



**ANALISIS DE LOS CAUDALES NO TURBINADOS Y DE VIABILIDAD EN ASPECTO
ENERGETICO DE INCREMENTO DEL NUMERO DE UNIDADES GENERADORAS EN LA
CENTRAL HIDROELECTRICA YACYRETA**

**FABIO MEYER
CENTRAL HIDROELECTRICA YACYRETA
DEPARTAMENTO TECNICO
ENTIDAD BINACIONAL YACYRETA**

RESUMEN – Los análisis se realizan motivados por las características de las centrales con embalses.

Se considera que estas centrales son opciones costosas, tanto en aspectos económicos como en impactos ambientales, razones por las que merecen ser aprovechadas a plenitud, minimizando los caudales no turbinados, y de esta forma optimizar el rendimiento (o productividad) de la central.

Los análisis se realizan considerando tres aspectos:

- Los caudales no turbinados por las crecidas del río en función del tiempo.
- Los tiempos de paradas de las máquinas con disponibilidad de caudal.
- Los riesgos de paradas largas por averías graves.

Este material comienza con las argumentaciones de las importancias de los eventos analizados y sigue, para mejor entendimiento, con las curvas de los registros de caudales de un largo periodo, posteriormente, se muestra en forma gráfica las paradas de las máquinas en función del tiempo, y por último, para mejor observación de los **caudales no aprovechados**, se superponen las curvas de los caudales y las graficas de maquinas paradas en los mismos periodos. De estos se obtiene la cantidad de tiempos de excesos de caudales. Todos estos acompañados con datos y resultados numéricos.

Por otro lado se consideran las **paradas largas por averías**, donde se constatan las ocurrencias y el riesgo permanente, con ciertos grados de probabilidades de repeticiones de las mismas, con consecuencias indeterminadas.

Por último se detallan las utilidades, las ventajas y desventajas de un hipotético caso de implementación de más grupos generadores, de similares características de los ya existentes.

Palabras claves: Caudales no turbinados, paradas, productividad, riesgos.

E-mail: fabio.meyer@eby.gov.py

Teléf.: 072-222141/45/49

1-INTRODUCCION

-**La Central de Yacyreta** como otras centrales con embalses, son opciones costosas tanto en aspectos económicos como en impactos ambientales, razones por las que merecen ser aprovechadas a plenitud, elevando al máximo su productividad.

Los objetivos principales de este trabajo son: a)-Encontrar el valor de la sumatoria de los tiempos de excesos de los recursos hídricos a través de datos reales. b)- Realizar análisis de probabilidades de discontinuidad parcial por largos periodos en el suministro por averías y c)-Dependiendo de los resultados, argumentar la viabilidad (o no) de incrementar el número de las unidades generadoras.

1.1-**Las fluctuaciones en las entregas de energías** por fallas y mantenimientos (programados o no), son constantes en las centrales. En estos periodos, de cortes parciales en entregas de energías por *las máquinas paradas*, las lagunas creadas son compensadas por otras unidades de la misma central o de otras centrales de la red, para que en el lado de consumo no sean sentidas tales fluctuaciones. Sin embargo estos ocurren con ciertas frecuencias, aun disponiendo de recursos hídricos para la generación continua y de consumidores por el otro lado.

1.2-**Los fenómenos hidroclimáticos**; unos considerados normales y otros atribuidos al fenómeno EL NIÑO, se manifiestan entre otras, en grandes precipitaciones y consecuentemente grandes crecidas de los ríos, por periodos relativamente largos, creando excesos de caudales en las centrales. Estos excesos son energías brutas desviadas por los vertederos, sin aportar nada en la transformación a la Energía Eléctrica. Estos desperdicios de recursos normalmente son muy significativos (representando muchos GWH, no aprovechadas).

1.3-**Riesgos** - La Central Hidroeléctrica Yacyreta como otras centrales, está expuesta a riesgos que entre otras amenazas están las paradas por periodos relativamente largos de algunas unidades, por averías importantes, en las infraestructuras (civiles, mecánicas, electromecánicas o en el sistema de control).

Las consecuencias técnicas/económicas de la discontinuidad parcial de generación por paradas atribuidas a estos eventos pueden tornarse muy costosas, por lo que se considera que deben ser contempladas en los **análisis de riesgos** y en las gestiones de convencimiento a la organización del valor de estos tipos de Riesgos.

2- ANALISIS

Los análisis se realizan en base a:

- La sumatoria de los periodos de desvíos de caudales sobrantes por los vertederos (Fig.1), para mantener el embalse a los niveles prefijados.
- La cantidad de tiempo de maquinas paradas para mantenimientos.
- La cantidad de tiempo de paradas no previstas en las programaciones realizadas al principio de cada año y las probabilidades de paradas largas por averías de algunas unidades.
- Un hipotético caso de incrementación del número de unidades generadoras en la central

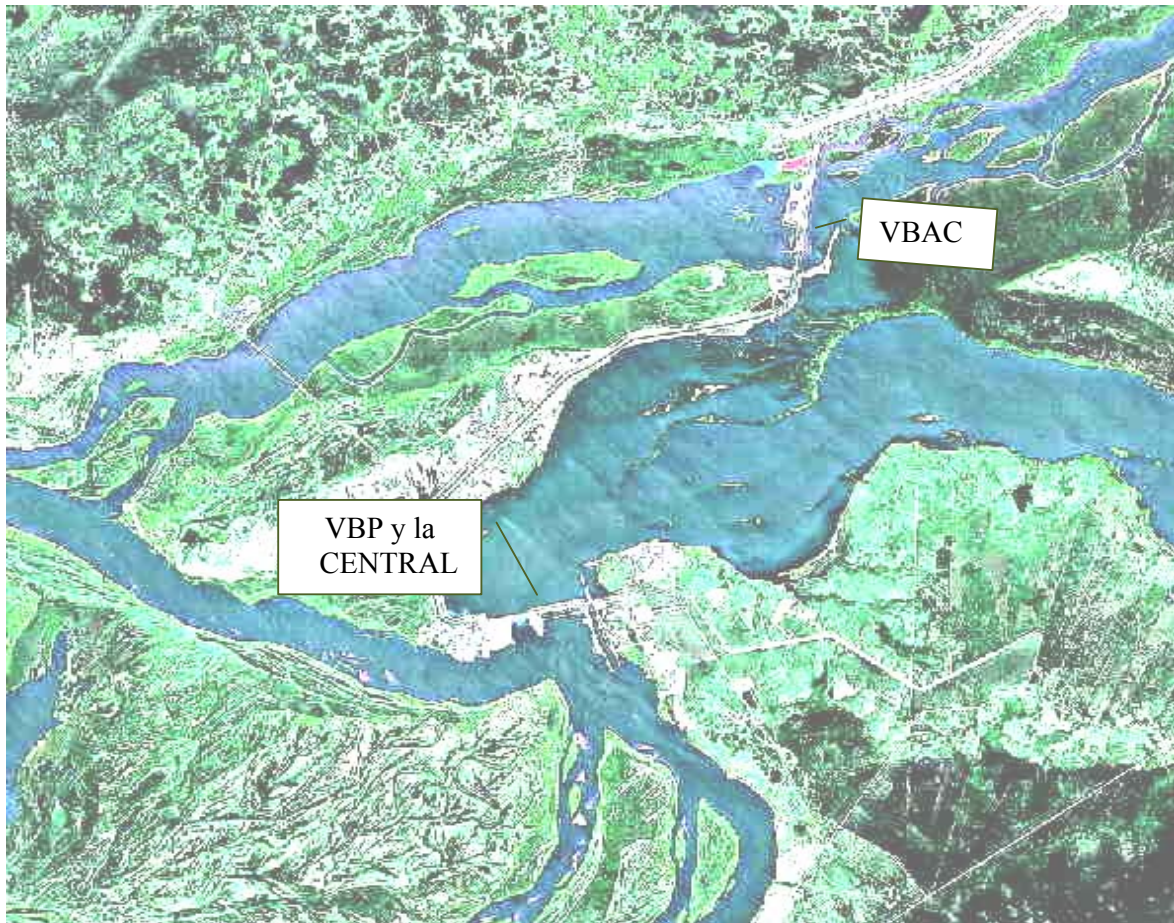


Fig. 1- VISTA AEREA DE YACYRETA

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

2.1-ANALISIS DE LOS VERTIMIENTOS DE LOS CAUDALES

Según datos (Fig.2 y Fig.3), los tiempos de vertimientos superiores a $1600\text{m}^3/\text{s}$ por el Vertedero Brazo Aña Cua (VBAC):

-Entre los años 1998 hasta el inicio del año 2010 suman 850 días, que representan el 22% del mismo periodo.

-Entre el inicio del año 2006 hasta el inicio del año 2010, los vertimientos por el Vertedero Aña Cuá (VBAC) que superan el caudal de $1600\text{m}^3/\text{s}$, suman los 352 días ($\approx 22\%$ de ese periodo), (detalles en las Fig.4 y Fig.5).

Este porcentaje aproximado (22%) es prácticamente repetitivo en un periodo relativamente largo, que si son distribuidos por año, representarían alrededor de 80 días/año de excesos de vertimientos.

Las mayores probabilidades de ocurrencias de crecidas según datos, se registran en verano, en los primeros y en los últimos meses de cada año.

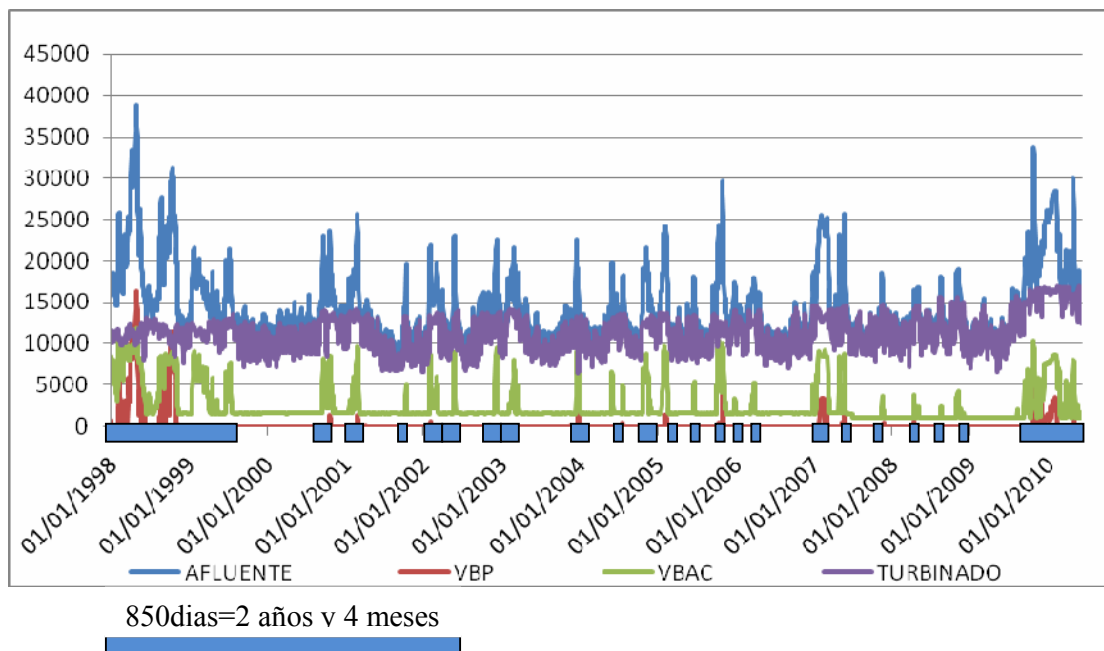


Fig.2- CAUDALES (m^3/s) desde 1998 hasta inicio 2010

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

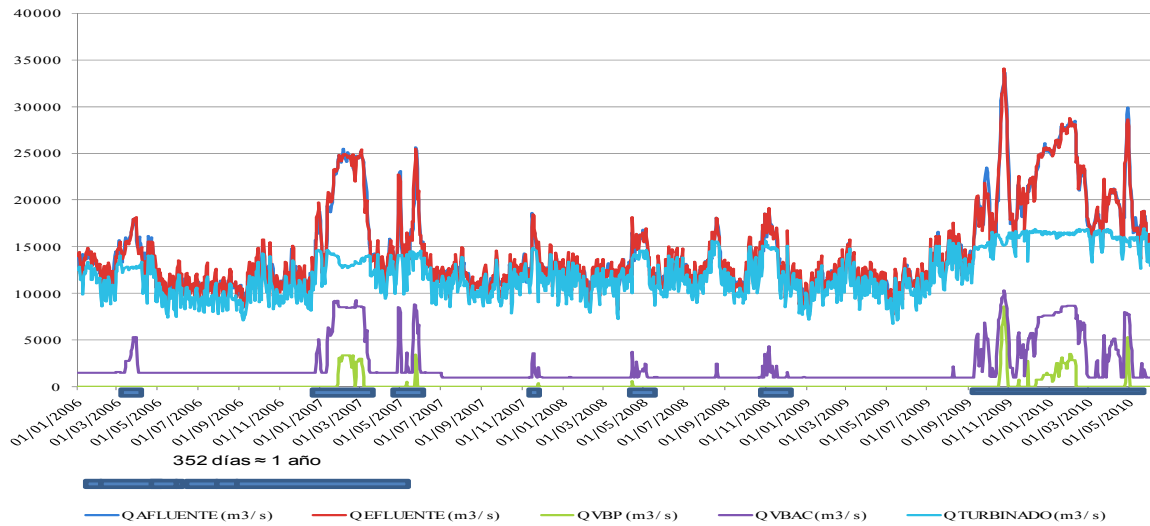


Fig.3- HISTORICO DE CAUDALES 2006 – INICIO 2010

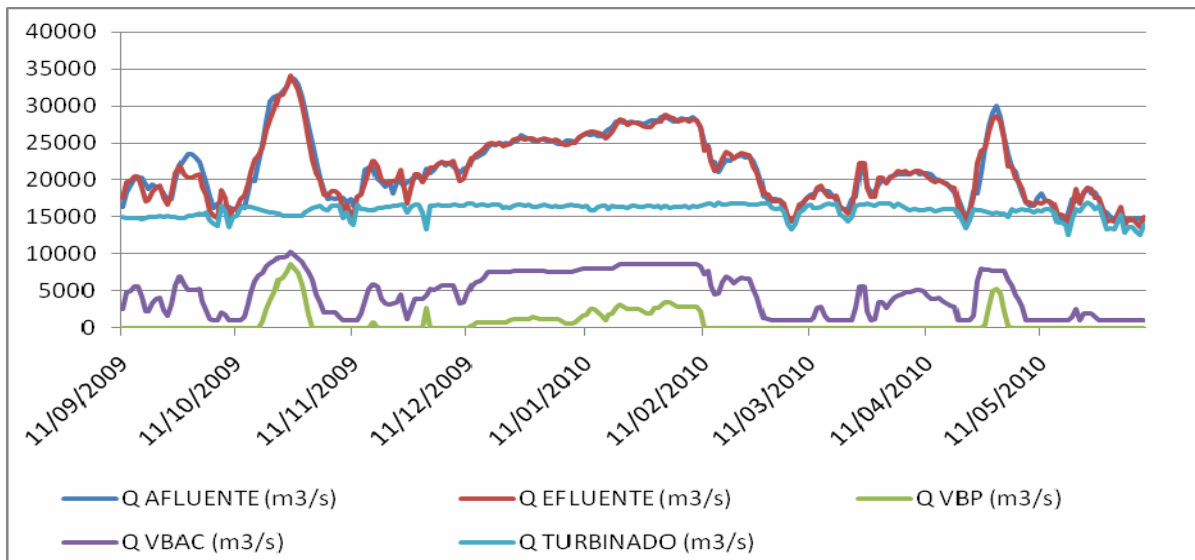


Fig. 4 – DETALLE DE LOS CAUDALES FINAL DEL 2009 –INICIO 2010

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

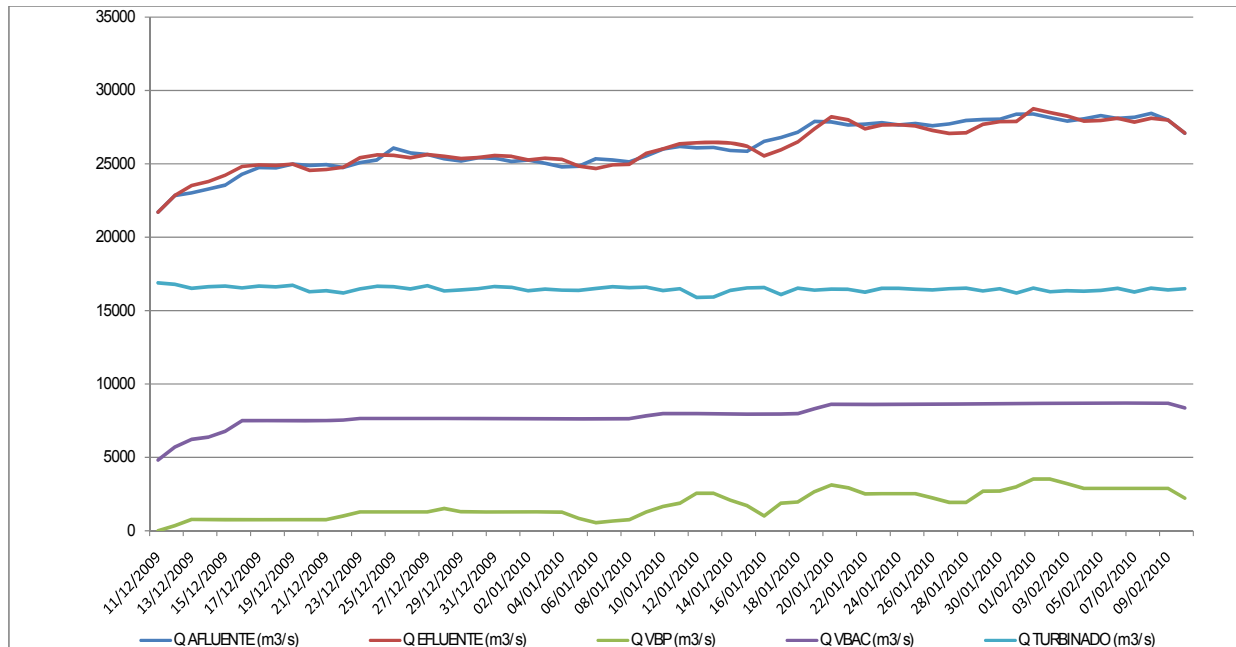


Fig. 5 – DETALLE DE LOS CAUDALES FINAL DEL 2009 –INICIO 2010

2.2- ANALISIS DE PARADAS DE LAS UNIDADES

Según datos históricos de paradas, considerando por sus mayores importancias (Fig.6), solamente las paradas superiores a 300 hs.

El total de horas de paradas de maquinas superiores a 300 horas, entre inicio desde año 2006 e inicio del 2010 suman 27826 horas (1159 días de paradas de unidades), que distribuidos representan 257 días de paradas de unidades/año. Entre estas paradas también se registran como promedio de 45 días de paradas de unidades en tiempos de excesos de caudal /año, (Fig. 7), en donde aparecen a veces paradas simultáneas de dos unidades.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

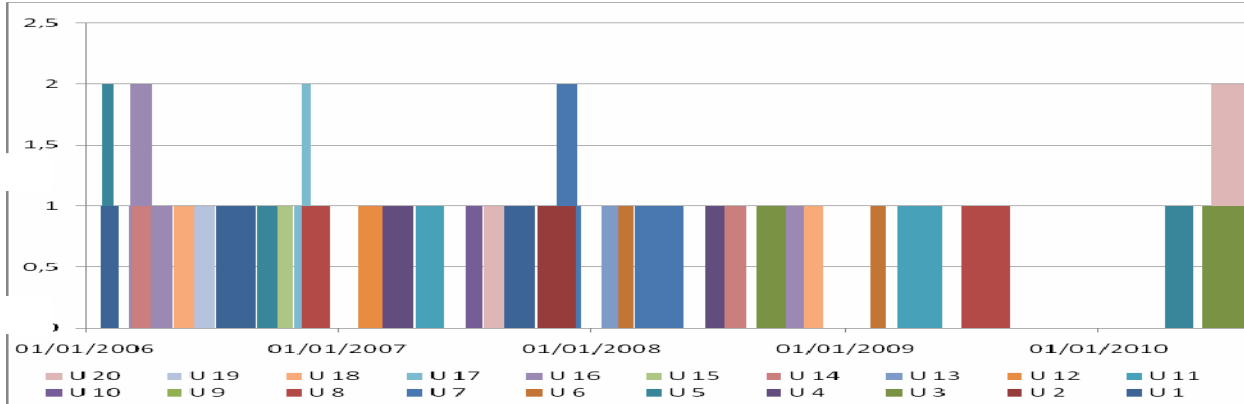
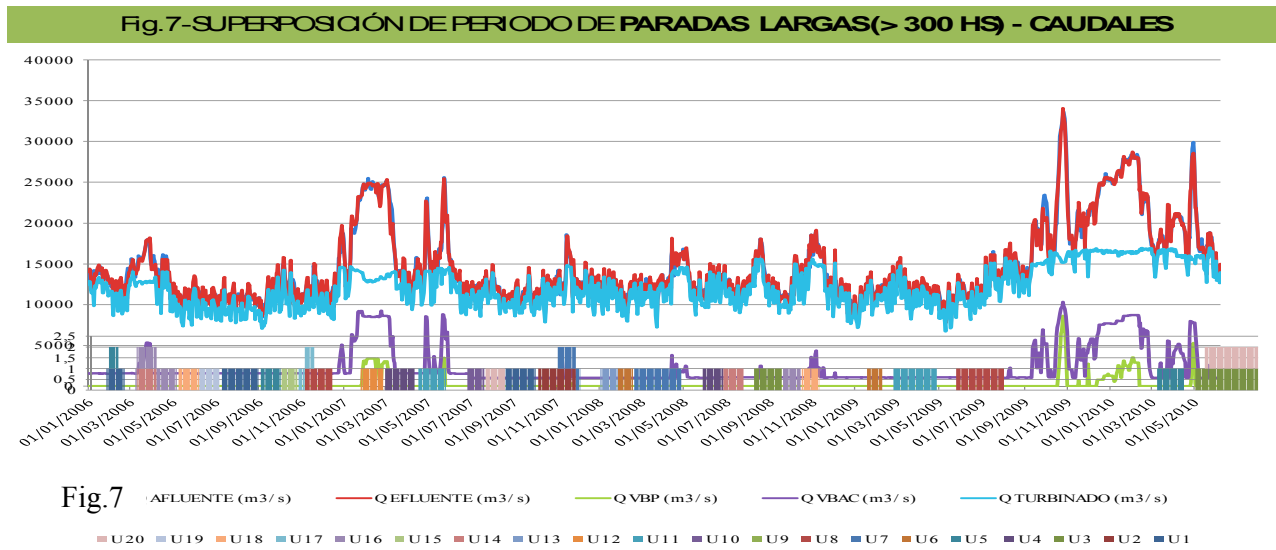


Fig. 6- MAQUINAS PARADAS C/TIEMPOS SUPERIORES A 300 HS

Para una mejor observación de las paradas en tiempos de excesos de caudales se superponen las curvas de caudales con los tiempos de paradas de las máquinas (Fig. 7)



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

2.3-ANALISIS DE RIESGOS DE PARADAS LARGAS POR AVERIAS

En coincidencia con las paradas largas se tienen, las paradas por averías importantes, que aparecen en cualquier momento, y provocan un largo periodo de discontinuidad de suministro de esas máquinas con sus correspondientes pérdidas económicas.

Los tiempos de paradas no incluidos en los planes de paradas anuales del inicio de cada año y que superan las 300 horas, suman como promedio 121 días de paradas de maquinas/año. Las mayores probabilidades de averías importantes según datos se tendrían después de funcionamiento por largo periodo de la mayoría de las máquinas a plena carga para aprovechar los caudales disponibles y satisfacer las demandas.

Se aclara que resulta difícil elaborar una curva de desempeño (o curva de bañera) al sistema, por su propio desarrollo, con obras inconclusas.

Aplicando la técnica Bayesiana de aproximación (ASME CRTD Vol. 41), donde se asume que el riesgo (R) equivale al producto de la frecuencia (F) de ocurrencia y la consecuencia (C).

Según datos históricos, se tiene la frecuencia de 121 días de paradas imprevistas /año y asumiendo como estimativo que una unidad (a cota definitiva) genera como promedio 120MW, las 24 horas del día y el precio de la energía es de US\$ 40/MWh. Entonces las pérdidas por día por este motivo, serían de $24 \text{h} \times 120 \text{MW} \times \text{US\$ } 40 = \text{US\$ } 115200/\text{día}$.

Entonces el riesgo económico anual, por la fórmula $R = F \times C$, sería:

$$R = 121 \text{ días/Año} \times \text{US\$ } 115200/\text{día} = \underline{\text{US\$ } 13.939.200/\text{Año}} \text{.-}$$

Con este resultado (sin considerar los costos de reparación de las averías), se puede notar que el sistema está expuesto a riesgos técnicos/económicos importantes, que implican la necesidad de tomar providencias ante esas situaciones, así como, la previsión de unidades generadoras, para cubrir las indisponibilidades de las unidades averiadas.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

2.4- ANALISIS DE UN HIPOTETICO CASO DE INCREMENTO EN EL NUMERO DE UNIDADES GENERADORAS

Un incremento del número de grupos generadores se justificaría con los eventos analizados, que ocurren prácticamente en todo el transcurso del año, cuyas utilidades se tornarían más notables en las siguientes situaciones:

- En tiempos de excesos de caudales del río.
- Cuando se ejecuta mantenimientos programados en las unidades, con caudal disponible.
- Durante las Paradas forzadas de unidades, con caudal disponible.
- En las coberturas de las indisponibilidades de unidades por averías graves (en infraestructuras civiles, mecánicas y/o electromecánicas), que implican paradas largas – (Riesgos técnicos/económicos en caso de ocurrencia en tiempos de excesos de vertimiento).
- En tiempos de mayor demanda de energía (con caudales disponibles).
- En los momentos de modificaciones y/o actualizaciones (Ej.: En los sistemas: de control, electromecánicos y otros).

2.4.1-BENEFICIOS ESTIMADOS DE LOS HIPOTETICOS GRUPOS GENERADORES INCREMENTADOS

Ø En aspectos operativos

- Mejora en la continuidad de suministros de energía.
- Mejora en el aprovechamiento del caudal de agua en tiempos de crecidas del río.
- Mayor disponibilidad de tiempo para la ejecución de los trabajos de mantenimientos con maquinas paradas – Mejora en mantenimientos.
- Mejora las posibilidades de operar las maquinas en la sus fajas de mejor desempeño.
- Mayor flexibilidad operativa, relacionada con la facilidad de compensación de fluctuaciones y con la adaptabilidad a aumentos de los valores de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).
- Reducción de tiempo de espera para mantenimientos por problemas imprevistos.

Ø En otros aspectos

- Aumento de capacidad instalada y de productividad de la central.
- Optimización de los recursos de instalaciones ya disponibles
- Contribución en la protección ambiental, disminuyendo el uso de recursos costosos no renovables (Carbón, gas, fuel oil, etc.)
- No afecta al caudal ecológico del Brazo Aña Cuá.
- Mejora en la satisfacción demanda de Energía Eléctrica de las épocas de verano (que en gran parte coincide con los tiempos de excesos caudales).
- Mejora en la satisfacción de demanda en horas picos de consumo.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

- Serían contemplados los riesgos técnicos/económicos de discontinuidad de suministros por paradas largas de algunas unidades.
- Se dispone de unidad (o unidades) de apoyo para la Central de yacyreta y para una posible central hidroeléctrica de Aña Cuá.
- Mejor aprovechamiento de las obras civiles de grandes dimensiones, ya disponibles.

2.4.2- DESVENTAJAS

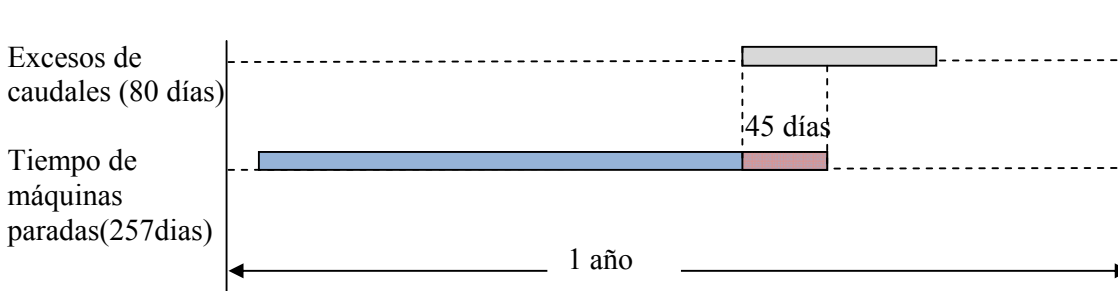
- Nueva inversión.
- Aumento de cantidad de maquinas paradas en tiempos de déficit de caudal del rio.

3- RESUMEN DE LOS ANALISIS

Entre los eventos analizados se tienen como promedios la cantidad de:

- 80 días de excesos de vertimientos /año.
- 257 días de maquinas paradas (> 300 hs) /año.
- 45 días de paradas de maquinas (> 300 hs) con excesos de vertimientos /año.
- 121 días de paradas de maquinas (> 300 hs) no previstas en el programa del inicio de año/año.

En el siguiente diagrama (Fig. 8) se aclara la superposición de los promedios de excesos de vertimientos y paradas, así también la porción de tiempos de paradas que abarcan las paradas largas por averías, todos reducidos en un año.



Referencias:

- Excesos de vertimientos
- Maquinas paradas
- Maquinas Paradas en tiempos de excesos de vertimientos

Fig. 8- Diagrama de tiempo de excesos de caudales y paradas promedio anual

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

4- CONCLUSION

Con los análisis realizados se concluye, que un incremento en números de unidades generadoras, tendría repercusiones cualitativas y cuantitativas ventajosas múltiples, entre las que se pueden destacar:

- El mayor aprovechamiento de la capacidad instalada ya existente.
- Las proyecciones para la satisfacción de las futuras demandas. y
- Las consideraciones de riesgos inherentes en el desempeño del sistema.

Según los datos analizados se constatan que los excesos de caudales en tiempos de crecidas normalmente superan ampliamente los requeridos por dos unidades generadoras de la central para generar a máxima capacidad (Aproximadamente 1600 m³/s, operando próxima a la cota definitiva).

En un hipotético caso de incremento de las unidades generadoras (así como U21 y U22) de características similares a las ya existentes en la central, se conseguirían:

- El aumento de la generación con 2Ux80días-maquina/año que equivale a 160días-maquina/año.
- Reducciones de costos de los mantenimientos, disminución de riesgos de paradas largas y aumento de vida útil del sistema, todos a través de las disponibilidades constantes de estas unidades para las coberturas a las paradas de las unidades para mantenimientos.
- Mayor productividad de la Central.

Con los descritos se deduce que las estimaciones de ganancias económicas para justificar las inversiones, no solamente se atribuirían a las generaciones de las mismas unidades a incrementar en tiempos de excesos de caudales, sino también a las repercusiones económicas debidos a los múltiples mejoramientos ya mencionados, que estos generadores producirían al sistema. Con estas bases la definición de la viabilidad y la cantidad de unidades dependería de la política de la Entidad, o sea del balance de los grados de importancias entre la **mayor productividad, mejores mantenimientos y mayor vida útil** versus **inversiones** (para minimizar los riesgos y costos de mantenimientos, y el aprovechamiento de las energías de los caudales excedentes).

Bibliografía:

Mecánica de los fluidos – Irving H. Shames

Maquinas Eléctricas – Stephen Chapmann

Gestión de Ciclo de Vida de Equipo Basada en Riesgo- *Manual* – Dr. Ing. Mario Solari

Ing. Fabio Meyer



Comité Nacional Paraguayo



Unión Ingenieros de ANDE

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ