

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
DIRECCIÓN GENERAL DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
POST GRADO EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS
ESPECIALIDAD EN MERCADEO

FACTIBILIDAD DE LA IMPLANTACIÓN DE UN SISTEMA PREPAGADO
DE ENERGÍA EN VENEZUELA A TRAVÉS DEL PROGRAMA BARRIO
ELÉCTRICO DE LA ELECTRICIDAD DE CARACAS

Trabajo de Investigación presentado por:
Daniel GONZÁLEZ ORTIZ

a la
Dirección de Postgrado en Gerencia de Administración de Empresas,
para obtener el título de Especialista en Administración de Empresas,
mención Mercadeo

Tutor Guía:
Carlos GÓMEZ ORTEGA

Caracas, Octubre 2005

AGRADECIMIENTOS

Se ofrecen los mas sinceros agradecimientos a mi esposa Belkys Doval Maril y a Carlos Gómez por la ayuda incondicional prestada para el desarrollo del presente Proyecto de Investigación.

INDICE

	<i>Pág.</i>
Resumen Ejecutivo	5
I CAPÍTULO - MARCO INTRODUCTORIO	
1.1.- Planteamiento y formulación del problema	8
1.2.- Antecedentes	10
1.3.-Justificación del problema	19
1.4.-Objetivo general y específicos	20
II CAPÍTULO - MARCO TEORICO	
2.1.- Así es la Electricidad de Caracas	22
2.2.- Electricidad de Caracas: 110 años de historia	23
2.3.- Características del mercado	31
2.4.- El problema (y la oportunidad) de los barrios	33
2.5.- Marco legal y administrativo	34
2.6.- Estudio	35
2.7.- Factores clave de éxito de un sistema prepago de energía	58
2.8.- Cálculo del costo de la energía	62
III CAPÍTULO – MARCO METODOLOGICO	
3.1.-Problema a investigar	68
3.2.- Definición de las variables	68
3.3.- Diseño y estrategia de la investigación	68
3.4.- Población y muestra	69
3.5.- Técnicas e instrumentos de recolección de datos	71
3.6.- Procedimiento para la recopilación de datos	72
IV CAPÍTULO – ANÁLISIS DE LOS DATOS	
4.1.- Hallazgos	75
4.2.- Datos demográficos de los participantes	75

V CAPÍTULO – ANÁLISIS DE HALLAZGOS, CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

5.1.- Análisis de hallazgos	91
5.2.- Conclusiones	93
 Bibliografía	 94

RESUMEN EJECUTIVO

"Y hasta los fantasmas desaparecieron...". Fue lo que se escuchó de los venezolanos cuando llegó la luz eléctrica. Para Venezuela, la electricidad fue un factor de progreso y bienestar social, ya que gracias a los beneficios ofrecidos por este nuevo servicio, se generó en el país el fenómeno de urbanización. La resistencia y el miedo por lo novedoso... se esfumó.

La Electricidad de Caracas fue la industria eléctrica pionera en Venezuela que propició, de manera irrefutable, el desarrollo industrial de un país rural cuya economía se fundamentaba básicamente en la agricultura.

La Electricidad de Caracas abarca todos los aspectos del negocio eléctrico, lo que se conoce en el sector como una "integrated utility", ya que dispone de una estructura para la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía.

Silenciosamente, un problema ha venido creciendo y acentuándose propiciado por el entorno social y económico de Venezuela: las pérdidas de energía. Las pérdidas de energía se traducen en el diferencial que existe entre la electricidad generada y la que es efectivamente cobrada. En el caso específico de la Electricidad de Caracas estas logran alcanzar un 17,5% sobre la energía saliente de las plantas generadoras.

Ante esta realidad, la Electricidad de Caracas ha decidido ejecutar una serie de iniciativas, como la aferición masiva de medidores de los clientes, campañas de concientización, operativos de actualización de datos y la reducción de conexiones ilegales a la red.

Técnicamente, las conexiones ilegales son un problema constante para el negocio de Transmisión y Distribución de energía en las áreas servidas

por la EDC. Específicamente en las zonas de menores recursos donde se manipula la infraestructura y líneas energizadas. Los barrios no sólo son un segmento del mercado de rápido crecimiento aún sin explotar, sino que también son una fuente en el aumento de pérdidas.

Desde el punto de vista económico, para la EDC, este mercado de usuarios con conexiones ilegales, hasta ahora sin explotar, tiene un potencial de 225 GWh al año. Estos consumidores actualmente suman US\$ 9 millones en ingresos perdidos cada año

Barrio Eléctrico es una iniciativa que busca “convertir a esos consumidores informales en clientes formales”. Esto requiere un enfoque innovador que, una vez logrado el éxito, podría convertirse en modelo para otros negocios de AES. La propuesta está basada en suministrar productos a la medida de este segmento y trabajar en colaboración con la comunidad, las alcaldías, los organismos multilaterales y las ONG. El enfoque convencional de inspecciones y recuperación de energía robada ha llegado a ser prohibitivamente costoso debido al rápido crecimiento de los barrios, el aumento de la economía informal y la merma en el estado de derecho y presencia policial.

Para lograr esto, Electricidad de Caracas tiene que olvidarse de las formas convencionales de comercializar y mercadear la energía, la manera habitual para pagar la electricidad consiste en que es medida y facturada al consumidor. Los gastos de medición, facturación y recolección del pago se hacen enormes cuando la electricidad debe ser suministrada a números grandes de consumidores diminutos y dispersos. EDC ha encontrado una alternativa en un concepto innovador que está siendo implementado por algunas de las empresas eléctricas más grandes del mundo: Energía Prepagada.

El uso de medidores prepago es una opción comercial que puede reducir el costo de prestación del servicio en áreas de difícil gestión y/o acceso, como es el caso de los barrios, además de brindar a la EDC una relación más amigable y sostenible para con los usuarios.

En Venezuela, los sistemas prepagados que se encuentran establecidos son esencialmente los referidos al sector comunicaciones; telefonía fija, telefonía celular, televisión por cable e Internet, y también lo conocido como medicina prepagada. La experiencia de las empresas que operan bajo este esquema comercial ha sido satisfactoria,

El presente trabajo tiene como objetivo determinar la factibilidad de la implantación de un sistema prepago de energía en Venezuela a través del Programa Barrio Eléctrico de la Electricidad de Caracas, utilizando como prueba piloto la Comunidad de La Morán, entendiendo la economía, logística y la tecnología detrás de este proyecto

CAPITULO I

MARCO INTRODUCTORIO

1.1. PLANTEAMIENTO Y FORMULACION DEL PROBLEMA

PERDIDAS DE ENERGIA

El ciclo de energía eléctrica abarca desde la generación, transmisión, distribución hasta la comercialización. Para esto, la Electricidad de Caracas dispone de una estructura organizacional destinada a atender todos los aspectos del negocio.

Generación: En el esquema de negocios de la Electricidad de Caracas la energía generada proviene de la quema de gas natural o fuel oil, actividad realizada en el Complejo Generador Ricardo Zuloaga (plantas de Tocoa, Ampliación Tocoa y Arrecifes) y la entidad generadora OAM (Oscar Augusto Machado).

Transmisión: La energía generada ingresa en la red con una tensión superior a los 5.000 voltios a través de líneas esencialmente aéreas de transmisión hacia las sub estaciones de distribución. Las líneas de Transmisión podemos observarlas en El Ávila, Autopista Caracas – La Guaira y carretera Panamericana.

Distribución: Una vez en las sub estaciones, se regula a baja tensión el voltaje de la energía para ajustarse de forma segura a las necesidades de los consumidores industriales, comerciales y residenciales. Estas son las líneas subterráneas o aéreas que observamos en la mayoría de los centros urbanos servidos por la EDC.

Comercialización: La energía generada, transmitida y distribuida debe venderse, facturarse y cobrarse. La EDC dispuso una amplia red de

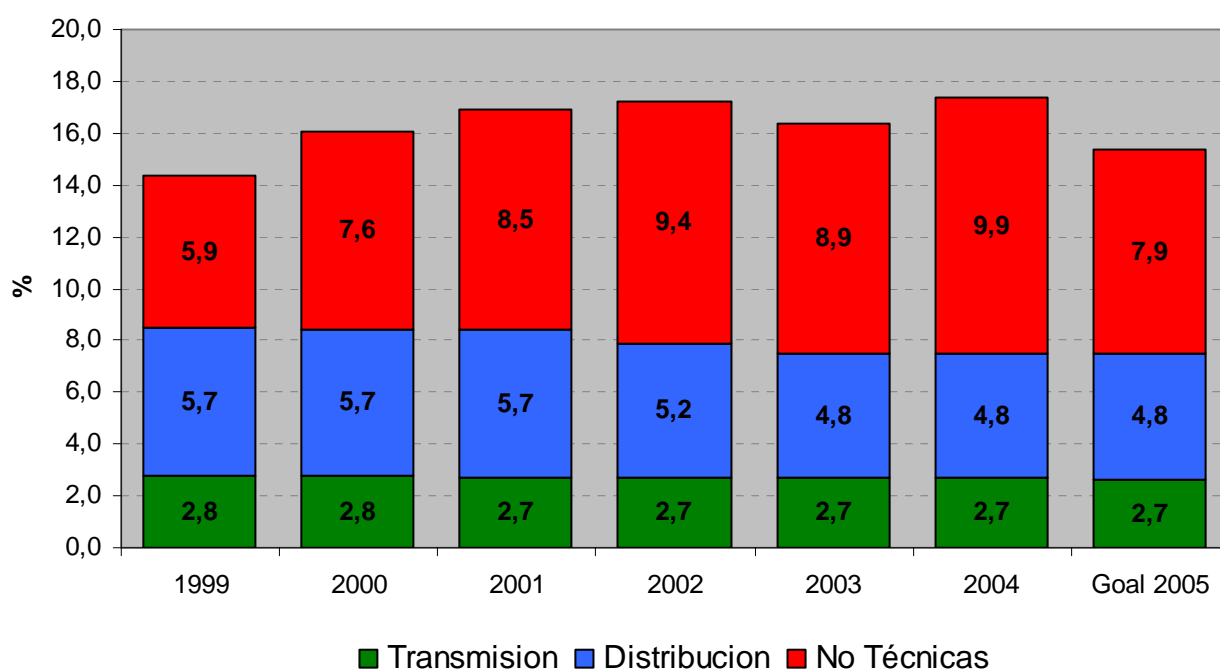
oficinas comerciales en toda el área servida para facilitar a sus clientes el pago de sus consumos, así como la recepción de quejas y reclamos. En este punto, es en donde se evidencia que no toda la energía generada se traduce en ingresos, es decir, se tienen pérdidas de energía.

Durante el ciclo de energía ocurren pérdidas, las cuales podemos clasificar como técnicas y no técnicas.

Las pérdidas técnicas son aquellas originadas por el proceso natural de operación de la red eléctrica; el paso de la energía de las unidades generadoras a la red de transmisión y esta a su vez a la red de distribución urbana, el estándar de se ubica en el orden del 6%.

Las pérdidas no técnicas son causadas por la manipulación de la red eléctrica; entre estas podemos encontrar la alteración de medidores y las conexiones ilegales; estas últimas son la principal causa de las pérdidas de energía en la EDC.

El comportamiento de las pérdidas con respecto a la energía generada para la EDC en los últimos años ha sido el siguiente:



Como puede observarse, la tendencia en las pérdidas técnicas es decreciente, esencialmente por las consecuentes mejoras en los procesos de Transmisión y Distribución, estos valores no logran el mejor benchmark para el sector eléctrico internacional, pero se ubican en el primer decil para la Transmisión y en el primer cuartil para el proceso de Distribución. Adicionalmente, cualquier mejora en estos rubros es intensiva en CAPEX por tratarse de infraestructura y equipos.

Caso contrario ocurre con lo relacionado con las pérdidas no técnicas, cuya línea de tendencia es creciente. Sobre este punto enfoca actualmente todos sus recursos la EDC, emprendiendo varias iniciativas de alcance corporativo. Uno de estos esfuerzos es el que propone una nueva forma de mercadear energía eléctrica a los sectores de bajos recursos a través del programa Barrio Eléctrico.

En apoyo a la iniciativa de La EDC de mermar las pérdidas no técnicas en la presente investigación se propone determinar la factibilidad de la implantación de un sistema prepago de energía en Venezuela a través del Programa Barrio Eléctrico de la Electricidad de Caracas, utilizando como prueba piloto la Comunidad de La Morán, entendiendo la economía, logística y la tecnología detrás de este proyecto

1.2. ANTECEDENTES

SISTEMA DE COMERCIALIZACION DE ENERGIA PREPAGADA

La manera habitual para pagar la electricidad consiste en que es medida y facturada al consumidor. Los gastos de medición, facturación y recolección del pago se hacen enormes cuando la electricidad debe ser suministrada a números grandes de consumidores diminutos y dispersos.

Los altos costos de energía facturados a los consumidores los hacen insensibles al sistema y los inducen a realizar conexiones ilegales o a la manipulación de medidores. Una vez que un cliente se convierte en un consumidor ilegal es difícil su reingreso al sistema. La industria eléctrica ha encontrado una solución para este problema en la modalidad de prepago.

Los sistemas prepagados son en esencia una herramienta de manejo de crédito, promovida por las empresas comercializadoras de servicios públicos domiciliarios para recuperar la deuda y prevenir la acumulación futura de la misma, brindando al mismo tiempo varios beneficios al usuario como gestión de la demanda y uso racional de energía, entre otros.

Consumo prepago de energía se define como el proceso en el que un suscriptor o usuario paga en forma anticipada a la empresa, ya sea porque el suscriptor o usuario desea pagar por el servicio en esa forma, o porque el suscriptor o usuario se acoge voluntariamente a la instalación de medidores de prepago.

El uso de medidores prepago es una opción comercial que puede reducir el costo de prestación del servicio en áreas de difícil gestión y/o acceso, además de brindar al comercializador una relación más amigable y sostenible para con los usuarios. Adicionalmente, el uso de medidores prepago es una opción comercial que hace atractiva la gestión por parte de los comercializadores.

En Venezuela, los sistemas prepagados que se encuentran establecidos son esencialmente los referidos al sector comunicaciones; telefonía fija, telefonía celular, televisión por cable e Internet, y también lo conocido

como medicina prepagada. La experiencia de las empresas que operan bajo este esquema comercial ha sido satisfactoria,

EXPERIENCIAS EN ENERGÍA PREPAGADA

Republica Dominicana

Las empresas distribuidoras de electricidad Edesur y Edenorte iniciaron en algunos sectores residenciales de Santo Domingo la colocación de los nuevos medidores inteligentes. Con ese sistema los clientes que deseen podrán prepagar la energía que quieren consumir en el mes y tendrán mayor garantía del servicio.

Edesur, instaló los primeros 20 medidores y estima que próximamente serán colocadas otras 150 unidades más en sectores de clase media. Para completar el proyecto experimental instalarán 2,000 contadores.

Edesur expresa que una de las ventajas que ofrece el novedoso sistema es que los clientes se limitarán a pagar por la energía que consumen, ya sea por ahorro voluntario o por apagones. El plan permite además que los usuarios puedan monitorear la cantidad de kilovatios hora consumidos y el valor de la factura a través de una pantalla que estará colocada en el interior de la casa donde haya medidor inteligente.

A través de la pantalla los usuarios del servicio eléctrico también tendrán acceso a otras informaciones como las condiciones del tiempo y acceso a enviar mensajes de promoción de negocios.

“A nivel de costo, el proyecto de medidores inteligentes que se ha ideado es caro. República Dominicana será el modelo de muchos países, porque este sistema sólo se utiliza en Sudáfrica”, explicó Jiménez Bichara, administrador de Edesur.

“La instalación de los nuevos medidores representará beneficios tanto para los clientes como para las distribuidoras. Los usuarios pueden comprar la energía que necesiten por adelantado, administrarla a su gusto y necesidad y asegurarse de que no se quedará a oscura por falta de pago. El prepago es opcional.”

Entre las ventajas que implica el método para Edenorte y Edesur están reducir los niveles de fraudes, ya que de 1.300.000 clientes que están dentro del sistema, sólo 800 mil pagan el servicio que consumen. Además de que las distribuidoras podrán conectar y desconectar el servicio a los clientes desde una computadora. La instalación de los contadores es coordinada por técnicos extranjeros, quienes actualmente están colocando los aparatos en viviendas específicas. Si los resultados del plan piloto son satisfactorios, entonces se desarrollará un proyecto para masificar la colocación de estos aparatos a todos los clientes de Edenorte y Edesur las principales distribuidoras estatales de energía.

Colombia

La experiencia colombiana ha sido una de las más exitosas en la implantación de un esquema de energía prepago en Latinoamérica, es de mencionar que están discutiendo por su aprobación un marco regulatorio para la prestación del servicio eléctrico bajo esta modalidad. En Colombia desde el año 1997 se había considerado la posibilidad de implementar la comercialización de energía a través de sistemas de medición prepago. Es así como, en la Resolución Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 108 de 1997 se contemplaron definiciones y algunos aspectos regulatorios para este sistema de medición y entrega de energía.

Para la construcción de este marco regulatorio se envió a las empresas del sector el anteproyecto de ley sobre el cual se recibieron los comentarios correspondientes

Lo siguiente es un extracto del reporte de gestión de Diciembre de 2004 del Ministerio de Energía y Minas de Colombia que trata el tema de la electricidad prepagada: “La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG-, puso en consideración para consulta la reglamentación del sistema de comercialización de pago anticipado del servicio de energía eléctrica a través de medidores especiales. El sistema le permitirá a los usuarios saber y controlar su consumo, así como hacer un uso racional de la energía”.

“La determinación de este nuevo sistema, hace parte del desarrollo de la ley 812 de 2003 por la cual se aprobó el Plan Nacional de Desarrollo, donde se indica que “Cuando la situación del mercado lo haga recomendable, el gobierno podrá autorizar el uso de sistemas de pago anticipado o prepagado de servicios públicos domiciliarios los cuales podrán incluir una disminución en el costo de comercialización, uno de los componentes de la energía facturada a cada usuario...”.

La gran ventaja para los usuarios es que ellos decidirán cuánta energía comprar en función de sus ingresos y no tendrán que hacer ahorros para pagar la factura mensual, permitiendo de esta forma hacer un seguimiento continuo de su consumo y por ende, racionalizarlo.

En la propuesta se estima que el valor pagado por la energía eléctrica que compre el usuario consideraría los subsidios o contribuciones cuando haya lugar, el consumo de subsistencia y demás condiciones tarifarias vigentes al momento de la activación del prepago. Esta cantidad deberá ser informada al usuario en el momento de la activación. La vigencia del derecho a consumir las cantidades prepagadas no podrá ser inferior a tres

meses y deberá ser igualmente informada al usuario en el momento de la compra.

Los usuarios se verán beneficiados porque en la tarifa se obviarán los costos de la facturación y las actividades de reparto de la misma. Los suscriptores recibirían información sobre el consumo y el valor correspondiente. Así mismo se les indicaría que es un Servicio de Comercialización Prepago y se prevé incluir datos como el nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio, el nombre del suscriptor o usuario, la dirección del inmueble receptor del servicio, la identificación del medidor, el estrato socioeconómico y la clase de uso del servicio, la cantidad y el valor de la energía prepagada, el valor y fecha de activación de los últimos nueve (9) prepagos, el subsidio o contribución de la compra, si existieran, el valor de las compensaciones por calidad del servicio, si las hubiere y el promedio de consumo, entre otros datos de carácter informativo.

Es importante destacar que no se consideraría suspensión del servicio cuando los suscriptores atendidos a través de este sistema no dispongan de energía por falta de prepago. En este caso deberían activar un nuevo prepago para disponer del servicio.

Finalmente la disponibilidad de activación del servicio sería de 24 horas al día todo el año. Los usuarios contarían con un Centro de Información y soporte en caso de mal funcionamiento del medidor, estarían actualizados permanentemente sobre la tarifa vigente por estrato y la clase de uso y tendrían un balance de su mercado para efectos de liquidación.

Para las empresas, constituye una oportunidad de controlar las pérdidas negras y la cartera vencida y para el país, es un desarrollo que permite un mejor manejo social de las tarifas de los servicios públicos. Este sistema

es innovador y permitirá prestar un mejor servicio a los usuarios de electricidad en Colombia.

Sudáfrica

En esta región es donde encontramos la experiencia más completa de implantación de un sistema prepago de energía, la cual ha servido de marco de referencia para guiar la estrategia de la EDC.

El experimento tiene ahora aproximadamente 12 años y su evaluación puede que proporcione perspectivas útiles a entes legislativos del sector energético de países en desarrollo

Antes de 1988 Eskom suministraba la electricidad principalmente a clientes grandes como minas y municipalidades. Entonces, aunque Eskom fuera uno de los generadores más grandes de electricidad en el mundo, tenía sólo 120,000 clientes, todos ellos en el esquema tradicional de comercialización de energía. En 1988, Eskom tenía un cambio de estrategia, planearon suministrar la electricidad directamente a las grandes masas de clientes domésticos que no tenían entonces acceso a la electricidad.

La mayor parte de estos clientes estaban en áreas rurales. Entonces vino el cambio revolucionario: "Electricidad para Todos." La visión de Eskom fue ampliada y colocada en el contexto del renacimiento africano. Su objetivo principal fue redefinido en cuanto a promover el crecimiento económico de Sudáfrica y, al mismo tiempo, apoyo social.

Este cambio visionario en 1988 trajo varios problemas, que puede ser básicamente dividido en a tres categorías.

1. Pequeñas áreas tuvieron que ser apoyadas con un número de personal de Eskom. El sistema de facturación estándar requiere muchas actividades de “día a día” que necesitan ser supervisadas para procesar las cuentas.
2. Muchas de las áreas donde los clientes potenciales vivían, no disponían de la infraestructura y de desarrollo económico. Esto es, que las personas no tenían empleos fijos o cuentas bancarias, en consecuencia, no tenían registro de vivienda donde la factura eléctrica pudiera ser enviada; en ocasiones estas zonas no recibían el servicio postal. Todas estas condiciones son requisitos básicos para una facturación eficaz del servicio eléctrico. Muchos clientes eran analfabetos y no entendían la factura de la energía consumida.
3. Muchos clientes estaban reacios a la idea de pagar el cargo fijo, un componente facturado en la cuenta, porque creían que no era correcto pagarlo.

Por los problemas mencionados y otros relacionados, Eskom desarrolla el proyecto de un sistema prepago de energía que actualmente sigue creciendo de manera exitosa.

Eskom dispone de 25 plantas generadoras, lo cual representa aproximadamente el 97% de la electricidad generada en Sudáfrica. Desde estas plantas la electricidad era enviada a todas partes del país a través de la red de transmisión a un alto voltaje. Solo el 2% de los clientes eran directamente atendidos desde la red de transmisión. La electricidad posteriormente es transformada a un menor voltaje en las subestaciones de distribución. Algunos grandes clientes como ciudades y fábricas son servidas desde la red de distribución. Desde ésta, la electricidad es distribuida a los clientes, generalmente localizados en las áreas más cercanas a un voltaje más bajo. El eslabón final de la cadena Eskom es la

del servicio al cliente. Esto incluye cualquier línea, cable o medidor para conectar a un cliente.

Esta estructura es la que determinará el precio final de la electricidad servida. Eskom incurre en varios tipos de costo que pueden ser clasificados en tres categorías:

1. Los gastos generales que principalmente cubren los materiales y el costo de levantar todo el equipo de Eskom; este es generalmente referido como costo de capital.
2. Los gastos incurridos de operación, mantenimiento y administración se refieren a los gastos incurridos para garantizar el suministro continuo de energía.
3. Materia prima o costo variable incluye el coste de carbón o agua. En general, la fijación de precios de electricidad por Eskom debe cubrir todos los susodichos gastos para ser económicamente sostenible. El precio puesto por Eskom está diseñado basado en la consecución de los objetivos siguientes:

- (1) La fijación de precios debe proporcionar los medios de recuperar la inversión con ingresos adecuados.
- (2) Ello debería promover una eficacia económica generalizada
- (3) El precio debe ser justo, equitativo, y transparente a todos los clientes, y;
- (4) Tarifas rentables deben ser establecidas.

El precio de la electricidad es implementado a través de un paquete de tarifas. Un paquete de tarifa es ensamblado partiendo de los costos de la cadena de suministro eléctrico y varios otros gastos aplicables al uso de electricidad. Paquetes de tarifa diferentes son diseñados y puestos a disposición de los clientes con diferentes condiciones y necesidades. Por ejemplo, los paquetes específicos para el sector residencial, tanto clientes rurales como urbanos, son usados por Eskom. Además de la tarifa,

Eskom también impone varios gastos según circunstancias individuales como honorarios de conexión, conversión, gastos de capital, servicios, etcétera.

La experiencia Sudafricana es alentadora para las iniciativas que se están desarrollando en economías en expansión como la venezolana. El programa de energía prepagada comenzó en 1992 desde que Eskom se tomó la tarea de instalar cientos de medidores. Desde entonces, esta empresa ha alcanzado el objetivo de servir con calidad a más de 2 millones de clientes, ofreciendo una mejor vida a casi la mitad de la población de este país.

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

BARRIO ELECTRICO

El propósito de esta iniciativa es brindar una solución al creciente problema de las conexiones ilegales, el cual tiene un efecto continuo que afecta negativamente el nivel de pérdidas no técnicas. Entre las varias alternativas estudiadas, la opción seleccionada fue la del Programa Piloto que probará una de estas soluciones para convertir estos usuarios informales en clientes formales.

Para la EDC, este mercado de usuarios con conexiones ilegales, hasta ahora sin explotar, tiene un potencial de 225 GWh al año. Estos consumidores actualmente suman US\$ 9 millones en ingresos perdidos cada año a los niveles actuales de tarifas y representan el 2.3% de todas las pérdidas de energía (y 24% de las pérdidas no técnicas).¹

¹ Basado en un mercado identificado de 90.000 hogares que consumen un promedio de 256 kWh/mes y una tarifa promedio de Bs. 76 (US\$ 0.04) por Kwh.

El objetivo de la iniciativa Barrio Eléctrico es “convertir a esos consumidores informales en clientes formales”. Esto requiere un enfoque innovador que, una vez logrado el éxito, podría convertirse en modelo para otros negocios de AES. La propuesta está basada en suministrar productos a la medida de este segmento y trabajar en colaboración con la comunidad, las alcaldías, los organismos multilaterales y las ONG. El enfoque convencional de inspecciones y recuperación de energía robada ha llegado a ser prohibitivamente costoso debido al rápido crecimiento de los barrios, el aumento de la economía informal y la merma en el estado de derecho y presencia policial.

1.4. OBJETIVOS GENERAL Y ESPECÍFICO

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

El objetivo principal de este estudio es analizar la factibilidad de la implantación de un sistema prepago de energía en Venezuela a través del Programa Barrio Eléctrico de la Electricidad de Caracas, utilizando como prueba piloto la Comunidad de La Morán, Entendiendo la economía, logística y la tecnología detrás de este proyecto

1.4.2. OBJETIVOS CLAVE

El Programa Piloto tiene cuatro objetivos claves:

- Probar las soluciones de tecnología y los enfoques comerciales para este segmento.
- Obtener información sobre este segmento del mercado, específicamente sobre el comportamiento y las necesidades de los consumidores.

- Refinar o mejorar los procesos. Ya que este Programa Piloto es una prueba, EDC hará mejoras al plan a medida que se vayan conociendo más a fondo las normas de distribución y el ciclo comercial.
- Probar que este enfoque tiene beneficios socioeconómicos a fin de obtener financiamiento.

1.4.3. OBJETIVOS ESPECIFICOS

Los objetivos específicos del Proyecto Piloto Barrio Eléctrico son:

- Transformar a los consumidores en clientes
- Probar el uso de la energía prepagada
- Adquirir conocimiento del mercado, específicamente en el comportamiento y necesidades de los usuarios.
- Mejorar los procesos de distribución y ciclo comercial
- Obtener fondos o aportes para el financiamiento y para la extensión de este proyecto a otros barrios.
- Aumentar los Ingresos.
- Reducir Pérdidas.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

La Electricidad es una fuerza invisible que forma parte de la naturaleza. Es una de las principales fuentes de energía que se utiliza en el estilo de vida moderno, donde el uso de artefactos eléctricos y medios de comunicación son imprescindibles en el quehacer diario del hombre actual.

La energía eléctrica se obtiene a través de las centrales eléctricas, que utilizan la energía del agua, viento, de los combustibles fósiles (gas, carbón y petróleo) y nucleares. La principal fuente de generación Eléctrica en Venezuela es la hidroeléctrica donde se utiliza la fuerza del agua como principal medio para generar electricidad.

En La Electricidad de Caracas, la generación de energía se realiza en plantas termoeléctricas que utilizan derivados del petróleo y gas para obtener la electricidad. En el Ávila están ubicadas las torres de transmisión donde se transforma la energía a una menor potencia para lograr distribuirla a todo el país para ser utilizada por todos nuestros clientes.

2.1. ASI ES LA ELECTRICIDAD DE CARACAS

2.1.1. Misión

La Electricidad de Caracas es una empresa privada, filial de la Corporación AES, dedicada a proveer el mejor servicio eléctrico y comprometida a responder las expectativas de sus clientes, trabajadores y accionistas, contribuyendo así a elevar la calidad de vida de la sociedad venezolana.

2.1.2. Visión

Ser una empresa reconocida nacional e internacionalmente como líder innovador, proveedora de un servicio eléctrico de alta calidad, con personal y tecnologías excelentes, financieramente sólida y factor fundamental del sector eléctrico venezolano.

2.1.3. Valores

- Integridad: actuamos íntegramente. Honramos nuestros compromisos. Nuestra meta es que las cosas que decimos y hacemos, en todas partes, sean siempre consistentes.
- Equidad: tratamos a nuestra gente, clientes, socios, proveedores, accionistas, al gobierno y a las comunidades donde operamos, con equidad.
- Responsabilidad Social: actuamos desde la creencia de que tenemos la responsabilidad de estar involucrados en proyectos que proporcionen beneficios sociales. El primero de todos es proveer servicio eléctrico con un alto grado de seguridad y confiabilidad, creando fuentes de trabajo y un ambiente más limpio.
- Disfrute: deseamos que todos nosotros y aquellas personas con quienes interactuamos disfrutemos nuestro trabajo, compartiendo nuestra pasión por el logro de la excelencia en el desempeño, siendo confiables y responsables por nuestras decisiones.

2.2. ELECTRICIDAD DE CARACAS - 110 AÑOS DE HISTORIA

Ricardo Zuloaga, un joven ingeniero, comprendió que Venezuela debía comprometerse con las ideas del pensamiento positivista que se generaban en Europa, donde los descubrimientos y los avances científicos comenzaban a construir un nuevo mundo.

Fue entonces cuando, en 1895, Ricardo Zuloaga emprende la creación de

una empresa eléctrica que, con un capital inicial de Bs. 500.000, comienza a ofrecer el servicio de electricidad a una ciudad de 72.500 habitantes.

De esta manera, se inicia el desarrollo de las primeras manifestaciones eléctricas que se habían producido en importantes ciudades del país. Para la época, Caracas, Valencia, Maracaibo, Lara y Yaracuy contaban con un precario sistema de alumbrado público que iluminaba sus calles y puertos principales.

A continuación una breve secuencia histórica de la consolidación de la Electricidad de Caracas com empresa líder del sector eléctrico en Venezuela

1891 - 1900

- Ricardo Zuloaga asiste a la Exposición Internacional de Electricidad, en Frankfurt, para traer a Venezuela las nuevas ideas que estaban surgiendo acerca de la producción y el empleo del fluido eléctrico.
- Se funda C.A. La Electricidad de Caracas y se suscribe el Acta Constitutiva respectiva.
- La primera Junta Directiva estaba constituida por Juan Esteban Linares, Eduardo Montauban, Mariano J. Palacios, Tomás Reyna, Heriberto Lobo, Carlos Machado Romero, Charles R. Rolh, José María Ortega, Julio Sabas y Carlos Zuloaga.
- Se inician los trabajos de construcción de la Planta El Encantado, ubicada en las adyacencias del Río Guaire, cerca de Santa Lucía.
- La potencia motriz del Guaire, que atravesaba Caracas desde Las Adjuntas hasta Petare, era convertida en luz y energía mecánica.
- Se concluye El Encantado, la primera estación hidroeléctrica que transmite electricidad a distancia, con una potencia de 420 kilovatios.
- Se inaugura el Alumbrado Público colocado en las calles de Caracas.

1900 - 1910

- Se instala la Planta Los Naranjos, ubicada a tres kilómetros de la Planta El Encantado, para conducir energía a Caracas.
- Se construye la Planta Lira, próxima a la Planta Los Naranjos, debido al incremento significativo de la demanda de electricidad.
- La Junta Directiva construye una escuela y un comedor gratuito, ubicado en la Planta El Encantado, para los hijos de los obreros que laboraban allí.
- Se suscribe un documento, a través de un reglamento de seguridad, que establece la igualdad laboral y un plan de indemnizaciones para los trabajadores de la compañía que sufrieran accidentes.
- La Planta El Encantado queda fuera de servicio, debido a una gran creciente del Río Guaire.
- Se funda en San Felipe la C.A. Fuerza y Luz Eléctrica del Yaracuy, con el objetivo de realizar el proyecto de electrificación de la ciudad.
- Se inicia la construcción del Dique de Petaquire. Este reservorio permite aprovechar y regular el caudal de las aguas del Río Mamo.

1930- 1940

- Entra en servicio el Dique de Petaquire, ubicado en un camino montañoso que va desde Caracas hasta la Colonia Tovar. El costo total de la construcción fue de Bs. 2.000.000.
- Se separan los sistemas de Distribución y Transmisión.
- Se instala la Planta La Guaira, la primera central termoeléctrica de su capacidad generadora.
- Entran en servicio las Plantas Hidroeléctricas de Mamo, Caoma y Marapa.
- La EDC adquiere la energía eléctrica producida por la "Compañía Anónima Unión Venezolana de Electricidad", la cual contaba con una planta hidroeléctrica que aprovechaba la caída del Río Naiquatá.
- Entra en servicio la Planta Izcaragua, ubicada en la vía hacia Guarenas.

- Las fuertes lluvias de diciembre ocasionan derrumbes que obstruyen el canal de desagüe de Petaquire, poniendo en peligro de destrucción las Plantas del sistema Río Mamo.
- Se invierten esfuerzos en la construcción de Plantas con mayor capacidad de generación y se instalan las Centrales Hidroeléctricas de Curupao, Izcaragua y Ricardo Zuloaga, en su ampliación termoeléctrica.

1940 - 1950

- Ampliación y modernización de los sistemas de Distribución con la instalación de tuberías subterráneas, para la colocación de cables y transformadores, desde Chacao hasta el Centro.
- Se crea la C.A. Fuerza y Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV), subsidiaria de la American Foreign Power Co.
- Se invierte en modernas instalaciones de líneas subterráneas en las zonas de El Silencio, Altamira, La Castellana, Bello Monte, Las Mercedes, El Rosal y Los Chaguaramos.
- Se inician los trabajos de instalación de líneas subterráneas en la Ciudad Universitaria.
- Se inician los trabajos para la creación del Complejo Termoeléctrico de Arrecifes, en el Litoral, operado con gas o petróleo.
- Se instala en El Marqués la Planta El Convento, operada a gas, para atender la demanda en las horas de carga máxima.
- Se construye la Planta El Cortijo, ubicada al norte de Caracas.

1950 - 1960

- Se funda la Escuela de Operadores.
- Entra en funcionamiento la primera unidad de la Planta Arrecifes.
- Las instalaciones de la Planta Arrecifes sufren graves daños. En cuatro semanas de arduo trabajo, se recupera la normalidad operativa.
- La Planta El Encantado queda fuera de servicio tras sufrir daños graves después de un accidente.

- Se crea el servicio de atención telefónica de reclamos y/o reporte de fallas y averías en el sistema.
- Se construye el edificio sede de La Electricidad de Caracas, ubicado en San Bernardino, por la firma del arquitecto venezolano Tomás José Sanabria, a un costo de Bs. 1.000.000.
- Se instala la primera oficina de Atención al Cliente, ubicada en Sabana Grande, para la realización de los trámites de pago de facturas y solicitud de servicio.
- Entra en funcionamiento la Planta Termoeléctrica de Tocoa.
- Oscar Augusto Machado se separa de la Gerencia General y lo sustituye su hijo Oscar Machado Zuloaga.

1960 - 1970

- Se construye la Escuela de Capacitación para Oficios de Electricidad, con la colaboración de la Oficina Internacional del Trabajo (OIT).
- Se enciende por primera vez la Cruz de El Ávila, en el Hotel Humboldt.
- C.A. La Electricidad de Caracas compra el 95% de las acciones de Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV), empresa subsidiaria de la American Foreign Power Co.
- Comienzan los trabajos de instalación de la Planta Oscar Augusto Machado, ubicada en la carretera Panamericana.
- Se inaugura C.A. La Electricidad de Guarenas y Guatire (ELEGGUA), empresa filial de la EDC.
- Se aprueba un aporte de Bs. 1.500.000 para el Fondo Nacional de Solidaridad, creado con la finalidad de ayudar a las familias afectadas por el sismo del 29 de julio de 1967.
- Se inician los trabajos de construcción de los nuevos Centros de Servicios, ubicados en Chacao y La Yaguara. Ambos centros son sede de la Gerencia de Operaciones para la planificación y coordinación de los trabajos de construcción y mantenimiento de líneas aéreas y subterráneas, de sótanos de transformación, sistemas de alumbrado público y atención de averías.

- Se firma el Contrato de Interconexión de los sistemas eléctricos de Cadafe, Corporación de Guayana, Edelca y La Electricidad de Caracas para armonizar los esfuerzos, técnicos y financieros, en el proceso de suministro de energía para el pleno desarrollo de Venezuela.
- Se inaugura la Planta Oscar Augusto Machado (OAM). Ésta fue la primera planta en América Latina operada por motores a reacción y con modelos de eficiencia y seguridad, a través del manejo a control remoto, para el ajuste de la generación de acuerdo a los requerimientos de la demanda del momento.
- Entra en vigencia el Plan de Jubilaciones de la EDC.
- EDC pasa a formar parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- La Cruz de El Ávila se muda a Los Mecedores.

1970 - 1980

- Entra en servicio el circuito a 230 KV entre El Convento y Santa Teresa, para la interconexión con el sistema externo (Edelca y Cadafe).
- Se constituye Tivenca, Títulos Venezolanos C.A. para el manejo de las operaciones con títulos de valores de la EDC.
- La EDC comienza a formar parte de La Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). Ésta regula y planifica las operaciones e intercambios de energía entre los sistemas eléctricos de las empresas Edelca y Cadafe.
- Se inicia la construcción de nueva sede para La Electricidad de Caracas, en San Bernardino, nuevamente bajo la responsabilidad de la compañía de arquitectos Sanabria y Asociados.
- Se firma un acuerdo de expansión termoeléctrica En dicho convenio, todas las empresas se comprometen a la construcción de Planta Centro, la ampliación del Guri y la Planta Tocoa.
- Se inicia el proyecto de ampliación de la Planta Tocoa.
- Se instala el Sistema de Información a Suscriptores con la finalidad de atender con mayor rapidez las solicitudes de los clientes, a través de una actualización diaria de la información.

- Se montan las instalaciones eléctricas necesarias para dar servicio al novedoso transporte público conocido como el Metro de Caracas.

1980 - 1990

- La Cruz de El Ávila es reubicada en Papelón, en una estructura propia de la EDC.
- Se produce un incendio en un tanque de almacenamiento de combustible de la Planta Tocoa. Las investigaciones posteriores demostraron que la EDC no fue responsable del siniestro que ocasionó la muerte inmediata de trabajadores, bomberos, periodistas y vecinos de la zona.
- Francisco Aguerrevere asume la Presidencia Ejecutiva de La Electricidad de Caracas; a partir de este momento, la gerencia de la empresa se profesionaliza y la EDC deja de ser una empresa familiar.
- Para la fecha, la empresa servía a medio millón de clientes, tenía once mil accionistas y una capacidad de generación de 1.800 MW.

1990 - 2000

- La EDC participa en el proceso de privatización de la Compañía Anónima Nacional de Teléfonos de Venezuela (CANTV).
- Se concluye la repotenciación de las unidades 5, 6, 7, 8 y 9 del Conjunto Generador Ricardo Zuloaga, conformado por las Plantas Arrecifes, Tocoa y Ampliación Tocoa.
- Se implanta el Sistema de Gestión Comercial para la automatización de las actividades de contratación del servicio, lectura de medidores, facturación y cobros.
- Se crea GENEVAPCA, empresa que desarrolla y opera plantas independientes de generación.
- La EDC cumple 100 años como la empresa pionera, en América Latina, en la producción y transmisión de energía eléctrica.
- Entra en servicio un nuevo sistema de almacenamiento, manejo y suministro de gas licuado de petróleo para ser usado como combustible

alterno en el encendido de los pilotos de las calderas, en caso de ausencia total de energía en Ampliación Tocoa.

- GENEVAPCA, tras un proceso de licitación, recibe el mandato para desarrollar la primera producción de energía (IPP) de la industria eléctrica en Venezuela: una Planta Termoeléctrica para alimentar a la refinería de Maraven en Cardón, Estado Falcón; a la refinería de Lagoven en Amuay y a la empresa VASSA, compañía dedicada a la manufactura y comercialización de aceites minerales y especialidades químicas de hidrocarburos.
- Se crea la Corporación EDC, iniciando un proceso de expansión internacional que llevó a la empresa a invertir en empresas distribuidoras en Colombia y El Salvador en consorcio con la empresa americana Reliant Energy.
- Se moderniza el Alumbrado Público en la zona metropolitana, con la sustitución de las lámparas incandescentes por las luminarias de sodio.
- Se promulga la Ley del Servicio Eléctrico que regula y proyecta el crecimiento del sector eléctrico en Venezuela.
- Se desarrolla el Proyecto "Objetivo Sabas Nieves" para adecuar y modernizar, a lo largo de tres años, las instalaciones de transmisión que sirven a la zona noreste de Caracas.
- Se emprende un Plan de Contingencia para hacer frente a la tragedia de Vargas, con el fin de recuperar un alto porcentaje del servicio, como el Hospital Vargas, el Puerto de La Guaira y algunas zonas de Naiquatá y Caraballeda. Transcurridas 72 horas, luego de la tragedia, la zona este del Litoral contaba con un precario pero útil servicio eléctrico.

2000 - Actual

- La empresa norteamericana The AES Corporation, en una Oferta Pública de Acciones, adquiere el 87,1% de las acciones de La Electricidad de Caracas.

- Se amplía el Sistema de Transmisión de Tocoa con la entrada en funcionamiento de una nueva línea que alimenta a la Subestación Boyacá, ubicada en la parte alta de la urbanización San Bernardino.
- Se instalan equipos automatizados de alta tecnología, en la red aérea de Distribución, que permiten la comunicación y control a distancia, para reducir los tiempos de atención de averías y de localización de fallas.
- Se amplían los servicios al cliente ofrecidos a través de Mi Contacto, con atención las 24 horas del día, los 365 días del año.
- Se lanza "El ElectroBus", una unidad móvil utilizada para la difusión del conocimiento del uso efectivo y seguro de la energía eléctrica del hogar.
- Entra en operaciones el sistema comercial "Aquí se Puede", una modalidad versátil de servicio.
- La EDC recibió la Certificación ISO 9001 2000 e IQNet, de parte de Fondonorma, para la Red de Atención al Cliente en sus Oficinas Comerciales, Centro de Contacto y el Laboratorio de Luminotecnia.
- Se inician las actividades para la instalación de una nueva planta de generación en los Valles del Tuy que garantice a futuro la disponibilidad del servicio eléctrico en las áreas servidas por la EDC.
- Se hizo efectiva la fusión de CALEV y ELEGGUA con la EDC, en consideración al Plan de Separación de actividades presentado al Ministerio de Energía y Minas para dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley Orgánica de Servicio Eléctrico (LOSE).
- Se dio inicio a los programas de recuperación de equipos de transmisión y distribución; de sustitución de transformadores y al plan para la reducción del hurto de neutros.

2.3. CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

Los habitantes de los barrios tienen un flujo de caja mensual no regular y les es difícil ahorrar y pagar sus cuentas mensuales. Esto es el resultado de una alta tasa de desempleo y del hecho que las personas que tienen

trabajo suelen trabajar en el sector informal (que no está cubierto por la legislación laboral). El porcentaje de la población que trabaja en el sector informal ha aumentado de 20% en 1980 a más de 50% en el año 2000. Es de notar que la participación en el sector bancario es baja, y la mayoría de los hogares no tienen acceso al crédito.

La investigación de mercado previa indica que las personas que viven en los barrios informales consumen actualmente un promedio de 256 Kwh. por mes y pagan alrededor de Bs. 5.000 al mes a intermediarios ilegales,² pero estarían dispuestas a pagar entre Bs. 10.000 y Bs. 12.000 por recibir un servicio más confiable y seguro.

Esto se debe a que muchos consumidores pagan aproximadamente Bs. 150.000 a Bs. 200.000 por año por reparaciones de sus electrodomésticos, los cuales se han dañado debido a la deficiente calidad del servicio, tanto por las variaciones de tensión como por las fallas frecuentes.

Muchos consumidores también quieren obtener un recibo de su pago lo cual tiene un cierto valor legal (ya que contiene el nombre y dirección del cliente) y a menudo es la única prueba de habitación de la vivienda.

A fin de comprender las características de este mercado potencial, debemos examinar el actual mercado. EDC ha segmentado el mercado de bajos ingresos que sí paga en dos categorías de tarifas – los que consumen menos de 200 Kwh. y el resto. Las características de este mercado son las siguientes:

- 311.635 clientes activos de bajos ingresos.

² Los intermediarios ilegales son terceros que conectan ilegalmente los hogares a la red eléctrica. En muchos barrios, los hogares no tienen otra alternativa que la de usar intermediarios ilegales porque a menudo monopolizan los puntos de acceso a la red.

- Detalle por consumo promedio.
- Clientes < 200 Kwh.: 192.606 (62%)
- Clientes > 200 Kwh.: 119.029 (38%)
- 86% de efectividad de cobranza (promedio de 18 meses)

2.4. EL PROBLEMA (Y LA OPORTUNIDAD) DE LOS BARRIOS

Las conexiones ilegales en los barrios son un problema constante para el negocio de Transmisión y Distribución de energía en las áreas servidas por la EDC. Los barrios no sólo son un segmento del mercado de rápido crecimiento aún sin explotar, sino que también son una fuente en aumento de pérdidas no técnicas.

La situación económica de Venezuela se ha venido deteriorando en los últimos 20 años. Se estima que el 68% de la población vive en condiciones de pobreza y el PIB per capita ha venido bajando. La incapacidad de la economía venezolana de crear un entorno para la creación de nuevos empleos continúa contribuyendo al crecimiento de la economía informal y el desempleo.

Como consecuencia, la población que vive en los barrios es el segmento de mayor crecimiento en Venezuela, con un aumento de 3,4% por año, o sea el doble del promedio nacional. El reciente aumento en las pérdidas no técnicas puede ser atribuido mayormente a las conexiones ilegales en los barrios.

En los barrios existe un mercado potencial y creciente para el servicio eléctrico. El desafío consiste en encontrar una solución rentable que sea vista por los consumidores como que ofrece un valor superior a su condición ilegal actual.

2.5. MARCO LEGAL Y ADMINISTRATIVO

¿Por qué un marco regulatorio? Las justificaciones para tener un marco regulatorio que especifique las características a cumplir por un sistema de comercialización prepago son:

- Brindar facilidades de pago del servicio al consumidor. El sistema de comercialización prepago permite efectuar “compras de energía” tantas veces como se desee o necesite, y a cualquier hora del día, conforme a sus posibilidades reales.
- Uso racional de la energía por parte del consumidor, al mismo tiempo que la plena satisfacción de los usuarios en razón de la reducción de los consumos innecesarios generados precisamente por la falta de control sobre los mismos propia de los sistemas de medición tradicionales.
- Importante reducción de los costos de operación de las distribuidoras, al eliminar la necesidad de tener que efectuar lectura de medidores, el envío de facturas y avisos de corte, los cortes por "no-pago" y las reconexiones posteriores, etc.
- Regular una alternativa tecnológica sustentable para poder asegurar la continuidad en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.
- Una reducción drástica del “no-pago”, del fraude y del hurto de energía eléctrica dado el hecho de que el “usuario prepago” se encuentra en plena capacidad de conocer, el consumo realizado, su consumo Instantáneo y, lo que es fundamental, su capacidad de consumo futuro

Propiedad

Debido a los problemas técnicos, legales y administrativos, la mayoría de los barrios carecen de servicio eléctrico formal. La mayoría de estas viviendas han sido construidas en terrenos privados. En consecuencia, ni

las empresas de servicios públicos ni los posibles consumidores cumplen con los requisitos administrativos oficiales fijados por el gobierno. A fin de construir la infraestructura, la EDC necesita la aprobación de las alcaldías, así como el permiso de los propietarios de los terrenos. Los consumidores, por su parte, deben mostrar evidencia de titularidad o un contrato de alquiler de los terrenos.

Las alcaldías y el gobierno nacional han progresado poco en encontrar la solución de este problema. Las alcaldías podrían comprar la tierra perteneciente a dueños privados, pero esto sería muy costoso y requeriría financiamiento externo. El gobierno nacional ha estado dando títulos de propiedad a varios barrios luego de estudiar caso por caso, pero todavía no hay ninguna ley formal ni plan de desarrollo a largo plazo en este sentido.

El departamento legal de la EDC ha evaluado la situación y ha aconsejado que, debido a los problemas de propiedad de los terrenos, existe un cierto riesgo en la electrificación de los barrios, pero este riesgo es mínimo y no debería impedir que la compañía avanzara en esta iniciativa. El escenario de peor caso sería que el propietario legal de los terrenos (sobre los cuales está construido el barrio) demandara a la EDC por instalar la infraestructura eléctrica. Si el tribunal decide a favor del terrateniente, la compensación sería posiblemente menor que el costo de pérdida de oportunidad al no abordar la situación.

2.6. ESTUDIO

La Compañía analizó varias alternativas además del esquema tradicional, incluyendo distintos tipos de medidores y normas de la red, así como determinar si el programa cumple con las consideraciones sociales requeridas para obtener financiamiento de los organismos multilaterales

(los cuales podrían conceder donaciones o financiamiento para la iniciativa). Estos factores y el Valor Presente Neto de cada alternativa, así como su factibilidad de adecuación al actual marco regulatorio, fueron los principales elementos que se tomaron en cuenta para la selección de la alternativa escogida.

El Programa Piloto someterá a prueba el método de usar medidores prepago con una red de bajo costo en 300 hogares en el barrio La Morán. El equipo del Proyecto Barrio Eléctrico ha establecido alianzas con grupos comunitarios y la alcaldía. Los resultados del Programa Piloto definirán cómo la EDC ampliará el programa a más de 90.000 hogares de bajos ingresos adicionales en Caracas.

2.6.1. ALTERNATIVAS

Con el fin de evaluar el efecto neto de la implantación del programa de electrificación de los barrios informales, se evaluaron distintas alternativas comparándolas con el status quo. En el análisis se utilizaron los siguientes criterios:

- NPV y IRR - Basado en un modelo de 10 años
- Factibilidad de financiamiento – La opción deberá tener un impacto social significativo y medible a fin de recibir financiamiento o donaciones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) o de la Corporación Andina de Fomento (CAF).
- Factibilidad legal: El proyecto debe ser factible según el actual marco legal.
- Necesidades de los clientes del segmento: La opción deberá ofrecer a los consumidores un valor superior al que le ofrece su actual estado informal. Esto incluye tanto la calidad del servicio como un producto que se adapte a las necesidades del segmento de bajos ingresos.

Las alternativas suponen que el plan de electrificación se implantará durante un período de 6 años con la electrificación de 90.000 hogares. También supone que no hay problemas legales relacionados con la construcción de una infraestructura en los barrios y que los riesgos son mínimos.

Alternativa	Tarifa	Distribución Facturas, Reconexión y Lectura medidores	Llena necesidades de clientes	Factibilidad para financiamiento	Factibilidad legal	Comentarios
Status quo: Mantiene el status quo. Los esfuerzos se concentran en la "recuperación" de la energía robada						
Alternativa 1: Solución tradicional. Red normal y medidores electromecánicos	Tarifa social de EDC	Si	Baja	Mediana	Factible	No resuelve los problemas relacionados con el fraude o las cuentas por cobrar
Alternativa 2: Red más barata y medidores electromecánicos corrientes	Tarifa social de EDC	Si	Baja	Mediana	Factible	No resuelve los problemas relacionados con el fraude o las cuentas por cobrar
Alternativa 3: Red más barata con medidores colectivos / medidores de tarifa plana	Tarifa social de EDC puede aplicarse a baja escala. El sistema de tarifa plana es el mejor para la implantación en gran escala	Si	Mediana El cliente controla los costos, pero aún debe ahorrar para pagar sus cuentas mensuales. Es difícil dividir el consumo y los costos con los vecinos.	Alta	No es factible Las tarifas planas no son legales en Venezuela actualmente	La situación legal podría cambiar en el futuro, ya que las compañías de CADAFE han estado pidiendo una tarifa social plana La EDC ya usa medidores colectivos en algunas áreas, pero no tiene planes para su implantación a gran escala.
Alternativa 4: Red más barata y medidores de prepago	Se aplicaría la tarifa social de EDC Aunque una estructura de	No Elimina la necesidad de leer los medidores, distribuir	Alta El consumidor puede controlar fácilmente su	Alta	Factible	Ahorra costos de personal debido a las características automáticas

	tarifa especial simplificaría la implantación a gran escala	facturas, desconectar y reconectar. Estas características son automáticas con el medidor de prepago.	consumo y sus costos.			
--	---	--	-----------------------	--	--	--

Sobre la base de los supuestos claves establecidos anteriormente, y tomando en cuenta la inversión requerida y el OPEX para cada una de las opciones presentadas, a continuación se presenta la estimación del NPV resultante:

Alternativa	Total CAPEX US\$ MM	NPV US\$	IRR	NPV/ Cliente US\$	Creación de valor ³	CAPEX /cliente ⁴	
						Desarrollo y construcción	Medidores
Status Quo		-12,020,489		-242			
Alternativa 1: Solución tradicional	14,1	-5,563,912	42%	-62	US\$76 por cliente a lo largo de 10 años	133	30
Alternativa 2: Construcción de red más barata	11,7	-4,006,595	60%	-45	US\$197 por cliente a lo largo de 10 años	107	30
Alternativa 3: Red más barata con medidores colectivos / medidores de tarifa plana	7,7	-2,392,990	118%	-27	US\$213 por cliente a lo largo de 10 años	85	2
Alternativa 4: Red más barata con medidores de prepago	10	1,324,388	81%	15	US\$257 por cliente a lo largo de 10 años	107	110

Tal como se muestra en el cuadro anterior, en el Status Quo el NPV de un cliente informal es de US\$ -242. El NPV estimado para ese mismo cliente bajo la Alternativa 4, usando medidores de prepago, es de US\$ 15, y bajo la Alternativa 3, usando medidores colectivos, el NPV es de US\$ -27.

³ Creación de valor es la diferencia entre el NPV del status quo y el de la alternativa durante un periodo de 10 años.

Aunque el uso de medidores colectivos y una tarifa plana resulta en un IRR alto, el enfoque de la Alternativa 4 – el enfoque prepago- es el único que es factible según el actual marco legal y arroja un NPV positivo. El sistema de prepago también es más adecuado para las necesidades de este segmento, el cual tiene a menudo limitaciones de flujo de caja y poca capacidad para pagar sus facturas mensuales. El consumidor puede controlar fácilmente su consumo y sus costos, y además no tiene que preocuparse de dividir los costos del medidor colectivo con sus vecinos. Por lo tanto, la EDC ha escogido el enfoque de prepago para el programa piloto.

2.6.2. ANÁLISIS DETALLADO DE COSTOS Y SUPUESTOS PARA EL ANÁLISIS DE NPV Y IRR

Sobre una base del comportamiento histórico y metas de los KPI para los próximos años, se asumieron los siguientes costos en el Modelo de Negocios:

Costo energía	US\$/kWh/año	0.010
Costo T & D	US\$/kWh/año	0.0066
Costo medidor estándar	US\$/medidor	30
Costo medidor prepago	US\$/medidor	110
Costo lectura	US\$/mes	0.16
Costo factura	US\$/mes	0.13
Costo entrega factura	US\$/mes	0.16
Costo cobranza	US\$/mes	0.26

Los Valores Presentes Netos (NPV) de las alternativas expuestas anteriormente fueron modelados sobre la base de los siguientes supuestos:

- Un periodo de 10 años y una tasa de descuento de 16.6%

⁴ Todas las denominaciones son en USD. 20% de financiamiento externo del CAPEX.

- Uso de la tarifa promedio para zonas de bajos ingresos – Bs. 76/Kwh. (US\$ 0,04)
- Consumo mensual promedio de 209 Kwh. por hogar
- Las cobranzas serían 85% para las Alternativas 1-3 y 98% para la Alternativa 4
- La alternativa 4 incluye un costo de mercadeo anual de US\$5 por cada nuevo cliente
- En todos los escenarios, excepto en el del status quo, el modelo asume:
 - El regulador aprueba un contrato de servicio para EDC para establecer una red.
 - 90.000 hogares estarían conectados a la red.
 - El CAPEX estaría financiado en 80% por EDC y 20% por fondos externos.

2.6.3. PROGRAMA PILOTO: Prueba del enfoque del Medidor de Prepago

Barrio Eléctrico, una iniciativa de integración comunitaria, de la mano de trabajadores de la empresa, sociólogos y trabajadores sociales, que busca convertir a los consumidores informales de energía eléctrica en clientes formales de la empresa, brindando una solución al creciente problema de los barrios con conexiones ilegales, el cual tiene un efecto negativo en la calidad del servicio que reciben y la seguridad personal de los habitantes.

EDC ha establecido un Programa Piloto en el Barrio La Morán para probar el uso de medidores de prepago y normas de red más bajas. El Programa se inició en septiembre de 2003 y convertirá 300 hogares consumidores en clientes formales.

Sobre la base de criterios de seguridad, organización y nivel de desarrollo del vecindario (pe., si hay calles, casas bien construidas y servicios generales), se escogió al barrio La Morán entre una lista de cinco candidatos finalistas. El barrio tiene grupos comunitarios sólidos y su aparición se remonta a 1942 – aunque, como muchos barrios en Caracas, su crecimiento ha surgido más que todo en las últimas cinco décadas. Las necesidades y estructura de La Morán son representativas de otros barrios de Caracas y, por lo tanto, sirven como un buen entorno de prueba para este Programa Piloto.

2.6.3.1. Gestión

Se creó un equipo llamado el Equipo “Barrio Eléctrico” para administrar el Programa Piloto. El programa está bajo la Vicepresidencia Comercialización. Se nombró un líder de equipo para supervisar la implantación y evaluación del proyecto. Bajo el Líder del Programa hay 18 empleados del área de comercialización, así como 6 empleados del área de distribución. Algunos de estos empleados están trabajando a tiempo completo en esta iniciativa, mientras que otros dedican de 25% a 50% de su tiempo al proyecto.

2.6.3.2. Enfoque

El Programa Piloto somete a prueba un nuevo enfoque que se concentra en:

- a) Mejorar el acceso a la red.
- b) Ofrecer un producto a la medida para el segmento del mercado de bajos ingresos
- c) Involucrar a la comunidad en el desarrollo del programa.

a. Mejor acceso a la red

El equipo de Distribución analizó las posibilidades de suministrar electricidad con nuevas normas técnicas y propuso una solución para reducir los costos en un 20%. El sistema de distribución de bajo costo utilizará la estructura existente del barrio (tanto los edificios como los postes abandonados) más cables y postes nuevos de bajo costo.

Esta red también se instalará con nuevos equipos que evitan el fraude y las conexiones ilegales. Esto incluye 1) porta-fusibles de baja tensión que limitan el consumo de los clientes e impiden la reventa y 2) tapas que impiden el uso ilegal.

Al cambiar las normas y el enfoque, el costo de las nuevas instalaciones (por conexión) bajará de US\$ 133 a US\$ 107.

b. Oferta de productos a la medida

El Programa Piloto también probará el factor clave de diferenciación de este modelo de negocios – el sistema de medidores de prepago. La ventaja de este enfoque es la eliminación de la necesidad de hacer lecturas de medidores, distribución de facturas, desconexiones y reconexiones, y reducirá los costos asociados. Además elimina el riesgo de seguridad para el personal de la EDC y los contratistas cuando trabajen en barrios peligrosos.

c. Participación de la comunidad

EDC apalancará sus alianzas con los grupos comunitarios a fin de implementar el proyecto. La comunidad estará involucrada en la instalación de la red, lo cual ayudará a reducir el vandalismo y garantizará que las cuadrillas de la EDC tengan acceso seguro para fines de instalación y reparación. Desde el punto de vista comercial, la participación de la comunidad también se promoverá por vía del proceso

de cobranza. La EDC contratará a un residente del barrio como contratista y lo adiestrará como oficinista para ocuparse de los cobros. Un porcentaje del dinero que se cobre irá para un fondo comunitario – así la comunidad tendrá un incentivo para reducir las conexiones ilegales.

En vista de la organización de La Morán, se estableció relaciones con los líderes de la comunidad y la ONG Fe y Alegría, la cual tiene una escuela local y ha sido particularmente activa en el desarrollo de este Programa. Además, la Alcaldía ha contactado a la EDC a través de su corporación de desarrollo, mostrando interés en financiar parte de la inversión de infraestructura.

El Equipo Barrio Eléctrico se asoció con Fe y Alegría para instalar el primer medidor convencional en la escuela/centro comunitario. El propósito es que la EDC gane credibilidad en la comunidad y demostrar que la calidad del servicio bajo el sistema formal de la EDC será mejor que el sistema informal. La escuela/centro comunitario ha estado pagando las facturas a tiempo desde que se conectó el 19 de diciembre de 2003, y está satisfecha con el servicio.

Una campaña de relaciones públicas educará a los residentes sobre asuntos relacionados con la electricidad y la seguridad. El autobús educativo “ElectroBus” hará visitas al barrio La Morán. Además, se llevarán a cabo cursos de educación continua en la escuela y el centro comunitario del lugar.

Unas iniciativas enfocadas a ciertas áreas adiestrarán a voluntarios para ayudar en la construcción y mantenimiento de la red del barrio.

2.6.3.3. Exploración y selección de tecnología de medidores y sistema prepago

El Equipo Barrio Eléctrico exploró distintas opciones de tecnología y escogió dos modelos de prepago que se usan en Perú y Argentina: 1) Medidores con tarjeta inteligente y 2) Medidor Split con códigos.

El equipo decidió que el Medidor Split era la mejor alternativa porque es más adecuado para evitar la manipulación y el fraude. EDC probó el Medidor Split a fin de determinar su compatibilidad con la red y actualmente está buscando la aprobación del regulador.

El equipo evaluó medidores de tres compañías distintas y escogió el Medidor Split Cashpower de una fábrica de Landis + GYR en Sudáfrica. El costo por medidor es US\$ 110 (US\$ 93 más flete, aranceles e impuestos).

Se escogió una unidad Cashpower Split Meter con “código de acceso” que provee soluciones de medidores con prepago en efectivo) para el Programa Piloto por las siguientes tres razones: 1) impide la manipulación, 2) es fácil para los clientes y 3) tiene características automáticas. La unidad está dividida en dos partes: la Unidad de Interfaz con el Cliente (CIU en inglés) y la Unidad de Manejo de Energía (EMU en inglés). La CIU, la cual es la única interfaz del cliente con el medidor, tiene un teclado que está montado de forma remota de la EMU y está conectada por alambres. La EMU está instalada fuera del alcance del cliente (en un kiosco cerrado en el pavimento o en un poste alto). Esto reduce significativamente el riesgo de fraude y deja sólo la CIU al alcance del cliente. La unidad EMU también viene equipada con un sensor de manipulación que desconecta automáticamente la electricidad en caso de detectar cualquier manipulación.

Para comprar electricidad, los clientes compran las unidades de Kwh. deseadas del oficinista adiestrado en el centro comunitario/escuela de la localidad. El cliente obtiene un recibo con un código numérico, el cual deberá insertar en el medidor para que éste luego registre la cantidad de

electricidad que ha sido comprada. El medidor alerta al cliente cuando esté bajando la disponibilidad de electricidad, de manera que pueda comprar unidades adicionales.

Software de gestión del sistema:

El Software denominado EPS-2.5, tiene por objetivo primario la administración integral de la comercialización de la energía eléctrica en modalidad prepagada.

El diseño del Software está basado en la arquitectura Cliente / Servidor, utilizando en RDBMS (Relational Data Base Management System) para el almacenamiento de datos en forma centralizada.

Características básicas del software de Gestión:

- El Software de Gestión consiste en un conjunto de aplicaciones que se ejecutan en plataformas Microsoft Windows de 32 bit (Windows 95 / NT / 2000), cuyas destacables son las siguientes:
- Interfase grafica de usuario, inherente a la plataforma Windows.
- Diseño mejorado de la estructura de la Base de Datos permitiendo discriminar en forma individual a Clientes, Medidores y Suministros.
- Seguimiento detallado de las compras de Energía (tabulado y grafico) por Cliente, Medidor y Suministro.
- Incorporación del Cobro de Planes de Pago mediante deducción porcentual del monto de la compra.
- Incorporación del Cobro de Intereses sobre saldos en el Plan de Pago.
- Asignación de los conceptos a efectuar, estableciendo su período de vigencia cronológica.

Descripción del Software de ventas del Sistema:

El Software de Gestión del Sistema, se utilizará para conformar las siguientes operaciones:

1.- Emisión de NTC (Números de Transferencia de Crédito) y Facturas de Venta.

La emisión de Facturas (según modelo y especificaciones adjuntas) incluye los NTC (Numero de Transferencia de Crédito) de 20 dígitos impresos.

Cada Factura contendrá la siguiente información:

- Fecha y hora de emisión.
- Nombre de la empresa vendedora (opcionalmente preimpreso)
- Nombre del cliente
- Código del cliente
- Numero de identificación del medidor (Numero de serie del medidor de energía eléctrica).
- Numero de transferencia de crédito (NTC).
- Importe total abonado.
- Detalle de los conceptos facturados
- Numero de unidades de energía eléctrica acreditada (Kwh.)
- Historia de las compras efectuadas en los últimos 6 meses (grafico de barras o Kwh.)
- Numero del operador
- Numero de la operación / Numero de la Factura
- Un mensaje de salutación configurable

2.- Emisión de Números de Mantenimiento:

Conforman funciones técnicas sobre los medidores de energía, tales como la reconexión del medidor después de un intento de manipulación,

modificación de los niveles de transición de los LED's (verde, amarillo, rojo) de visualización de crédito; borrado total de crédito de un medidor al finalizar la suscripción; etc.

3.- Registro, modificación o borrado de Clientes, Medidores y Suministros en la Base de Datos.

4.- Preparación previa a la instalación de los parámetros de inicialización de los medidores de energía eléctrica.

5.- Emisión de los informes de fin de turno.

6.- Parametrización de los valores Tarifarios e Impositivos a aplicar en la Venta de Energía.

Medidores de Energía Monofásicos y trifásicos, de Estado Sólido, Programables

A Efectos de disminuir a un mínimo el mantenimiento del "Sistema", el mismo opera con Medidores Monofásicos y Trifásicos programables, de estado sólido, conforme Normas IEC 61036, y cuya vida media libre de ajustes y/o calibraciones es de 10 años.

Los Medidores serán de diseño robusto y permitirán el reemplazo directo de los medidores convencionales.

A tal efecto los medidores estarán compuestos por dos módulos o cuerpos, a saber:

a) Unidad de medición, comando y corte de suministro (EMU):

- Esta unidad contiene al medidor propiamente dicho, la memoria no-volátil, la lógica del control y el interruptor del suministro.
- El cuerpo de la unidad permite su instalación normalmente en el mismo espacio y lugar ocupado por el medidor convencional, es decir, en el exterior de la vivienda del usuario.
- Así mismo la unidad EMU poseerá un interfaz, del tipo bi-direccional, a los efectos de permitir su interrogación y eventual reprogramación (mediante una terminal portátil), por parte del personal autorizado, sin tener que acceder al interior de la propiedad del usuario.

b) Unidad de control del usuario (CIU)

- Esta unidad se instalara dentro de la propiedad del usuario, permitiendo una separación máxima de 130 metros entre la misma y la unidad de medición y corte, y contendrá el teclado para el ingreso de los Números de Transferencia de Crédito, el display numérico LCD de 8 dígitos, indicadores del estado del suministro, alarmas luminosas, etc.
- Esta unidad de control permitirá asimismo la indicación del crédito remanente en Kwh., la indicación del consumo instantáneo de potencia, la obtención de estadísticas de consumo y la lectura de los parámetros de programación y control del medidor.
- La comunicación entre esta unidad CIU y la unidad de medición externa EMU se efectuara mediante un simple cable de dos conductores no polarizados y su eventual interrupción o corte no afecta la operación normal de la unidad de medición la cual continuara con el suministro de energía hasta agotar el crédito previamente almacenado por el usuario.

Programación de los medidores

Los medidores incorporan, como característica fundamental, la posibilidad de permitir su programación y reprogramaciones sucesivas por parte del personal autorizado, sin tener que acceder al interior de la propiedad de los usuarios.

Esta programación y eventuales re-programaciones, se efectuara a través de la introducción de Números de Transferencia, emitidos por el personal autorizado y son transparentes para el usuario. La introducción de estos NT se realiza vía la Interfase Óptica de la EMU o mediante el teclado de la CIU.

La programación indicada permitirá realizar los siguientes ajustes en forma independiente e individual en cada medidor y se realiza mediante la introducción, vía el teclado, de Números de Transferencia NT (códigos numéricos) transparente para el usuario:

a) Ajuste de corte por demanda máxima, permitiendo el ajuste del corte del suministro de energía cuando se sobrepase el máximo programado. De esta forma el Sistema Medidor habrá de permitir adicionalmente la aplicación de Tarifas por Rango de Demanda Máxima de Potencia.

b) Bloqueo automático en caso de violación y apertura no autorizada del medidor. En este caso la reactivación del medidor solo será posible mediante la introducción de un código numérico únicamente emitido por personal autorizado.

c) Ajuste de los niveles de alarma: deberán poder ser programados y ajustados mediante la introducción de un Numero de Transferencia NT únicamente emitido por personal autorizado.

EPS-2.5 LAN: Terminal de Administración y Venta.

Provee la interfase del usuario completa del Software de Gestión, permitiendo la actualización de los parámetros operativos, la generación de reportes y la venta de energía dentro de un entorno LAN, para lo cual requiera la instalación de un MHSP local.

Opera íntegramente en modo “on-line”, requiriendo una conexión tipo LAN al Servidor de Base de Datos. En el caso de utilizarse Interbase para plataforma MS Windows como RDBMS, el servidor de Base de Datos puede ser “no dedicado”, por lo tanto todo el conjunto (RDBMS, EPS-2.5 LAN y MHSP) podrán ser instalados en un único computador, que conformara así la expresión mínima de un Sistema de Ventas.

Características básicas del software “EPS-2.5” CASHPOWER:

El Software EPS-2.5” CASHPOWER, consiste en un conjunto de aplicaciones que se ejecutan en plataformas Microsoft Windows de 32 bit (Windows 95 / 98 / NT / 2000), cuyas características destacables son las siguientes:

- Interfase grafica del usuario, inherente a la plataforma Windows.
- Diseño mejorado de la estructura de la Base de Datos permitiendo discriminar de forma individual a Clientes, Medidores y Puntos de Conexión.
- Seguimiento detallado de las Compras de Energía (tabulado y grafico) por Cliente, Medidor y Punto de Conexión
- Incorporación del Cobro de Planes de Pago mediante deducción porcentual del monto de la compra.
- Incorporación del Cobro de Intereses sobre saldos en el Plan de Pago.
- Manejo optimizado y totalmente transparente de los cambios de clave (seguridad).

- Asignación de los conceptos a facturar, estableciendo su periodo de vigencia cronológica.
- Incorporación anticipada de nuevas tarifas o cambios de tarifas, con introducción de la fecha de activación automática de las mismas..
- Arquitectura: Cliente / Servidor.

2.6.3.4. Capacitación de los participantes

Programa de capacitación del personal para el sistema CASHPOWER:

Modulo 1:

- Introducción a los Sistemas de Venta Anticipada de Energía.
- Conceptos Generales de la Operación de Sistemas de Venta Anticipada EPS-2
- Ejemplos Básicos de la Venta de Energía: la Transacción de Venta y la Acreditación de la energía comprada en el medidor Cashpower.
- El medidor Cashpower a nivel de usuario. La Auto-Administración, la compra y el uso de energía.
- La Interfase de Usuario.
- Introducción al Software de la Venta de Energía Prepagada: objetivos y requerimientos.
- Reseña del desarrollo del software de Venta de energía Prepagada en concordancia con la evolución del mercado latinoamericano.
- Conceptos de Bases de Datos y arquitectura Cliente / Servidor.
- El software de Venta de Energía EPS-2 y los requisitos legales de facturación.
- La función del Operador de Venta de Energía. Medios de Pagos. Facturas y Duplicados.
- Practica Intensiva.

Modulo 2:

- Fundamentos del Sistema de Transferencia de Crédito a través de números codificados.
- La lógica de la evaluación de los códigos de ingresados: número aceptado, numero repetido y numero rechazado.
- Medidores Cashpower: Características Técnicas.
- Funciones del software sw Medidor: Modo Usuario y Modo Supervisor.
- Las distintas funciones en Modo Supervisor.
- Diagnósticos del medidor.
- Distintos modelos de Medidores Cashpower: Gemini, Gem, Trifásico, FORM 2S, FORM 1S, SP23, etc.
- Parametrización de los distintos modelos en el Sistema de Venta.
- La Base de Datos de Medidores en el Sistema de Venta de Energía.
- Inicialización de medidores. Códigos de Funciones de Mantenimiento.
- La Base de Datos de Suministros.
- La Base de Datos de Clientes. Asignación de Conceptos a Facturar a un Cliente.
- Proceso completo de alta de un nuevo Cliente-Medidor-Suministro en el Sistema.
- Practica Intensiva.

Modulo 3:

- Seguridad de Acceso del Sistema de Venta. Operadores y Derechos de Acceso.
- Variables de Referencia del Sistema de Ventas EPS-2.
- Conceptos Facturables. Distintos tipos de Tarifas. Impuestos, Cargos Fijos, Planes de Pago.
- Informes del Sistema y Utilitarios de Mantenimiento.

- Configuración y Operación del Proceso de Back-Up de la Base de Datos.
- Parametrización de esquemas tarifarios.
- Cambios de Clave Maestra del algoritmo de encriptación de Números de Transferencia.
- Utilitario de Exportación de Datos.
- Distintas alternativas para la óptima integración del Sistema Cashpower con los Sistemas de Gestión Comercial existentes.
- Implementación del Sistema Cashpower: requerimientos de plataformas de hardware y software. El Servidor de Base de Datos y las Terminales de Venta. Alternativas de tercerización de la Venta.
- Presentación del Sistema Cashpower hacia los usuarios. Ventajas comparativas de la auto-administración respecto al sistema convencional pospago.
- La regularización y recupero de clientes inactivos.
- Práctica Intensiva.

Modulo 4:

- Análisis y discusión de los ajustes necesarios para la adaptación del software de facturación a los requisitos de nuestra empresa.
- Análisis de las alternativas de transferencia de datos al sistema central actualmente en uso en la distribuidora.
- Características del marketing al usuario.
- Discusión de las alternativas de implementación del sistema (hardware y software).

La capacitación será realizada por especialistas en las instalaciones de CASHPOWER SUDAMERICANA S.A. de la República de Argentina, en su carácter de “ Centro de Excelencia Cashpower para América Latina”.

La duración total de estos cursos es de aproximadamente 4 días hábiles consecutivos y se realizara, en una primera etapa para el / los Administrador / es del Sistema en el Centro de Capacitación Cashpower de Buenos Aires, Republica Argentina.

Posteriormente, y en forma simultanea con la instalación y puesta en marcha del sistema, se realizará una capacitación complementaria “ in situ” para los Operadores de las Estaciones de Trabajo o Puntos de Venta del Sistema “CDU’s” y para los Técnicos Instaladores de los medidores de campo.

A efectos de determinar el nivel del personal al que se dirige la capacitación se determina las siguientes categorías:

Administrador del Sistema:

El Administrador es el responsable de toda la gestión y el control del Sistema CASHPOWER.

El Administrador del Sistema tiene a su cargo la configuración y parametrización general de las distintas variables del sistema.

Operadores de Estaciones de Trabajo o Punto de Venta:

Los operadores de las Estaciones de Trabajo o Puntos de Venta tendrá la función de emitir los Números de Transferencia en los Puntos de Venta (Facturación). El Operador tendrá frecuente trato con los clientes y, por ello deberá contar con la necesaria capacitación para responder a las consultas que les sean efectuadas.

Técnico instalador o electricista:

El técnico instalador será el responsable de la instalación y el mantenimiento en el campo de los medidores de energía eléctrica. Debe estar en condiciones de tratar los problemas que puedan presentarse en

las instalaciones y por ello deberá tener una buena comprensión de la información de diagnóstico que los medidores proveen.

2.6.4. COSTOS

Los costos del Programa Piloto (sin incluir los sueldos de los empleados) es el siguiente:

Instalaciones de Red de Distribución	US\$ 50.000
Medidores de prepago	US\$ 33.000
Sistema de computación	US\$ 3.000
Total	US\$ 86.000

También tenemos que estimar los costos y gastos adicionales para mantener las instalaciones eléctricas y garantizar el servicio comercial del sector La Morán. Para preparar el presupuesto anual destinado a mantener las instalaciones eléctricas y a la atención comercial de los usuarios, se requirió esquematizar las actividades necesarias para ejecutarlos, así como evaluar cuáles de ellas formaban parte del presupuesto previsto en las actividades regulares de distribución y comercialización de la empresa, y cuáles representan costos y gastos adicionales, no previstos en el presupuesto en referencia, y que se deben realizar exclusivamente como parte del proyecto Barrio Eléctrico.

En este sentido, se definieron como costos y gastos adicionales en los aspectos relacionados con

- Atención al Usuario:
 - a) Facturación: se requieren talonarios especiales con especificaciones establecidas en el Reglamento del Servicio.
 - b) Comisión agente de ventas por transacciones realizadas.
 - c) Servicio de Internet necesarios para la transmisión de datos
 - d) Consumo eléctrico de los equipos periféricos.

- Mantenimiento de Redes y Equipos de Medición:
 - a) La atención de reclamos y averías, los materiales y cuadrillas necesarias para el mantenimiento de la red del Sector La Morán.
 - b) Inspección anual del 10% de las unidades de medición y del usuario de manera aleatoria, a fin de garantizar que no existan irregularidades.

En el Cuadro 1 se presenta el presupuesto anual de los costos y gastos adicionales por un monto de 8.200 dólares al año.

Conceptos	Monto en \$
Gastos de Atención al Usuario	2.922
Comisión Agente de Ventas	1.603
Mantenimiento de la Red y Equipo de Medición	1.178
Red de Distribución	1.073
Servicio de Internet	642
Facturación	604
Inspección de la unidad de medición y del usuario	104
Consumo Eléctrico PC + Periférico	74
Total Costos y Gastos	8.200

2.6.5. RIESGOS Y PROBLEMA AÚN SIN SOLUCIONAR CON RELACIÓN AL PROGRAMA PILOTO

Aunque el riesgo legal es bajo, existe el riesgo de que el propietario legal de la propiedad en la cual se construyó el barrio La Morán pida una compensación por la instalación de la infraestructura. Sin embargo, el riesgo es bajo – La Morán está presente desde 1942 y la infraestructura básica (postes abandonados) ya existe.

Tarifa Especial de Prepago: La EDC está actualmente enfocando sus esfuerzos ante el ente regulador a fin de establecer una tarifa especial para los clientes del Programa Piloto. Aunque una tarifa especial de

prepago sería más sencilla, se podría también aplicar la actual tarifa social. Sin embargo, el regulador apoya la iniciativa de prepago y ha dicho que apoyará la solución de la Tarifa Especial para este Programa Piloto.

2.6.6. MONITOREO DEL PROGRESO Y ESTRATEGIA

Al cierre del Programa Piloto el líder del Equipo BE evaluará los siguientes indicadores de desempeño:

- Medidores activos

$(\text{Cantidad de medidores prepago activos} / 300 \text{ metros}) \times 100 \geq 80\%$

- Pérdidas

$\text{Energía neta entregada} - \text{Ventas} / \text{Energía Neta Entregada} \leq 10\%$

Medir los Kwh. realmente entregados al barrio contra los Kwh. facturados durante un período de 6 meses del programa piloto para esos 300 hogares.

- Encuesta de Satisfacción del Cliente

$(\text{Clientes Satisfechos} / 300) \times 100 \geq 70\%$

El Equipo BE conducirá una encuesta de satisfacción del cliente. Toda la información, sin importar el indicador, se tomará en cuenta para la planificación de la próxima etapa.

Si no se cumplen los objetivos de estos indicadores, el programa se rediseñará, se desarrollarán nuevas alternativas sobre la base de los conocimientos obtenidos y se afinarán los supuestos que subyacen el Barrio Eléctrico.

El resultado de estos indicadores será importante para obtener el financiamiento de organismos multilaterales. El acceso a estos fondos y donaciones es esencial para lograr un retorno aceptable y poder implementar las etapas subsiguientes. Por lo tanto, La EDC utilizará los resultados de los indicadores de desempeño como el principal argumento para proseguir con las próximas etapas del modelo BE.

2.7. FACTORES CLAVE DE ÉXITO DE UN SISTEMA PREPAGADO DE ENERGIA

El éxito de la electricidad pagada por adelantado depende de varios factores que finalmente produzcan un sistema viable. Este requiere de una planificación y dirección de recursos apropiada y una estudiada campaña publicitaria.

Planificación y Dirección

La planificación es obligatoria para establecer un exitoso sistema de electricidad pagado por adelantado. Algunas acciones claves que se necesitan emprender son las siguientes: especificación del tendido eléctrico, selección del sistema prepago, entrenamiento del personal, campaña publicitaria, selección de los puntos de venta, control de la comercialización, instalación de los equipos, mantenimiento y administración.

La selección de componentes compatibles de un sistema es necesaria para asegurar el eficiente funcionamiento. Esto significa que el medidor, el sistema de pago, y los instrumentos de dirección deben ser alineados. Esto también exige que un flujo constante de información entre medidor y las bases de datos.

De modo similar la selección del sistema de pago adelantado exige la especificación de lo siguiente; procedimientos para la colección de ingresos, generación de data requerida para la oportuna toma de decisiones (reporting), mantenimiento; así como el crédito de emergencia, el “crédito amistoso”, tarifas e impuestos.

La sofisticación del sistema de pago adelantado requiere de personal entrenado a diferentes niveles desde el ejecutivo, administración de sistema, equipos de instalación, equipos de mantenimiento, personal de servicio de cliente, vendedores, y operarios. Todos los empleados necesitan entender todos los aspectos.

Debe planearse una acertada y asertiva campaña de comunicación. Este tema se abordará completamente mas adelante. Selección de los puntos de ventas. Los contratos tienen que ser establecidos con vendedores antes del comienzo de la operación. Investigaciones previas han revelado los siguientes aspectos sobre este punto: (1) La imagen del punto de venta y del personal que hace funcionar el equipo debe generar confianza a ojos de clientes. (2) El sistema debe ser seguro de modo que otros usuarios no fomenten el fraude en la compra de energía. (3) El punto de venta debe estar disponible durante los períodos de tiempo convenientes a los clientes. (4) La actividad de compra de electricidad (adquisición de la tarjeta en los puntos de venta y activación) no debería tomar más de 30 minutos.

La instalación del equipo es aún otra tarea que necesita cuidadosa planificación. Este requiere la conformación de equipos de instalación , es muy importante determinar el tiempo de cada instalación según las fases diseñadas. El personal debe estar entrenado para el manejo de críticas y pruebas del producto.

El mantenimiento es determinante para el éxito de la electricidad pagada por adelantado. Se deberá definir y cumplir un cronograma detallado de inspección de los sitios de distribución de las zonas donde se instalará Barrio Eléctrico, para asegurar del buen funcionamiento de la red. Esto puede obtenerse estableciendo un centro de mantenimiento de medidores y una estación de trabajo de ingeniería. Simultáneamente, se tienen que definir los procedimientos para el reemplazo de los medidores que presenten problemas.

La administración del sistema de electricidad pagado por adelantado es necesaria para asegurar el flujo de los ingresos percibidos con esta iniciativa, estableciendo los controles necesarios para garantizar que exista una verdadera recuperación de la energía como de los ingresos.

Campaña Publicitaria

El sistema de pago adelantado es relativamente una innovación en la industria eléctrica y no está establecido / acogido completamente en los lugares donde se ha implementado. Esto requiere de una campaña publicitaria. En el caso mencionado de la empresa Eskom se emprendió una campaña comunicaciones para tender la mano a sus clientes tanto en áreas urbanas como rurales.

El objetivo principal de una campaña de comunicación es engendrar la aceptación y apreciación del consumidor. El acercamiento seguido por Eskom fue realizado a través de:

- Medios (TV, radio, correo, folletos, carteles, etc.)
- Reuniones públicas
- Alentaron la participación de líderes de comunidad locales.
- Desarrollando un suministro eficaz de electricidad prepagada
- Enfatizaron las ventajas al consumidor.

Varios mensajes publicitarios han sido usados por Eskom para popularizar el consumo de electricidad prepagada:

- "Making your life easier" (Haciendo su vida más fácil)
- "Electricity at your convenience" (Electricidad a su conveniencia)
- "No more shocking bills / accounts" (No más facturas o cuentas sorpresas)
- "Putting you in control of your electricity costs" (Poniéndote en control de tus gastos de electricidad)

En la experiencia de Eskom, los mensajes han sido comunicados al público target por medio de varios medios como televisión, radio, correo, folletos, carteles, y reuniones públicas. Los líderes de opinión locales han estado implicados en el programa para aumentar la participación del público en la extensión de electricidad pagada por adelantado.

En el programa piloto de la EDC en el Barrio La Morán se han realizado esfuerzos con la comunidad a través de reuniones sociales informativas, visitas guiadas al ElectroBus, sesiones de preguntas y respuestas. Este es un factor clave para poder lograr el apoyo de la comunidad y que esta logre identificarse con el proyecto, los usuarios tienen que estar conscientes de los beneficios que representará el uso de la energía prepagada, serán los que manejen su presupuesto de electricidad, deciden sobre la frecuencia y el modo de uso de la misma. Si olvidan prepagar la energía no será la EDC quien ejecute los cortes y no tendrán que esperar para ser reconectados.

Este esfuerzo comunicacional no solo debe ser convincente para los consumidores, los beneficios también deben demostrarse al Estado Venezolano, ofreciendo una alternativa para las personas e escasos recursos que habitan zonas marginales y que no reciben un adecuado servicio eléctrico.

2.8. CALCULO DEL COSTO DE LA ENERGIA

2.8.1. PLIEGO TARIFARIO VIGENTE

Las Tarifas máximas aplicadas por la EDC a sus usuarios son fijadas por el ente regulador (Ministerio de Energía y Minas) con base a las disposiciones establecidas en el Decreto 368 de Normas para la Determinación de las Tarifas del Servicio Eléctrico. Este instrumento normativo establece la metodología denominada Cost Plus o de reconocimiento de todos los costos del servicio en condiciones de operación y gestión eficientes. En este sentido, las tarifas establecidas en cada ejercicio económico buscan recuperar los costos asociados a la prestación del servicio, más una rentabilidad razonable.

El pliego tarifario actual, según Gaceta Oficial N° 37.415 del 03 de abril de 2002, contempla la aplicación de tres tipos de tarifas para el servicio residencial:

- Social: para consumos hasta 200 Kwh.
- General: para consumos mayores a 200 Kwh. y menores de 500 Kwh.
- Alto Consumo: para todo consumo mayor de 500 Kwh.

Estas tarifas fueron diseñadas partiendo de un estudio del costo del servicio, que consideró los costos asociados a cada una de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, incluyéndose todos los gastos de operación y de gestión en condiciones de eficiencia, así como una utilidad estimada como un porcentaje sobre la base tarifaria⁵.

⁵ La Base Tarifaria es la suma de los activos netos revaluados, con base en la metodología del ISLR, y un capital de trabajo equivalente a 3 meses de gastos de operación, mantenimiento y otros, excluida la depreciación anual.

Con base en el Costo del Servicio asociado a la Clase Residencial como un todo, el ente regulador conjuntamente con Electricidad de Caracas diseña tres tarifas residenciales que se diferencian entre sí en el nivel tarifario y el consumo asociado, partiendo del supuesto de que la cantidad consumida esta asociada a la capacidad de pago de los usuarios, criterio este definido y aplicado por el ente regulador desde la década de los noventa hasta la fecha.

Siguiendo el criterio en referencia, hoy en día se cuentan con las tres tarifas residenciales citadas anteriormente como son: Social, General y Alto Consumo. Estas tarifas aplicadas en su conjunto deben recuperar el Costo del Servicio asociado a la Clase Residencial Total. Se presentan a continuación la Tarifa Promedio asociadas al Servicio Residencial Social, Servicio Residencial General y Servicio Residencial Alto Consumo.

- a) Tarifa Residencial Social: 23,82 Bs/KWh
- b) Tarifa Residencial General: 101,20 Bs/KWh
- c) Tarifa Residencial Alto consumo: 121,56 Bs/KWh

Cabe destacar, que para la determinación del Costo del Servicio el ente regulador reconoce a la EDC un 12% de pérdidas de energía, en contraposición de un 17,5% de pérdidas reales de energía que reporta la EDC actualmente. El 5,5% de pérdidas no reconocidas en tarifas representan para la EDC un costo que estimula la necesidad de tomar acciones para la recuperación de las mismas, siendo un ejemplo el Proyecto Barrio Eléctrico.

2.8.2. PROPUESTA DE UN ESQUEMA DE REMUNERACIÓN

Los clientes del Sector la Morán vistos individualmente presentan consumos asociados a la aplicación de las tres tarifas residenciales previstas en la regulación vigente como son: Servicio Residencial Social, Servicio Residencial General y Servicio Residencial Alto consumo.

Al realizar la facturación a cada cliente con la tarifa que le corresponde según su nivel de consumo, resulta una tarifa promedio para el Sector la Morán de 85.88 Bs/kWh. Si se realiza la facturación como si todos los clientes perteneciesen a la tarifa residencial social (requiere excepción del regulador), resulta una tarifa promedio de 53.92 Bs/kWh. Finalmente, si se realiza como si todos los clientes perteneciesen a la tarifa residencial general (requiere excepción del regulador), resulta una tarifa promedio de 103,88 Bs/kWh.

Teniendo los valores anteriores como referencia, y considerando que el esquema de remuneración que se debe proponer ante el Ministerio de Energía y Minas que se tiene como objetivo la incorporación no traumática de aquellos clientes conectados ilegalmente y en condición de impago, a clientes con conexiones legales y en condición de pago, se procedió a determinar en primera instancia, el costo por Kwh. adicional ocasionado por el Proyecto Barrio Eléctrico, el cual no se encuentra considerado en el costo del servicio residencial que sirvió de base para el diseño de las tarifas vigentes.

El costo adicional para normalizar a los clientes del Sector la Morán, resultó ser un:

- 46.90% de la tarifa promedio residencial, si todos los clientes del Sector la Morán se considerarán en la tarifa residencial que le corresponde según su nivel de consumo.
- 74.70% de la tarifa promedio residencial social, si todos los clientes del Sector la Morán se considerarán residencial social.
- 38.77% de la tarifa promedio residencial general, si todos los clientes del Sector la Morán se considerarán residencial general.

En todos los casos el peso de la inversión adicional requerida para normalizar a los clientes del Sector la Morán representa un porcentaje

importante del costo del servicio. Dada la situación antes descrita surge la necesidad de:

- Buscar financiamiento por parte de terceros para la inversión adicional necesaria para normalizar a los clientes del Sector la Morán, lo cual representa el costo de inversión y mantenimiento del Proyecto Barrio Eléctrico. Este financiamiento puede venir de las autoridades municipales, multilaterales o de alguna política específica diseñada por el ente regulador y financiada por el Estado.
- Clasificar a los clientes del Sector la Morán dentro del Servicio Residencial General, considerando que los clientes con consumos menores de 200 Kwh. van a disponer de un medidor prepago que les va a brindar el beneficio de poder administrar su consumo y poder pagarlo según la frecuencia en que perciben sus ingresos.
- Flexibilizar el costo del servicio asociado a la Tarifa del Servicio Residencial General, reduciendo el mismo a la recuperación únicamente de los gastos de personal, combustibles, operación y mantenimiento, lo que se traduciría en una tarifa de que represente aproximadamente un 40% de la Tarifa Servicio Residencial General. La EDC no recupera el 100% del costo del servicio, pero al menos logra crear cultura de pago y recuperar un mínimo de costos, que hoy en día esta perdiendo.

Esta propuesta se considera la más recomendada dado que se encuentra enmarcada dentro de una tarifa vigente, siendo necesario:

- Que el MEM autorice que todos los clientes del Sector La Morán sean catalogados como Servicio Residencial General
- Negociar con el MEM la aplicación de la tarifa en referencia como una tarifa plana (Bs/kWh) y no por bloques de consumo como esta concebida.

- Que el MEM certifique los contratos de servicios entre cliente y empresa.
- Lograr el financiamiento por parte de terceros, de los costos asociados al Proyecto del Barrio Eléctrico.

2.8.3. OTRAS OPCIONES TARIFARIAS EN ESTUDIO

Desde inicio del proyecto Barrio Eléctrico la unidad de Precios y Regulación evaluó la alternativa de facturar a los clientes del Sector la Morán a través de medidores colectivos con tarifas estabilizadas en su consumo, siendo necesario su aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas en lo referente a su criterio de estimación. El procedimiento para su aplicación consistiría en lo siguiente:

- Se estima el consumo promedio en un periodo de control (semestral) y luego éste se divide entre el número de viviendas asociadas.
- Se calcula la facturación (estimada) para el servicio residencial de acuerdo al consumo promedio.
- A diferencia de los clientes con medidores colectivos aplicados por la EDC las facturas, previo acuerdo con los clientes, se emite y se envía de manera individual. La facturación es estimada en el período de control en Kwh. y Bolívares por lo que el monto es estabilizado para el cliente.
- A diferencia de los medidores colectivos estas facturaciones serán por el tipo de tarifa que corresponda al nivel de consumo estimado, pero con una tarifa especial menor.
- La medición colectiva se realiza a manera de referencia y ajuste. A nivel del sistema se debe evitar una doble facturación (colectiva e individuales). Todos los meses se puede monitorear la desviación de la estimaciones.
- Al final del período de control, con la información del medidor patrón, se calcula la desviación total de las facturaciones y se recalcula la nueva estimación para el siguiente período de control:

1. Si existe una subfacturación la empresa decidirá si hace un recargo en las facturaciones futuras de los clientes (previo acuerdo) o absorbe la diferencia.
 2. Si existe una sobrefacturación, esta deberá ser cargada como un descuento en la próxima facturación del siguiente período de control o en el nuevo precio de la tarifa.
- Los dos puntos anteriores dependerán de los nuevos pliegos tarifarios y de los subsidios que en estos se definan.
 - Las mediciones deben ser reales en los medidores de control. Si existe algún acuerdo especial con los clientes debe quedar por escrito, dejando claro que estos pudieran ser ajustados (en caso extremo) si así lo solicita el ente regulador en sus cambios regulatorios y tarifarios.
 - Para evitar sanciones por calidad del servicio, debe quedar claro en los acuerdos (clientes-empresa) el punto de las estimaciones por vivienda.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. PROBLEMA A INVESTIGAR

El problema de Investigación se centró en la factibilidad de la implantación de un sistema prepagado de energía en Venezuela a través del Programa Barrio Eléctrico de la Electricidad de Caracas, utilizando como prueba piloto la Comunidad de La Morán.

3.2. DEFINICIÓN DE VARIABLES

En la presente investigación, se tomo como variable relevante, la disposición de los consumidores a pagar por un servicio eléctrico confiable.

En la investigación se deben tomar en cuenta otras variables que están presentes en la muestra a analizar, como el sexo, la edad, condición laboral, nivel de instrucción, y se compara la calidad del servicio eléctrico con otros servicios básicos.

3.3. DISEÑO O ESTRATEGIA DE LA INVESTIGACIÓN.

La estrategia se centró en la investigación de tipo documental y de campo. Las fuentes de información fueron materiales impresos sobre el diseño del proyecto y los registros obtenidos por las encuestas que se aplicaron a la muestra.

Para realizar la investigación, se dio inicio con la revisión de la literatura en el tema, y se acudió a fuentes secundarias o terciarias; para localizar fuentes primarias de las personas involucradas directamente en la prueba piloto y en la red, tomando como referencia textos, leyes y otros documentos. Luego se seleccionaron aquellos documentos que fuesen de utilidad y que se relacionen con el tema.

Posteriormente, con el propósito de obtener los datos necesarios para la investigación, se diseño un cuestionario que permitió recoger los datos de la muestra.

3.4. POBLACIÓN Y MUESTRA

Desde el punto de vista estadístico, una población o universo puede estar referida a cualquier conjunto de elementos de los cuales se pretende indagar o conocer sus características.

Para poder identificar y definir la población o universo del presente estudio, se requirió establecer primero las unidades de análisis, sujetos u objetos de ser estudiados y medidos.

Los elementos de la población no necesariamente tienen que estar referidos únicos y exclusivamente a individuos vivos, sino que también puede tratarse de instituciones, objetos físicos, entre otros.

Luego de identificar la población se definió la muestra de la presente investigación, de manera precisa y homogénea en función de la delimitación del problema y de los objetivos de la investigación. (Sierra Bravo, 1993)

La muestra estadística es una parte de la población; se trata de un número de individuos u objetos seleccionados científicamente, donde cada uno de ellos es un elemento del universo. Una muestra es una parte representativa del universo, seleccionada según ciertos criterios en forma estadística o aleatoria, cuyas características deben reproducirse en ella lo más exactamente posible.

El tamaño de la muestra debe ser suficientemente grande como para que permita aplicar matemáticas estadísticas para su análisis y aleatorio por cuanto debe ser seleccionado en la mayoría de los casos al azar para que su importancia y valor no se vean viciados por el observador y se trate así de una muestra representativa y no manipulada.

Dentro de los tipos de muestreo, se encuentra el Muestreo No Probabilístico, donde en el procedimiento de selección se desconoce la

probabilidad que tienen los elementos de la población para integrar la muestra.

En este estudio el muestreo es No Probabilístico e Intencional u Opinático, porque la selección de los elementos se realiza con base a criterios o juicios del investigador. Los criterios utilizados señalan una muestra con ciertas características específicas, como lo son los habitantes del Sector La Morán.

A los efectos de esta investigación, se estableció la población y la muestra como se menciona a continuación:

Población: La población de esta investigación esta constituida por aproximadamente 1.200 personas habitantes del sector. De esta población se estableció una muestra aleatoria.

Muestra: La muestra de la investigación esta conformada por 254 personas del sector La Moran habitantes de las zonas denominadas Acequia, Los Malabares y Los Pinos lo que constituye un 21,2% del total de la población.

A la muestra se le aplico el instrumento de recolección de datos, de manera de poder obtener la información requerida.

3.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.

Definiremos la técnica como el conjunto organizado de procedimientos que se utilizan durante el proceso de recolección de datos.

Para poder recopilar información y analizarla, de manera de resolver el problema de investigación en función de los objetivos, se requirió definir

en primer lugar los instrumentos o herramientas que se utilizaron para tal efecto y la forma o técnicas de cómo se emplearon dichos instrumentos.

El instrumento consiste en la herramienta o formulario diseñado para registrar la información que se obtiene durante el proceso de recolección de la misma.

Como instrumentos se utilizaron la observación directa, la bibliografía, los folletos informativos, informes de la comisión de regulación de energía y gas del ministerio de minas y energía de Colombia, informe de la Corporación Centro de Investigación y desarrollo Tecnológico (CIDET) de Colombia, Plan indicativo de desarrollo de la generación de energía, Proyecto de ley orgánica de servicio eléctrico nacional en Venezuela, la encuesta y demás documentos pertinentes al tema.

Para la compilación de los datos necesarios para el estudio, se utilizo el cuestionario llamado “Instrumento para medir la factibilidad de la implantación de un sistema prepago de energía en a los habitantes del sector La Morán”.

Para conocer el estimado de consumo de cada hogar del sector se recolectó información a través del instrumento denominado “Encuesta de consumo”, el cual consiste en listar la cantidad y tipo de artefactos que tienen como fuente de funcionamiento la energía eléctrica, a estos se estimó unas horas promedio de consumo.

3.6. PROCEDIMIENTO PARA LA RECOPIACIÓN DE LOS DATOS.

A continuación se detalla el procedimiento general que se llevo a cabo para la recolección de datos necesarios en la investigación:

3.6.1. REVISIÓN DE BIBLIOGRAFÍA

Revisión de la literatura relacionada con implantaciones de sistemas prepagados de energía en el mundo, así como del marco regulatorio y económico en el cual se emprendieron este tipo de iniciativas.

3.6.2. INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.

Se diseñó el Instrumento para medir la factibilidad de la implantación de un sistema prepagado de energía en a los habitantes del sector La Morán y el instrumento Encuesta de consumo.

3.6.3. INSTRUMENTO DE INVESTIGACIÓN

Para la compilación de los datos necesarios para el estudio, se utilizó el instrumento descrito anteriormente. Éste fue diseñado por el investigador y el grupo de trabajo de Barrio Eléctrico. En la Sección I se consulta al entrevistado sobre su percepción con respecto a los servicios públicos de agua, aseo, transporte público y presencia policial; con esto se busca contrastar el nivel general de los servicios públicos básicos versus el servicio eléctrico. Luego se solicita al entrevistados establezca un orden de jerarquía sobre los servicios públicos básicos.

En la Sección II, se consulta sobre la percepción del nivel de servicio eléctrico, si ha tenido alguna pérdida que equipos a causa de variaciones en los niveles de tensión de la energía, como también si conoce de algún caso donde algún miembro de su comunidad haya sufrido algún accidente al tratar de manipular las redes eléctricas.

Mas adelante se realizan las preguntas claves del estudio, relacionadas con la voluntad y el monto de pago del entrevistado al recibir un servicio eléctrico de mayor calidad y confiabilidad.

En la Sección III, se solicita al entrevistado complete información de carácter sociodemográfico, nivel académico, ingresos del grupo familiar y la estructura del mismo.

En lo relativo al instrumento “Encuesta de consumo” se solicitó información sobre la cantidad y tipo de artefactos electrodomésticos de cada hogar.

3.6.4. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

3.6.4.1. Trabajo de campo

Los cuestionarios se le efectuaron personalmente a las personas que constituyen la muestra.

3.6.4.2. Organización de los datos

Para la organización de los datos se utilizaron tablas de ordenación y distribución de frecuencias.

3.6.4.3. Tabulación de los datos

- Se realizó una tabulación general por variables de investigación o partes.
- Se realiza una tabulación por matrices correlacionando, variables o partes de investigación con variables o partes de índole general o sociodemográfica.
- Se efectuará un análisis de contenido de las respuestas suministradas.

3.6.4.4. Análisis Estadístico de los Datos

En esta sección se describe el procedimiento estadístico que se aplica a los datos directos o información original para obtener resultados.

A. Determinación de frecuencias

B. Determinación de frecuencias porcentuales y acumuladas.

C. Determinación de rango promedio asignado por los participantes a las variables de investigación en los casos donde aplique.

IV CAPITULO

4. ANALISIS DE LOS DATOS

4.1.- HALLAZGOS

El propósito primordial de esta investigación estuvo dirigido a estudiar la factibilidad de la implantación de un sistema prepago de energía en Venezuela a través del Programa Barrio Eléctrico de la Electricidad de Caracas, utilizando como prueba piloto la Comunidad de La Morán, utilizando como muestra 254 personas del sector la Moran habitantes de las zonas denominadas Acequia, Los Malabares y Los Pinos lo que constituye un 21,2% del total de la población. Para ello, se auscultó la opinión de las personas; utilizando un Instrumento de Investigación diseñado por la investigadora.

4.2.- DATOS DEMOGRÁFICOS DE LOS PARTICIPANTES

La muestra de la investigación esta conformada por 254 personas.

4.2.1.- DESCRIPCIÓN SOCIODEMOGRÁFICA DE LOS PARTICIPANTES.

En esta sección se incluye el perfil de la muestra de sujetos que participaron en el estudio y que se obtuvo de los datos demográficos contenidos en la primera parte del Instrumento de Investigación.

Tabla 1. Distribución de las personas en Estudio

Sexo - Porcentaje			
Sexo	Femenino	Masculino	Total
Frecuencia	137	117	254
%	54%	46%	100%

Como puede observarse en la tabla No. 1 la muestra esta equitativamente repartida entre personas del sexo femenino y masculino. En términos demográficos existe una homogeneidad en la distribución de la población

según el sexo, lo cual concuerda con los resultados del XIII Censo General de Población y Vivienda en la cual se observa un ligero predominio de la población femenina.

Tabla 2. Estructura de la comunidad y del hogar

Estructura Comunidad - Porcentaje		
Mujeres	Hombres	Niños
37%	25%	39%

En la tabla 2 se aprecia que la comunidad de La Morán está constituida en un 39% por niños (hembras y varones menores a 12 años), un 37% por mujeres y $\frac{1}{4}$ de la población es de sexo masculino mayor de 12 años.

Tabla 3. Personas que habitan en el hogar

# de Personas que habitan en el hogar - Porcentaje	
Cantidad	#
1	0%
2	6%
3	16%
4	26%
5	22%
6	18%
7	7%
8	4%
9	0%
10	0%

En el 26% de los hogares de la muestra tienen 4 integrantes, el promedio general arroja que cada hogar es habitado por 4,7 personas. Esto se contrasta con la información descrita a continuación, referida a la cantidad de personas que trabajan en cada hogar, cuyo promedio es de 1,8.

Tabla 4. Personas que trabajan por hogar

# de Personas que trabajan en el hogar - Porcentaje	
Cantidad	#
0	5%
1	31%
2	45%
3	17%
4	2%

Tabla 5. Otros datos demográficos

Edad - Sexo - Porcentaje			
Edad	Femenino	Masculino	Total
<25	7%	0%	4%
25-35	32%	47%	39%
35-45	34%	21%	28%
45-55	23%	27%	25%
>55	4%	5%	4%

Instrucción Académica - Sexo - Porcentaje			
Grado	Femenino	Masculino	Total
Primaria	35%	51%	43%
Bachillerato	39%	21%	30%
Técnica	23%	23%	23%
Profesional	3%	5%	4%

Tipo de Empleo - Sexo - Porcentaje			
Tipo	Femenino	Masculino	Total
Fijo	15%	15%	15%
Contratado	5%	16%	10%
A destajo	19%	21%	20%
Informal	47%	26%	37%
Independiente	9%	14%	11%
Desempleado	4%	9%	6%

Nivel de Ingreso - Sexo - Porcentaje			
Nivel (VEB)	Femenino	Masculino	Total
<400M	15%	14%	14%
400M-600M	53%	42%	48%
600M-800M	26%	22%	24%
800M-1000M	5%	16%	10%
>1000	1%	6%	4%

El 92% de la muestra se ubica entre 25 a 55 años, siendo el rango de mayor frecuencia el comprendido entre los 25 a 35 años de edad.

Referido a la nivel de instrucción académica reportada por los entrevistados, observamos que el 43% (108 personas) tiene educación primaria, 30% (77 personas) se ubican en nivel de educación media, 23% (59 personas) tienen un nivel de preparación técnica y un 4% son profesionales. La distribución por sexo no presenta diferencias relevantes.

Observamos que un 37% de la muestra reporta dedicarse a labores relacionadas con la economía informal, un 20% a destajo, un 15% bajo relación de dependencia de un patrono, el 11% no tiene un patrono y se dedica a labores independientes, el 10% está reporta tener un patrono y trabaja por contrato a tiempo determinado en una entidad sin disfrutar todos los beneficios y el 6% está desempleado. En la asociación del tipo de empleo con el sexo del encuestado encontramos que un 47% de las mujeres se dedican a la economía informal versus un 26% de los hombres; es relevante que la tasa de desempleo en los hombres es 5% mayor que en las mujeres.

En lo relacionado con el nivel de ingreso del grupo familiar, los resultados arrojan que cerca del 50% de la muestra tiene un presupuesto mensual equivalente entre 1 a 1,5 salarios mínimos, un 24% tiene un presupuesto que va desde Bs. 600 M a Bs. 800 M mensuales. El 14% reporta ingresos menores mensuales a Bs. 400 M.

4.2.2. CUANTIFICACIÓN DE ARTEFACTOS ELECTRODOMÉSTICOS Y ESTIMADO DE CONSUMO.

Tabla 6. Cálculo de estimado de consumo de energía

Artefacto	#	Vatios	H/Uso	Consumo (KW/Mes)	Presencia %
Bombillos	1.259	60	240	18.130	100%
Nevera	238	300	240	17.136	94%
Televisor	277	75	240	4.986	100%
Radio	221	100	180	3.978	87%
Plancha	97	1.200	30	3.492	38%
Secadora	14	5.000	30	2.100	6%
Ventilador	183	75	120	1.647	72%
Lavadora	174	300	30	1.566	69%
Reflector	14	500	180	1.260	6%
Cocina Electrica	10	4.000	30	1.200	4%
Ducha calentador	46	1.200	20	1.104	18%
Cavas	15	300	240	1.080	6%
Calentador	6	1.500	120	1.080	2%
Licuadora	204	250	20	1.020	80%
Cafetera Electrica	17	900	60	918	7%
Tostiarepa	122	900	5	549	48%
Secador de cabello	109	1.200	4	523	43%
Equipo de Sonido	142	100	30	426	56%
Lamparas	21	60	300	378	8%
Aire acondicionado	1	2.000	180	360	0%
Batidora	17	1.000	20	340	7%
Taladro	23	700	20	322	9%
Micronondas	50	1.200	5	300	20%
VHS	121	75	30	272	48%
Bomba de agua	15	500	30	225	6%
Horno Electrico	10	4.000	5	200	4%
Maquina de soldar	1	12.000	15	180	0%
Cargador celular	158	14	30	66	62%
Maquina de coser	22	150	20	66	9%
Computadora	43	33	30	43	17%
Aspiradora	31	250	5	39	12%
Ahorrador	14	15	180	38	6%
Tostadora	94	75	5	35	37%
Pulidora	10	250	5	13	4%
Decodificador	24	15	20	7	9%
Telefono inalambrico	13	16	30	6	5%
Total				65.085	
Promedio de Consumo por hogar				256	

De la información anterior se concluye que en el 100% de los hogares tienen televisores y bombillos (promedio de 1,1 y 5,0 por hogar respectivamente), los estimados de consumo de energía para los televisores es de 4.986 KW/mes, mientras que los bombillos consumen 18.130 KW/mes.

Entre los artículos que por su configuración eléctrica y número consumen más energía en el sector, encontramos en primer lugar a los bombillos, luego las neveras (presente en el 94% de los hogares), luego los televisores, radios (3.978 KW/mes) y planchas (3.492 KW/mes).

El consumo mensual promedio por suscriptor se ubicó en 256 Kwh. para el Sector La Morán como un todo, manteniéndose un comportamiento similar para cada una de las zonas que lo conforman, al observarse un consumo mensual promedio por suscriptor de: 248 kWh/mes en La Acequia, 257 kWh/mes en Los Malavares y 263 kWh/mes en Los Pinos.

Tabla 7. Cálculo de estimado de consumo de energía por cliente y sector

Sector	# Clientes	Habitantes	Consumo (KW/mes)	Consumo / Cliente	Consumo / Habitante
La Acequia	79	357	19.592	248	55
Los Malavares	83	378	21.331	257	56
Los Pinos	92	462	24.162	263	52
Total	254	1.197	65.085	256	54

Para realizar un mejor análisis se desagregó la información por sectores, en donde se observa las estadísticas descriptivas para determinar la variabilidad del censo de carga en la muestra comparándolo con el valor medio de la misma.

Tabla 8. Medidas estadísticas de la muestra

Medida	La Acequia	Los Malavares	Los Pinos	Total
Promedio	248	257	263	256
Desv Est	86	71	104	88
Mediana	230	236	233	232
Moda	235	194	322	237
Max	720	467	858	858
Min	168	139	131	131

En general los tres sectores de La Moran presentan similares promedios de consumo, sin embargo, el mayor grado de dispersión se presenta en el sector Los Pinos.

La distribución de frecuencia del censo de carga del Sector la Morán presenta una distribución normal, con asimetría hacia la derecha, lo que se traduce en un sesgo positivo con pocos casos atípicos o extremos, como se puede observar en los en los Gráfico 1, así como en la Tabla 9

Gráfico 1. Distribución de frecuencia – Censo de carga

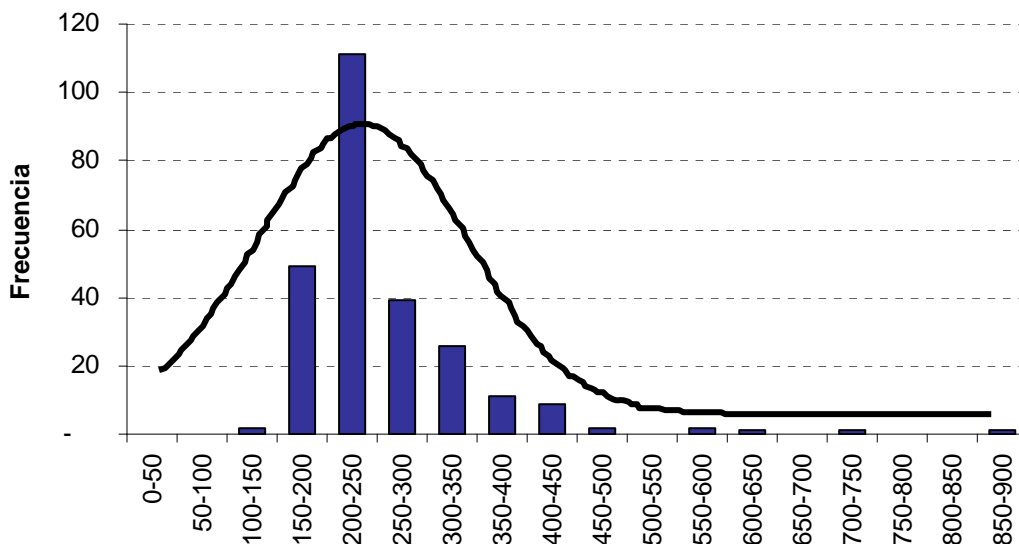


Tabla 9. Datos distribución de frecuencia

Escala de Consumo	# Clientes	Consumo Total
0-100	-	-
100-200	51	9.238
200-300	150	35.310
300-400	37	12.470
400-500	11	4.715
500-600	2	1.158
600-700	1	617
700-800	1	720
800-900	1	858

4.2.3. CALIFICACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

A continuación se realiza la comparación sobre el nivel del servicio percibido por parte de los encuestados

Tabla 10. Calificación del Servicio de Agua por la población de estudio.

Calificación de Servicios - Sexo - Porcentaje			
Agua	Femenino	Masculino	Total
Muy Malo	5%	6%	6%
Malo	46%	33%	40%
Regular	37%	45%	41%
Bueno	8%	11%	9%
Muy Bueno	4%	4%	4%
Total	100%	100%	100%

En la investigación se determinó que tanto las personas del sexo femenino como las personas del sexo masculino tienen una percepción de que el servicio del agua que se le presta está entre las categorías de regular y malo. Se aprecia cerca del 80% de la población entre mujeres y hombres consideran el servicio del agua entre regular y malo.

Tabla 11. Calificación del Servicio del Aseo por la población de estudio.

Calificación de Servicios - Sexo - Porcentaje			
Aseo	Femenino	Masculino	Total
Muy Malo	37%	31%	34%
Malo	39%	28%	34%
Regular	18%	32%	24%
Bueno	7%	8%	7%
Muy Bueno	0%	1%	0%
Total	100%	100%	100%

Con respecto a la apreciación del servicio del Aseo mas del 60% de la población percibe que el servicio de Aseo esta entre malo y muy malo. El 40% de la población femenina opina que el servicio del aseo es malo y el 31% de la población masculina opina que el servicio es muy malo.

Tabla 12. Calificación del Servicio de Transporte por la población de estudio.

Calificación de Servicios - Sexo - Porcentaje			
Transporte	Femenino	Masculino	Total
Muy Malo	0%	1%	0%
Malo	21%	26%	24%
Regular	39%	59%	48%
Bueno	38%	11%	26%
Muy Bueno	1%	3%	2%
Total	100%	100%	100%

La percepción sobre el servicio de transporte prestado en el sector La Morán es positivo, ya que cerca del 75% de las personas encuestadas lo califica entre bueno y regular; siendo las mujeres quienes están mas satisfechas por el servicio. Es interesante mencionar que el 98% de la muestra se ubica en las calificaciones medias, dejando solo un 2% para los extremos, en este caso muy bueno.

Tabla 13. Calificación del Servicio de Presencia Policial por la población de estudio.

Calificación de Servicios - Sexo - Porcentaje			
Policia	Femenino	Masculino	Total
Muy Malo	31%	26%	29%
Malo	44%	24%	35%
Regular	20%	44%	31%
Bueno	6%	4%	5%
Muy Bueno	0%	1%	0%
Total	100%	100%	100%

La comunidad del sector La Morán está muy insatisfecha por el servicio prestado por los organismos de seguridad del estado. Los varones califican significativamente mejor al servicio de las hembras. Solo el 5% de la población califica el servicio entre bueno y muy bueno.

Tabla 14. Calificación del Servicio de Electricidad por la población de estudio.

Calificación de Servicios - Sexo - Porcentaje			
Electricidad	Femenino	Masculino	Total
Muy Malo	8%	7%	7%
Malo	39%	34%	37%
Regular	47%	51%	49%
Bueno	5%	7%	6%
Muy Bueno	1%	1%	1%
Total	100%	100%	100%

El servicio eléctrico es calificado globalmente entre malo y regular (86%). No existen diferencias significativas entre la calificación dada por caballeros y damas.

Tabla 15. Calificación General de los Servicios Públicos por la población de estudio.

Calificación de Servicios - Sexo - Porcentaje			
General	Femenino	Masculino	Total
Muy Malo	16%	14%	15%
Malo	38%	29%	34%
Regular	32%	46%	39%
Bueno	13%	8%	11%
Muy Bueno	1%	2%	1%
Total	100%	100%	100%

El 49% de los encuestados califica los servicios públicos recibidos en el sector La Morán entre muy malo y malo, estos nos habla de cómo las personas están conscientes que sus condiciones de vida no son las más adecuadas. El 39% de la población afirma que su nivel de vida, en relación a los servicios públicos que recibe, es regular; esta percepción es marcadamente superior en los hombres.

Ordenando los niveles de percepción de los servicios públicos, tomando las sumatoria de las calificaciones comprendidas entre regular, bueno y muy bueno; encontramos los siguiente:

Tabla 16. Calificación de servicios, sumatoria de regular + bueno + muy bueno

Calificación de Servicios - Sexo - Porcentaje			
Sexo	Femenino	Masculino	Total
Transporte	79%	73%	76%
Electricidad	53%	59%	56%
Agua	49%	61%	54%
Policia	26%	50%	37%
Aseo	24%	41%	32%

Se puede observar que el transporte es el servicio público que tiene mas satisfechos a los habitantes del sector La Morán, seguido por la electricidad y el agua, quienes alcanzan más de un 50%. Existe una percepción similar entre hombres y mujeres para los servicios de

transporte y electricidad, no siendo así para el resto de los servicios como agua, presencia policial y aseo; en estos tres rubros existen marcadas diferencias entre las percepciones, siendo las menos conformes las personas de sexo femenino.

4.2.4. JERARQUIZACIÓN DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

En la Sección I de la encuesta se pide a los entrevistados que establezca un orden en la importancia (en la escala del 1 al 5, siendo 1 el mas importante y 5 el menos importante) para los servicios públicos recibidos, los resultados a continuación:

Tabla 17. Jerarquización por tipo de servicio

Jerarquizacion - Servicio - Porcentaje					
Servicio	1	2	3	4	5
Electricidad	30%	18%	20%	13%	19%
Transporte	23%	17%	20%	24%	17%
Agua	22%	38%	13%	18%	9%
Policia	13%	17%	18%	27%	24%
Aseo	12%	10%	28%	19%	31%

Podemos observar que el servicio eléctrico es percibido como el de mayor importancia para los habitantes de la comunidad con un 30%, seguido por el transporte (23%), agua (22%), presencia policial (13%) y aseo (12%).

Ahora, realizando el ejercicio de sumar las opciones de jerarquización 1 y 2, los resultados arrojan que el agua es el servicio de mayor importancia para los residentes del sector La Morán:

Tabla 18. Jerarquización por tipo de servicio, sumatoria 1+2

Jerarquizacion - Servicio - Porcentaje				
Servicio	1+2	3	4	5
Agua	60%	13%	18%	9%
Electricidad	48%	20%	13%	19%
Transporte	40%	20%	24%	17%
Policia	30%	18%	27%	24%
Aseo	22%	28%	19%	31%

4.2.5. DAÑOS A EQUIPOS Y ACCIDENTES ELÉCTRICOS

A las personas se les preguntó si se le había dañado algún equipo del hogar a causa de las bajas y altas de tensión eléctrica, las respuestas clasificadas por sexo, fueron las siguientes:

Tabla 19. Daños a equipos

Daños a Equipos - Sexo - Porcentaje			
Daños	Femenino	Masculino	Total
Si	77%	69%	74%
No	23%	31%	26%
Total	100%	100%	100%

El 77% de las mujeres reportan que las variaciones en la tensión eléctrica han causado daños en sus aparatos electrodomésticos, en comparación al 64% de los hombres. Esta información cobra una extrema relevancia cuando observamos que a 3 de cada 4 habitantes del sector se le han dañado equipos electrodomésticos a causa de no tener un servicio eléctrico con tensión constante.

Los accidentes sufridos por personas que intentan conectarse ilegalmente a la red eléctrica son frecuentes, en su mayoría se trata de personas que tienen conocimientos básicos del manejo de circuitos, pero que no disponen de los implementos de seguridad adecuados para poder ejecutar la labor. A los encuestados se les preguntó si conocía algún miembro de su comunidad había sufrido accidentes eléctricos a causa de la manipulación de las líneas de distribución de energía, los resultados a continuación:

Tabla 20. Conocimiento de accidentes por manipulación de redes eléctricas.

Conocimiento de accidentes - Sexo - Porcentaje			
Accidentes	Femenino	Masculino	Total
Si	72%	69%	70%
No	28%	31%	30%
Total	100%	100%	100%

El 70% de la muestra conoce de personas que han sufrido accidentes intentando conectarse ilegalmente a las redes eléctricas.

4.2.6. DISPOSICIÓN DE PAGO

Uno de los objetivos fundamentales de esta investigación está relacionada con la voluntad o disposición de pago de los habitantes del sector a pagar por su consumo eléctrico, partiendo del hecho que la Electricidad de Caracas le ofrece un servicio de mayor calidad y confiabilidad del que actualmente recibe.

Tabla 21. Disposición de pago por sexo

Disposición de pago - Sexo - Porcentaje			
Disposición	Femenino	Masculino	Total
Si	96%	89%	93%
No	4%	11%	7%
Total	100%	100%	100%

Los resultados son alentadores para la continuación del proyecto, el 93% de las personas encuestadas estarían de acuerdo en pagar por un servicio eléctrico de mayor calidad. Es interesante destacar la diferencia existente entre la disposición de pago entre los hombre y las mujeres. A continuación el resultado y análisis de otras perspectivas relacionadas con la disposición de pago.

Tabla 22. Disposición de pago por edad

Disposición de pago - Edad - Porcentaje			
Disposición	Si	No	Total
<25	89%	11%	100%
25-35	95%	5%	100%
35-45	96%	4%	100%
45-55	91%	9%	100%
>55	73%	27%	100%
Total	93%	7%	100%

Es interesante conocer que los dos extremos de la escala de edades son los que menos dispuestos están a pagar por un servicio eléctrico formal, es comprensible para las personas mayores a 55 años, el equipo de investigación se sorprendió con los resultados obtenidos en el rango de menores a 25 años.

Tabla 23. Disposición de pago por nivel de instrucción

Disposición de pago - Instrucción - Porcentaje			
Disposición	Si	No	Total
Primaria	90%	10%	100%
Bachillerato	96%	4%	100%
Técnica	93%	7%	100%
Profesional	100%	0%	100%
Total	93%	7%	100%

Se observa que el 10% de las personas que tienen un nivel básico de instrucción académica no estarían dispuestas a pagar por un servicio eléctrico más confiable, lo cual contrasta con la total disposición de pago por parte de los profesionales.

4.2.7. MONTO DE PAGO

Se solicitó al entrevistado que propusiera un monto razonable por el pago del servicio eléctrico, los resultados a continuación:

Tabla 24. Monto de pago por sexo

Monto del pago - Sexo - Porcentaje			
Monto	Femenino	Masculino	Total
5000	27%	13%	21%
5000-10000	45%	42%	44%
10000-15000	14%	26%	19%
15000-20000	11%	13%	11%
20000-25000	3%	1%	2%
>25000	0%	5%	2%
Total	100%	100%	100%

Se observa que el 44% de la muestra estaría dispuesta a pagar un monto entre Bs. 5.000 a Bs. 10.000, solo un 4% estaría dispuesta a pagar un monto superior a los Bs. 20.000. Se deduce también que los hombres, en conjunto, tienen mayor disposición de pago, en lo que se refiere al monto, que las mujeres.

Tabla 25. Monto de pago por edad

Monto del pago - Edad - Porcentaje						
Monto	<25	25-35	35-45	45-55	>55	Total
5.000	0%	15%	40%	14%	0%	21%
5.000-10.000	100%	50%	24%	52%	38%	44%
10.000-15.000	0%	21%	18%	21%	25%	19%
15.000-20.000	0%	14%	10%	7%	38%	11%
20.000-25.000	0%	0%	7%	0%	0%	2%
>25.000	0%	0%	1%	7%	0%	2%

Es interesante la información que nos proporciona la tabla anterior, ya que podemos observar que a pesar que el grupo de personas mayores a 55 años es quien tiene menor disposición de pago (tabla 19) son quienes están dispuestos a pagar más por el servicio eléctrico, seguido por el grupo de 35 a 45 años.

V CAPITULO
5. ANÁLISIS DE HALLAZGOS, CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

5.1 ANALISIS DE HALLAZGOS.

Con respecto al objetivo principal del proyecto de analizar la factibilidad de la implantación de un sistema prepago de energía en Venezuela a través del Programa Barrio Eléctrico de la Electricidad de Caracas, utilizando como prueba piloto la Comunidad de La Morán, entendiendo la economía, logística y la tecnología detrás de este proyecto se obtienen resultados alentadores para la continuación del proyecto, el 93% de las personas encuestadas estarían de acuerdo en pagar por un servicio eléctrico de mayor calidad.

Es interesante conocer que los dos extremos de las escala de edades son los que menos dispuestos están a pagar por un servicio eléctrico formal, es comprensible para las personas mayores a 55 años, el equipo de investigación se sorprendió con los resultados obtenidos en el rango de menores a 25 años.

Se observa que el 90% de las personas que tienen un nivel básico de instrucción académica no estarían dispuestas a pagar por un servicio eléctrico más confiable, lo cual contrasta con la total disposición de pago por parte de los profesionales.

Se solicitó al entrevistado que propusiera un monto razonable por el pago del servicio eléctrico, los resultados a continuación:

Se observa que el 44% de la muestra estaría dispuesta a pagar un monto entre Bs. 5.000 a Bs. 10.000, solo un 4% estaría dispuesta a pagar un monto superior a los Bs. 20.000. Se deduce también que los hombres, en

conjunto, tienen mayor disposición de pago, en lo que se refiere al monto, que las mujeres.

A continuación se presentan los objetivos claves del programa piloto.

- Probar las soluciones de tecnología y los enfoques comerciales para este segmento.
- Obtener información sobre este segmento del mercado, específicamente sobre el comportamiento y las necesidades de los consumidores.
- Refinar o mejorar los procesos. Ya que este Programa Piloto es una prueba, EDC hará mejoras al plan a medida que se vayan conociendo más a fondo las normas de distribución y el ciclo comercial.
- Probar que este enfoque tiene beneficios socioeconómicos a fin de obtener financiamiento.

Con respecto al primer objetivo de probar las soluciones de tecnología y los enfoques comerciales, los resultados son muy positivos puesto que no se requiere de un programa de conciencia de la gente con respecto al problema que representa la conexión ilegal para facilitar la energía, puesto que a 3 de cada 4 habitantes del sector se le han dañado equipos electrodomésticos a causa de no tener un servicio eléctrico con tensión constante. Todo esto nos indica que las soluciones de tecnología están dadas y no requieren un gran enfoque comercial puesto que la comunidad esta conciente que esto representa un problema para ella.

Con respecto al objetivo de obtener información sobre este segmento del mercado, específicamente sobre el comportamiento y las necesidades de los consumidores, se tiene que este objetivo también fue satisfecho obteniendo la siguiente información: el 100% de los hogares tienen televisores y bombillos (promedio de 1,1 y 5,0 por hogar

respectivamente), los estimados de consumo de energía para los televisores es de 4.986 kWh/mes, mientras que los bombillos consumen 18.130 kWh/mes.

Entre los artículos que por su configuración eléctrica y número consumen más energía en el sector, encontramos en primer lugar a los bombillos, luego las neveras (presente en el 94% de los hogares), luego los televisores, radios (3.978 KW/mes) y planchas (3.492 KW/mes).

El consumo mensual promedio por suscriptor se ubicó en 256 Kwh. para el Sector La Morán como un todo, manteniéndose un comportamiento similar para cada una de las zonas que lo conforman, al observarse un consumo mensual promedio por suscriptor de: 248 kWh/mes en La Acequia, 257 kWh/mes en Los Malavares y 263 kWh/mes en Los Pinos.

En general los tres sectores de La Moran presentan similares promedios de consumo, sin embargo, el mayor grado de dispersión se presenta en el sector Los Pinos.

También se observar que el servicio eléctrico es percibido como el de mayor importancia para los habitantes de la comunidad con un 30%, seguido por el transporte (23%), agua (22%), presencia policial (13%) y aseo (12%)..

5.2 CONCLUSIONES

Proyecto Barrio Eléctrico surge como una iniciativa innovadora y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico del Sector La Morán, ya que se ajusta a las necesidades del consumidor como al esquema operativo de La Electricidad de Caracas.

Podríamos mencionar las ventajas y desventajas de un sistema de energía prepagada para sintetizar los presentado en este trabajo.

La energía prepagada beneficia al distribuidor y al cliente. Estas ventajas se acumulan en varias formas y contribuyen al funcionamiento eficiente de la generación, transmisión, distribución, y comercialización de energía.

Entre las ventajas para la EDC de la implementación de un proyecto de energía prepagada encontramos las siguientes:

- Mejora del servicio al cliente, cuando esto elimina la tardanza de facturación los procesos comerciales subsiguientes.
- El pago adelantado mejora el flujo de caja del negocio.
- Se eliminan todos los costos de lectura de medidores
- Puede ser usado también para recuperar deudas.
- Se eliminan los honorarios de corte y reconexión, adicional a todos los procesos administrativos asociados a estas tareas
- Es fácil instalar medidores prepagados en comparación a los medidores convencionales. Esto más económico para la EDC como para el cliente
- Facilita el control de fraude
- EDC no tendrá la necesidad de la presencia del cliente para realizar la lectura, en consecuencia no hay molestias de acceso a las propiedades de los cliente
- Se eliminan los errores en las lecturas de los medidores y en consecuencia las posteriores quejas.

El sistema de pago por anticipado también tiene ventajas para los consumidores:

- Uso controlado de la energía, planificación de consumo, el cliente aprende a economizar en su uso.
- El uso controlado de energía y manejo de presupuesto.

- Se eliminan los costos asociados a corte y reconexión en caso de no pago. No habría plazos de espera para la reconexión.
- Comodidad.

Sin embargo, hay desventajas para la EDC asociadas al uso de medidores prepago:

- Los costos del mantenimiento de los medidores no ha sido determinado, se prevé que su comportamiento no sea descendente en el corto plazo.
- El sistema de pago adelantado no puede manejar grandes volúmenes de clientes hasta el momento; por lo tanto, no es siempre la mejor solución.
- La tecnología de pago adelantado puede reducir, pero no necesariamente solucionar el problema de hurto; pero no en su totalidad.

Desventajas para los consumidores de electricidad prepagada:

- Los consumidores perciben el sistema de pago adelantado como un instrumento de control de las comunidades. Sin embargo, esta opinión era frecuente sólo en comunidades politizadas.
- Muchos usuarios consideran “fastidioso” la compra frecuente de la electricidad.
- Les preocupa quedarse sin energía en un momento determinado sin tener un lugar donde comprar una tarjeta de prepago.

Actualmente, el ente regulador se encuentra en proceso de elaboración de un informe final, que será presentado al Viceministro de Energía, con el esquema de remuneración propuesto para el Sector La Morán, considerando las posibles excepciones a que hubiese lugar para hacer viable su aplicación, cómo por ejemplo la posibilidad de aplicar una tarifa

plana, definida con base en el costo del servicio vigente, en lugar de una tarifa por bloques de energía como fue concebida en los pliegos tarifarios.

Por otra parte, el equipo líder del proyecto se encuentra monitoreando todos los procesos para la implantación del proyecto, tales como: la parametrización e instalación del Sistema Cash Power y CCS, creación del agente autorizado y las inspecciones en campo de los trabajos a ser ejecutados.

Esperan autorización del Ministerio de Energía para aplicar monto solidario

Eleoriente planea cobrar tarifa social de Bs 10 mil

El gerente de la compañía de electricidad en el estado, Hugo Márquez, dijo que la cancelación de una cuota en los sectores populares se acordará con los vecinos. Este plan debería implementarse en el segundo semestre de 2004. Mientras que el diputado Adelmo Rondón sugirió hacer primero un estudio

MAYERLING VALLADARES PEÑA
PUERTO LA CRUZ

La empresa Eleoriente evalúa la posibilidad de implementar una tarifa social de Bs 10 mil mensuales, en las comunidades que tengan posibilidades reales de pagar este monto.

El gerente de Comercialización de la compañía en Anzoátegui, Hugo Márquez, informó que también se prevé cobrar 5 mil bolívares al mes en los sectores más deprimidos.

La propuesta la hizo la filial de Cadafe desde finales del año 2003. "Pensamos que el plan debe ponerse en práctica a partir del segundo semestre de 2004".

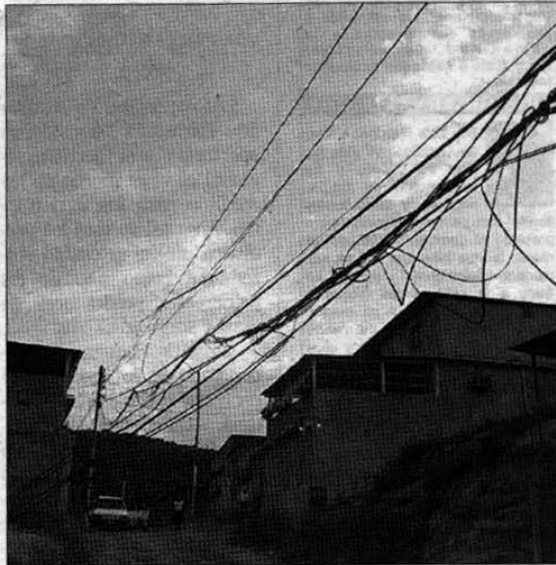
Márquez confía en que con estas tarifas sociales la empresa pueda recuperar un buen porcentaje de la recaudación en las zonas más desasistidas, pero que también reciban el servicio.

"Para ello buscamos formalizar acuerdos con las asociaciones de vecinos".

Agregó que para concretar el cobro de Bs 5 mil mensuales en las comunidades más pobres, esperan autorización de la Dirección Ejecutiva Comercial de Cadafe.

Sin modificación

Entretanto los suscriptores de alto consumo segui-



NILO JIMÉNEZ

META Eleoriente busca recuperar recaudación en los barrios

CONTRATOS A COOPERATIVAS

El gerente de Eleoriente, Hugo Márquez, entregó ayer Bs 1.1 millardos en contratos a 91 cooperativas de Anzoátegui que realizarán labores de toma de lectura, corte y reconexión, entrega de factura, censo de postes, entre otras. Se estima que se generarán 1.000 empleos directos y más de 2 mil indirectos. Julián Peña, de la cooperativa Coptatamaya, destacó que ahora sí se está democratizando el capital.

rían pagando las mismas tarifas que no son determinadas ni por Eleoriente ni por Cadafe, sino por el Ministerio de Energía y Minas.

"El costo del servicio eléctrico no se ha incrementado y se mantiene en Bs 45 el kilovatio/hora".

El ejecutivo precisó que en

el segundo semestre de 2003 la recaudación aumentó de 7 millardos de bolívares a 8.7 millardos por mes, mientras que en lo que va de año ya se superan los 10.5 millardos de bolívares.

"Esto nos permite pedirle a nuestra casa matriz el envío de recursos para optimizar el servicio y mantener la infraestructura eléctrica".

Pero el vicepresidente de la comisión de Servicios y Obras Públicas del Consejo Legislativo Regional, diputado Adelmo Rondón, no está convencido de la propuesta de la tarifa social.

"Me parece una medida populista. En los barrios a veces se ven casitas con parabólicas, antenas de Directv y aire acondicionado que valen más que el rancho. De allí que el tratamiento debería ser igual para todos".

Rondón propone un estudio social previo. "Hay profesionales que viven en sectores populares, y si pueden pagar televisión por cable pueden costear también la electricidad".

Considera que en el diagnóstico de las comunidades deberían participar los Consejos Locales de Planificación Pública (Clpp) y las asociaciones de vecinos, además del Instituto para la Defensa y Educación del Consumidor y el Usuario (Indecu).

Alternative Analysis

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Assumptions										
Energy Cost	0.011	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
T & D Cost	0.007	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
WACC	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%
Standard Meter Cost	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Prepaid Meter Cost	110	105	100	100	93	93	93	93	93	93
Reading Cost	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Billing Cost	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Invoice Delivery Cost	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Collection Cost	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Marketing Cost	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Penalties Cost	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Churn Rate	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Customers	300	150000	350000	550000	800000	900000	900000	900000	900000	900000
Average Consumption	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
Average Energy Selling Price	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Capex per Client	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
Flat Rate	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81

Status Quo

	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Customers	300	15,000	35,000	55,000	80,000	90,000	90,000	90,000	90,000	90,000
Average Consumption	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
Total Consumption	752,400	37,620,000	87,780,000	137,940,000	200,640,000	225,720,000	225,720,000	225,720,000	225,720,000	225,720,000
Total Energy Cost	13,156	657,800	1,534,868	2,411,935	3,508,269	3,946,803	3,946,803	3,946,803	3,946,803	3,946,803
Total Energy Cost per Customer	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85	43.85
Discounted Energy Cost	13,156	564,151	1,128,948	1,521,493	1,888,011	1,831,271	1,570,559	1,346,963	1,155,200	990,737
Disc. Energy Cost per Customer	43.85	37.61	32.26	27.66	23.73	20.35	17.45	14.97	12.84	11.01
NPV Energy Cost	12,020,489									
NPV Energy Cost per Customer	241.72									
Total Opportunity Cost	30,018	1,500,881	3,502,056	5,503,231	8,004,700	9,005,288	9,005,288	9,005,288	9,005,288	9,005,288
Discounted Opportunity Cost	30,018	1,287,205	2,575,882	3,471,540	4,330,628	4,178,360	3,583,491	3,073,320	2,635,780	2,260,532
Disc. Opportunity Cost per Cust.	100.06	85.81	73.60	63.12	54.13	46.43	39.82	34.15	29.29	25.12
NPV Opportunity Cost	27,426,745									
NPV Opportunity Cost per Cust.	551.51									

Alternative Analysis

Assumptions	UNITS	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Energy Cost	US\$/MWh/Year	0.011	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
T & D Cost	US\$/MWh/Year	0.007	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
WACC	%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%
Standard Meter Cost	US\$	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Prepaid Meter Cost	US\$	110	105	100	100	93	93	93	93	93	93
Reading Cost	US\$	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Billing Cost	US\$	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Invoice Delivery Cost	US\$	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Collection Cost	US\$	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Marketing Cost	US\$	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Penalties Cost	US\$	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Churn Rate	%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Customers	UNITS	300	15000	35000	55000	80000	90000	90000	90000	90000	90000
Average Consumption	kWh/month	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
Average Energy Selling Price	US\$/MWh	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Capex per Client	US\$	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
Flat Rate	US\$	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81

Alternative 1: Traditional Approach

Assumptions	UNITS	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Fraud Rate		30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Collection Rate		85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
Distribution Network Capex	US\$	40,000	1,960,000	2,666,667	2,666,667	3,333,333	1,333,333	0	0	0	0
Meters	US\$	7,200	362,800	480,000	480,000	600,000	240,000	0	0	0	0
Discounted Capex + Meters	US\$	47,200	1,983,533	2,314,481	1,984,975	2,127,975	730,009	0	0	0	0
Energy Profit	US\$	7,866	392,816	916,572	1,440,327	2,095,021	2,356,898	2,356,898	2,356,898	2,356,898	2,356,898
Real Collection	US\$	6,678	333,894	779,086	1,224,278	1,780,768	2,003,364	2,003,364	2,003,364	2,003,364	2,003,364
Commercial Cost	US\$	2,516	125,813	293,563	461,313	671,000	754,875	754,875	754,875	754,875	754,875
Penalties Cost	US\$	195	9,750	22,750	35,750	52,000	58,500	58,500	58,500	58,500	58,500
Margin	US\$	3,967	198,331	462,773	727,215	1,067,768	1,189,989	1,189,989	1,189,989	1,189,989	1,189,989
Discounted Margin	US\$	3,967	170,096	340,386	458,741	572,264	552,141	473,534	406,119	348,301	298,714
Discounted Margin per Customer	US\$/Client	13.22	11.34	9.73	8.34	7.15	6.13	5.26	4.51	3.87	3.32
PV Margin	US\$	3,624,261									
PV Margin per Customer	US\$/Client	72.88									
Discounted CAPEX	US\$	9,188,174									
CAPEX per Customer	US\$	102.09									
NPV Alternative 1	US\$	-5,563,912									
NPV Alternative 1 per Customer	US\$	-61.82									

Alternative Analysis

Assumptions	UNITS	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Energy Cost	US\$/MWh/year	0.011	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
T & D Cost	US\$/MWh/year	0.007	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
WACC	%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%
Standard Meter Cost	US\$	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Prepaid Meter Cost	US\$	110	105	100	100	93	93	93	93	93	93
Reading Cost	US\$	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Billing Cost	US\$	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Invoice Delivery Cost	US\$	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Collection Cost	US\$	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Marketing Cost	US\$	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Penalties Cost	US\$	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Churn Rate	%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Customers	UNITS	300	15000	35000	55000	80000	90000	90000	90000	90000	90000
Average Consumption	kWh/month	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
Average Energy Selling Price	US\$/MWh	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Capex per Client	US\$	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
Flat Rate	US\$	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81

Alternative 2: Cheaper Networks

	UNITS	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Fraud Rate		30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Collection Rate		85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
Distribution Network Capex	US\$	32,000	1,568,000	2,133,333	2,133,333	2,666,667	1,066,667	0	0	0	0
Meters	US\$	7,200	362,800	480,000	480,000	600,000	240,000	0	0	0	0
Discounted Capex + Meters	US\$	39,200	1,647,341	1,922,196	1,648,539	1,767,301	606,278	0	0	0	0
Energy Profit	US\$	7,856	392,816	916,572	1,440,327	2,095,021	2,356,898	2,356,898	2,356,898	2,356,898	2,356,898
Real Collection	US\$	6,678	333,894	779,066	1,224,278	1,780,768	2,003,364	2,003,364	2,003,364	2,003,364	2,003,364
Commercial Cost	US\$	2,516	125,813	293,563	461,313	671,000	754,875	754,875	754,875	754,875	754,875
Penalties Cost	US\$	195	9,750	22,750	35,750	52,000	58,500	58,500	58,500	58,500	58,500
Margin	US\$	3,967	198,331	462,773	727,215	1,057,768	1,189,989	1,189,989	1,189,989	1,189,989	1,189,989
Discounted Margin	US\$	3,967	170,096	340,366	458,741	572,264	552,141	473,534	406,119	348,301	298,714
Discounted Margin per Customer	US\$/Client	13.22	11.34	9.73	8.34	7.15	6.13	5.26	4.51	3.87	3.32
PV Margin	US\$	3,624,261									
PV Margin per Customer	US\$/Client	72.88									
Discounted CAPEX	US\$	7,630,856									
CAPEX per Customer	US\$	84.79									
NPV Alternative 1	US\$	4,006,595									
NPV Alternative 2	US\$	-44.52									

Alternative Analysis

Assumptions	UNITS	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Energy Cost	US\$/kWh/year	0.011	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
T & D Cost	US\$/kWh/year	0.007	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
WACC	%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%
Standard Meter Cost	US\$	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Prepaid Meter Cost	US\$	110	105	100	100	93	93	93	93	93	93
Reading Cost	US\$	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Billing Cost	US\$	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Invoice Delivery Cost	US\$	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Collection Cost	US\$	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Marketing Cost	US\$	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Penalties Cost	US\$	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Churn Rate	%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Customers	UNITS	300	15000	35000	55000	80000	90000	90000	90000	90000	90000
Average Consumption	kWh/month	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
Average Energy Selling Price	US\$/kWh	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Capex per Client	US\$	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
Flat Rate	US\$	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81

Alternative 3: Cheaper Network & Flat Rate

	UNITS	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Fraud Rate		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Collection Rate		85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
Consumption Increase due Flat Rate		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Clients per Meter		20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Distribution Network Capex	US\$	25,600	1,254,400	1,706,667	1,706,667	2,133,333	853,333	0	0	0	0
Meters	US\$	360	17,640	24,000	24,000	30,000	12,000	0	0	0	0
Discounted Capex + Meters	US\$	25,960	1,090,943	1,272,965	1,091,736	1,170,366	401,505	0	0	0	0
Energy Profit	US\$	6,615	330,769	771,795	1,212,821	1,764,104	1,964,617	1,964,617	1,964,617	1,964,617	1,964,617
Real Collection	US\$	5,623	281,154	656,026	1,030,998	1,499,488	1,686,924	1,686,924	1,686,924	1,686,924	1,686,924
Commercial Cost	US\$	2,516	125,813	293,563	461,313	671,000	754,875	754,875	754,875	754,875	754,875
Penalties Cost	US\$	195	9,750	22,750	35,750	52,000	58,500	58,500	58,500	58,500	58,500
Margin	US\$	2,912	145,592	339,714	533,836	776,488	873,549	873,549	873,549	873,549	873,549
Discounted Margin	US\$	2,912	124,864	249,871	336,753	420,088	405,317	347,613	298,124	256,681	219,281
Discounted Margin per Customer	US\$/client	9.71	8.32	7.14	6.12	5.25	4.50	3.86	3.31	2.84	2.44
PV Margin	US\$	2,660,505									
PV Margin per Customer	US\$/client	53.50									
Discounted CAPEX	US\$	5,053,495									
CAPEX per Customer	US\$	56.15									
NPV Alternative 1	US\$	-2,392,990									
NPV Alternative 1 per Customer	US\$	-26.59									

Alternative Analysis

Assumptions	UNITS	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
Energy Cost	US\$/kWh/year	0.011	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
T & D Cost	US\$/kWh/year	0.007	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
WACC	%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%	16.60%
Standard Meter Cost	US\$	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Prepaid Meter Cost	US\$	110	105	100	100	93	93	93	93	93	93
Reading Cost	US\$	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Billing Cost	US\$	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
Invoice Delivery Cost	US\$	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16
Collection Cost	US\$	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Marketing Cost	US\$	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Penalties Cost	US\$	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Churn Rate	%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Customers	UNITS	300	15000	35000	55000	80000	90000	90000	90000	90000	90000
Average Consumption	kWh/month	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
Average Energy Selling Price	US\$/kWh	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Capex per Client	US\$	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167
Flat Rate	US\$	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81	7.81

Alternative 4: Barrio Eléctrico

Assumptions	UNITS	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Year 10
		10% 98%	10% 98%	8% 98%	7% 98%	6% 98%	5% 98%	5% 98%	5% 98%	5% 98%	5% 98%
Fraud Rate		32,000	1,568,000	2,133,333	2,133,333	2,666,667	1,066,667	0	0	0	0
Collection Rate		26,400	1,234,800	1,800,000	1,800,000	1,860,000	744,000	0	0	0	0
Distribution Network Capex	US\$	58,400	2,403,774	2,745,995	2,365,055	2,448,975	840,129	0	0	0	0
Meters	US\$	13,860	692,993	1,687,024	2,706,070	4,016,149	4,608,220	4,608,220	4,608,220	4,608,220	4,608,220
Discounted Capex + Meters	US\$	13,583	679,133	1,653,283	2,651,949	3,936,826	4,516,056	4,516,056	4,516,056	4,516,056	4,516,056
Fraud & Steal	US\$	938	46,875	109,375	171,875	250,000	281,250	281,250	281,250	281,250	281,250
Energy Profit	US\$	1,500	73,500	100,000	100,000	125,000	50,000	0	0	0	0
Real Collection	US\$	195	9,750	22,750	35,750	52,000	58,500	58,500	58,500	58,500	58,500
Commercial Cost	US\$	10,950	549,008	1,421,158	2,344,324	3,508,826	4,126,306	4,176,306	4,176,306	4,176,306	4,176,306
Marketing Cost	US\$	10,950	470,847	1,045,311	1,478,842	1,898,312	1,914,559	1,661,885	1,425,287	1,222,373	1,048,348
Penalties Cost	US\$/Client	36.50	31.39	29.87	26.89	23.73	21.27	18.47	15.84	13.58	11.65
Margin	US\$	12,176,715	229,18								
Discounted Margin	US\$	10,852,327									
Discounted Margin per Customer	US\$/Client										
PV Margin	US\$										
PV Margin per Customer	US\$/Client										
Discounted CAPEX	US\$										
NPV Alternative 1	US\$	1,324,388									
NPV Alternative 1 per Customer	US\$	14.72									