



Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
Montevideo - Uruguay

Montevideo, 3 de octubre de 2002.-

Sr. Presidente de la Unidad Reguladora de la Energía
Eléctrica,
EC. CARLOS COSTA.
S/D

No. 74517

REF.: Proyecto de Reglamento del Sistema de Medición
Comercial

De nuestra mayor consideración:

Analizando el proyecto de referencia, han surgido las siguientes interrogantes y apreciaciones que ponemos a vuestra consideración:

- 1) Habida cuenta de que la adecuación del actual sistema de medición existente en UTE implica incurrir en costos no despreciables (centenares de miles de dólares), y en la medida que los ingresos del distribuidor son regulados, se solicita que dichos costos le sean reconocidos específicamente y se prevea un mecanismo que posibilite su recuperación.
- 2) Adicionalmente, teniendo en cuenta que se deben realizar adquisiciones de equipamiento importado y en volúmenes de consideración, así como programar un importante plan de sustitución de equipos, se considera que la duración de la etapa I es insuficiente.
- 3) Aún cuando fueran contemplados los puntos 1 y 2, teniendo en cuenta que la sustitución de transformadores de medida por otros de mejor clase, implican la realización de cortes durante varias horas, que afectarán a importantes zonas del país (especialmente en el interior), surge la interrogante de si estos requisitos son absolutamente imprescindibles para los puntos de medida actualmente existentes. En ese sentido se podría considerar un criterio de sustitución más consistente con la situación del país y de la empresa, de modo que efectivamente se adecuen los medidores en el plazo establecido y para los

...//

//...

-2-

transformadores de medida se proceda de modo de adecuarlos a medida que van siendo renovados.

- 4) El distribuidor debe estar habilitado para verificar el puesto de medida del Gran Consumidor conectado a sus redes, acceder a las lecturas del puesto y participar en toda instancia en que el Gran Consumidor solicite al ADME modificar alguna característica del puesto de medida.
- 5) No resulta claro quién asumirá los costos de comunicación para la realización de las lecturas a distancia.
- 6) En el mismo sentido, en caso de que se requiera hacer uso de las instalaciones de comunicación de un agente, no resulta claro cómo se retribuiría dicho servicio.
- 7) En forma similar al punto 1) no está indicado cómo se reconocerá al distribuidor los costos asociados a las auditorías que deberá contratar periódicamente.
- 8) Independientemente de los criterios utilizados para la cuantificación de los desvíos de los puestos de medida y sanciones en caso de corresponder, se considera que establecer una retroactividad máxima de 30 días para la refacturación, puede resultar insuficiente en determinadas situaciones. El Reglamento debería prever una flexibilidad fundada en los casos que así lo requieran.
- 9) Con respecto a las sanciones, en caso de corresponder, se establece que el monto de la misma es el producto del desvío de medición por el valor monetario de la energía circulante al precio spot en ese nodo. Teniendo en cuenta que pueden existir extensos períodos en los cuales el precio spot es nulo, estaría resultando que esta sanción sería también nula, lo que no sería consistente con la lógica de una sanción.

...//



Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
Montevideo - Uruguay

//...

-3-

10) En el artículo 9 donde se definen los puntos que pudieran constituir frontera, se debería tener en cuenta nodos de vinculación entre un Distribuidor e instalaciones pertenecientes a Interconexiones Internacionales (p.e.: el Chuy).

Sin otro particular
saludamos a Ud. muy atentamente,
EX500004824002902
R 02.-2915



Héctor González Introini
Secretario General



Esc. Ricardo Scaglia
Presidente

14/10/02
14:15