	150.0	10.93	147.0	11.68
	d) FIAT U-4	(1x27)	27.0	1.97	27.0	2.15
Soyapango	Motores	(3x5.4)	16.2	1.18	15.0	1.19
8 - Nejapa Power	Motores	(27x5.33)	144.0	10.50	135.0	10.73
9- Cemento de El Salvador	Motores	(3x6.40)+(2x6.70)	32.6	2.38	32.6	2.59
10- Inversiones Energéticas	Motores	(3x17.076)	51.2	3.73	49.5	3.93
11- Textufil	Motores	(2x3.6)+(2x7.05)+(1x7.38)+(2x7.72)	44.1	3.22	40.5	3.22
12- GECSA	Motores	(3x3.8704)	11.6	0.85	11.0	0.87
13- Energia Borealis	Motores	(8x1.7)	13.6	0.99	13.4	1.06
14- CASSA	Motores	(1x25)+(1x20)	60.0	4.37	29.0	2.30
TOTAL :			1,371.9	100.0	1,258.4	100.0

1/ Suspendió sus operaciones en septiembre de 2003
Fuente: Empresas Generadoras

Gráfica 1.
CAPACIDAD INSTALADA POR CENTRAL AL 30 DE JUNIO DE 2008 (MW)



CHAPARRAL

EN RAZÓN DE LO EXPUESTO, SE APRUEBA DISPONER EN RESERVA DEL PLAN B DEL PROYECTO CHAPARRAL, CONSISTENTE EN LAS SIGUIENTES MEDIDAS PRINCIPALES:

- 1 - **SUSPENSION DEL PROYECTO** - Negociar con ASTALDI y BCIE la suspensión temporal del Proyecto, para fines de realizar verificaciones de campo; ya que es alternativa única para solucionar de forma pacífica, la oposición de los pobladores del sitio del proyecto. La negociación debiera ser liderada por una entidad del Estado distinta de CEL, pero con su presencia activa como contraparte.
- 2 - **NEGOCIACION CON POBLADORES** - Negociar con los pobladores a) Su participación a lo largo de este proceso de suspensión y de posible reanudación del proyecto bajo condiciones verificadas; b) La forma de restituir las compras de terrenos y el plan de abandono del proyecto.
- 3 - **VERIFICACIONES DE CAMPO** - El proyecto chaparral deberá ser verificado de inmediato en sus datos de campo y en sus condiciones de rentabilidad, para lo cual SIGET podrá contratar una empresa o perito que pueda realizar a) verificaciones de hidrología y caudal del río en diferentes situaciones estacionales; b) verificaciones de costos de construcción de la obra, sin alternativas de llave en mano; c) Verificaciones de la potencia y energía obtenibles para diferentes escenarios de caída neta, áreas posibles de inundación/embalse, en todos los cuales se considere prioritario evitar las inundaciones de importantes centros de población, en particular el cantón San Antonio del Mosco; d) Cálculo de indicadores de sostenibilidad y otros medidores de naturaleza ambiental; e) Diseños alternativos que potencialmente satisfagan los requerimientos ambientales y sociales; f) otros a definir.
- 4 - **CONSULTA PUBLICA** - Paralelamente con la actividad anterior, el MARN, con apoyo de SIGET, deberá realizar un proceso de consulta pública amplia del proyecto, el cual deberá incluir por lo menos: a) Consulta a los pobladores de la zona hasta agotar el proceso con la aceptación voluntaria de toda la población; b) Otras a juicio del Ministerio del Ambiente y/o SIGET.
- 5 - **CONSULTA DE DESARROLLADORES, LOCAL E INTERNACIONAL** - Paralelamente con la actividad anterior, se deberá realizar un procedimiento de consulta de interés de desarrolladores de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, tanto a nivel local como Internacional. Esta información servirá de base para decidir el tipo de proceso que podría requerirse para materializar una transferencia de la concesión chaparral, así como eventualmente de la concesión geotérmica Chinameca (total 66 MW).
- 6 - **PREPARACION DE PROCESOS DE TRANSFERENCIA DE LAS CONCESIONES**- A continuación de la actividad anterior, la SIGET deberá hacer preparativos para desarrollar, una vez se cuente con nueva información de campo, Documentos de Proyecto que contengan las características técnicas y de indicadores financieros de interés para una transferencia; esto es, un documento de naturaleza similar a un "Proyecto a Licitar". Una vez publicadas estas características, realizar la evaluación de calificación de interesados en aplicar. Esto deberá preverse tanto para Chaparral, como para Chinameca.
- 7 - **NEGOCIAR EL TRASPASO DE CONTRAPARTE DEL CONTRATO DE CONSTRUCCION DE ASTALDI** - Estas se refieren sea a negociaciones para la continuación de la construcción con cambio en el Dueño de la Obra, y/o sobre la modalidad de la prosecución; o en caso alternativo a la suspensión definitiva de los trabajos. Este tipo de negociaciones debería ser conducido por la nueva empresa transferida, con participación de SIGET y otros entes del Estado en calidad de observadores, designados por la autoridad superior.
Nota: Se conoce con antelación, que el proyecto Chaparral no permite una modificación o sustitución por una central de pasada; como tampoco lo permiten ninguno de los anteproyectos situados aguas arriba, como son: Carolina, La honda, Las Marías, Las Mesas, Maroma y Las Cruces.
- 7 - **ACCELERAR LOS PROYECTOS RENOVABLES ALTERNATIVOS** - Realizar con celeridad la implementación de los proyectos renovables alternativos mencionados; hidroeléctrico Sumpul y Geotérmico chiinameca, a fin de reemplazar la eventual desaparición permanente del proyecto Chaparral, sin efectos negativos de ninguna índole para la generación eléctrica, o para las tarifas.