

GENERACION HIDROELECTRICA Y TERMOELECTRICA EN VENEZUELA:

La Necesidad de un Balance Deseable.

César Quintini Rosales

Comentario de Entrada

La búsqueda de una relación óptima entre la la generación hidroeléctrica y la térmica ha sido cuestión de largas polémicas, que arrancan desde el instante en que las máquinas eléctricas comenzaron a utilizarse para el suministro de energía, la situación se complica todavía más, porque ahora no sólo las corrientes de agua y los combustibles son actores principales, también entran en juego como serios competidores, la energía solar, la eólica y también la nuclear, sin contar otras que están presentes en menor escala.

En Venezuela el tema adquirió dimensión nacional a principios de la década de 1960, cuando habiéndose construido exitosamente la primera planta para el aprovechamiento del potencial del Caroní (Central Macagua I), se decidió continuar con la construcción del embalse y la Casa de Máquinas de Guri. Para tal efecto era necesario unificar la frecuencia, cuando entonces había sistemas operando a 50 y 60 Hertz y no estaban interconectados. Era pues necesario que además de unificar la frecuencia a 60 Hz, construir una línea de interconexión de 230 Kv, que permitiera la operación sincronizada de los sistemas de Guayana, Norte de Anzoátegui, Caracas y la Región Central.

La alternativa era continuar el desarrollo con los sistemas aislados con sus respectivas frecuencias y atender los crecimientos de la demanda con plantas térmicas a base de gas natural que, en aquella época, era suficiente para atender las necesidades de las plantas.

Las opiniones estaban divididas y las evaluaciones que presentaba cada grupo resaltaban la validez de las respectivas propuestas. Ante tal escenario la Corporación Venezolana de Fomento, de la que entonces dependían los sistemas eléctricos propiedad del Estado, decidió designar una comisión para obtener una tercera opinión. Dicha comisión estaba integrada por los ingenieros Gustavo Pérez Guerra, Armando Vegas, el también arquitecto Tomas José Sanabria y el autor de esta nota. La presencia de un ingeniero de poca experiencia en aquel grupo, fue debido a que los ingenieros electricistas eran poco numerosos entonces y prácticamente todos los que residían en Caracas, ya se habían ubicado en una u otra de las opciones posibles.

Partiendo de la premisa que procuraba minimizar las inversiones fijas, el primer análisis realizado sugería la conveniencia de optar por continuar con las condiciones existentes: Seguir operando con frecuencias diferentes y ampliar la generación térmica a base de gas natural. Antes de presentar la Comisión formalmente su opinión, se sostuvo una reunión con el entonces Teniente Coronel Rafael Alfonso Ravard, quien hizo énfasis en el hecho de que la energía hidráulica era una fuente renovable y limpia, además que los hidrocarburos empleados para la termogeneración, podrían ser destinados a otros usos, con los consecuentes beneficios financieros.

Por cuanto la situación bajo análisis se encontraba en su ‘punto de indiferencia’, solo fue necesario modificar algunas premisas menores para obtener resultados que avalaran la recomendación de estimular el desarrollo hidroeléctrico, con la unificación de frecuencias a 60 Hz (entonces 60 ciclos) y la construcción de una línea de transmisión con voltaje y capacidad adecuada para la operación interconectada.



La línea de 230 kV doble terna y 588 km de longitud, Macagua / Santa Teresa, fue la primera de su tipo instalada en el país y fue punto de partida de la red troncal nacional de Venezuela con voltajes hasta de 765 kV, que es el voltaje mas alto en uso comercial a nivel mundial, en unos pocos países.

Se ha querido comenzar con referencia a aquella experiencia venezolana, con el propósito de resaltar el hecho de que no hay respuestas únicas, que el balance hidro/térmico es una relación dinámica que evoluciona en función de la demanda, así como también de la disponibilidad de energías primarias, de la evolución de la tecnología y de los recursos financieros que puedan destinarse al desarrollo de los sistemas de suministro eléctrico. A tal efecto planteamos las siguientes consideraciones.

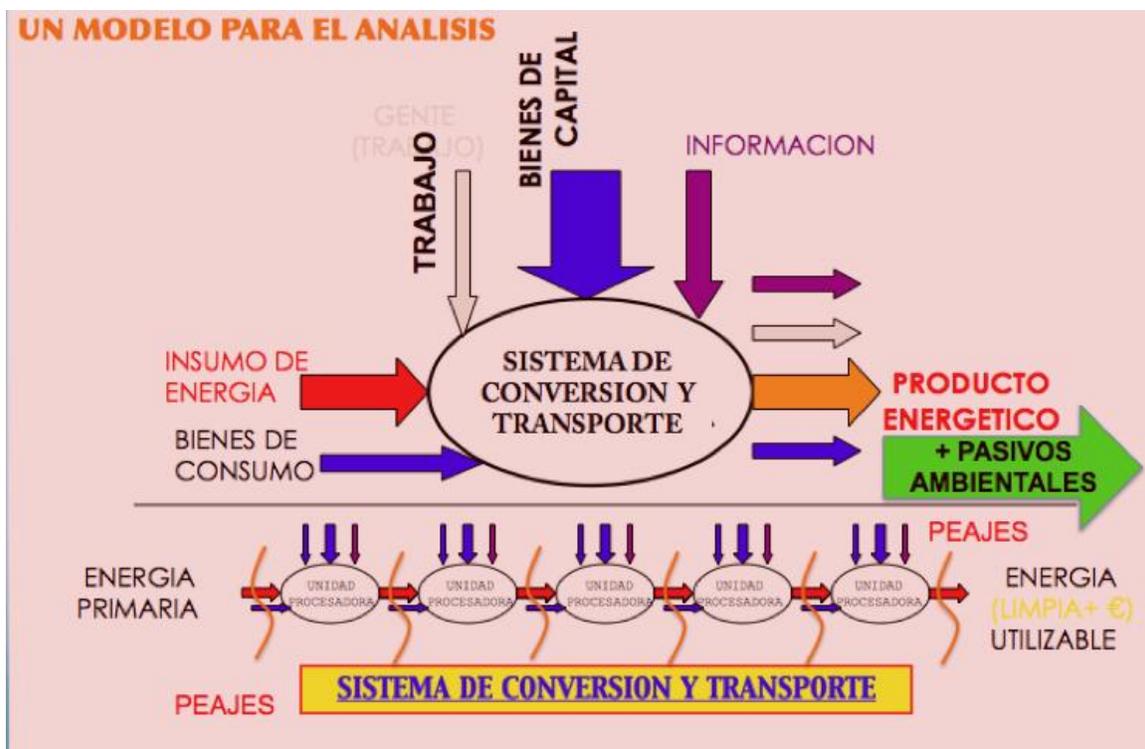
Consideraciones Básicas

Todo proceso de transformación requiere de cuatro componentes básicos y de un sistema que los haga interactuar y los transforme en el tipo de componente o efecto deseado. Los cuatro componentes son conjuntos de elementos agrupados en las siguientes categorías: Bienes, Trabajo, Información y Energía. Siendo los bienes toda clase de materiales, objetos o sustancias en su estado natural, entendiendo por trabajo exclusivamente el esfuerzo físico o intelectual de los humanos y no una forma de energía mecánica, siendo la información toda clase de conocimiento, sea tecnológico, científico, social, legal o de cualquier otro tipo. Nótese que los procesos de transformación simples requerirán de sistemas también simples, mientras que los procesos de transformación complejos

requerirán de sistemas complejos o de un macrosistema compuesto por un conjunto de sistemas, ocasionalmente también muy complejos, debidamente coordinados.

Un par de ejemplos para ilustrar el concepto: La producción de leña, una forma de energía primaria muy rudimentaria, requiere de un sistema muy simple. Los bienes, uno o varios árboles, un hacha, un ser humano con ciertas destrezas (información) y la energía que es parte integral de los bienes de insumo. La madera, originalmente parte de un árbol es convertida en leña de la cual puede obtenerse energía térmica de manera controlable.

Un maestro que posee información para enseñar a leer, requiere un espacio físico, un pizarron con marcadores o tiza, energía lumínica natural o artificial, un aprendiz o alumno (humano, objeto de la transformación). En este caso el aprendiz analfabeta es transformado por el sistema en lector.



Un sistema de suministro eléctrico obviamente resulta más complejo, razón por la cual lo recomendable es subdividirlo en varios subsistemas. Véase primero uno hidroeléctrico. Aquí la energía está en la corriente de agua y un primer sistema para aprovecharla es el **Sistema de Captación** cuyo componente principal es el dique que interrumpe el flujo natural del río y lo conduce a la casa de máquinas, pero además incluye compuertas, válvulas, tuberías, medidores de diverso tipo (nivel, caudal). Un segundo es el **Sistema de Transformación Energética** conformado por el turbogenerador, cuyo primer componente, la turbina, toma la energía – ahora cinética – del agua y la transforma en energía mecánica, energía que es transmitida por el eje común al generador que la convierte en electricidad, la cual es elevada a un voltaje de nivel de transmisión por un tercer elemento que es el transformador. Debe resaltarse el hecho de que los sistemas

hasta ahora mencionados, tienen infinidad de sistemas menores de medición, protección, alarma, registro y muchos más. Elevada la energía ahora eléctrica a niveles de transmisión, va a la subestación y de allí por las líneas de transmisión que la conducirán a los centros de carga de las subestaciones de transmisión, elementos que constituyen el **Sistema de Transmisión**. De las subestaciones de transmisión salen a su vez las líneas de subtransmisión que conducen la energía hasta las subestaciones de distribución donde es transformada a alto voltaje de distribución y de allí va por cable o líneas aéreas, hasta los transformadores de distribución cercanos a los usuarios, que bajan el voltaje a niveles típicos de útiles y artefactos de uso doméstico comercial o industrial. Este último eslabón es entonces el **Sistema de Distribución**.

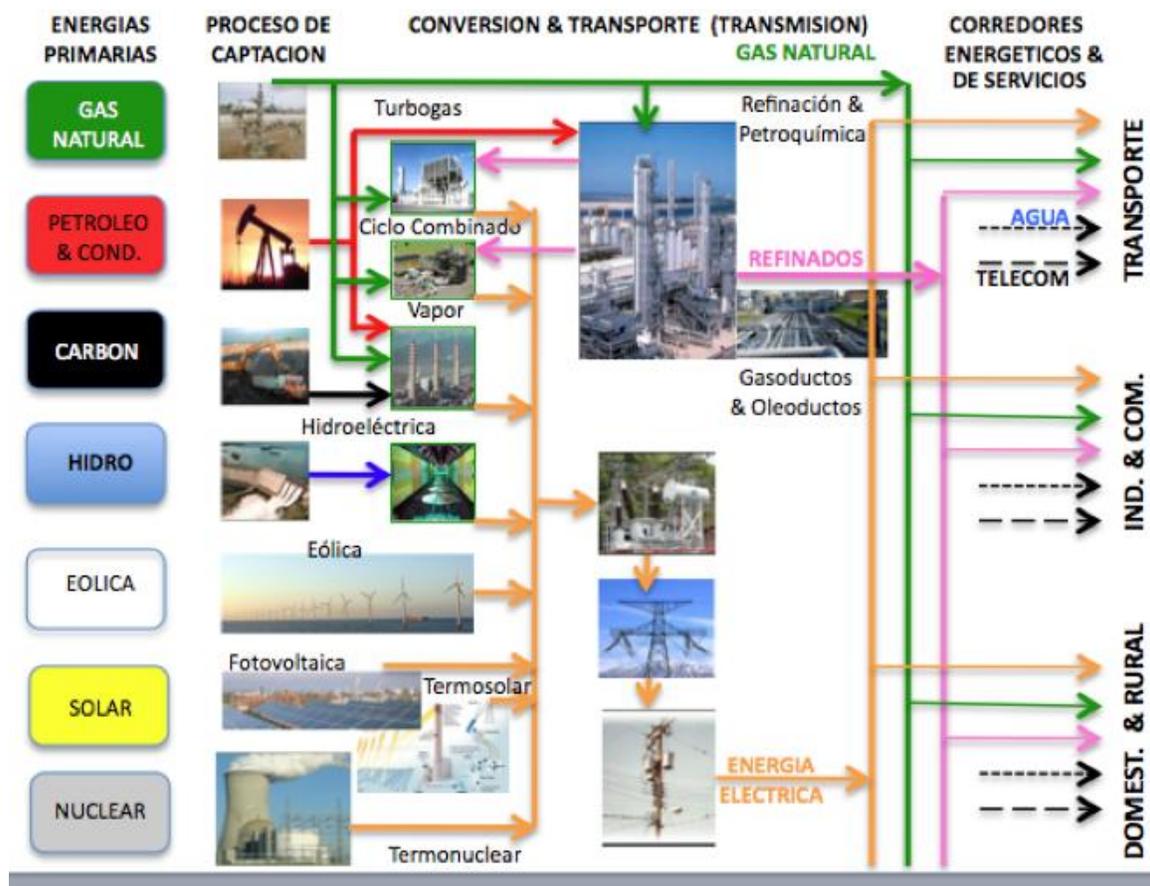
Otro ejemplo, esta vez para un sistema alimentado desde una planta que utiliza fueloil o gasoil, requiere en primera instancia un **Sistema de Captación** que extraerá el petróleo de un yacimiento y lo acondicionará separándolo del agua y del gas que tiene asociados y movilizándolo con bombas y válvulas hasta hacerlo llegar al terminal de un oleoducto, parte del **Sistema de Transporte (I)** encargado de conducir el crudo hasta una refinería donde funciona el **Sistema de Refinación (Conversión I)** donde se producen diversos combustibles de características que respondan a las necesidades de los usuarios, en este caso gasoil y fueloil.

Si la planta eléctrica está construida cercana a la refinería bastará con una simple tubería para conducir el combustible, el **Sistema de Transporte (II)**. No obstante, en la mayoría de los casos las plantas eléctricas están situadas lejos de las refinerías, en cuyo caso el sistema de transporte requerido puede resultar muy costoso; como sucede con la Planta Eléctrica de La Fría en el Estado Táchira, la cual usa en sus turbinas gasoil producido en Paraguaná con petróleo de la cuenca del Lago llevado en oleoducto a la refinería. El gasoil es transportado en tanquero hasta Bajo Grande, al Sur de Maracaibo. Desde dicho centro de distribución el combustible es bombeado por el primer tramo sublacustre del poliducto SUMANDES, hasta una segunda estación de almacenaje y bombeo en San Lorenzo, de donde se inyecta en el segundo tramo del poliducto que lo transporta hasta El Vigía. Desde El Vigía el gasoil es transportado en gandolas hasta la planta eléctrica. Al momento de escribir esta nota no se dispone de información relativa al pago por el transporte hasta la planta, que es por cuenta del cliente, pero es probable que sea mayor que el precio que factura PDVSA a CORPOELEC. Si al costo de oportunidad del gasoil FOB Punto Fijo, se le suman los costos reales de transporte y manejo del combustible, seguramente que el costo real del kilovatio-hora producido en La Fría, resultaría mucho más costoso que el que tendría el producido en las plantas del Desarrollo Uribante-Caparo, no obstante se ha demorado la entrada en plena capacidad de la Planta de La Vueltoza que debiera estar generando 514MW al menos desde 2004 y se habría actuado diligentemente para poner en marcha la tercera planta del sistema, en La Colorada. Aún cuando el sistema energético es uno solo, sus diferentes componentes están bajo distintas administraciones y con frecuencia los costos de transferencia de un subsistema al otro están distorsionados, incluso bajo el fundamento, carente de certeza, que la energía subsidiada es un incentivo al desarrollo. Es verdad que sin energía no es posible el desarrollo, pero la energía sin los medios necesarios para aprovecharla productivamente, no puede sola impulsar el desarrollo. Volviendo al diagrama original, es evidente que el

costo de la energía, en este caso de la energía eléctrica, será igual al costo de todos los insumos consumidos para entregarla, pero hay un factor que ha sido ignorado durante largo tiempo al calcular el costo del suministro de energía: El Impacto Ambiental. Conjuntamente con la energía que se entrega al usuario, hay un conjunto de subproductos que la acompañan, algunos tienen un cierto valor aprovechable, pero hay otros que para neutralizar el daño ambiental que generan, requieren de muy cuantiosas inversiones, que sin duda deben imputarse a la energía entregada. **Es fundamental que en la evaluación de proyectos energéticos se tomen en cuenta estos factores.**

El diagrama que se incluye a continuación es una versión ilustrada de un conjunto de sistemas de suministro de energía que, a partir de las fuentes de energía primaria disponibles, son capaces de entregar energía a los usuarios donde, cuando y en la forma en que la necesiten.

Puede observarse en el diagrama que la energía eléctrica puede generarse a partir de todas las fuentes de energía primaria disponibles.



No muestra el diagrama que también es posible, usando motores de combustión interna, producir energía eléctrica a partir de crudos no refinados y de Orimulsión, circunstancia

que ha sido demostrada por varios fabricantes de esos equipos y a la que nos referiremos de nuevo más adelante.

Es evidente que cada vez que ocurre un incremento de la demanda y en función de las diversas fuentes de energía primaria disponibles, es posible atender dicho incremento a partir de diferentes fuentes y siguiendo diferentes rutas, lo lógico será escoger la fuente y la ruta que resulten menos costosas. **Son muy importantes los criterios que se utilicen para determinar los costos.**

En el estado actual de la tecnología, debido al alto costo de las baterías, el volumen que ocupan y el peso que agregan, en la actualidad el automóvil eléctrico continúa siendo más costoso que el automóvil convencional.

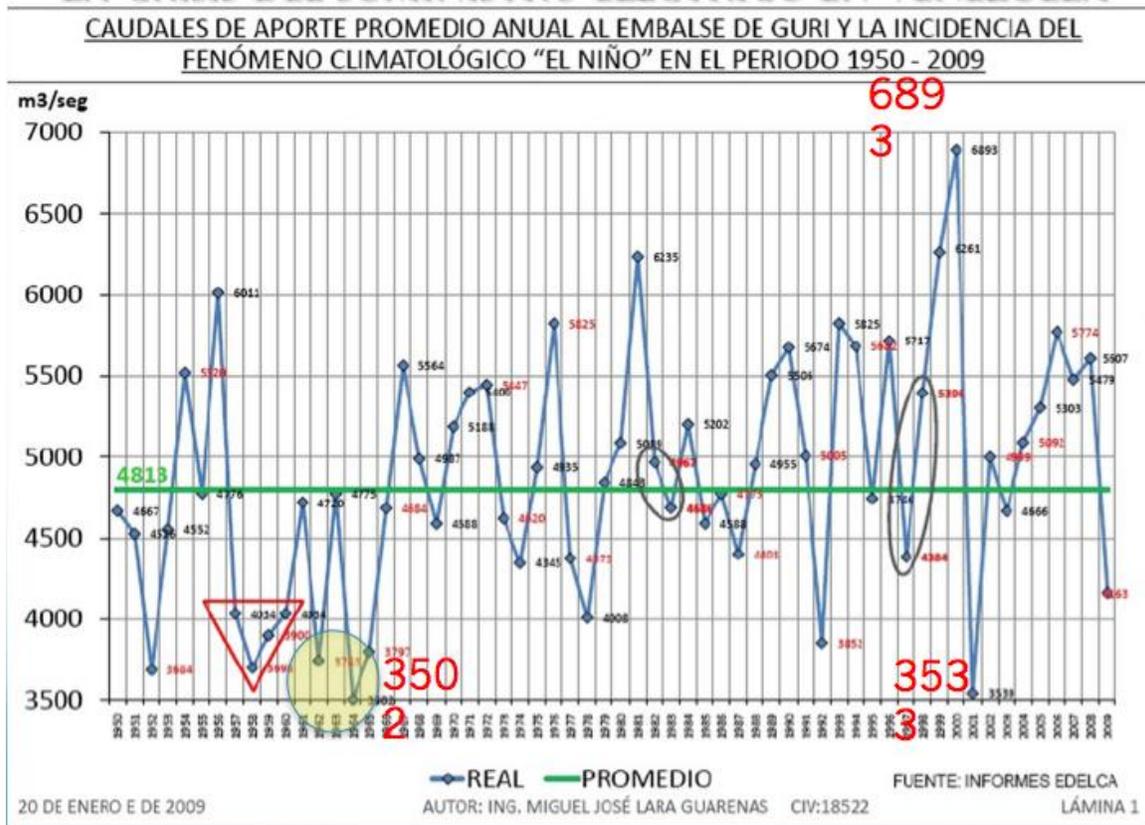
Obsérvese que al incrementarse la demanda, también hay un incremento proporcional en las pérdidas en los procesos de conversión y transporte en su estado y destino final de entrega. Dicho incremento adicional debe contarse para calcular la magnitud bruta de la energía primaria que se consumirá y también para tomar las previsiones del caso al calcular la energía de reserva de entrega inmediata, generalmente referida como ‘reserva rodante’, que es la capacidad de incrementar de inmediato la potencia en operación, a objeto de compensar por la pérdida de algún equipo de generación o de transmisión que salga de servicio de manera imprevista.

Es posible que en virtud las variaciones que inevitablemente existen entre las predicciones y las realidades, tanto en la magnitud del consumo, como en la disponibilidad y costo de las energías primarias que en un momento determinado resulten ser una fuente de energía primaria y un tipo de conversión, los de mayor conveniencia, lo que no implica que sea esa permanentemente la mejor respuesta. Es bien sabido que los proyectos hidroeléctricos son de larga ejecución, por lo que no es infrecuente que haya necesidad de recurrir en algunas ocasiones a la adquisición de equipos termoeléctricos, que tienen tiempos de entrega relativamente menores. También los equipos usados de este tipo son generalmente de mas fácil adaptación. No obstante una planificación operativa de buena calidad, complementada con una correcta y oportuna ejecución de las nuevas instalaciones, puede minimizar el efecto de las incertidumbres.

Los caprichos del río

Durante los últimos años, o más precisamente durante los últimos doce años, el comportamiento del Río Caroní ha sido motivo de múltiples comentarios y polémicas en cuanto al efecto de su comportamiento sobre la confiabilidad de suministro eléctrico. En un gráfico elaborado por el ingeniero Miguel J. Lara G., que reproducimos mas adelante, puede observarse el comportamiento del río entre 1950 y 2009. Puede observarse que el el río periódica, pero no regularmente, oscila entre años secos y años de alto caudal, que en ocasiones, durante diez años consecutivos, sus caudales anuales estuvieron por debajo del caudal promedio anual del período registrado. Afortunadamente esos años de máxima sequía ocurrieron antes de que entrara en operación la generación de Guri y precisamente fue en el año 1964, el 19 de marzo, cuando ocurrió el menor caudal del período

registrado, coincidiendo con el cierre del río, necesario para comenzar la construcción de la primera etapa de la presa.



Puede observarse también en la gráfica del ingeniero Lara, que luego de ocurrir el máximo aporte promedio anual en 2002 con 6893 m³/s (metros cúbicos por segundo), ocurrió el año más seco (2003) desde que existe el embalse de Guri, con un promedio de 3533 m³/s.

Sin duda que el nivel del embalse depende tanto de los aportes del río, como de la intensidad como se turbiné el agua y lógicamente, a medida que transcurre el tiempo y aumenta el consumo en el Sistema Eléctrico, también aumentará la generación y por ende el volumen turbinado y el descenso de la cota del embalse. Así pues que la cota más baja del embalse fue de 244,55 msnm, registrado el 10 de mayo de 2013.

El descenso de la cota tiene varios efectos, el primero de ellos es que el desnivel reduce la altura efectiva de la caída del agua, reduciendo así la proporción de energía que entrega cada metro cúbico de agua al pasar por la turbina, en segundo lugar disminuye el área efectiva del embalse que se comporta como un cono irregular, por lo que hace que descienda el nivel más rápido por la misma cantidad de agua entregada y lo que más se teme, es que el nivel pudiera llegar por debajo de la altura de la toma de agua de las turbinas, lo que impediría su operación, situación que no ha llegado a ocurrir.

Las renovables de moda

El aprovechamiento de la energía solar, la eólica y la hidráulica es una práctica muy antigua, siendo la solar probablemente la primera en utilizarse, no para producir energía mecánica, sino para aprovechar su energía térmica para neutralizar el frío, para preparar los alimentos y para secar.

Es posible que las primeras aplicaciones de la energía eólica fueran para impulsar embarcaciones, sustituyendo la energía mecánica de los remeros, también es probable que haya sido la energía hidráulica la primera empleada para producir energía mecánica rotativa y también de las primeras empleadas para impulsar un generador de electricidad. No es el propósito de esta nota proporcionar fechas exactas de los eventos¹, pero ya en el Siglo XIX se construyeron aerogeneradores de diversos tamaños, en especial para suministrar electricidad en lugares donde no se disponía de condiciones naturales adecuadas, para un aprovechamiento hidroeléctrico. A principios del Siglo XX en Dinamarca, donde no existen condiciones para desarrollos hidroeléctricos, se realizaron importantes instalaciones para aprovechar la energía eólica, actividad que se intensificó después de la Segunda Guerra Mundial. En el último cuarto del pasado Siglo XX, la NASA brindó importante apoyo al desarrollo de nuevas tecnologías para la generación eólica y muchos países con su potencial hidroeléctrico agotado han realizado importantes inversiones para impulsar la generación eólica.

En la gráfica que se presenta a continuación se presentan varias fotos de CORPOELEC bajadas de Internet, con instalaciones de pequeña y gran escala.

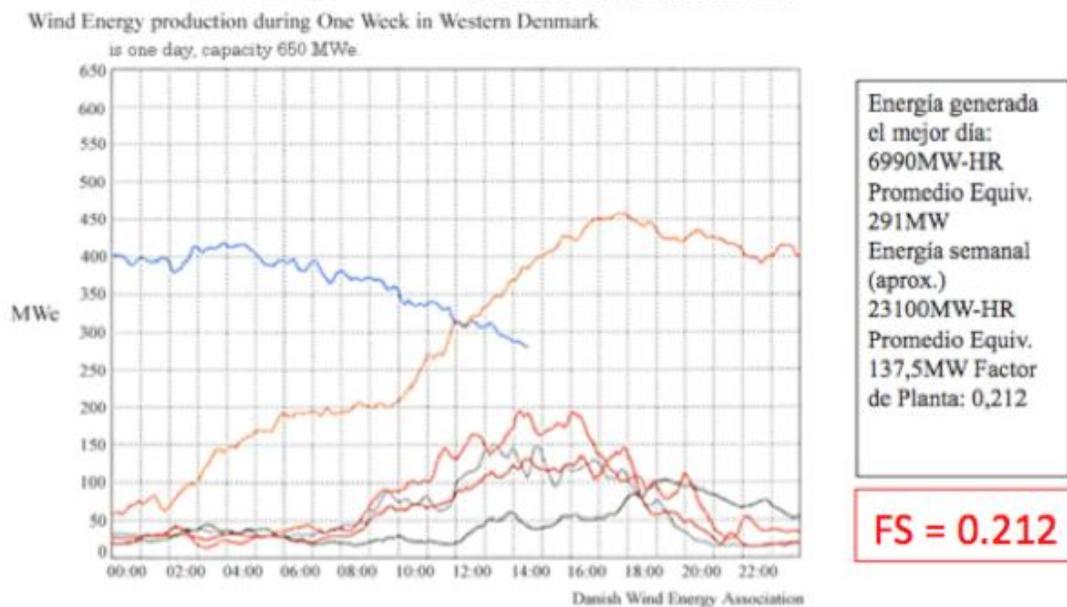


Del lado izquierdo se muestran pequeñas instalaciones ubicadas en áreas rurales alejadas de las redes de distribución existentes, donde la extensión de la red resultaría mucho ms costosa que la instalación de paneles solares mostrados en la esquina superior o el aerogenerador de la imagen de abajo a la izquierda. La foto superior del lado derecho

¹ Para mayores detalles, ver por ejemplo: http://en.wikipedia.org/wiki/History_of_wind_power

muestra la instalación de aerogeneradores en la Guajira, donde para instalar equipos cuya capacidad nominal alcanza los 75,6 MW se gastaron – según reportó CORPOELEC – doscientos millones de dólares, lo cual da un costo de USD 2648/kW. La inferior es de Paraguaná, donde se instalaron 76 aerogeneradores que suman una capacidad total de 100 MW, evidentemente se trata de unidades de mayor capacidad que las de la Guajira lo que sugiere un costo menor por kilovatio, no obstante presumiendo el mismo costo unitario, alcanzan una inversión total de USD 465 millones, cantidad con las que se podrían instalar de 300 a 400 MW en minihidráulicas en Occidente.

El mayor problema de la energía eólica y en menor grado de la solar, es que su disponibilidad es impredecible, lo que obliga, como ya se explicó, a tener capacidad rodante disponible de respuesta rápida y magnitud equivalente a la capacidad instalada en eólicas y solares. En la gráfica que sigue se ilustra lo expresado.



Energía Eólica vs Capacidad Instalada: Dinamarca (s. Wikipedia)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Dinamarca (MW)	2,390	2,497	2,890	3,116	3,123	3,127	3,135	3,124	3,163	3,482	3,333
Generation (GWh)	4.22	4.31	4.86	5.56	6.58	6.61	6.11	7.14	6.98	6.72	7.808
Factor de Capacidad	0.2016	0.197	0.192	0.2037	0.2405	0.2413	0.2225	0.2609	0.2519	0.2203	0.267

FS = 0.192//0.267

FS_{PROMEDIO} = 0.227

El gráfico superior es de la *Danish Wind Energy Association*, en el que se muestra el comportamiento durante una semana, de un parque eólico con una capacidad instalada de 650 MW. Puede observarse, en primer lugar, que solamente durante once (11) de las ciento sesenta y ocho (168) horas que tiene la semana, se generó por encima de 400 MW. Nótese también que en la mayoría de los días, las horas de mayor generación ocurrían

entre las 13:00 y las 17:00, pero en los días de mayor generación, en uno la máxima generación ocurrió entre las 00:00 (media noche) y las 06:00, mientras que en el otro la máxima, ya citada, fue entre las 14:00 y las 24:00. A pesar de la capacidad instalada es de 650 MW, la máxima generación fue de 450 MW solamente durante dos horas.

La tabla mostrada en la parte inferior del gráfico muestra el comportamiento del Sistema Eólico Danés. Allí se ve que el Factor de Capacidad o Factor de Servicio, que muestra la relación entre la energía posible si se pudiera generar todo el tiempo a máxima capacidad y la generación real durante el período en consideración, en este caso un año. El Factor de Servicio promedio para los once años tabulados se sitúa como $FS_p=0,228$. Las plantas generadoras instaladas en los ríos andinos tienen factores de servicio de magnitudes comparables, la gran diferencia está en que en las instalaciones hidroeléctricas concebidas para generar en horas de máxima demanda, el operador del sistema hidráulico puede decidir cuando aplicar la máxima potencia disponible y ésta puede llegar hasta la máxima capacidad instalada.

Sin duda si se dispone de un potencial hidráulico adecuado para producir electricidad y resulta viable conectarse a la red más cercana, o hasta una carga de dimensiones compatibles con la magnitud del potencial aprovechable, posiblemente la solución hidráulica pudiera resultar la más recomendable.

Nótese que no existe una condición permanente que asegure que la hidráulica es más recomendable que la eólica, tampoco que estas dos formas de aprovechamiento de energías primarias renovables, serán siempre más convenientes que una solución a base de una termoeléctrica. Es sí fundamental, que a tiempo que se procure minimizar los costos de la energía servida, se logre también un impacto ambiental aceptable.

Aprovechando lo que se tiene

Para la época en que estuvieron disponibles las primeras máquinas eléctricas capaces de funcionar como generadores, ya se disponía de tecnologías probadas para producir energía mecánica a partir de las máquinas de vapor y de las turbinas hidráulicas. Cuando se disponía de un caudal de agua con un desnivel adecuado en su recorrido, tal hecho conformaba una condición adecuada para un aprovechamiento hidroeléctrico, en caso contrario debía recurrirse a una máquina de vapor como elemento impulsor, máquinas generalmente impulsadas por la energía térmica liberada en la combustión de carbón, en los países donde se había desarrollado la minería de carbón, era esa la fuente de energía térmica. En países como Venezuela donde el carbón mineral no estaba disponible en la mayoría de sus ciudades las primeras plantas eléctricas eran alimentadas con leña, tal fue el caso de la primera planta de servicio público instalada en Maracaibo en 1888, mientras que en Caracas el servicio eléctrico comenzó a funcionar en 1897 con energía producida en la planta hidroeléctrica de El Encantado, propiedad de la Electricidad de Caracas². En años anteriores (1873) en la ciudad de Caracas se hicieron varias

² Para mayores detalles ver la página 23 y siguientes en la *Historia del Desarrollo del Servicio Eléctrico en Venezuela // 1880-1998*, por el Ing. Rodolfo Tellería. El libro puede accederse vía Internet, citando título y autor.

demostraciones de alumbrado público con electricidad, empleando pequeñas plantas de vapor.



Esta imagen satelital de Google Maps, muestra un segmento del río Danubio a su paso por la ciudad de Viena, que en su recorrido de trece kilómetros (13 km) tiene instaladas dos plantas hidroeléctricas. Aunque no se pueden apreciar en la imagen, en ese espacio también funcionan dos plantas termoeléctricas e infinidad de celdas solares y de aerogeneradores.

Los ríos del centro de Europa generalmente son de pendiente moderada, razón por la cual dan cabida a un intenso tráfico fluvial, facilitado con la instalación de esclusas. Es práctica común aprovechar el desnivel de la esclusa para la generación de electricidad. En la esquina inferior derecha puede verse la ubicación de la planta, la cual está ubicada a un lado de la esclusa y también En esa área esta el puerto fluvial de Viena, el cual es uno de los mayores puertos fluviales de Europa, por donde se movilizan mas de 12 millones de toneladas de carga anual.

La planta tiene una capacidad instalada de 172 MW y un promedio de generación anual de 1.052 GWh, lo que corresponde a un Factor de Servicio $FS = 0,698$ cifra bastante alta para una planta que no dispone de un embalse regulador, seguramente porque ha sido dimensionado para funcionar a máxima capacidad aún en la época en que el río tenga su menor caudal. La diferencia bruta de niveles de agua es de 9,38 m.

La otra hidroeléctrica situada 13 kilómetros aguas arriba, solamente opera en la época en que el río tiene su máximo caudal y parte del agua debe ser descargada en un canal de aliviadero, captándose parte de la energía del agua antes de vertirse al canal.



Además de la energía eléctrica generada en las dos plantas hidráulicas, en las térmicas, fotovoltaicas y eólicas, la ciudad debe importar de otras regiones una porción de sus requerimientos de energía eléctrica, importaciones que pueden ser reducidas en función de la capacidad que se instale de nuevos generadores eólicos y celdas solares.

Algo de historia

En un principio la ciudad de Caracas se surtió de energía eléctrica impulsada por las aguas del Guaire, luego hubo otros aprovechamientos de corrientes de agua en ambos lados de las montañas del Litoral Central. Agotado ese potencial fue necesario recurrir a la termoelectricidad con la construcción de plantas, primero en Macuto y luego en Arrecifes. Algo similar ocurrió en el resto del país, de manera que cuando se inició el aprovechamiento del Caroní con la instalación de la planta Macagua I predominaba en Venezuela la generación térmica, con plantas de vapor en Caracas, Maracaibo, en los campamentos petroleros de la Costa Oriental del Lago y en Oriente, también en San Lorenzo, La Fría, La Cabrera y Puerto Cabello. Se instalaron también las primeras turbinas de gas en Las Morochas y en Guanta. En el resto del país se instalaron plantas impulsadas con motores diesel.

En la tabulación que sigue, puede observarse que en 1983, a pesar de que ya había empezado la generación en la primera etapa de la Planta de Guri, todavía había mayor

capacidad térmica instalada, no obstante ya para esa época el 54,5% de la energía generada era hidráulica.

		ENTRADA EN SERVICIO MACAGUA II & III							ENTRADA EN SERVICIO CARUACHI						
	AÑO	83	94	95	96	97	98	99	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
CAPACIDAD INSTALADA	SISTEMA	5551	17060	17212	17136	18940	19696	19419	19549	19635	19569	20639	21198	21767	22216
MW	CARONI	1655	9385	9385	9385	11155	11955	11845	12246	12246	12246	12966	13285	13834	14017
%		29.81	55.01	54.53	54.77	58.90	60.70	61.00	62.64	62.37	62.58	62.82	62.67	63.55	63.09
ENERGIA GENERADA	SISTEMA	31305	67536	70654	72681	76277	78514	77972	81746	86920	89013	89734	96431	104092	110959
GWH	CARONI	17051	48553	49535	51546	54962	56121	58878	62538	60586	59419	60213	67918	74909	79434
%		54.47	71.89	70.11	70.92	72.06	71.48	75.51	76.50	69.70	66.75	67.10	70.43	71.96	71.59

CAPACIDAD EN MEGAVATIOS (MW)
ENERGIA EN GIGAVATIOS-HORA (GWH)

	1983	1994	
	CAPACIDAD (MW)		%
SISTEMA	5551	17060	307.3
CARONI	1655	9385	567.1
	ENERGIA (GWH)		
SISTEMA	31305	67536	215.7
CARONI	17051	48553	284.8

CAPACIDAD
SISTEMA TRIPLICADA
CARONI SEXTUPLICADA

ENERGIA
SISTEMA DUPLICADA
CARONI TRIPLICADA

FUENTE: INFORMES ANUALES DE OPSIS

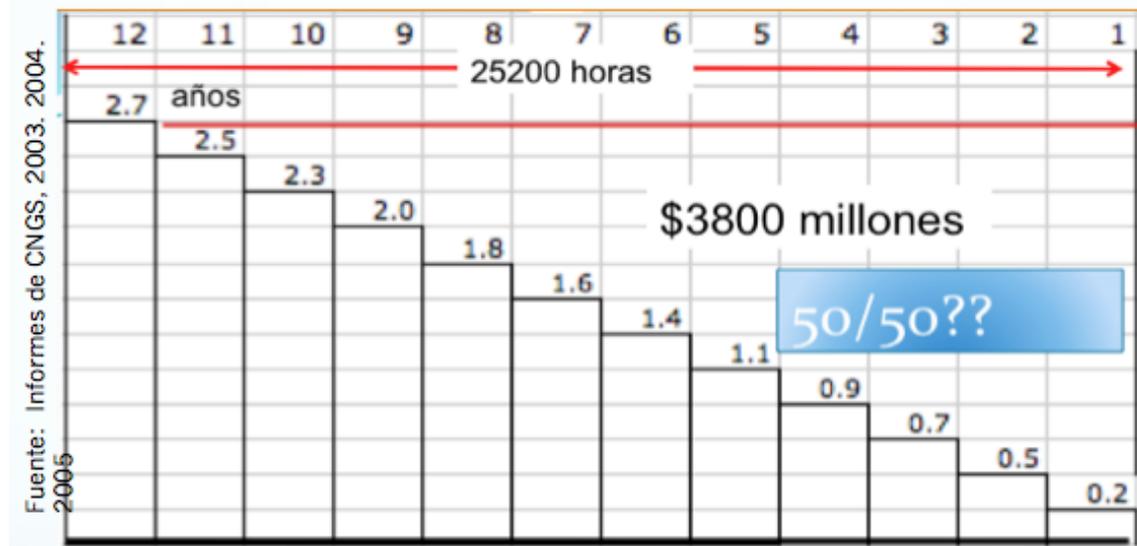
Cuando en 1994 se concluye la Etapa Final de Guri, la capacidad instalada de generación hidráulica llegó 9385 MW, la cual suplió el 71,89% de la energía. En los once años transcurridos de 1983 a 1994, la capacidad instalada del Sistema se incrementó en un 307,3% mientras que la instalada en el Caroní se incrementó en 567,1%. Igualmente la energía generada por el Sistema se duplicó (215,7%), mientras que el aporte del Caroní se triplicó.

El suministro de hidroelectricidad siguió creciendo hasta alcanzar el 76,5% en el año 2000. Para entonces ya estaban en plena operación las plantas Macagua II y III. Luego vino un descenso significativo de la energía suplida por el Caroní en los años 2001, 2002 y 2003, a pesar de que en ese último año entró en operación parcial la planta de Caruachi. Al completarse el equipamiento de Caruachi mejoró la contribución del Caroní que alcanzó el 71,59% em 2006. A partir de entonces, en los siguientes nueve años, la generación del Caroní no ha experimentado nuevas expansiones.

Cuentas mal sacadas

La práctica tradicional en la construcción de plantas hidroeléctricas, es la de instalar progresivamente los turbogeneradores una vez concluidas las obras hidráulicas, esto es lógico cuando la demanda del sistema del cual es parte la nueva planta, está atendida ebidamente, los equipos de generación existente tienen costos marginales que son comparables a los de la nueva planta y existen limitaciones financieras para la adquisición de equipos de generación adicional. Tómese nota que al concluirse las obras hidráulicas, todo el caudal del río es aprovechable y el agua que se alivia por los

vertederos, es energía sin costo adicional que se desperdicia al no tener equipo suficiente, no obstante la práctica acostumbrada es que al terminar las obras hidráulicas se debe tener lista para comenzar a funcionar la primera de las unidades previstas, continuando luego la instalación progresiva de las demás unidades en función de la capacidad de producción del o de los proveedores. Esa fue la práctica en las plantas anteriores del bajo Caroní y fue esa también en el equipamiento de Caruachi, que como se muestra en la tabulación que sigue, se tomó más de dos años, más precisamente 25.200 horas, para completar su equipamiento. Mientras tanto una porción importante de la demanda continuaba siendo atendida con generación térmica a base de combustibles líquidos con un alto valor de exportación.



La primera unidad de Caruachi entró en servicio el 15 de abril de 2003 y la última el 28 de febrero de 2006, un lapso 25.200 horas. De haber entrado en funcionamiento todas las unidades en 2003, operando con un Factor de Planta de 80% se habrían generado un total de 54.432.000 MWH (Megavatios-hora). Como la instalación de los equipos se hizo en forma progresiva, solamente el primer turbogenerador pudo operar durante todo el lapso, en cambio los demás operaron en tiempo cada vez más corto debido a que su fecha de entrada en servicio era posterior. Puede decirse que se generó la mitad (50%) de la energía potencialmente aprovechable, o que se desaprovecharon 27.216.000 MWH, que debieron generarse en plantas térmicas. Estimando un precio promedio del barril de combustible de USD 50 en el lapso contemplado, el megavatio-hora sale por USD 154, que al multiplicarse por el estimado de energía que pudo generarse, alcanza una cifra del orden de los USD 3800 millones.

Evidentemente por razones de logística y equipamiento, no es razonable intentar instalar simultáneamente doce grandes turbogeneradores en una planta, o que algún suplidor sea capaz – en condiciones ordinarias – de producir simultáneamente doce turbogeneradores, pero si debe ser posible, en una planta con doce unidades, instalar simultáneamente tres o cuatro unidades, quizás contratando con varios suplidores, con la certeza de que los ahorros que se lograrán en la generación térmica sustituida, superarán los costos adicionales que ocurran. También se puede programar la construcción de manera que la

casa de máquinas se construya y equipe de tal manera, que esté lista para operar a plena capacidad cuando se terminen las instalaciones hidráulicas.

Es probable que los efectos experimentados por la reducción de la hidrogenación en los años 2001 al 2003, que ello hubiera justificado la búsqueda de una relación de 50/50 entre hidráulica y térmica, lo que condujo a que se favoreciera la compra apresurada de equipos de termogeneración a precios significativamente mayores que los habituales del mercado y se demorara la oportuna entrada en servicio de la planta en el embalse de La Vueltona y de la Planta de Tocomá, anunciada la primera para el 2006 y la segunda con múltiples fechas anunciadas y diferidas. La construcción de las obras de la tercera de las plantas del Desarrollo Uribante-Caparo, a ser ubicada en La Colorada, Estado Táchira, al igual que los desarrollos en el Alto Caroní, parecen diferidos indefinidamente a pesar de que hasta el año 2015, toda la nueva generación térmica, debe ser alimentada con gasoil que sigue siendo, aunque disminuido, de un alto valor de exportación.

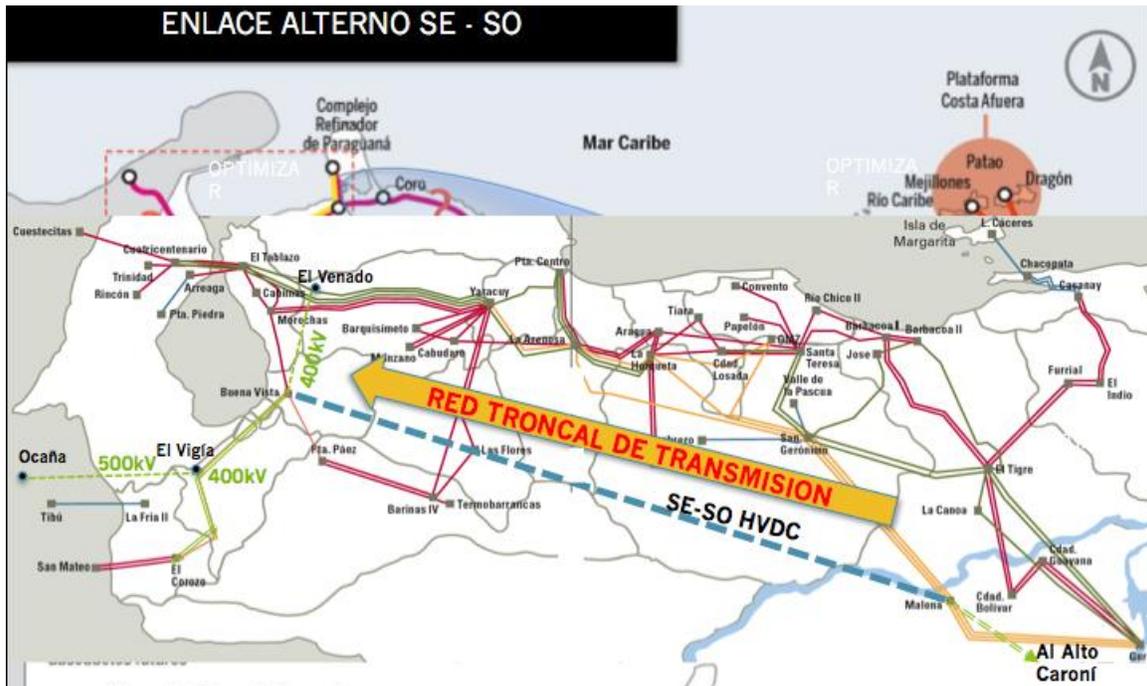
El desequilibrio energético Oriente-Occidente

A pesar de que los mayores desarrollos petroleros se iniciaron en Occidente, en el Zulia fundamentalmente y que Los Andes disponen de un potencial hidroeléctrico aún desaprovechado, en la actualidad los mayores yacimientos de crudos y de gas libre, así como los sitios de mayor potencial hidroeléctrico se encuentran en la mitad oriental del territorio nacional. Ello obliga a un constante flujo de energía de Oriente a Occidente, que está llegando al límite de su capacidad. La situación habrá de mejorar cuando comience la explotación de los yacimientos gasíferos actualmente en desarrollo en el Golfo de Venezuela, al Oeste de la Península de Paraguaná.

En la actualidad debido a la reducida capacidad de los embalses andinos, cuando por alguna razón se reduce dicha capacidad y baja la disponibilidad de los equipos hidrogenadores, al ocurrir fallas de significación en la red troncal, ello generalmente se refleja en interrupciones de servicio en Occidente. Dado el hecho de que las mayores fuentes de hidroelectricidad se encuentran en Guayana, su aprovechamiento, acompañado de ampliaciones en la capacidad de transmisión luce como la mejor opción. Como complemento debe ampliarse en Occidente la capacidad hidroeléctrica instalada, no tanto como fuente de grandes volúmenes de energía, sino como complemento para las horas de máxima demanda, conservando el nivel de los embalses en las horas de baja demanda. Esta práctica se aplica en la actualidad, pero con apenas 625 MW nominales en las plantas actualmente operativas no resultan suficientes para una compensación efectiva. La situación deberá mejorar cuando la casa de máquinas de La Vueltona llegue a operar a su capacidad de diseño.

El fortalecimiento del enlace troncal Oriente-Occidente, no solamente mejoraría significativamente la confiabilidad del suministro en Occidente, también permitiría una conexión sincronizada con el Sistema Colombiano, donde funciona un Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, lo cual permitiría intercambios de mutua conveniencia para ambos países.

Desde hace décadas se ha mencionado el posible establecimiento de un enlace de alto voltaje de corriente continua entre Oriente y Occidente. Esta tecnología que se aplicó en la época inicial de los sistemas eléctricos, ya ha acumulado experiencia con tecnologías modernas desde hace ya algo más de medio siglo. En el Continente Americano existen ya varias instalaciones de gran capacidad, siendo una de ellas la que transporta prácticamente la mitad de la energía generada en Itaipú hasta Sao Paulo.



El diagrama ilustra la posibilidad de un enlace a corriente continua (HVDC) entre las plantas que eventualmente habrán de construirse en el Alto Caroní y Occidente. Se muestra a Buena Vista como subestación receptora, porque la misma fue diseñada para operar eventualmente a 400 kV y existen ya construidas las estructuras para instalar dos líneas de ese voltaje hasta las plantas del Desarrollo Uribe – Caparo.



Imágenes de una de las líneas de +/- 600 kVDC operadas en tierras brasileñas

Aprovechar la energía disponible

En Venezuela se han construido un gran número de embalses, cuyo propósito ha sido el suministro de agua a pueblos y ciudades, o para alimentar sistemas de riego. Dichos embalses tanto en su operación regular o cuando tienen excedentes, descargan importantes volúmenes de energía que actualmente no se aprovecha. Sólo existen

actualmente dos embalses dotados de plantas que aprovechan esos recursos energéticos, una en el embalse de los ríos Boconó-Tucupido, con una capacidad instalada de 80 MW, la otra en la presa del Masparro de 25 MW de capacidad. Entre los embalses que podrían aprovecharse están el de Agua Viva en el Estado Trujillo y el de Taguaza en el Estado Miranda, los cuales aparecen en las siguientes ilustraciones.



Además del aprovechamiento de embalses construidos para otros fines, existe también la posibilidad de reconstruir las plantas hidroeléctricas, que hace ya más de medio siglo constituían la principal forma de suministro energético en pueblos y ciudades. Debe resaltarse que en su condición original, por ser la principal fuente de sus respectivas comunidades, debían disponer de los medios indispensables para la pronta restauración del servicio, lo cual significaba una muy alta relación de empleos por capacidad instalada. Al construirse redes extensas de más alto voltaje y plantas térmicas significativamente mayores, las plantas pioneras fueron retiradas de servicio y aún quedan algunas parcialmente recuperables: infraestructuras de captación y conducción de agua, así como también las casas de máquinas y algunos equipos. Si bien la maquinaria y sus controles deben ser remplazados y la infraestructura hidráulica renovada, estas plantas, aprovechando la tecnología desarrollada para los generadores eólicos, ahora podrán ser operadas y supervisadas a distancia por control remoto, requiriéndose personal solamente para inspecciones y mantenimientos periódicos, así como también para realizar reparaciones en caso de fallas.

Nótese que la función inicial de aquellas instalaciones era la **de ser suplidores confiables** y cualquier desperfecto que pudieran sufrir se reflejaría en una interrupción del servicio. La nueva misión es la de **entregar energía limpia** al sistema del cual forman parte, **en la cantidad y oportunidad que sea posible**, el sistema debe estar en capacidad de tolerar cualquier falla ocasional de estas plantas menores, sin que ello afecte la continuidad del servicio prestado.

Otros autores han elaborado propuestas como la de aprovechar las descargas del Lago de Valencia al mar para generar electricidad y el uso de plantas de bombeo y generación para almacenar energía en horas de baja demanda y devolverla al sistema cuando sea más necesaria. Habrá casos, como el de las islas conocidas como dependencias federales, en

las que la captación de la energía solar o el uso de generadores eólicos con sus baterías, será la solución de mayor confiabilidad y menor costo.

Para cuando el destino nos alcance

Las experiencias de años recientes, incluido el 2015, han servido para recordarnos que los años secos pueden presentarse y aunque los embalses pueden demorar su efecto, existe el riesgo de que ocurran déficits de significación si no se toman las previsiones del caso. No se trata de desmejorar la relación hidro/térmica y llevarla, como algunos han propuesto, a a 50/50 permanentemente, pero si estar en capacidad de que cuando ocurran anomalías climáticas, habrá equipo de generación térmica y combustibles, suficientes para equilibrar el déficit que pudiera ocurrir. Ello implica que el equipo a instalarse no operará permanentemente y en consecuencia se prolongará su vida operativa. A tal efecto los motores 'reciprocantes' de combustión interna³ de ciclo Diesel resultan una alternativa aplicable. Son equipos diseñados y construidos para impulsar vehículos de transporte: camiones, locomotoras, tractores y barcos. Los fabricados para equipos rodantes son de alta velocidad, consumen gasoil y son de baja potencia, hay otros especialmente diseñados para generar electricidad, para impulsar grandes barcos y para instalaciones industriales de diverso tipo, que son de baja velocidad y pueden consumir hidrocarburos pesados sin previa refinación y también Orimulsión[®], que probablemente serían la mejor reserva para déficits ocasionales⁴ de energía hidroeléctrica.



En síntesis la ruta a seguir sería: **Tanta energía hidráulica como sea posible y tanta de las otras como sea necesario.**

Caracas, Mayo, 2015

³ La palabra *reciprocante* no está registrada en el diccionario de la RAE.

⁴ Las cifras relativas a energía y otros datos relativos al sistema eléctrico venezolano, han sido tomadas de los informes anuales y boletines mensuales de OPSIS y el CNG, mientras fueron de libre acceso. También se ha tomado información de publicaciones de CORPOELEC,