



**VII/CE-D2-02**

**SISTEMA DIGITAL DE MEDICIÓN DE ENERGÍA PARA FACTURACIÓN DE LA  
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LA ITAIPU BINACIONAL**

**Julio Cesar Montania E.**  
**ITAIPU Binacional**

**José Luiz Pereira dos Santos.**  
**ITAIPU Binacional/UNIOESTE**

Paraguay/Brasil

**RESUMEN**

El Sistema Digital de Medición de Energía para Facturación de la Central Hidroeléctrica de la ITAIPU Binacional, entró en operación en el año 2002 con todas las facilidades que ofrece la tecnología digital, como ser operaciones de lectura, programación, almacenamiento, parametrización, tanto en forma local como remota, sincronización total para lectura simultánea de todos los medidores mediante señal externa de GPS, supervisión de falla local y remota, totalización de energía horarias, diarias, preparación de planillas, etc.

El sistema digital instalado, fue proyectado de acuerdo a las especificaciones aprobadas por organismos específicos del sector y entró a sustituir a los medidores estáticos, que no contaban con totalizadores de energía. Los medidores digitales de energía se encuentran instalados en diversos puntos de la Central Hidroeléctrica de ITAIPU, en la salida de las líneas de transmisión que interconectan con los sistemas eléctricos Paraguayo y Brasileño.

La arquitectura utilizada para la comunicación de datos, en principio se basó en una red serial 485, con cables de cobre, modems y remotas, la cual no tuvo un desempeño óptimo, presentando periódicamente bloqueos en la transmisión de datos. Dicho sistema funcionó por aproximadamente 2 años, siendo posteriormente sustituido por otra arquitectura que utiliza cables de fibra óptica y conversores electro/ópticos, hub, etc. Esta nueva arquitectura de comunicación de datos, que entró a funcionar desde mediados del año 2005, hasta la fecha presenta un óptimo desempeño.

**PALABRAS-CLAVES**

PAMEF- Panel Auxiliar de Medición de Energía de Facturación

TIs- Transformadores de Instrumentos

TCs- Transformadores de Corrientes

TPs- Transformadores de Potencial

**1.0 - PUNTOS DE MEDICION.**

En la Central Hidroeléctrica de Itaipu y en la Subestación de la Margen Derecha, en todos los puntos de salida de las líneas de transmisión, que interconectan con el sistema eléctrico del Paraguay y del Brasil, se encuentran instalados los dispositivos primarios de medición, que son los transformadores de corriente y de potencial. En dichos puntos de medición normalmente se conectan dos medidores en el mismo bobinado secundario de los TCs, conexión en serie y conectados en paralelo con los TPs. De

esta manera la medición de energía en el mismo punto se esta verificando continuamente entre los dos medidores.

Todas las líneas de transmisión con tensiones nominales de 500 y 220 kV, disponen de dos medidores por punto de medición, en cambio las líneas de transmisión con tensiones nominales de 66 y 13,8 kV, disponen de un solo medidor por punto de medición.

Las empresas interconectadas, ANDE y FURNAS, en el otro extremo de las líneas de transmisión también tienen sus respectivos puntos de medición. Ver la figura 1 a continuación.

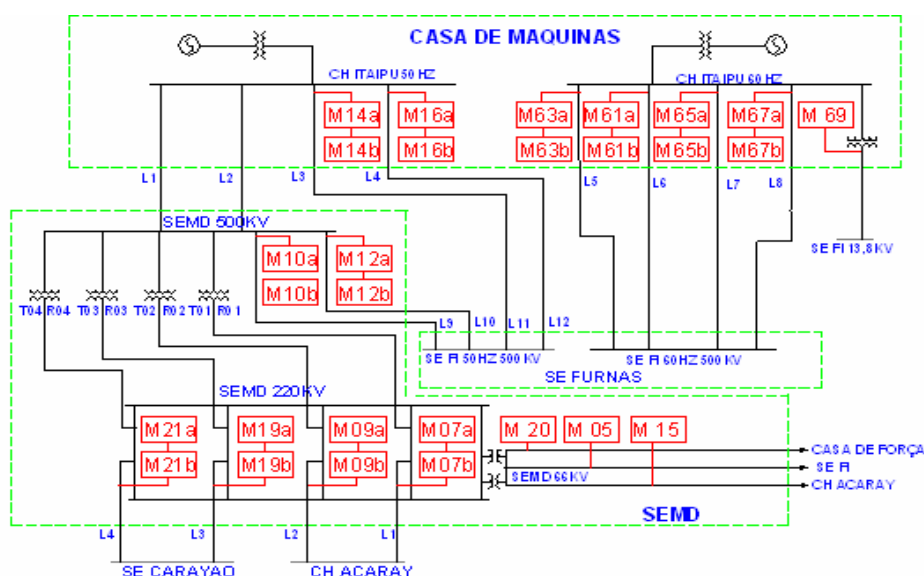


FIGURA 1 – PUNTOS DE MEDICION .

## 2.0 – ESPECIFICACIONES DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.

Cuando se estaba instalando el nuevo sistema de medición de energía para facturación en Itaipu, año 2002, fueron publicados diversas normas relativas a la instalación de sistemas de medición, razón por la cual fue necesario actualizar los circuitos de medición de energía, para adecuar a dichas normas. Uno de los trabajos que la Itaipu tomó como referencia para su instalación fue el documento de la Comisión Mixta de Operación ANDE/ITAIPU/FURNAS, denominado Sistemática para Tratamiento de Sistemas de Medición de Energía para Fines de Facturación. A continuación se presenta un resumen del mismo:

- Criterios básicos de los equipos del sistema de medición de energía para facturación: El medidor principal deberá tener como respaldo un medidor semejante, que podrá ser utilizado como principal. Son semejantes aquellos que poseen los mismos principios de medición, miden las mismas grandezas, poseen la misma resolución y tengan la misma clase de precisión.
- Especificación de los componentes del sistema de medición de energía para facturación: Para transformadores de instrumentos, la clase de precisión de los TIs deberán ser de 0,3 o mejor, con las siguientes condiciones de carga secundaria patrón. TPC y TP, en vacío y con carga (ABNT) C 2,5 a P 200. TCs de carga (ABNT) C 2,5 a C 50.
- No deben ser utilizados transformadores auxiliares en los secundarios de los TIs.
- Los TCs deben tener preferencialmente el cambio de la relación de transformación en el primario.



La señal que llega al medidor es eléctrica, motivo por el cual es necesario utilizar convertidores ópticos/eléctricos para adecuar la señal en el medidor. También se utilizan Hubs, que es un dispositivo concentrador, de múltiple acceso, que se utiliza para direccionar las informaciones en los correspondientes medidores. Cada convertor y hub utilizan fuentes de alimentación auxiliar. La enmienda de los cables de fibra óptica se realizan en las cajas de enmiendas ópticas, DIO. En la figura 3 se muestra el panel CSP-02, con los medidores y los correspondientes dispositivos utilizados para la conexión con el panel PAMEF-2.

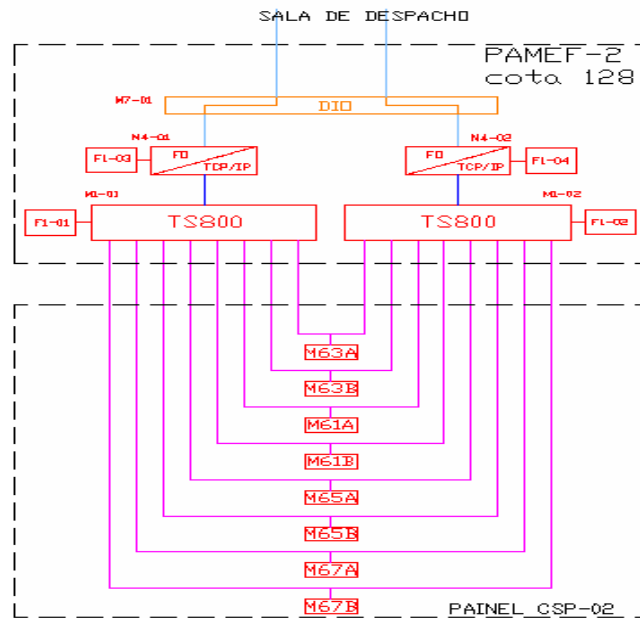


FIGURA 3 – ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN EN EL PANEL DE MEDIDORES

#### 4.0 - ERRORES Y PÉRDIDAS EN EL CIRCUITO DE MEDICIÓN.

##### 4.1- Errores en el Circuito de Medición

En el circuito de medición se debe llevar en consideración el error introducido por todos los componentes integrantes del sistema de medición, que son: los transformadores de corriente y de potencial, el medidor y los cables de conexión.

El valor del error que debe considerarse en el circuito de medición es:  $E = \sqrt{tc^2 + tp^2 + m^2} + C$

Donde:

Tc= error introducido por el TC de medición – según norma 0,3

Tp=error introducido por el TP de medición – según norma 0,3

M= error introducido por el medidor – según norma 0,2

C=error introducido por el cable – variable, esta en el orden de 0,2.

Donde calculando el valor de E, con los valores citados se obtiene el valor de E=0,67 %, que es considerado como un valor típico de error en un circuito de medición de energía para facturación.

##### 4.2- Pérdidas en la Línea de Transmisión

La pérdida en una línea de transmisión, de pequeña extensión, normalmente es un valor despreciable comparando con los grandes bloques de energía que se transmiten a través de la misma. Por ejemplo en una línea de transmisión de 500 kV, entre la central hidroeléctrica de Itaipu y la subestación de Furnas en Foz de Yguazú, cuya distancia es de aproximadamente 8 km, los cálculos de la pérdida y su

relación con respecto a la cantidad de energía transmitida se realiza de la siguiente manera. Las fórmulas a ser utilizadas son:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{Z} \text{Sen} \alpha + \frac{V_1 V_2}{Z} \text{Sen}(\theta_{12} - \alpha) \quad Q_1 = \frac{V_1^2}{Z} \text{Cos} \alpha - \frac{V_1 V_2}{Z} \text{Cos}(\theta_{12} - \alpha)$$

$$P_2 = \frac{-V_2^2}{Z} \text{Sen} \alpha + \frac{V_1 V_2}{Z} \text{Sen}(\theta_{12} + \alpha) \quad Q_2 = \frac{-V_2^2}{Z} \text{Cos} \alpha + \frac{V_1 V_2}{Z} \text{Cos}(\theta_{12} + \alpha)$$

$$P_{\text{perd}} = RI^2 \quad Q_{\text{perd}} = XI^2 \quad Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad \alpha = \text{arcTg} \frac{R}{X}$$

$\theta_{12}$  = Diferencia de ángulo entre  $V_1$  y  $V_2$

Donde las pérdidas serán:  $P_{\text{pérdida}} = P_1 - P_2$        $Q_{\text{pérdida}} = Q_1 - Q_2$

En el esquema de la figura 4, se muestran las potencias, tensiones y la longitud de una línea de transmisión entre ITAIPU y FURNAS, donde dichos valores son conocidos o fácilmente medibles, a partir del cual se podrán realizar los cálculos de las pérdidas en dicha línea.

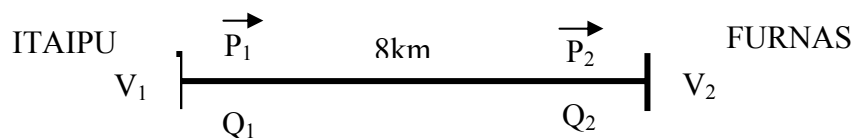


FIGURA 4 – ESQUEMA DE UNA LINEA DE 500 KV ITAIPU/FURNAS

Resolviendo las ecuaciones para el caso de una línea entre Itaipu y Furnas las pérdidas están en el orden de 1 (un) MW, por línea de transmisión, dependiendo de las potencias transmitidas. En condiciones nominales la línea transmite 1575MW, el porcentaje de pérdida por línea sería de  $(1/1575=0,12\%)$  0,06%, que es un valor prácticamente despreciable comparándolo con la transmitida. El error del circuito de medición es mayor que la pérdida en la línea de transmisión.

## 5.0- INSTALACION, PARAMETRIZACION Y COMISIONAMIENTO.

Para la sustitución del sistema de comunicación en el año 2005 y debido a que el sistema de medición de energía para facturación ya se encontraba en funcionamiento, fue necesario preparar un esquema especial para la sustitución de la red de comunicación. La facilidad que se tenía es que los medidores de energía pueden almacenar en su memoria de masa los valores medidos hasta aproximadamente treinta días.

Fueron instalados cinco paneles auxiliares, PAMEF, al lado de los paneles de medición de energía existentes, siendo que los mismos fueron totalmente instalados, verificados, configurados, parametrizados, ajustados y puestos en operación por un período de pruebas de aproximadamente 30 días, sin conectar a los medidores.

No fueron utilizados componentes alguno de la red de comunicación existente, inclusive cables, conectores, etc. Una vez que fueron totalmente comisionados y solucionados todos los problemas en

los PAMEF, entonces fue desconectado la red de comunicación existente y conectado a los medidores la nueva red de comunicación. Fueron instalados nuevas precintas en los medidores.

Fueron realizados las siguientes actividades en el sistema de medición de energía y en la central Notus:

- Efectuado backup de la base de datos y de los aplicativos Notus existentes, versión 1.0
- Actualización del software Notus para la versión 1.1
- Actualizado el catastro de dos puntos de medición de modo a incluir dos direcciones IPs de cada medidor.
- Transpaso de datos de la memoria de masa de los medidores de la versión 1.0 para la versión 1.1
- Configuración de todos los dispositivos.
- Ensayos del GPS y ajuste del reloj de los medidores.

Todo el proceso citado duró aproximadamente una semana, y el nuevo sistema de comunicación entró a funcionar normalmente sin ningún tipo de problemas a partir de ese momento.

## **6.0 - CONCLUSION**

Con la instalación y el funcionamiento del Sistema Digital de Medición de Energía para Facturación, en la Central Hidroeléctrica de ITAIPU, se dio un importante avance en cuanto a la actualización tecnológica de dicho sistema. Principalmente se consiguió ajustar el valor de los errores de medición, en concordancia a lo establecido en las normas y recomendaciones, así como en cuanto a la confiabilidad en los valores medidos, supervisión permanente del sistema completo, descarga automática de las lecturas de los medidores, totalización de la energía medida y emisión de relatorios, horarios, diarios mensuales, etc.

La disponibilidad del sistema de medición de energía en Itaipu es prácticamente del 100%, desde que se instaló el nuevo sistema de comunicación con fibra óptica fueron detectados muy pocas fallas. Algunas que ocurrieron fueron por mal contacto en los conectores RJ45, de la red de comunicación.

Finalmente se puede decir que el sistema de medición de energía para facturación instalado en la Itaipu Binacional, se encuentra en perfecto estado de funcionamiento, esta conforme al estado de arte de la tecnología para este tipo de sistemas y esta de acuerdo a las recomendaciones, criterios y directrices establecidos por los organismos responsables del sector.

## **7.0 – BIBLIOGRAFIA**

- [1] MANUAL DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL MEDIDOR DE LA SCHLUMBERGER QUANTUM Q1000 No. 6000.80.A8511.
- [2] ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN – PLANOS Nos : 6044-DF-A8511 ; 6044-DF-A8512 ; 6044-DF-A8513 ; 6044-DF-A8514 ; 6044-DF-A8515 ; 6044-DF-A8516 ; 6044-DF-A8517 ; 6044-DF-A8518 y 6044-DF-A8519.
- [3] MANUAL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA NOTUS 1.0 - DE LA ACTARIS
- [4] ESPECIFICACIÓN TÉCNICA No. 6000.20.15204.
- [5] COMISIÓN MIXTA DE OPERACIÓN ANDE/ITAIPU/ELECTROBRAS, RELATORIO No CMO/GE-05/080.
- [6] CATALOGOS DE FABRICANTES SCHLUMBERGER, CYCLADES, GARMIN Y PLANET.