



Estudio sobre Smart Grid y desarrollo de una aplicación para multitarifas al consumo eléctrico residencial

José María Cabral^{1 3}, Hugo Larangeira², Ladislao Aranda²

¹Fundación Parque Tecnológico Itaipu – Paraguay / Centro de Innovación en Automatización y Control

²Itaipu Binacional

³Universidad Católica Nuestra Señora de la Asunción – Campus Alto Paraná

Email: jose.cabral@pti.org.py, Tel: +595 983 597788

RESUMEN:

Smart Grid es una idea amplia que apunta a dotar de inteligencia a la red eléctrica en todos los niveles para su mayor control, de manera a reducir los distintos problemas de energía, tales como: cortes, mala calidad, rápido crecimiento del consumo, altos picos, entre otros, cuyos ejes de trabajo son definidos de manera distinta por cada país, empresa, consumidor u otro interesado en el tema. Uno de los ejes de trabajo es *Advanced Metering Infrastructure (AMI)*, que contempla una red de transmisión de datos fiable y dos puntos a conectar, por un lado, los medidores inteligentes situados del lado del consumidor, y por el otro, un sistema de manejo de datos de la concesionaria. Las tecnologías y los conocimientos desarrollados para lograr AMI sirven de punto de partida para muchos servicios y características que ayudan a los objetivos de la *Smart Grid*, entre ellos la creación de sistemas de tarifas diferenciadas (multitarifas) que permiten la reducción de picos de consumo a través de incentivos al consumidor. En nuestro país, el sector de mayor consumo eléctrico es el residencial, que sufre, al igual que los demás sectores, varios cortes de energía eléctrica anuales, especialmente en horarios picos, a pesar de la gran capacidad de generación existente. Apoyado en el proyecto “Telemedidores” del Centro de Innovación en Automatización y Control, unidad operativa de la Fundación Parque Tecnológico Itaipu - Paraguay, que utiliza medidores electrónicos capaces de comunicarse vía *Power Line Communication*, este trabajo presenta un sistema multitarifas utilizando los datos de consumo proveídos por estos medidores, de manera a incentivar económicamente al consumidor a reducir su consumo en horarios de consumo pico, y a aumentarlo en horarios de consumo valle. Además, se presenta el desarrollo de una aplicación informática orientada hacia el consumidor residencial que muestra los datos del sistema multitarifas, junto con otras funciones. En este escenario, el consumidor residencial debe ser estimulado hacia un cambio de plan de tarifas más adecuado a sus posibilidades económicas, ya que el mismo no visualiza a la red eléctrica desde un ángulo técnico, sino como algo meramente económico.

PALABRAS CLAVES

Smart Grid. Advanced Metering Infrastructure. Demand Response



X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

1. SMART GRID	2
1.1 Auto-recuperación.....	2
1.2 Motivación e inclusión del consumidor	2
1.3 Resistencia a ataques.....	2
1.4 Provisión de energía de calidad para las necesidades del siglo 21	2
1.5 Acomodación de todas las opciones de generación y almacenaje.....	3
1.6 Creación de mercados	3
1.7 Optimización de los bienes y operación eficiente.....	3
2. AMI Y DEMAND RESPONSE	3
2.1 Tipos de programas de DR	3
3. ASPECTOS RELEVANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO.....	4
3.1 Relación Multitarifas - <i>Smart Grid</i>	5
4. TELEMEDIDORES	5
4.1 Esquema del proyecto	5
5. DESARROLLO DE LA APLICACIÓN MULTITARIFAS	6
5.1 Criterios de desarrollo de la aplicación.....	6
5.2 Discriminación de precios para el sistema multitarifas	6
5.3 Otras funciones	8
5.4 Resultados	8
6. CONCLUSIÓN	8

1. SMART GRID

El consumo de electricidad viene siendo alterado constantemente desde que la sociedad moderna inclinó sus principales actividades hacia el consumo de energía eléctrica. En cambio, la red de suministro eléctrico no ha cambiado lo suficiente desde sus inicios para acompañar a las nuevas demandas, y se ha vuelto antigua.

Ante esto, surgió la idea de una red inteligente, más conocida como *Smart Grid*. El término *Smart Grid* no tiene una definición exacta, y varios grupos de interesados han sacado sus propias definiciones sobre el tema. Sin embargo, todos están de acuerdo sobre la aplicación de un poco de computación a la red eléctrica.

La utilización de sensores digitales y controles remotos en la transmisión y distribución hará de la red más inteligente, “verde” (ecológica) y eficiente. Con esto, se mantendrá en comunicación a todos los puntos importantes dentro del sistema eléctrico. La red tendrá respuestas más rápidas, será más transparente e interactiva que la red actual. Podrá juntar todo tipo de recursos de energía, coordinar la carga de vehículos eléctricos, proveer información al consumidor sobre su consumo y dar a los operadores del sistema de suministro un mayor control sobre la red.

Se explica a continuación, algunas características importantes que se plantean para la red inteligente.

1.1 Auto-recuperación

La auto-recuperación permite que ante desperfectos en equipos o líneas, éstos sean aislados e incluso reparados de manera autónoma, minimizando así los tiempos de recuperación y las áreas afectadas. También será factible identificar la fuente de energía eléctrica que suministra en baja calidad para así tomar las acciones necesarias que permitan la conmutación a una fuente limpia. De esta manera, para el consumidor, estos eventos pasarán inadvertidos, pues el servicio nunca se ha interrumpido.

1.2 Motivación e inclusión del consumidor

La red moderna contempla una relación cercana entre el consumidor y la concesionaria, donde el consumidor tiene mayor participación. Varias opciones surgen, entre ellas modelo *Demand Response* (DR), donde el consumidor tendrá opciones de precios que le permitirán elegir cuándo y de dónde retirar energía, e incluso proveer energía a la red eléctrica en caso de contar con fuentes de generación.

1.3 Resistencia a ataques

La descentralización de la generación reducirá los objetivos capaces de ocasionar consecuencias a gran escala; el monitoreo profundo de la red, mejorará la visión de infracciones en equipos importantes; la auto-recuperación disminuirá el tiempo de recuperación y mostrará una imagen robusta de la red, lo cual alejará a posibles *hackers* (piratas informáticos); el desarrollo de un sistema de comunicación con la capacidad de encriptación dará mayor confidencialidad cibernética; se implementarán estándares de seguridad en los nuevos equipos y se adaptarán los ya instalados para alcanzar el mismo nivel de seguridad.

1.4 Provisión de energía de calidad para las necesidades del siglo 21

Hoy en día, con la revolución electrónica, y la inter-dependencia entre equipos, son necesarios estándares de mayor alcance de calidad de energía en pos del funcionamiento de los servicios. Para contrarrestar los distintos tipos de perturbaciones en la red moderna, se desarrollarán e instalarán tecnologías distintas para cada tipo, incluso en la distribución.

Dependiendo de la necesidad del consumidor, se ofrecerán distintos tipos de energía a distintos precios, una del tipo *estándar* y otra del tipo *premium*, esta última tendrá minimizados los armónicos, desbalanceo de cargas y disturbios por rayos.

1.5 Acomodación de todas las opciones de generación y almacenaje

La *Smart Grid* incentivará la instalación y uso de Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés), en su mayoría de energía renovable. Se buscará la proximidad de los DER con las cargas, y el uso de Vehículos Eléctricos Híbridos *Plugin* (PHVE, por sus siglas en inglés) como formas de almacenaje y generación móviles, haciendo más estable al sistema, y reduciendo pérdidas en la transmisión.

1.6 Creación de mercados

En el futuro, se crearán mercados de acceso libre. Las operaciones de mercado bien diseñadas propiciarán la creación de nuevos servicios y bienes adaptados a las necesidades del consumidor. La *Smart Grid* unirá al vendedor y al comprador de energía, surgirán nuevas oportunidades de mercados (por ejemplo: DER y DR), se incluirán a los vehículos eléctricos, además de corredores de bolsas, consumidores y otros, en un mercado de energía en tiempo real.

1.7 Optimización de los bienes y operación eficiente

Esta característica será parte de todas las demás. Cuando se desarrollen las demás características, tendrán como objetivo hacer trabajar a la red eléctrica de la manera más eficiente.

2. AMI Y DEMAND RESPONSE

A partir del avance tecnológico en el área de medición eléctrica, surge lo que se conoce como Infraestructura Avanzada de Medición o *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) que se refiere a la recolección de datos de medidas en el tiempo y capaz de enviar a una central donde se procesen los datos. AMI se constituye como un eje de trabajo principal en la *Smart Grid*, e incluye los medidores en el lugar del consumidor, las redes de comunicación entre el consumidor y el proveedor, y la recepción y manejo de datos de acuerdo a algún fin establecido. AMI no se refiere únicamente a medición de energía eléctrica, sino que también puede enviar datos de tensión, corriente, factor de potencia u otros parámetros que la concesionaria pueda necesitar para mejorar la calidad de la energía, e incluso integra otros servicios como agua y gas, de manera a ofrecer más opciones al consumidor.

Con la implementación de AMI, surgen un abanico de servicios y oportunidades en el área eléctrica, como la visión profunda del estado de la red, implementación de sistemas de generación distribuida, manejo de la carga, entre otros.

Debido a que la generación debe seguir al consumo, el manejo de carga es un objetivo importante para las concesionarias, y puede permitir reducir picos y valles pronunciados en la curva de carga. El manejo de la demanda, es conocido como *Demand Response* y se puede definir de la siguiente manera:

Cambios en el uso eléctrico de los recursos del lado de la demanda (clientes finales) de sus patrones normales de consumo en respuesta a cambios en el precio de la electricidad, o al pago de incentivos diseñados a inducir el bajo uso de la electricidad en horarios de altos precios de mercados mayoristas o cuando la fiabilidad del sistema está amenazada [1].

Con esto, los usuarios son incentivados a mover cargas de los horarios picos, a los horarios valles de carga, haciendo que la curva de carga sea más plana, lo que se refleja en un mejor funcionamiento de la red eléctrica, al no trabajar cerca de sus límites de operación.

2.1 Tipos de programas de DR

Según el tipo de programa, se los puede dividir en dos grandes grupos:

- *Demand Response* basado en el incentivo: son programas donde se paga al participante por reducir sus cargas en ciertos horarios requeridos por el proveedor. Estos horarios

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

pueden estar definidos por algún problema de fiabilidad de la red o por los precios altos de la electricidad.

- *Demand Response* basado en el precio: son programas que ofrecen al consumidor tarifas que varían en el tiempo, y reflejan el costo de la electricidad en distintos horarios. Con esta información, los consumidores tienden a usar menos la electricidad en períodos de precios altos;

El primer grupo comprende programas más complicados, y habitualmente incluyen avisos a los consumidores para la reducción de carga, lo que dificulta la participación activa del consumidor.

El segundo grupo, ofrece al consumidor distintos precios de acuerdo al horario, que reflejan mejor el precio de costo de producción o de compra para la concesionaria. Dentro de este grupo se destacan tres programas, de los cuáles, el programa básico es conocido como TOU (Tiempo de uso, por sus siglas en inglés) que utiliza bloques de horas diarias con precios establecidos, que cambian por temporada y no diariamente. Generalmente los programas TOU utilizan un precio para los horarios pico, y otro precio para los horarios no picos, aunque algunos agregan un precio intermedio. Se puede ver un ejemplo en la Figura 1.

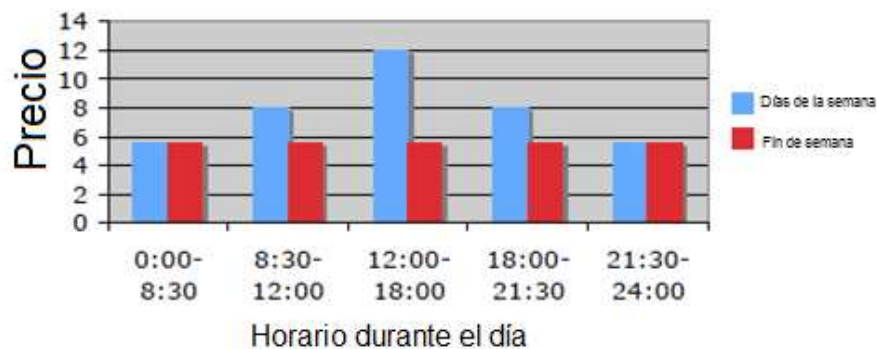


Figura 1: Ejemplo de horario de bloques de precios diarios para un programa TOU [1]

Los otros dos programas del segundo grupo son Precios en Tiempo Real (RTP, por sus siglas en inglés), donde los precios varían continuamente durante el día, reflejando más fielmente los precios de producción, y Precios de Pico Crítico (CPP, por sus siglas en inglés), similar a TOU, ya que presenta tarifas fijas durante períodos normales, pero además, tarifas varias veces mayor durante períodos de picos críticos de demanda.

3. ASPECTOS RELEVANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO

En el Paraguay, la producción anual de energía eléctrica per cápita es de 10,49 MWh [2], la misma supera el promedio mundial de 3,54 MWh [2]. Actualmente la capacidad de transmisión y de distribución no puede soportar la demanda de energía eléctrica en los horarios picos, especialmente en verano, lo que ocasiona numerosos cortes de energía eléctrica [3]. Esto muestra que existe una gran diferencia entre la gran capacidad de generación, y la poca capacidad de transmisión y distribución que existe en nuestro país, haciendo que el consumidor no pueda disponer de toda esa energía generada, limitando las instalaciones de industrias y produciendo cortes en distintas zonas del país, especialmente en el verano.

Además, el sector eléctrico paraguayo se caracteriza por la gran carga residencial existente, que supera el 40% de la carga total, según datos de la ANDE del 2008, como se ve en la Tabla I.

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

Tabla I: Consumo de electricidad por tipo de consumidor [4]

	2007		2008	
	kWh	%	kWh	%
Residencial	2.300.746.292	41,23	2.472.884.866	41,39
Comercial	1.050.721.056	18,83	1.136.234.321	19,02
Industrial	1.463.326.471	26,22	1.536.272.518	25,71
Otros	765.649.616	13,72	829.597.777	13,88
Total Mercado Nacional	5.580.443.435	100,00	5.974.989.482	100,00
Total Mercado Externo	516.677.139		187.681.632	
Total	6.097.120.574		6.162.671.114	

3.1 Relación Multitarifas - *Smart Grid*

Teniendo en cuenta estos datos, se puede ver a los programas de *Demand Response* como una solución a los problemas de sobrecarga, aún más si son aplicados a los usuarios residenciales. Los programas de *Demand Response* pueden ser un incentivo para el consumidor común, que podría ahorrar dinero, y al mismo tiempo estaría participando en las cuestiones de la red eléctrica, incluso sin saberlo. El programa y la tecnología a utilizar deberían ser estudiados para cada caso, ya que un sistema complicado o no muy claro, podría provocar rechazo del consumidor.

Con estas implementaciones, se puede incentivar al consumidor a reducir su consumo en ciertos horarios y a aumentar en otros, de manera que el consumidor comienza a participar en las cuestiones eléctricas, y la demanda pasa a ser manejable. La concesionaria tiene mayor control sobre la demanda, y se abren las posibilidades a sistemas de *Demand Response* más complicados, como RTP, CPP o la inclusión del consumidor en los mercados mayoristas. La distancia entre el consumidor y la concesionaria se va reduciendo, y ambos salen beneficiados económicamente. A nivel social, el estado de la red eléctrica pasa a ser de interés de más personas y existe mayor conciencia sobre el ahorro energético.

4. TELEMEDIDORES

Uno de los proyectos ejecutado en el CIAC es el “Plan Piloto de Implantación de Medidores Eléctricos Residenciales, con tecnología PLC (*Power Line Communication*)”, conocido como “Telemedidores”, que tiene como objetivo la instalación de medidores eléctricos residenciales digitales que son capaces de enviar información a través de la propia línea de 220 V, evitando la instalación de cables propios para la comunicación.

4.1 Esquema del proyecto

Los medidores son capaces de medir tensión, corriente, energía activa, reactiva y aparente, potencia activa, reactiva y aparente, y factor de potencia. Los datos leídos son guardados en una memoria, y enviados cuando son requeridos. La comunicación se hace por la misma línea de baja tensión conectada a las bornas del telediodor, utilizando el protocolo de comunicación *LonWorks*®.

Los medidores se conectan con un concentrador, que recibe los datos de varios medidores, los guarda y luego los envía a la central por otro medio. En el proyecto se utiliza el *i.LON*® *SmartServer 2.0* (*SmartServer* en adelante) adquirido de la empresa *Echelon*®.

Para poder formar una red, los medidores y el *SmartServer* deben estar en los mismos circuitos de alimentación debajo del transformador de distribución, ya que no es posible enviar datos a través del transformador. El esquema se ve en la Figura 2.

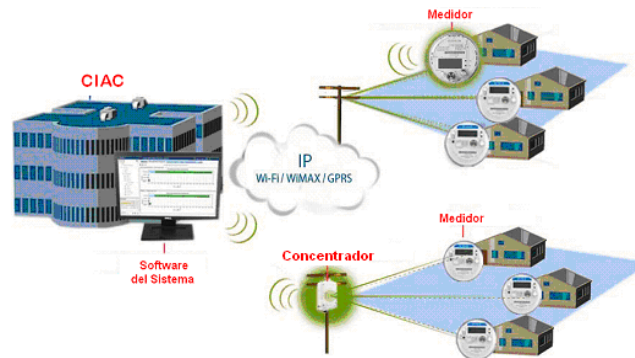


Figura 2: Esquema del objetivo del proyecto “Telemedidores”

5. DESARROLLO DE LA APLICACIÓN MULTITARIFAS

Utilizando la tecnología disponible en el proyecto “Telemedidores”, se desarrolló una aplicación informática, para sistemas operativos Windows, que se conecta al concentrador de datos, y obtiene los datos de consumo eléctrico en el tiempo, y aplica un programa TOU. Además, esta información, junto con otras más, se presentan al consumidor de manera sencilla, de manera que pueda ser incentivado a participar activamente en el programa.

5.1 Criterios de desarrollo de la aplicación

El objetivo principal del sistema multitarifas es ofrecer incentivos al consumidor para que reduzca su consumo en los horarios picos, y aumente en los horarios valles, como ya se vio anteriormente. Con esto, la demanda se vuelve una variable controlable, siempre y cuando el consumidor tome las acciones correspondientes en los distintos horarios. Un sistema multitarifas no exige la presentación al consumidor de los datos del consumo en tiempo real, pero una herramienta como ésta sirve para la transparencia del sistema y para la educación del consumidor común respecto al consumo eléctrico, y su influencia en el sistema eléctrico.

Por lo tanto, la aplicación desarrollada está enfocada en el consumidor común y para su desarrollo se tuvieron en cuenta los siguientes criterios:

- Debe tener una interfaz sencilla, agradable, sin sobrecarga de información;
- El consumo debe mostrarse en un gráfico, no deben ser presentados datos sueltos o en tablas;
- Además de la información respecto al cobro multitarifario, se deben presentar otras funciones que sirvan al consumidor, siempre que la tecnología lo permita;
- No se debe caer en los excesos, tanto en la apariencia como en la información presentada;
- La aplicación debe ser rápida para un computador básico;
- La aplicación no debe estar en el primer plano de la pantalla durante el uso normal de la computadora, es decir, no debe ocupar mucho espacio en la pantalla.

5.2 Discriminación de precios para el sistema multitarifas

La determinación de horarios y precios óptimos para un escenario dado queda fuera del alcance de este trabajo, ya que implica amplios estudios técnicos de curvas de demanda y de costos de generación diarias y anuales, estudios sobre condiciones de los sistemas de transmisión y distribución, así como también estudios económicos y sociales, de manera que se pueda equilibrar los costos de operación en cada hora del día con la demanda existente de carga.

Por esto, para la implementación del sistema multitarifas se utilizó como referencia al sistema de tarifas eléctricas de la Provincia de Ontario, Canadá, que tiene tres horarios con tarifas diferenciadas: horario pico a 0,108 C\$ (dólar canadiense) por kWh, horario medio pico a 0,092 C\$ por kWh y horario valle a 0,062 C\$ por kWh. Como cada escenario es diferente, y el cambio de moneda es fluctuante, no es conveniente hacer un cambio directo de la moneda dólar canadiense al guaraní, por lo que para adaptar estos precios a nuestro sistema de cobro se utilizó la tarifa promedio de las tres tarifas de la tarifa

X SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
19, 20 y 21 de Setiembre de 2012

residencial alimentada en baja tensión, que es igual a 342,3 G por kWh, como tarifa del horario medio pico y las tarifas de los horarios pico y valle se obtuvieron manteniendo las relaciones porcentuales existentes entre las tarifas del horario medio pico y las de los otros horarios en el sistema de Ontario. Por lo tanto, como el horario pico y valle en Ontario tienen valores de 117,39 % y 67,39 % respecto al horario medio pico respectivamente, aplicando estos porcentajes al valor 342,3 G por kWh obtenido, resultan en 401,8 G por kWh y 230,6 G por kWh para los valores pico y valle a nuestro sistema de cobro respectivamente.

Los horarios elegidos son: de 0 a 8 horas, horario valle; de 8 a 16 horas, horario medio pico; y de 16 a 24, horario pico. Estos horarios y tarifas son adaptaciones sólo para la prueba del sistema en la aplicación desarrollada y no tienen la intención de reflejar valores óptimos al sistema eléctrico paraguayo.

Una vez establecidos los distintos horarios y los precios para cada uno, se llevó a cabo la codificación para el cálculo del consumo y el dinero a pagar en cierto período de tiempo, siguiendo estos pasos:

- Se identifican el último y el primer registro de energía de cierto horario tarifario del primer día del período dado y se guarda la resta de ambos;
- Se repite el punto anterior para los otros horarios tarifarios, pero se guardan las restas aparte para cada horario tarifario;
- Al momento de repetir los puntos anteriores para otros días, las restas se irán sumando a los resultados anteriores de cada horario tarifario;
- Al finalizar el período dado, el resultado de cada horario tarifario se multiplica por la tarifa correspondiente, y la suma de los tres productos corresponde al monto total a pagar;
- La suma de los resultados de cada horario tarifario es la energía total consumida en el período dado, y debe ser igual a la resta del último y el primer registro del período.

Un resumen de este procedimiento se presenta en la Figura 3.

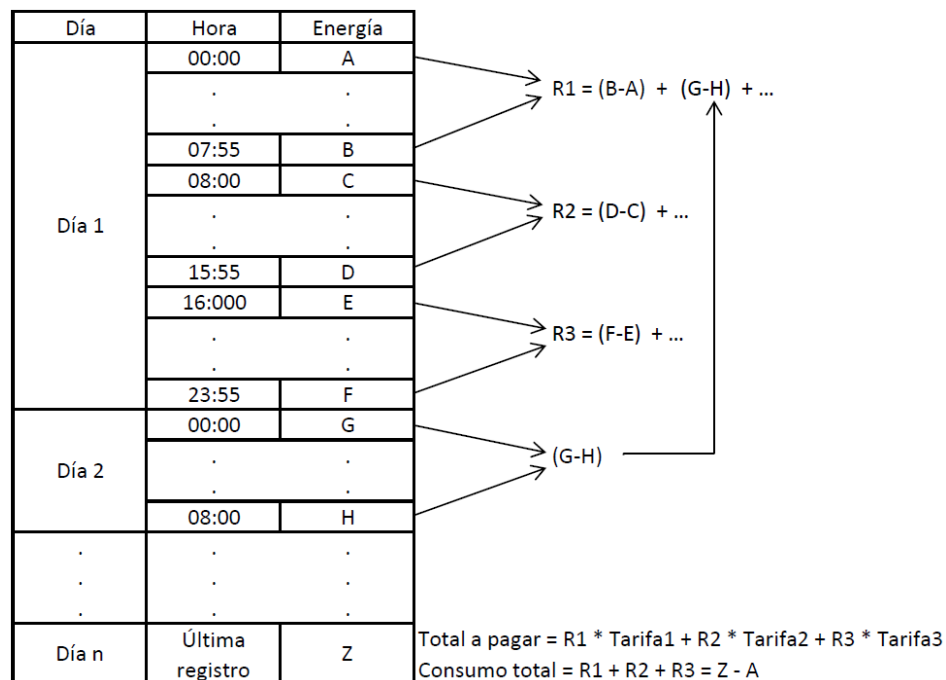


Figura 3: Resumen del cálculo multitarifas

5.3 Otras funciones

Además del sistema multitarifas, la aplicación desarrollada presenta otras funciones, de manera a incentivar al usuario a su participación. Por ello, se presenta el costo de la energía si hubiese utilizado la tarificación normal, la potencia máxima y la potencia promedio durante cierto período, y se presenta la potencia en tiempo real en forma de gráfico, de manera que el usuario pueda cuantificar su propio consumo, y su propio gasto.

5.4 Resultados

La Figura 4 muestra la interfaz de la aplicación desarrollada que se presenta al consumidor con las distintas partes y funciones implementadas.

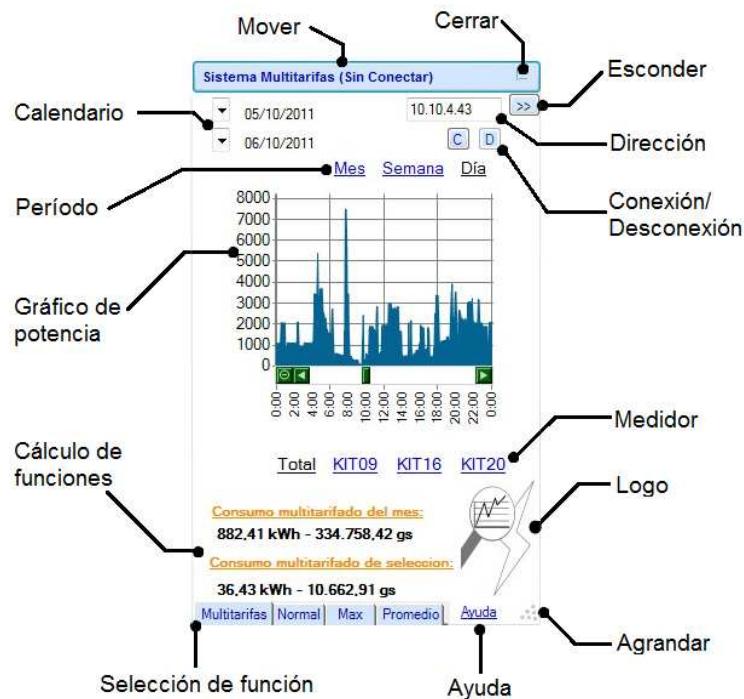


Figura 4: Partes de la interfaz de Sistema Multitarifas

6. CONCLUSIÓN

El concepto *Smart Grid* no está aún limitado y existen distintos puntos de vistas sobre cuáles son sus alcances y las distintas características. En la mayoría de los casos, un eje importante de trabajo hacia *Smart Grid* es AMI, un sistema evolucionado de medición de energía eléctrica, en el cual se basan muchas otras tecnologías y opciones, como los programas de *Demand Response*, que buscan reducir el rápido crecimiento del consumo en general, y específicamente el consumo pico.

Los sistemas multitarifas son un tipo de programa de *Demand Response*, y si se aplicase al sector residencial en nuestro país, podría dar a la concesionaria mayor control sobre este sector, incentivando a desplazar grandes cargas fuera de los horarios picos, hacia los horarios valles.

Teniendo esto en cuenta, se desarrolló una aplicación informática para multitarifas, con un enfoque hacia el consumidor y no hacia la concesionaria. La aplicación se apoya en la tecnología disponible en el proyecto “Telemedidores” del FPTI-PY y recoge datos de consumo de los medidores electrónicos, calcula el gasto utilizando un sistema de multitarifas planteado, y los muestra de manera sencilla al consumidor.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Demand response – An Introduction*. Rocky Mountain Institute, EE.UU, 2006, página i.
Disponible en Internet
<http://www.smartgridinformation.info/pdf/2440_doc_1.pdf>. Acceso en mayo del 2011.
- [2] http://www.nationmaster.com/graph/ene_ele_pro-energy-electricity-production. Acceso en octubre del 2011
- [3] <http://www.caritas.com.py/index.php/noticias-nacionales/cortes-de-luz-seguirneste-verano/>. Acceso en octubre del 2011.
- [4] www.ande.gov.py. Acceso en abril del 2011