

Paraná, 14 de junio de 2016

CIRCULAR N° 7

REF: Licitación N° 2017-0013 - "Plataforma Integrada de Gestión de la Distribución de Energía Eléctrica"

Se informa Circular N° 7 que pasa a formar parte de la Licitación de Referencia.-

Por intermedio de la presente informamos las respuestas a las consultas realizadas en el marco de la licitación de referencia.

Consulta 1 : ENERSA pretende una solución AMI completa para 1200 clientes industriales y 300 clientes residenciales (Medidores Inteligentes + Solución de Comunicación + Software Meter Data Collector/Head End System); es necesario que ENERSA describa claramente:

Aclaraciones:

- *La propuesta de leer 300 clientes residenciales, se basa en una prueba un piloto; que luego se ampliará.*
 - *Respecto a la lectura de los 1200 clientes industriales, actualmente hacemos la lectura de estos medidores utilizando PrimeRead, no realizamos el control remoto de los suministros, si bien es una funcionalidad que deseamos implementar en un futuro. La cantidad de estos medidores también puede incrementarse.*
 - *Los medidores serán adquiridos por ENERSA en otros procesos de compras, con el software correspondiente para permitir la comunicación con ellos. La solución de comunicación la proveerá ENERSA, pudiendo ser de diferente naturaleza, actualmente se utiliza telefonía celular (gprs).*
- a. Requisitos funcionales de los medidores inteligentes:
- i. Módulo y administración de Corte/Reconexión
 - ii. Parámetros eléctricos requeridos (Voltaje, Corriente, etc.)
 - iii. Uso de perfil de carga-instrumentación
 - iv. Cantidad de perfiles y canales
 - v. Tipo y administración de eventos
 - vi. Características anti-fraudes
 - vii. Limitación de potencia
 - viii. Funcionalidad prepago/pos-pago en un mismo medidor o medidores prepago puros
 - ix. Cantidad de tarifas y requisitos en la configuración multi-tarifa
 - x. Protocolos de comunicación bajo estándares IEC o ANSI, cuáles?
 - xi. Cantidad para las soluciones de comunicación para medidores inteligentes: GPRS; RF; PLC; etc.

Respuesta: *No lo podemos responder ya que los medidores están fuera del alcance de este proyecto.*

Es necesario que se definan cantidades ya que estas van asociadas al medidor y no es posible ofertar 1500 módulos de comunicación para cada solución.

Energía de Entre Ríos S.A.

Sede Social: Buenos Aires 87 (E3100BQA) Paraná, Entre Ríos

Telefax (Líneas rotativas): 54 343 4204420

Inscripción: Reg. Pco. Com. – DIPJ E.R. N° 1858 Secc. Legajo Social

www.enersa.com.ar

Respuesta: Si los módulos de lecturas se hallan asociados al medidor, por favor indicarlo, y lo solicitaremos al fabricante de los medidores. La solución que se proponga deberá disponer de las interfaces adecuadas para comunicarse con los dispositivos, utilizando esta plataforma. De esta manera la solución debería ser independiente de la marca y modelo del medidor, si bien debería disponer de la capacidad de funciones para la cantidad de medidores que posee ENERSA.

Reiteramos que el módulo de comunicación y los medidores no están en el alcance de este proyecto. Para próximas pruebas pilotos estamos considerando la instalación de una red de medidores con comunicación de radio entre ellos y un concentrador y/o Gateway (red mesh). La solución que se proponga debería estar habilitada para interconectarse y procesar estos datos.

b. Requisitos funcionales y no funcionales del software AMI (Meter Data Collector/Head End System)

Respuesta: Como se indicó previamente, ENERSA no posee experiencia en este tipo de sistemas. Por lo que solicitamos nos indique las funcionalidades que nos propone. Hemos descrito el contexto de los sistemas donde los utilizaríamos.

Consulta N°2

ENERSA manifiesta que tienen PrimeRead en versión 8.8.9.0 para la lectura de 891 medidores de diferentes fabricantes; con respecto a esto hay otras dudas:

a. Los Actaris ACE5000 (500 medidores) también se leen con PrimeRead?

Respuesta: Actualmente no lo tenemos implementado. Si bien la información técnica indica que sería posible.

b. Los Landis + Gyr ZMD405CT44.2407 (130 medidores) también se leen con PrimeRead?

Respuesta: Nosotros no los estamos leyendo, son medidores de CAMESA. A ENERSA le interesa poderlos leer en un futuro. Deberíamos analizar la alternativa de tomar las lecturas accediendo directamente a las bases de CAMESA. A estos medidores CAMESA los lee utilizando Prime.

c. Para los AMI residencial: Storey y Honeywell

i. Qué cantidad corresponde para cada uno?

Respuesta: Estas marcas corresponden a las alternativas más posibles que hemos analizado para las pruebas piloto.

ii.Cuál es el software HES y versión que utilizan para cada AMI?

Respuesta: Como aún no hemos finalizado la selección de los medidores para el piloto, no lo sabemos.

iii. Estos AMI se leen con PrimeRead?

Respuesta: No, es intención de ENERSA leerlos con un software específico. Si bien Prime podría leer algunas marcas y modelos de los concentradores o medidores dependiendo de las tecnologías de comunicación y protocolos, no se ha propuesto ello como un requerimiento excluyente.

Consulta N°3

En cuanto a la solución de pérdidas que desea a futuro:

- a. ¿Como desea ENERSA su solución de pérdidas no técnicas? ¿Por infraestructura de medición? ¿O por software de análisis?

Respuesta: Por ambas, si bien la infraestructura se irá instalando progresivamente. Debemos considerar que actualmente dispondríamos con la información de SCADA.

- b. ¿Cuáles son las pérdidas totales?

Respuesta: Las pérdidas totales del sistema de ENERSA es del 10,4%.

- c. ¿Cuáles son las pérdidas no técnicas?

Respuesta: Pérdidas no técnicas estimadas son del orden del 3,5%.

Consulta N°4

En cuanto al Monitoreo de Transformadores:

- a. ¿Cuántos transformadores de BT hay?

Respuesta: ENERSA posee 12.000 subestaciones de BT, el 60% de ellas corresponden a subestaciones que no tienen red de BT.

- b. ¿Cuántos transformadores de MT hay?

Respuesta: La red de ENERSA cuenta con 84 Set 33-13Kv, con 100 transformadores.

- c. ¿Existen medidores instalados en los transformadores? ¿De qué fabricante? ¿Cuáles son los requisitos para tele-medir los medidores instalados o a instalar en los transformadores?

Respuesta: Actualmente no tenemos medidores instalados en las subestaciones MT/BT; y tampoco en las Estaciones Transformadoras MT/MT pero estas últimas cuentan algunas con registradores de calidad de producto y otras con SCADA.

- d. ¿Se debe provisionar en la oferta los medidores para los transformadores? ¿Cuáles son las características solicitadas?

Respuesta: No, al momento de instalarlos se realizará un proceso de compras separado. Si debe indicar qué características deben tener estos equipos.

- e. ¿Es requerido ofertar una solución de medición en transformadores que ataque las pérdidas no técnicas?

Respuesta: Es una de las funcionalidades solicitadas en el pliego.

Consulta N°5 En cuanto al MDM:

- a. ¿Cantidad de puntos de medición que deben ser soportados? Es necesario saber cuántos puntos de medición desean sean soportados por el MDM, 5.000 podrían ser suficientes? Requieren mas? o. Desean mantener PrimeRead? O puede ser reemplazado?

***Respuesta:** Entendemos que 5000 puntos de medición es insuficiente en un futuro. El oferente deberá indicar la forma en que se pueden agregar paquetes de licencias de lectura y el costo que ello tendría. Prime Read puede ser reemplazado o integrarse como herramienta al sistema.*

- b. ¿Cantidad y cuales sistemas corporativos deben ser integrados con el MDM?

***Respuesta:** Básicamente los sistemas Comercial (para facturación) y diferentes módulos de distribución tales como interrupciones, mantenimiento, calidad de producto, etc.*

- c. ¿Cuál es el modelo de integración que ENERSA va adoptar para la integración del MDM y los sistemas corporativos?

***Respuesta:** El sistema de integración propuesto es a través de WebServices tal como se plantea en el capítulo de arquitectura. Si existiese una solución más conveniente para este caso en particular, se debe plantear.*

- d. ¿Tipo de intervalos de uso (ejemplo: 15, 30, 60)?

***Respuesta:** En el mercado mayorista comercial se utiliza 15 minutos, además deberán considerarse Los necesarios para calidad de producto.*

- e. Funcionalidades que debe soportar el MDM:

- i. VEE:
 1. ¿Qué tipo de validaciones?
 2. ¿Qué Tipos de estimativa?
- ii. Tipos de comandos (conexión, desconexión, demanda, etc.)
- iii. Tipos de transacciones entre los sistemas corporativos y el MDM.
- iv. Tipos de canales
- v. Gestión de alertas y alarmas
- vi. ¿Medición virtual?
- vii. ¿Validación de configuración de medidores?
- viii. ¿Edición manual de lecturas?
- ix. ¿Cuales requerimientos de seguridad?
- x. Expansión de funcionalidad por módulos (ejemplo: Gestión de carga de transformadores, Robo de energía, Respuesta a la demanda, Portal del cliente, etc.)
- xi. ¿Lecturas por terminales portátiles?
- xii. ¿Cuáles tipos de tarifas?

***Respuesta:** ENERSA no posee actualmente una solución MDM, el oferente deberá indicar las funciones que provee la solución que oferta, para que ENERSA pueda evaluarla.*

Consulta N°6 ¿Qué tipo de deuda solicitan en el "Punto C – Situación económico-financiero" (pag 10 #02GIDE Pliego de Bases y Condiciones Particulares Generales v05 (003))?
Comercial, financiera, impositiva o previsional?

***Respuesta:** Se refiere a deudas financieras, generalmente bancarias*

Energía de Entre Ríos S.A.

Sede Social: Buenos Aires 87 (E3100BQA) Paraná, Entre Ríos

Telefax (Líneas rotativas): 54 343 4204420

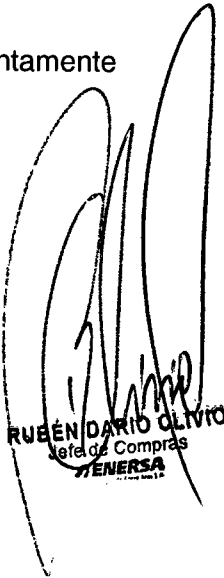
Inscripción: Reg. Pco. Com. – DIPJ E.R. N° 1858 Secc. Legajo Social

www.enersa.com.ar

Consulta N°7 ¿Qué tipo de seguros solicitan en el "Punto D – Situación económico-financiero" (pag 10 #02GIDE Pliego de Bases y Condiciones Particulares Generales v05 (003))? caución o patrimonial? Benetti-Balcar

Respuesta: Pueden ser de caución o patrimoniales, las principales.

Sin otro particular saluda atentamente



RUBÉN DARIÓ OLIVIO
Jefe de Compras
ENERSA

Energía de Entre Ríos S.A.

Sede Social: Buenos Aires 87 (E3100BQA) Paraná, Entre Ríos

Telefax (Líneas rotativas): 54 343 4204420

Inscripción: Reg. Pco. Com. – DIPJ E.R. N° 1858 Secc. Legajo Social

www.enersa.com.ar