



Seguridad Energética: Amenazas a la Generación Hidroeléctrica en Venezuela.

EL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO NACIONAL.

Ing. JESUS AUGUSTO GOMEZ M.

Caracas, 28 de mayo de 2015

Foro “Seguridad Energética: Amenazas a la Generación Hidroeléctrica en Venezuela”

CONTENIDO

.....	1
La Hidroelectricidad en el mundo	3
Capacidad Hidroeléctrica Instalada.....	3
El Bajo Caroní	4
Complejo Hidroeléctrico Uribante –Caparo.....	5
El inventario Nacional del Potencia Hidroeléctrico (INPH)	5
Trabajo Realizado y Resultados.....	5
Desarrollo hidroeléctrico Tayukay	7
Inventario Potencial Hidroeléctrico JMPG/JAG.....	8
Desarrollo Hidroeléctrico del río Orinoco.....	10
Central Hidroelectrica Atures.....	11
Equipamiento Hidroelectrico en embalses construidos.	14
Embalses Construidos	14
Factibilidad de Equipamiento Hidroeléctrico en Embalses Seleccionados.....	14
Generación Hidroeléctrica por Rebombeo.	15
El concepto del Rebombeo	15
Sistema de Generación Hidroeléctrica por Rebombeo en el Lago de Valencia.....	17
Sistema Petaquire-Agua Fría	19
Otros Sitios con Potencial Rebombeo.....	21
Integración de Energías Renovables.	22
Concepto de integración y almacenamiento de energía eléctrica	22
Integración de energías renovables en la Isla de Margarita.	23
CONCLUSIONES	25
Recomendación final.....	25

La Hidroelectricidad en el mundo

La hidroelectricidad es la mayor de las energías renovables para la generación de electricidad, tal como se muestra en el Grafico No. 1, donde ella representa el 75,4 % de las energías renovables. (BP Statistical Review of World Energy June 2014)

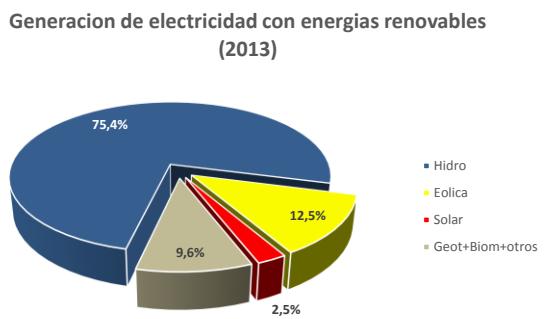


Grafico No. 1. Generación de Electricidad con energía renovable

A nivel mundial, la hidroelectricidad es responsable por el 16% de la generación de electricidad, es decir se generan 3626.9 TWh de un total de 22668 TWh (IEA. Key World Energy Statistics 2014). Mediante esta generación se evita la emisión 4094.8 Millones de Ton. de CO₂ a la atmósfera, siendo por tanto una energía limpia que contribuye sustancialmente a la preservación del medio ambiente y colaborando con el desarrollo sustentable del planeta.

A nivel nacional, la generación hidroeléctrica representa el 65% de la generación eléctrica. Esto se traduce en la generación de 83,8 TWh (2013), equivalentes a un ahorro de combustible de 144700 BEP por día, con un ahorro de emisiones de 9,6 Millones de Ton de CO₂ a la atmósfera.

En la actualidad la potencia hidroeléctrica instalada ha venido sufriendo una merma porcentual en el componente nacional de generación eléctrica. Esta participación se ha reducido a tan solo un 49 % de los 24000MW de potencia instalada a nivel nacional. Informaciones recientes indican que de este potencial, solo está disponible el 43.9%.

(Fuente: Grupo Ricardo Zuloaga. La Crisis Eléctrica Venezolana a marzo de 2015. Informe.)

Capacidad Hidroeléctrica Instalada.

Actualmente, la generación hidroeléctrica en Venezuela presenta dos centros bien diferenciados. El primero de ellos se encuentra en la cuenca baja del río Caroní con su cadena de embalses y el segundo se encuentra en la región andina.

La Tabla No.1 muestra la potencia instalada por regiones, además de las centrales, actualmente en construcción y que han debido entrar en funcionamiento hace cierto tiempo atrás.

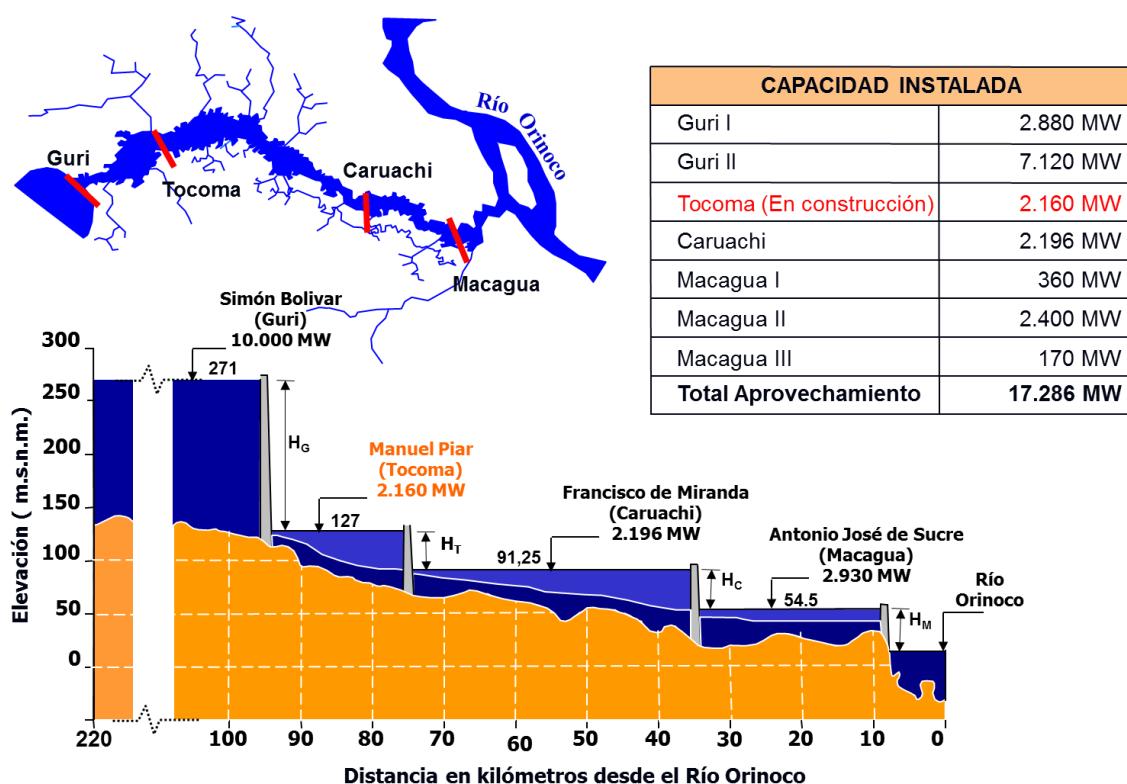
No toda la potencia mostrada se encuentra disponible, ya que se sabe que varias de las turbinas de la central de Guri se encuentran en proceso de reconstrucción e igualmente ocurre con las turbinas de la central Santo Domingo.

CENTRAL	POTENCIA	
EN OPERACION	MW	
BAJO CARONI		
Simón Bolívar	Guri	10270
Fco. de Miranda	Caruachi	2160
A.J. Sucre	Macagua	3154
LOS ANDES		
Leonardo Ruiz Pineda	San Agatón	300
José A. Pérez	Planta Pérez	240
BARINAS		
José A. Rodríguez	Peña Larga	80
	Masparro	25
TOTAL	16229	
CENTRAL	POTENCIA	
EN CONSTRUCCIÓN	MW	
BAJO CARONI		
Manuel Piar	Tocoma	2160
LOS ANDES		
Fabricio Ojeda	La Vuelta	540

Tabla No. 1. Ubicación y Potencia de las centrales

El Bajo Caroní.

El Gráfico No. 2 muestra la cadena de centrales construida en el Bajo Caroní para la generación hidroeléctrica en un tramo del río Caroní de unos 100 km



Fuente: (OPSIS, 2010), (EDELCA, "Proyectos hidroeléctricos de EDELCA", 2002)

Gráfico No. 2. Cadena de centrales en el Bajo Caroní

Se puede observar como el embalse de Guri actúa como el gran regulador de los caudales del río, mientras que las centrales ubicadas aguas abajo trabajan como

centrales de pasada o a filo de agua, sin mayor capacidad de regulación o almacenamiento salvo el necesario para mantener la carga bruta.

En cuanto a la central Tocoma inicialmente debía entrar en servicio en septiembre de 2012, pero se reprogramó para abril de 2014; sin embargo, para la fecha aún no se tiene prevista la entrada en operación de la primera de las 10 turbinas de 216 GW para un total de 2160 MW a instalar.

Complejo Hidroeléctrico Uribante –Caparo

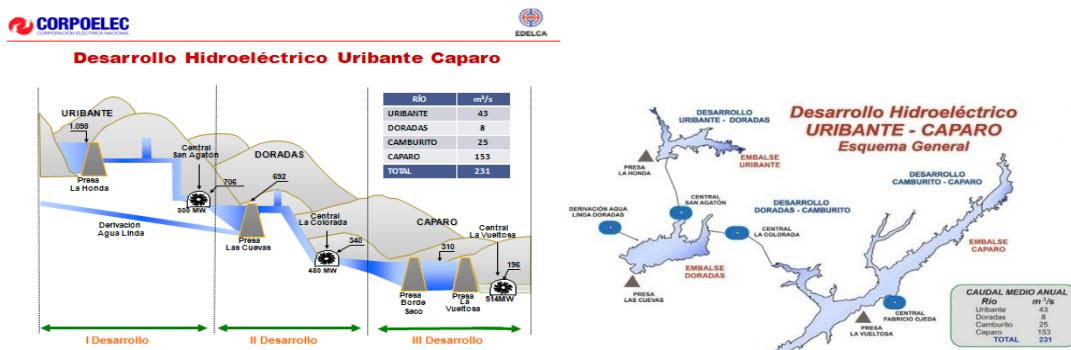


Grafico No. 3. Desarrollo Hidroelctrico Uribante-Caparo

La construcción de este complejo hidroeléctrico, ubicado entre los estados Táchira y Barinas, al suroeste del país comenzó en 1980. De estar totalmente operativo, este sistema habría evitado la mayor parte de los inconvenientes y racionamientos que a diario se presentan en esta región y podría liberar un volumen importante de energía y potencia a ser transmitido a otras regiones del país. De las tres centrales que componen el sistema solo está en operación la central de San Agatón del I Desarrollo, con fallas recurrentes. El III desarrollo está integrado por las presas Borde Seco y La Vuelta sobre los ríos Camburito y Caparo, cuya construcción finalizó hace más de 25 años, sin embargo, la central hidroeléctrica allí instalada, que se había prometido para el año 2006, aún no está operativa y se desconoce la fecha de entrada en operación. El II Desarrollo (Doradas-Camburito) está integrado por la presa Las Cuevas, el túnel de trasvase y la central Las Coloradas. Este desarrollo ha estado en revisión y evaluación en varias oportunidades pero aún no se tiene una decisión en cuanto su dimensionamiento y operatividad. Es conveniente recordar que además de carecer de su propia generación, la ausencia de la construcción de este desarrollo limita la energía disponible en la central La Vuelta al no recibir el volumen de agua que se trasvasaría a través del túnel y luego de ser turbinado en la central Las Coloradas.

El Inventario Nacional del Potencial Hidroeléctrico (INPH)

Trabajo Realizado y Resultados

En el año 1976, el extinto Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (MARNR) emprendió la tarea de realizar el INPH, el cual se presentó en 1985.

Es realmente sorprendente el caudal de información procesado, generado y sintetizado en este trabajo. Algunos logros obtenidos se pueden resumir en cifras: se inventariaron 55 cuencas y se identificaron en ellas alrededor de 400 sitios posibles de aprovechamiento hidroeléctrico con una energía media anual de 155000MWh.

elevando a estudios de reconocimiento 164 sitios cuyas características técnicas, hidroenergéticas y económicas se encuentran en el Informe. También se evaluaron a nivel de preinventario 50 cuencas con una energía media anual de 145000 Mwh, para hacer un total de 300000 MWh, es decir una energía equivalente a 1,7 Millones de BEP diario.

Las Tabla No.2 muestra los resultados de la evaluación, las regiones del país, las cuencas en esa región, la energía y la potencia media anual, además de la energía y potencia firme en cada una de esas cuencas. Se totaliza por región y su porcentaje de participación en el total nacional.

REGION	CUENCA	POTENCIAL POR CUENCA		% DE LA CUENCA EN LA REGION	% DE LA REGION EN EL PAIS	POTENCIAL FIRME POR CUENCA	
		EMA	PM			EFA	PF
		GWh/año	MW			GWh/año	MW
PERIJA	Apon	154,70	17,70	11,60	1,35	27,20	3,10
	Aricuaza	238,20	27,20	18,00		211,20	24,10
	Guasare	699,00	79,80	52,60		244,40	27,90
	El Palmar	76,70	8,80	5,80		28,00	3,20
	Socuy	159,80	18,20	12,00		159,40	18,19
	TOTAL REGION	1328,4	151,7	100		670,2	76,49
REGION	CUENCA	POTENCIAL POR CUENCA		% DE LA CUENCA EN LA REGION	% DE LA REGION EN EL PAIS	POTENCIAL FIRME POR CUENCA	
		EMA	PM			EFA	PF
		GWh/año	MW			GWh/año	MW
NOR	Capaz	263,60	30,10	10,30	2,6	114,80	13,10
	Chama	1238,80	141,40	48,40		380,20	43,40
OCCIDENTAL	Frio	226,70	25,90	8,80		107,80	12,31
	La Grita	213,80	24,40	8,30		71,80	8,20
	Motatan	100,80	11,50	3,90		30,80	3,52
	Torondoy	148,50	16,90	5,80		29,80	3,40
ANDINA	Tucani	369,80	42,20	14,50		121,80	13,90
	TOTAL REGION	2562,00	292,4	100		857	97,83
REGION	CUENCA	POTENCIAL POR CUENCA		% DE LA CUENCA EN LA REGION	% DE LA REGION EN EL PAIS	POTENCIAL FIRME POR CUENCA	
		EMA	PM			EFA	PF
		GWh/año	MW			GWh/año	MW
AMAZONAS	Cataniapo	128,30	14,70	0,70	17,84	87,60	10,00
	Cuchivero	4031,70	460,20	22,90		2517,70	287,42
	Parguaza	2513,30	286,90	14,30		1790,60	204,40
	Sipapao	5514,70	629,50	31,30		2599,10	296,70
	Suapure	2210,60	252,40	12,60		1705,60	194,70
	Venturi	3143,40	358,80	17,90		427,50	48,80
	Villacoa	56,50	6,50	0,30		16,60	1,89
TOTAL REGION		17598,5	2009	100		9144,70	1043,91
REGION	CUENCA	POTENCIAL POR CUENCA		% DE LA CUENCA EN LA REGION	% DE LA REGION EN EL PAIS	POTENCIAL FIRME POR CUENCA	
		EMA	PM			EFA	PF
		GWh/año	MW			GWh/año	MW
CAURA Y ARO	Aro	1095,40	125,00	7,20	15,52	799,70	91,30
	Caura	14207,90	1621,90	92,80		6845,10	781,40
TOTAL REGION		15303,3	1746,9	100		7644,80	872,70
REGION	CUENCA	POTENCIAL POR CUENCA		% DE LA CUENCA EN LA REGION	% DE LA REGION EN EL PAIS	POTENCIAL FIRME POR CUENCA	
		EMA	PM			EFA	PF
		GWh/año	MW			GWh/año	MW
CARONI	Caroni	55565,9	6343,1	100	15,52	36376,7	4152,59
TOTAL REGION		55565,9	6343,1	100		36376,7	4152,59

Tabla No.2. Resultados de INPH

Se muestra en la Tabla No. 3 el resumen por región donde se muestran los índices energéticos por región y el total nacional evaluado.

REGION	ENERGIA MEDIA ANUAL GWh/Año	PARTICIPACION DE LA REGION %	POTENCIA MEDIA MW	ENERGIA FIRME ANUAL GWh/Año	POTENCIA FIRME MW
CARONI	55565,9	56,36	6343,10	36376,70	4152,59
AMAZONAS	17598,5	17,84	2009,00	9144,70	1043,91
CAURA-ARO	15303	15,52	1746,90	7644,80	872,70
S.OCCID. ANDINA	5571,7	5,65	635,80	2332,50	266,26
N.OCCID. ANDINA	2562	2,6	292,40	857,00	97,83
PERIJA	1327,7	1,35	151,70	670,20	76,49
CENTRO-OCCID	669,3	0,68	76,40	657,90	75,10
TOTAL	98598,1	100	11255,30	57683,80	6584,88

Tabla No. 3. Resumen del INPH por Regiones

Se muestra en la Tabla No. 4 donde se indican las cuencas con mayor potencial. Se puede observar allí, que las cinco cuencas con mayor potencial se encuentran al sur del país, en el estado Bolívar y que representan el 65,1% del potencial nacional y que cuatro de ellas corresponden a la cuenca del río Caroni.

SITIO	POTENCIA POR SITIO		% TOTAL NACIONAL	% ACUMULADO TOTAL NACIONAL
	EMA (Kwh/año)	PM MW		
Eutobarima	20799,50	2374,40	21,10	21,10
Tayukay	16101,20	1838,00	16,30	37,40
Salto Para 2	14207,90	1621,90	14,40	51,80
Auraima	6700,00	765,10	6,80	58,60
Aripichi	6380,80	728,40	6,50	65,10

Tabla No. 4. Cuenca con mayor potencial hidroeléctrico

Desarrollo hidroeléctrico Tayukay

Como se puede observar en las Tablas 3 y 4 uno de los sitios con mayor potencial corresponde al desarrollo de Tayukay, ubicado en el Alto Caroní, aguas arriba del embalse de Guri.

- Tayucay se localiza en una zona próxima al parque nacional Canaima, cuya principal belleza escénica se encuentra sobre el río Carrao. Éste afluente del Caroní, tiene su desembocadura 60 km. aguas arriba del sitio de presa
- La factibilidad ambiental del desarrollo está asociada a la premisa que establece que el efecto del embalse de Tayucay no debe afectar el perfil hidráulico del río Carrao.
- Un estudio hidráulico preliminar concluye que para **un nivel de operación de 360 msnm** el río Carrao no se ve afectado por el reservorio. A este nivel el embalse de Tayucay presenta poca capacidad de regulación, volumen útil igual al 3% del volumen escurrido medio anual del río.
- Para Tayucay, en etapa de estudio, se han estimado 2.450 MW, concebidos como un embalse a filo de agua.
- Bajo esta regla de operación, se demuestra que la central hidroeléctrica Tayucay aportaría al sistema interconectado nacional una energía firme de 8.700 GWh/año y 12.300 GWh/año de energía media.

FUENTE:María Carolina León De D`Alessandro / EDELCA. Evaluación Energética de la Operación de la C. H. Tayucay. Seminario Internacional sobre Represas y Operación de Embalses. Puerto Iguazú, ARGENTINA. Oct. 2004

Inventario Potencial Hidroeléctrico JMPG/JAG

Los Ingenieros J.M.Pérez Godoy y J.A.Gomez M. realizaron un inventario hidroeléctrico a nivel nacional pero cambiando algunos criterios y parámetros con los que se realizó el INPH. Se utilizaron bajos factores de planta de manera que los desarrollos estuvieran orientados a suplir básicamente la potencia necesaria en horas punta de máxima demanda. Adicionalmente se trata de aprovechar en cada caso los desniveles topográficos que existen en las regiones, razón por lo cual la mayoría de los sitios presentan casa de maquinas alejadas de los sitios de regulación.

La Tabla No. 5 anexa presenta el resumen del potencial estimado en cada región y el Mapa No. 1 muestra su distribución espacial en el ámbito nacional.

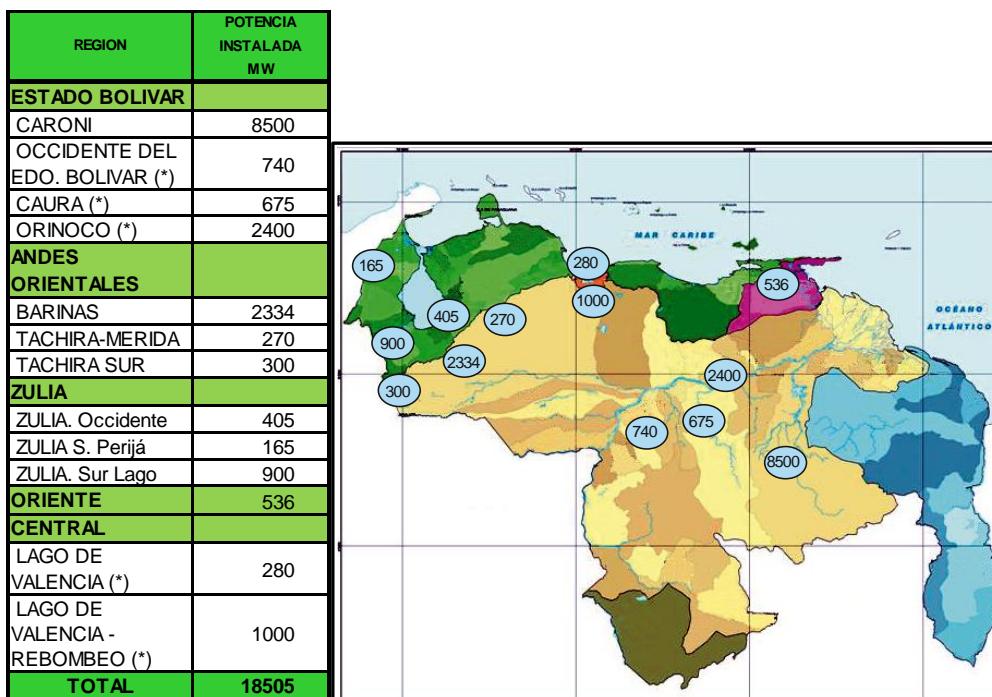
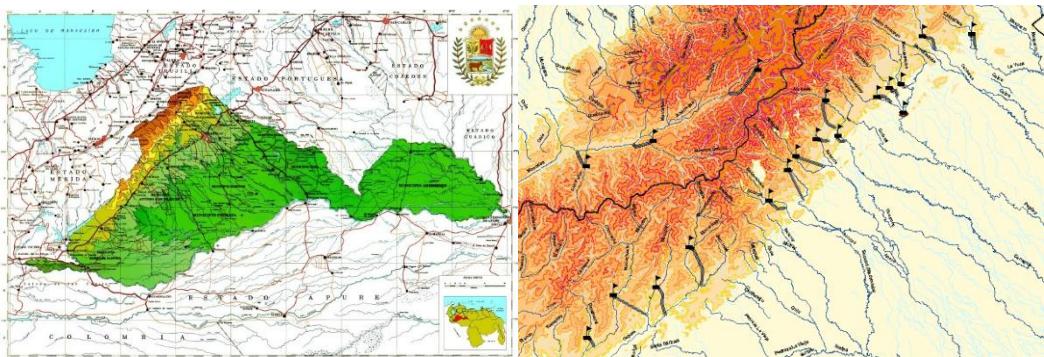


Tabla No. 5. Resumen del Inventario JMPG/JAG. Mapa No.1

En el trabajo realizado se da mucho énfasis al potencial de desarrollo que se encuentra en las cuencas andinas entre los estados Barinas y Mérida. Esto básicamente porque estas cuencas tienen unas características muy importantes a los efectos del Sistema Integrado nacional, como son:

- Centrales con potencia para máxima demanda.
- Ubicación en los extremos de la red de transmisión.
- Cercanas a los centros de consumo.
- Centros de consumo con mayor déficit.
- Disminución de las pérdidas por transmisión.
- Facilidad de conexión al SIN
- Líneas de transmisión cortas(Costo)

El Mapa No. 2 muestra la subregión andina estudiada y la ubicación relativa de los desarrollos hidroeléctricos.



Mapa No. 2. Subregión Andina y ubicación de los desarrollos

El Grafico No. 4 muestra la identificación de los sitios estudiados con la potencia instalada en MW en un caso y en BEP en el otro caso. Los colores diferenciales permite la clasificación de los sitios por rango de potencia.

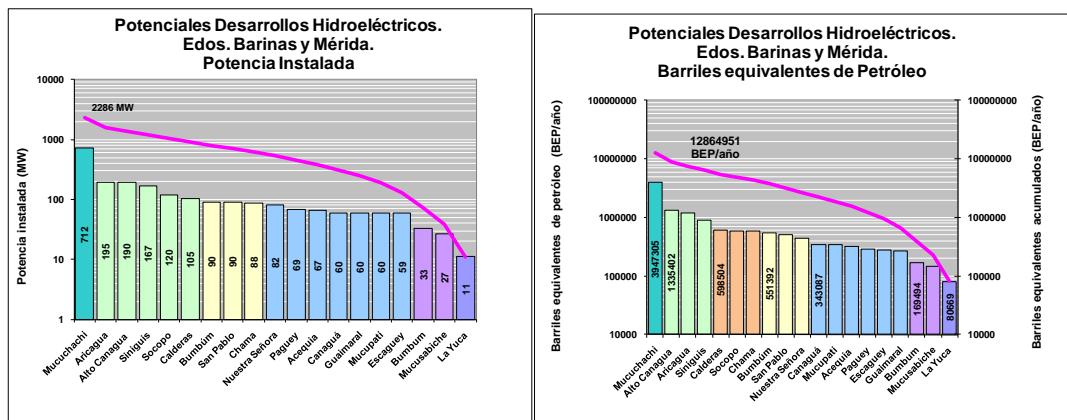


Grafico No. 4 Potencia Instalada y Equivalencia en BEP/día

El Grafico No. 4 muestra a manera de ejemplo. Corresponde a la cuenca del río Paguey en el estado Barinas. Allí se han identificado cuatro sitios potenciales de aprovechamiento hidroeléctrico cuya posición geográfica se muestra en el gráfico. Se muestra el perfil del terreno entre el sitio de regulación y la casa de maquinas, el perfil del túnel de conducción u obra de conducción, la ubicación tentativa de la casa de maquinas, además de las principales características hidroenergéticas de cada sitio.

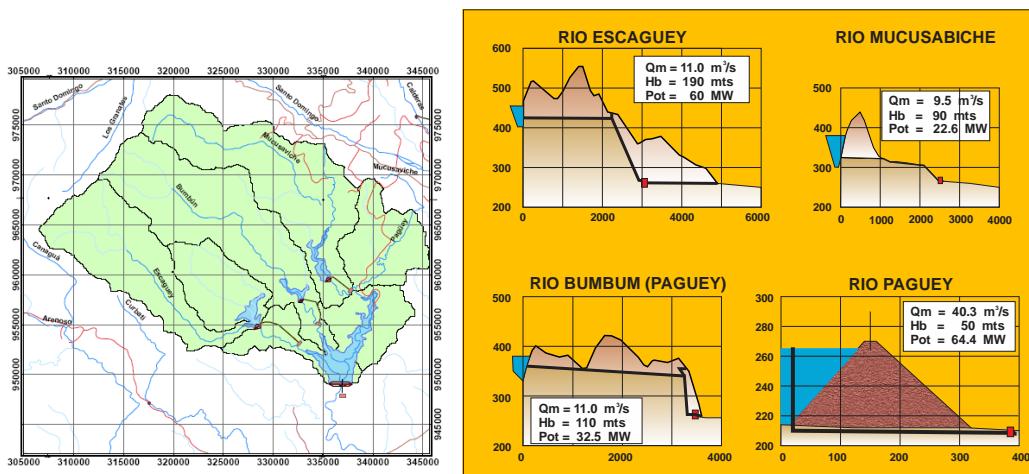
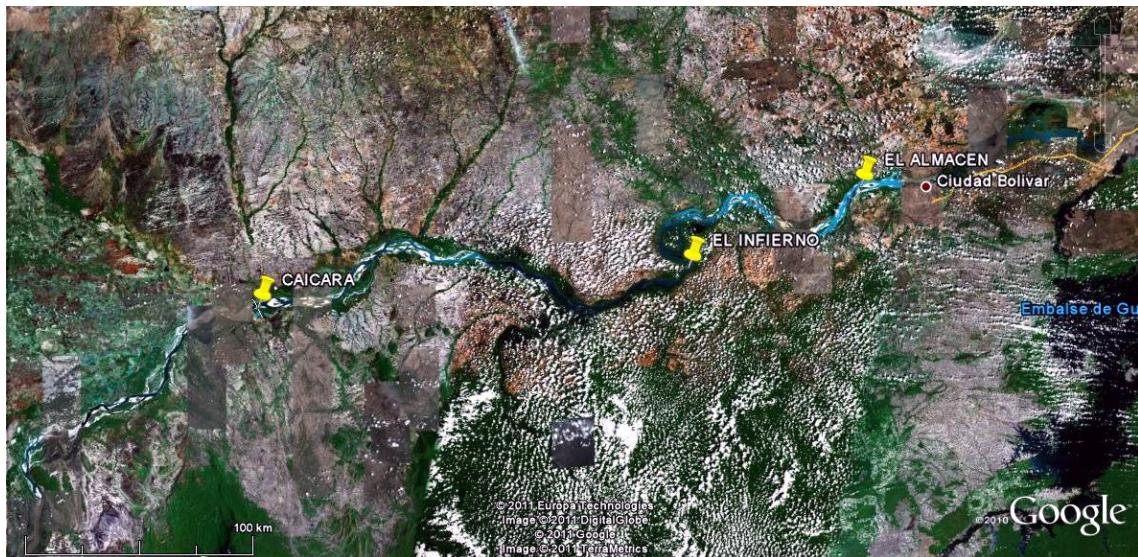


Grafico No. 4 Cuenca rio Paguey. Sitios de aprovechamiento y esquema de las obras

Desarrollo Hidroeléctrico del río Orinoco.

A lo largo del río Orinoco, desde Puerto Ayacucho hasta el Delta, se identificaron diferentes sitios de posibles aprovechamientos hidroeléctricos. Por diversas razones, se seleccionaron tres sitios con mayor factibilidad de desarrollo, identificados, desde aguas arriba hacia aguas abajo, como Caicara, El Infierno y El Almacén. El Mapa No 2 muestra la ubicación de los sitios.



Mapa No 2 . Ubicación de sitios de aprovechamiento en el río Orinoco

Se debe señalar en primer lugar que la cota de la obra de control se seleccionó igual a la cota del nivel máximo medio anual para evitar posibles perturbaciones en las poblaciones que se encuentran a lo largo del río. Adicionalmente, las colas de las obras de regulación inundan los sitios que se encuentran aguas arriba por lo que son mutuamente excluyentes. Solo se podría implementar uno de ellos.

Sobre el sitio de Caicara se puede mencionar que si bien geológicamente no es el mejor de los tres, el sitio se perdió ya que con la construcción del puente Caicara-

Cabruta que allí se adelanta, ya no será factible su construcción. Una buena coordinación entre los entes estatales de planificación tal vez hubiera podido concebir una obra mixta que sirviera a ambos propósitos con el consiguiente ahorro en costos de ambas obras.

De los otros dos sitios, El Infierno presenta las mejores características topográficas y geologías para el emplazamiento de la obra. El grafico muestra la ubicación del sitio y el esquema de las obras con indicación de las presas, la casa de maquinas y la esclusa para la navegación.

La carga disponible en el sitio es de 11,0 metros por lo que las turbinas serán de tipo bulbo, con un caudal de diseño de 600 m³/seg. para cada una, el diámetro aproximado seria de 8 m. La potencia unitaria es de 60 MW y se instalarían 40 turbinas para un total de 2400 MW de potencia con una generación media anual de 1488 MWh .

El Grafico No.5 muestra la curva de porcentaje duración de la energía generada y el número de turbinas utilizadas y se complementa el grafico con la variación anual de la energía y en número de turbinas utilizadas.

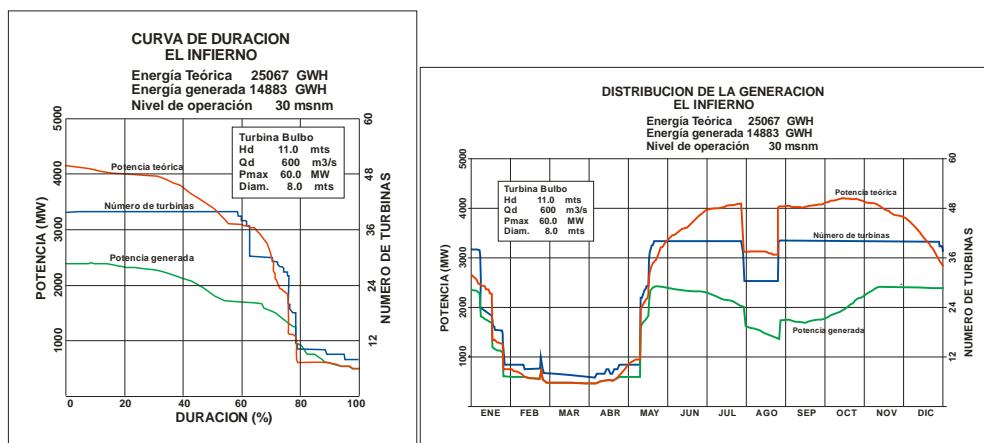


Grafico No.5 Sitio El Infierno. Curva de Duración y variación de la generación anual

Central Hidroelectrica Atures

Desde hace mucho tiempo se ha identificado este sitio, a poca distancia aguas arriba de Puerto Ayacucho como un potencial sitio de aprovechamiento hidroeléctrico. Todas las alternativas estudiadas hasta ahora contemplan el cierre total o parcial del río Orinoco en este sitio. Esto traería como consecuencia la formación de un embalse con una amplia zona de inundación que abarcaría una gran extensión en los llanos de Colombia y de Venezuela. Adicionalmente, en estas condiciones se trataría de una explotación conjunta entre ambos países producto de negociaciones bilaterales.

Los Ing. Perez Godoy y Gomez M. han propuesto de una central a filo de agua en la margen derecha del río donde no es necesario intervenir el río y solo se desviaría

una pequeña parte del caudal que sería retornado al cauce un par de kilómetros aguas abajo a través del río Cataniapo.

Esta central se encuentra muy próxima al aeropuerto de Puerto Ayacucho, a la carretera nacional y a la subestación eléctrica que da servicio a la ciudad por lo que el costo las obras complementarias sería sumamente reducido.

La variación de los caudales anuales y niveles en el sitio se indican en la siguiente Tabla No.6 Se puede inferir que existe un desnivel constante entre aguas arriba y aguas abajo de aproximadamente 10 m.

Gasto mínimo instantáneo: $2972 \text{ m}^3/\text{s}$

Gasto máximo instantáneo: $37834 \text{ m}^3/\text{s}$

Gasto mínimo medio mensual: $4268 \text{ m}^3/\text{s}$

Gasto máximo medio mensual: $25495 \text{ m}^3/\text{s}$

Nivel de aguas mínimas:

- Aguas arriba: 57.6 msnm
- Aguas abajo: 47.5 msnm

Nivel de aguas máximas:

- Aguas arriba: 69.3 msnm
- Aguas abajo: 58.5 msnm

Altura de diseño: 10.0 mts

Tabla No.6 Atures. Variación de Niveles y caudales Anuales

Bajo estas condiciones hidráulicas se ha implementado el siguiente módulo de diseño:

MODULO DE DISEÑO:

Potencia instalada: $2 \times 6.45 \text{ MW} (13 \text{ MW})$

Altura neta: 9.3 mts

Caudal de diseño: $2 \times 80 \text{ m}^3/\text{s}$

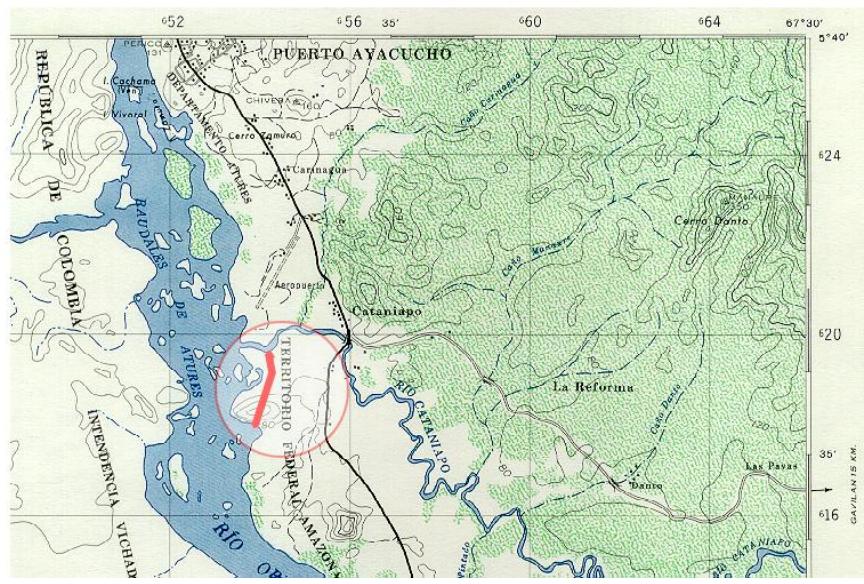
Turbinas tipo S estandarizada

Diámetro de la turbina 3.6 mts

Factor de Planta = 95%

El caudal de diseño de este módulo es de $160 \text{ m}^3/\text{seg}$ y se podría repetir varias veces ya que no hay limitaciones por efecto del gasto mínimo de $2972 \text{ m}^3/\text{seg}$.

El Mapa No.3 muestra la ubicación relativa de la central con la ubicación y trazado del túnel de descarga.



Mapa No.3. Central Atures. Ubicación.

Se presenta en el Grafico No. 6 una planta de las obras y un perfil del terreno y del túnel de 7,0 m de diámetro con una longitud de 1835 m.

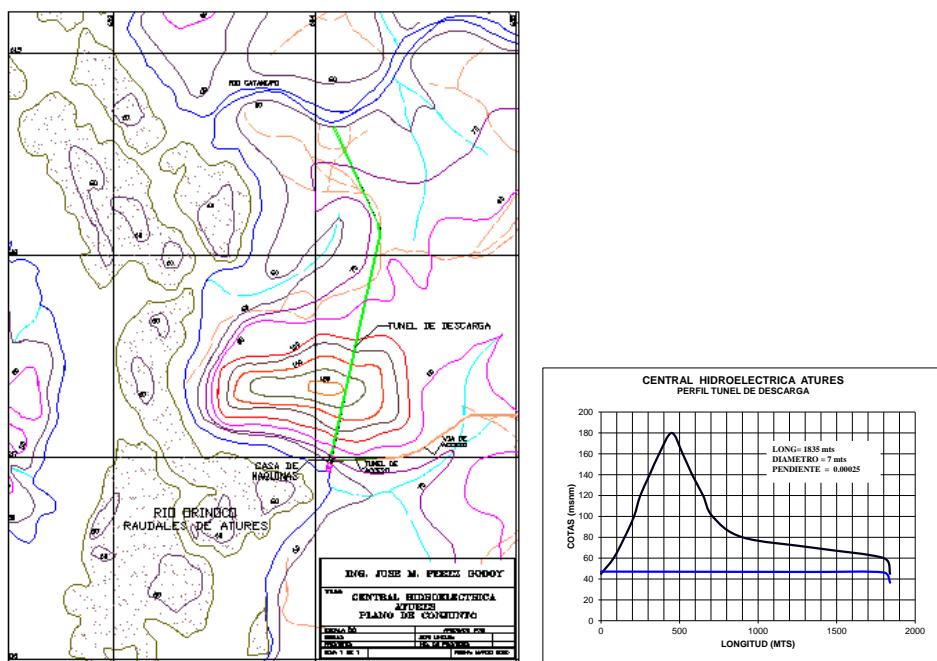


Grafico No. 6. Central Atures. Ubicación de las obras y perfil de terreno y túnel

Equipamiento Hidroeléctrico en embalses construidos.

Embalses Construidos

En Venezuela existen, además de los ya mencionados, unos 80 embalses construidos con otros fines como abastecimiento de poblaciones, riego y control de inundaciones. En la mayoría de estos embalses es factible la incorporación de pequeñas centrales para la generación hidroeléctrica cuya energía podría incorporarse a la red a las horas de máxima demanda mejorando significativamente la estabilidad y confiabilidad del sistema de distribución.

Dentro de este grupo de embalses se podría dar prioridad a la evaluación de los siguientes: Agua Viva, el cual está siendo subutilizado, Turimiquire con una carga superior a 100 m y donde se descarga libremente al río Neverí unos 15 m³/seg. en promedio; el embalse de Yacambú con una carga mayor de 100 m y cuya puesta en marcha a través del túnel de trasvase derrumbado hacia el Valle de Quibor y sin fecha para reanudación de los trabajos, no se vislumbra a mediano plazo. El embalse de Camatagua que surte a la ciudad de Caracas dispone de un caudal de unos 15 m³/seg y una carga de unos 60 m que es necesario reducir mediante un dissipador de energía aguas arriba de la estación de bombeo.

Factibilidad de Equipamiento Hidroeléctrico en Embalses Seleccionados.

En 1999, CADAFE contrató el estudio denominado “Factibilidad de Equipamiento Hidroeléctrico en Embalses Seleccionados.” (Pérez Godoy, 1999) en el cual se demostró la factibilidad de equipamiento de 8 embalses seleccionados de manera que no tuviera conflicto de uso con otros fines y que estuvieran próximos a circuitos de distribución que presentaran fallas recurrentes.

Se seleccionaron ocho embalses, se reconstruyó la hidrología, se determinó su rendimiento garantizado, se calcularon los factores de planta de forma de minimizar los costos de los equipos electromecánicos, se calcularon los costos de equipamiento y construcción y se simuló la operación de la red en horas picos con la incorporación de las nuevas centrales. Se pudo demostrar que aun cuando las potencias instaladas eran pequeñas, su efecto sobre las tensiones y la estabilidad de la red son significativos, restituyéndolos a valores permisibles. Igualmente, los costos unitarios de generación de KWh resultaron muy inferiores a la generación térmica.

También es conveniente mencionar, que para este tamaño de turbinas existen las llamadas “turbinas estandarizadas”, ya construidas e integradas, de forma tal que su disponibilidad es casi inmediata y a costo reducido.

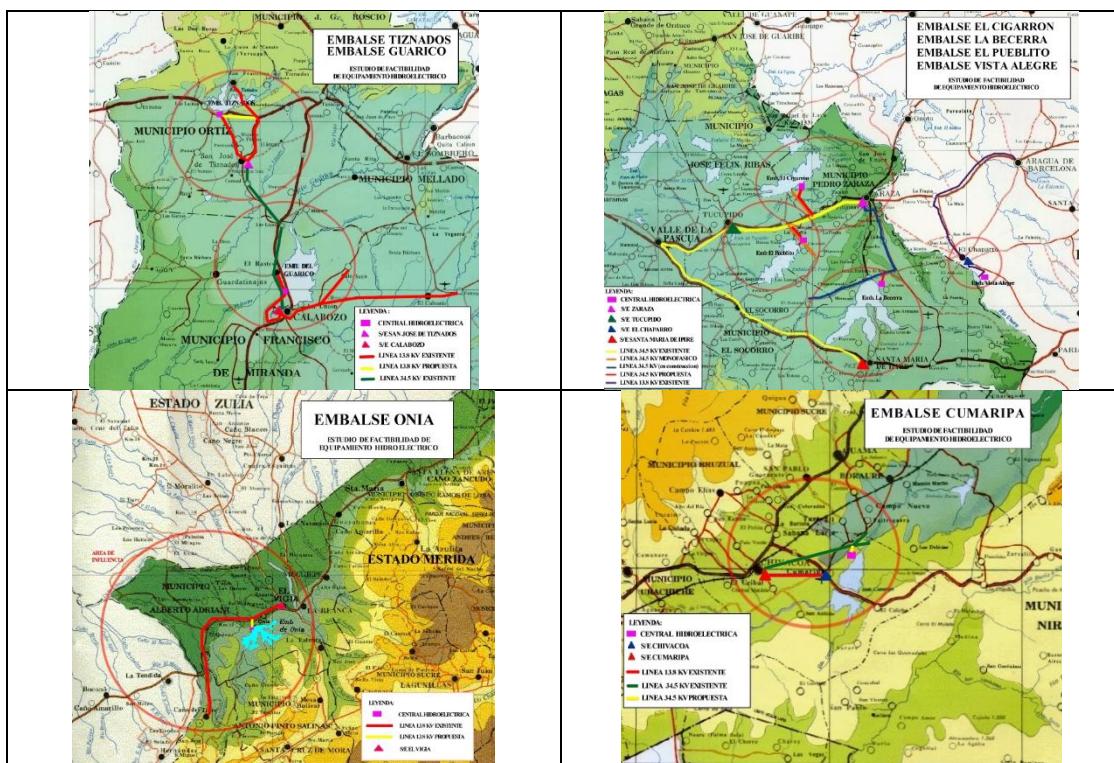
La Tabla No. 7 siguiente muestra los embalses estudiados, la potencia instalada en cada uno, el factor de planta y el número de horas de operación de cada uno.

Embalse	Potencia (KW)	Factor Hr/día Planta	Periodo
Tiznados	8891,0	0,29 7.0	
Guárico (*)	2857,0	1,00 24.0	Noviembre - Mayo

		0,25	4.0	Junio - Octubre
El Cigarrón	2267,1	0,32	7.7	
La Becerra	1515,1	0,34	8.0	
El Pueblito	1433,7	0,41	9.8	
Vista Alegre	225,4	0,55	13.2	
Onia	2136,4	0,34	8.0	
Cumaripa	1302,4	0,25	6.0	

Tabla No. 7. Embalses estudiados y potencia Instaladas

El Mapa No. 4 muestra la ubicación de los embalses estudiados.



Mapa No. 4 Ubicación de los embalses estudiados

Generación Hidroeléctrica por Rebombeo.

El concepto del Rebombeo

Las curvas horarias de un sistema eléctrico no son constantes sino que sufren permanentes variaciones a lo largo del día. Estas variaciones hacen que se produzca las llamadas **horas pico** o de máxima demanda y **horas valle** donde la demanda del sistema se reduce al mínimo. Evidentemente, para que el sistema pueda cumplir las exigencias impuestas, deberá estar dimensionado para cubrir las demandas máximas más una capacidad de reserva para eventualidades. Esto a su vez genera que durante las **horas valle** exista una capacidad ociosa subutilizada.

Los sistemas se diseñan además para que haya plantas que actúan en base que se van incorporando a medida que el sistema lo demanda y finalmente entran en

servicio las plantas que funcionan en pico, que generalmente son plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles.

En países donde existe un mercado eléctrico, la energía que se genera en horas pico tiene un valor diferencial bastante elevado. En cualquier caso, como quiera que se utilizan combustibles fósiles, el costo de generación es también muy elevado en comparación con fuentes alternas.

El concepto detrás de los sistemas de rebombeo consiste en utilizar las *horas valle* de mínima demanda y bajo costo de generación para bombear agua hacia un embalse o almacenamiento superior desde una fuente inferior para luego utilizarla en la generación de una planta hidroeléctrica ubicada en la parte inferior.

De esta manera se reduce el costo de generación en punta, se disminuyen las perdidas por transmisión, se garantiza la estabilidad del sistema y se reduce el efecto del calentamiento global por emisiones de CO₂.

En la mayoría de estos sistemas se utilizan equipos reversibles que pueden actuar tanto como turbinas generadoras como bombas para el impulso del agua al embalse superior

El Gráfico No.8 muestra un esquema típico de un sistema de generación por rebombeo.

(FUENTE: <http://www.economista.es/>)

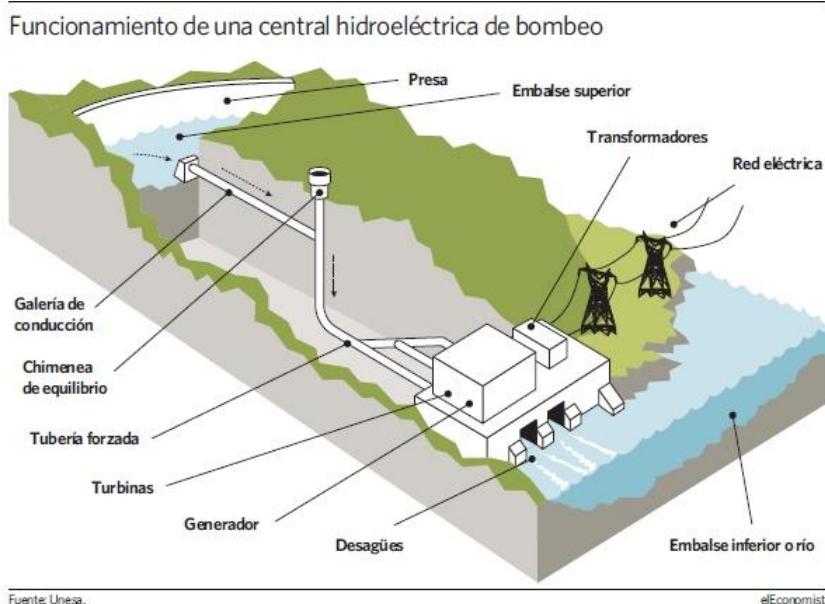


Gráfico No.8. Esquema de un sistema de generación por rebombeo

Sistema de Generación Hidroeléctrica por Rebombeo en el Lago de Valencia

En la cuenca del Lago de Valencia, en el sector norte de la cordillera, entre Maracay y Valencia, próximo a Mariara se ha identificado un sitio de pequeña presa que puede actuar como embalse superior para un sistema de generación hidroeléctrica.

El Grafico No. 9 muestra, una curva típica de generación del sistema del Bajo Caroni donde se ha descontado la energía que consumen las industrias básicas ubicadas en Guayana. Esta curva representa el comportamiento semanal del sistema y de donde se deduce como la potencia diaria fluctúa entre 8200 y 13000 MW.

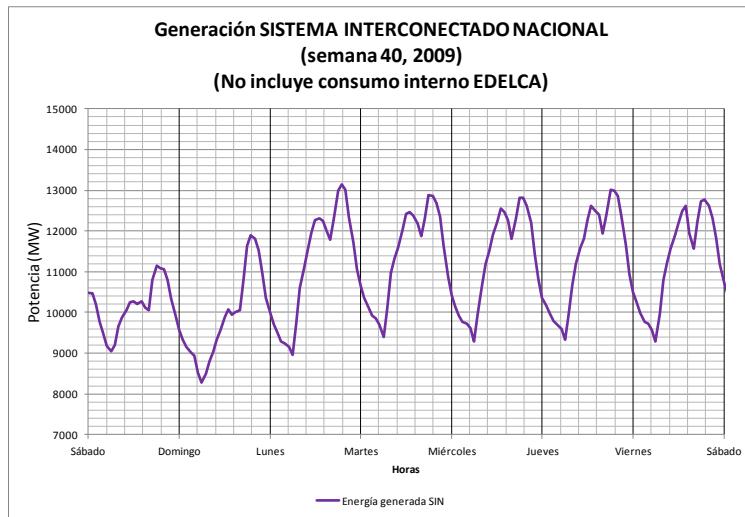


Grafico No. 9. Variación horaria semanal de la generación del SIN

El sistema de rebombeo propuesto hace uso de las horas de mínima demanda para utilizar la potencia ociosa para el bombeo al embalse superior. El agua almacenada allí, luego es turbinada a las horas de máxima demanda de potencia, reduciéndose de esa manera la potencia que es necesario transmitir desde Guri a la región Central, la cual cuenta con pocas fuentes propias de generación, siendo necesaria la importación de la mayor parte de la potencia y energía necesaria

El sistema así concebido, bombea al embalse superior durante 8 horas diarias, mientras que la generación en punta se realiza durante 4 horas al día entre las 6 y 10 PM., tal como se muestra en el Grafico No.10 de operación semanal.

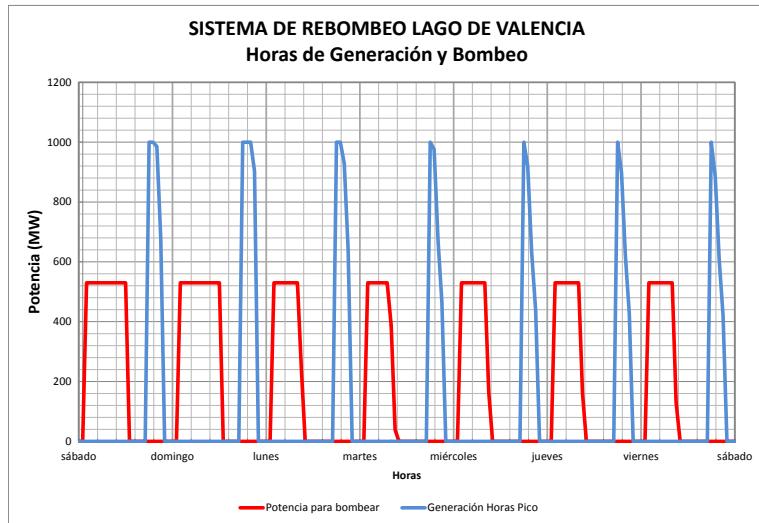


Grafico No.10. Horas de Generación y Bombeo

El sistema propuesto consta de un embalse superior de 3 Millones de M3 de capacidad, vistas las condiciones topográficas y geológicas del sitio la presa podría ser de Concreto Compactado (RCC) con la cota de la cresta a 1011 msnm. Se dispone así de una carga bruta de unos 600 m considerando una cota de estabilización del Lago en 408,50 según los términos del Decreto que reguló ese proceso. Se construirá además una estructura de toma que se conectaría con el túnel de presión, que descarga a través de cuatro turbinas Pelton ,dadas las condiciones impuestas de caudal y carga bruta. Se tendrán cuatro turbinas de 250 MW cada una. Desde la casa de maquinas se inicia el túnel de descarga, sin presión, que regresa el agua nuevamente al Lago. En condiciones de bombeo, el sistema opera en condiciones inversas. El agua fluye por gravedad desde la toma en el Lago hacia la estación de bombeo en la misma casa de maquinas y desde allí por el mismo túnel a presión retorna al embalse de almacenamiento superior.

La Tabla No.9 muestra las características hidráulicas básicas y los elementos de potencia y energía de generación y bombeo.

Cota operación Lago de Valencia	408.5	msnm
Nivel normal embalse superior	1009.5	msnm
Nivel de restitución	419.8	msnm
Carga Bruta	589.7	m

Potencia Media Generación	1000	MW
Energía Media	1460	MWh
Potencia Instalada	1000	MW
Número Unidades	4 x 250	n x MW
Potencia Media Bombeo	529.8	MW
Energía Media	1934.0	MWh
Potencia Instalada	529.8	MWh
Número Unidades	4 x 132.45	n x MW

Tabla No.9 Características hidráulicas básicas, elementos de potencia , energía de generación y bombeo.

El Grafico No.11 muestra una isometría esquemática de las obras.

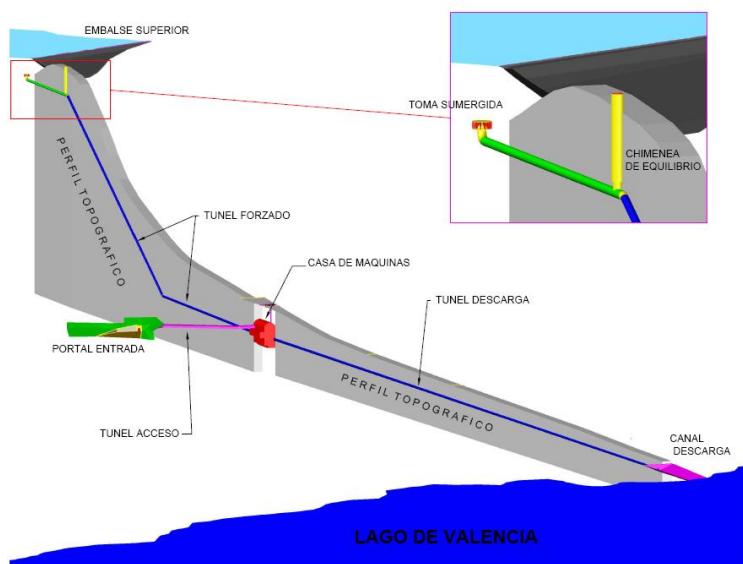


Grafico No.11. Isometría de las obras

Sistema Petaquire-Agua Fría

Estos son dos embalses construidos, Petaquire en 1929 y Agua Fría en 1949, en el sector al oeste de Caracas. El de Petaquire al sur de Carayaca y el otro al sur de este a al otro lado de la fila que hace de parte aguas entre ambas vertientes.

Mediante la utilización de estos embalses se podrían generar o estudiar varias alternativas de generación por rebombeo. La primera de ella es mediante la utilización del embalse de Petaquire y la construcción de un estanque superior de almacenamiento de 300000 m³ de capacidad. Este almacenamiento se descargaría luego durante cuatro horas a las horas de máxima demanda, presumiblemente entre 6 y 10 PM. El estanque superior estaría ubicado en las proximidades de la carretera El Junquito-Colonia Tovar. La casa de maquinas con las turbinas y los equipos de bombeo estarán ubicadas en la

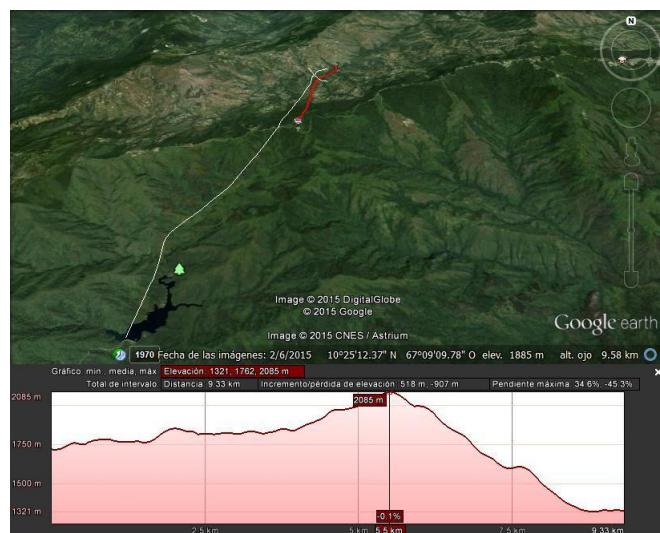
cola del embalse. Se crea así una carga bruta de 750 m que con un caudal de 20,8 m³/seg. Se puede instalar una potencia de 124,8 MW. La longitud de la tuberías forzadas sería de aproximadamente 4,0 Km.

De la misma manera, en el embalse Agua Fría. Se construiría un almacenamiento superior de 300000 m³, a la cota aproximada de 2080 msnm, con lo cual se establece una carga bruta de 360 m que un caudal de 20,8 m³/seg se tiene una potencia próxima a 60 MW. Esta planta operaría durante cuatro horas a las horas de máxima demanda, presumiblemente entre 6 y 10 PM, dependiendo de la curva de demanda. La longitud de la tuberías forzadas sería de aproximadamente 5,5 Km. El estanque superior estaría ubicado en las proximidades de la carretera El Junquito-Colonia Tovar.

Existe una tercera alternativa que consiste en la utilización de ambos embalses. El embalse de Agua Fría actuaría como embalse superior y el embalse Petaquira actuaría como embalse inferior. Se tendría de esta manera una carga bruta de 390 m La conexión entre ambos embalses sería mediante un túnel de 3,0 m de diámetro y una longitud de 9,33 Km. De esta manera se tendría una potencia instalada de 110 MW con un caudal de 35,3 m³/seg.

Estas tres alternativas requieren de la utilización de energía proveniente de la red, independientemente de cual sea la fuente de generación. A lo largo de este sector de la carretera El Junkito-Colonia Tovar se evidencia una gran velocidad de viento. El parte aguas se encuentra a la cota 2080 msnm y se establece un amplio gradiente térmico entre este nivel y el nivel del mar de donde proviene el viento. De confirmarse esta hipótesis y luego de mediciones detalladas, sería posible una integración de energías renovables y donde la energía necesaria para el bombeo provenga de la energía eólica.

El Mapa No.5 muestra el perfil y planta de las líneas entre los embalses y la Tabla No. 9 muestra los valores representativos para el cálculo de las potencias instaladas.



Mapa No.5. Planta y perfil del desarrollo

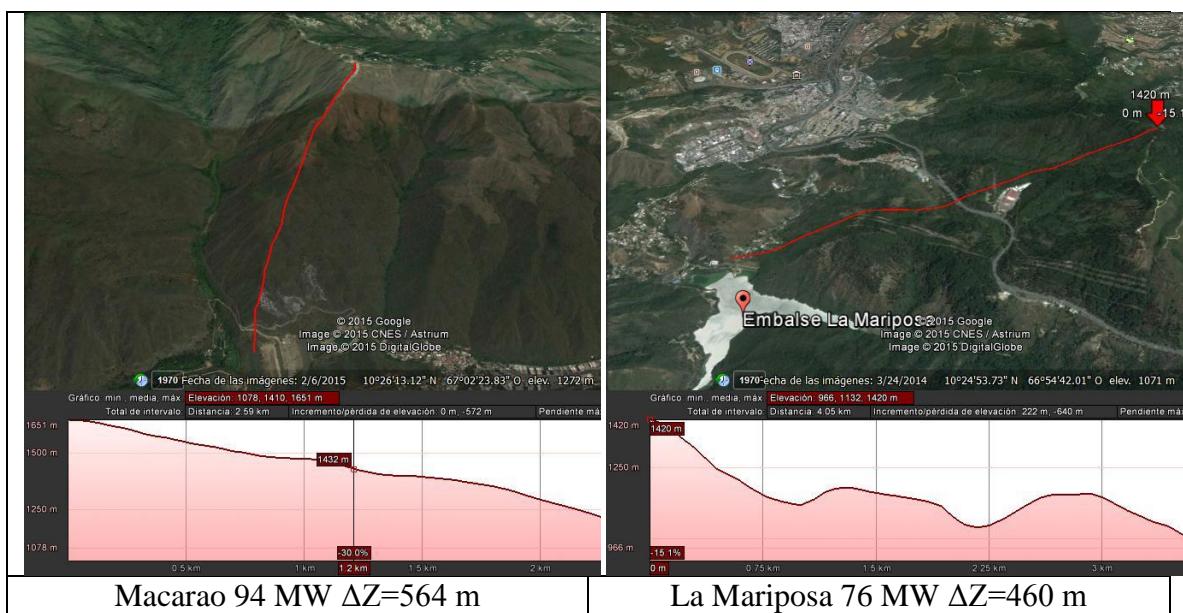
OPCION		PETAQUIRE	AGUA FRIA	PETAQUIRE+ AGUA FRIA
COTA SUPERIOR	msnm	2080	2080	1720
COTA INFERIOR	msnm	1330	1720	1330
CARGA BRUTA	m	750	360	390
CAUDAL	m ³ /seg	20,8	20,8	35,3
POTENCIA	MW	124,8	59,9	110,1

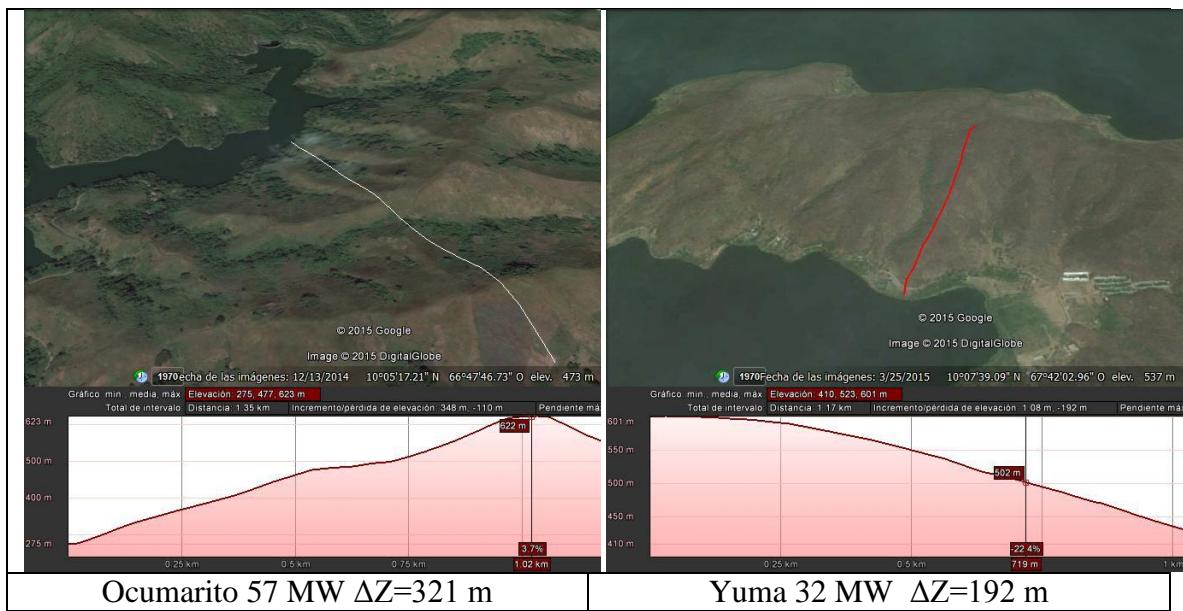
Tabla No. 9. Características básicas de las alternativas

Otros Sitios con Potencial Rebombeo

Para los efectos de este Foro, se hizo un inventario rápido de algunos sitios adicionales con potencial de rebombeo. Se identificaron tres sitios en las inmediaciones de Caracas como son los embalses Macarao, La Mariposa y Ocumaro y otro sitio en la península de Yuma en el sureste del Lago de Valencia.

. El Plano No.6 muestra la ubicación y el perfil de las conducciones y su potencia instalada ademas de la carga bruta del proyecto..





Plano No. 6. Ubicación y perfil de sitios potenciales

Integración de Energías Renovables.

Concepto de integración y almacenamiento de energía eléctrica

El uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad y los incrementos de temperaturas a nivel mundial producto de las emisiones de CO₂ a la atmósfera han inducido en mayor grado a la utilización de energías renovables alternativas que permitan mantener las concentraciones de CO₂ por debajo de un nivel que permita estabilizar el incremento del calentamiento global en límites tolerables. En este sentido, cada vez se utiliza con mayor intensidad la generación de electricidad mediante el uso de energía solar y eólica.

Se ha logrado una gran eficiencia en la transformación de estas energías en la producción de electricidad y a su vez se ha logrado reducir los costos de generación a valores competitivos con otras fuentes tradicionales de origen fósil; sin embargo estas energías requieren de algún tipo de almacenamiento para obtener un óptimo uso. La energía solar solo se produce en presencia, obviamente del sol lo cual no necesariamente coincide con la curva de demanda de un sistema y la energía eólica presenta marcada aleatoriedad por lo cual es necesario almacenarla para cubrir esas variaciones y que pueda ser utilizada en el momento oportuno.

Hasta ahora la forma óptima de almacenar este tipo de energías es mediante el uso de embalses donde más tarde se pueda generar la electricidad en el momento que el sistema lo demanda. Se mencionó anteriormente como operan los sistemas tradicionales por rebombeo donde se utiliza la energía barata durante las horas valle para el bombeo a los embalses superiores donde se almacena para luego generar a las horas de máxima demanda. En este caso se produce la integración de las energías de la misma manera pero haciendo uso de la energía eólica o solar para el bombeo del agua hacia los embalses superiores.

Integración de energías renovables en la Isla de Margarita.

La Isla de Margarita posee uno de los mayores potenciales de energía eólica en el país, especialmente en su flanco Este con cara hacia el océano abierto de donde proviene mayormente el viento.

La Isla posee varias fuentes de energía para la generación de electricidad. En primer lugar tiene dos plantas termoeléctrica que utilizan combustible líquido de origen fósil para la generación y / o gas a través de un gasoducto desde tierra firme, pero no siempre está disponible en el volumen necesario. Recientemente se hizo una ampliación del cable submarino con lo cual se elevó la potencia disponible por esta vía hasta 80 MW, con lo cual se dispone de una potencia instalada conjunta superior a 350 MW.

En la ciudad de la Asunción existe un embalse con 3,0 millones de m³ de capacidad útil. El concepto del proyecto de integración de energías renovables consiste en la utilización de la energía eólica en las horas de mayor velocidad del viento, para el bombeo desde este embalse hasta la parte superior del Cerro Copey que se encuentra en la parte posterior, al Oeste de la ciudad. Durante las horas pico, se generaría energía hidroeléctrica mediante una planta ubicada en la cota del embalse. Una vez culminado el proceso de bombeo hacia la parte superior, durante el resto de las horas, aunque a menor velocidad de viento, se dispondría de una energía eólica adicional que se incorporaría a la red.

El embalse de La Asunción se encuentra a la cota 80 msnm, mientras que el embalse superior estaría a la cota 829 msnm, se obtendría así una carga bruta de unos 750 m, con lo cual se podría disponer de una potencia de 132, 5 MW que entrarían a la red, reduciéndose de esta manera la generación térmica de mayor costo y emisor de CO₂ a la atmósfera. Se tendrán dos turbinas Pelton con su respectivo sistema de bombeo o se podría considerar el uso de turbinas reversibles si ya existieran en el mercado para el momento de su construcción.

Solo se dispone de data de velocidad de viento en la Estación Porlamar, ubicada a la cota 30 y medida a 10 m de altura. La velocidad media es de 6.22 mps. Se dispone también de una curva promedio de la variación horaria de la velocidad a lo largo del día. Es necesario hacer una adaptación de esta velocidad a las condiciones específicas donde estarían las turbinas eólicas. En primer lugar, dadas las dificultades de acceso y de lo limitado de las vías de acceso s, se ha limitado el tamaño de las turbinas a 80 m, con lo cual la velocidad se calculará a esa altura mediante una transformación matemática y en segundo lugar, es necesario transformar la velocidad para adaptarla a las condiciones topográficas del sitio, a cotas superiores a los 500 m. El Gráfico No.12 muestra la curva de variación de la velocidad del viento medida y la adaptada para el cálculo de la energía.

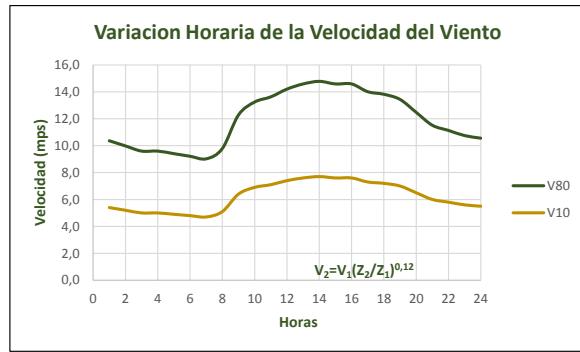


Grafico No.12. Variación horaria de la velocidad de viento

Dadas las características de la velocidad de viento y las restricciones impuestas por el transporte, se han seleccionado turbinas de 80 m de pala y potencia máxima de 3,5 MW, las cuales se encuentran fácilmente en el mercado. Se requieren en total 14 turbinas eólicas.

El Mapa No.7 muestra la ubicación espacial de las obras. Y el Grafico No.13 muestra esquemáticamente la conectividad entre los diversos componentes del sistema ideado.



Mapa No.7 la ubicación espacial de las obras
Grafico No.13. Esquema e conectividad de los componentes

Este Grafico No.14 muestra la variación de la utilización de los diferentes tipos de energías a lo largo del día. Se observa cómo se logra reducir la potencia de las plantas termoeléctricas en 93 MW, al igual que la cantidad de energía generada. La energía eólica entre las 9 y las 18 horas se utiliza solo para bombear al embalse superior, mientras que el resto de las 14 horas se emplea para generar y suplir a la red. La energía hidroeléctrica se utiliza en el lapso de 12 horas que transcurre entre las 19 y 6 de la mañana.

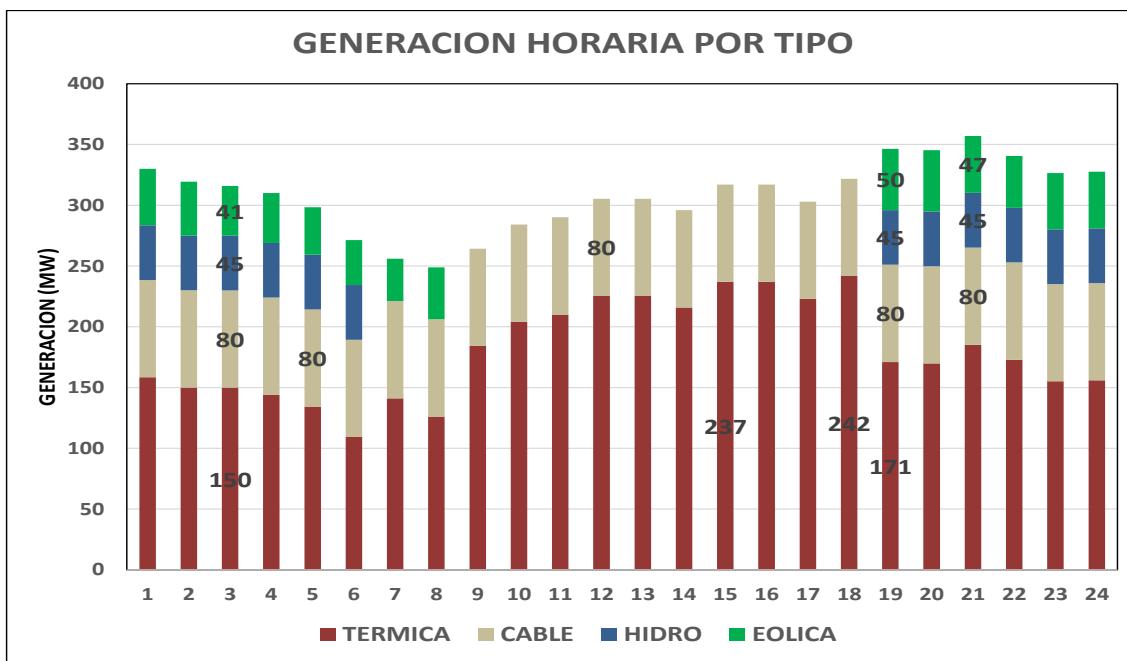


Grafico No.14. Utilización horaria de los diferentes tipos de energías

Conclusiones

- Venezuela posee un gran potencial hidroeléctrico, aun subutilizado. (Solo 31%)
- Existe un potencial oculto que requiere soluciones novedosas y apropiadas para satisfacer la demanda de los centros de consumo.
- La hidroelectricidad es un elemento del desarrollo sostenible.
- Permite la reducción de las emisiones de CO₂, responsable del cambio climático.
- Permite la integración de energías renovables.
- Permite el ahorro de combustibles de origen fósil y su disponibilidad para exportación.
- Uso no consumutivo del agua.
- Preserva la calidad del agua.

Recomendación final.

El sistema eléctrico nacional se encuentra en condición precaria de operatividad, siendo necesario restablecer los niveles de confiabilidad del servicio a valores equivalentes a las normas internacionales. Dentro de un programa de mejoramiento del servicio y de expansión del sistema para cubrir el crecimiento de la demanda es necesario implementar políticas tendentes a la preservación del medio ambiente, a reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera y a la preservación de los combustibles de origen fósil del país. En este sentido la recuperación de las centrales hidroeléctricas actuales, la aceleración de la construcción y puesta en servicio de esas plantas debe ser de primera prioridad. Igualmente para satisfacer la expansión de las demanda se debe dar prioridad a los proyectos de generación hidroeléctrica. Finalmente queremos repetir una vez más, el criterio fundamental que debe prevalecer en la expansión del sistema interconectado:

“Tanta hidroelectricidad como pueda y tanta termoelectricidad como haga falta.”

JAGM. Junio 2015