

# **ESCUELA POLITECNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERIA**

### **ESTIMACIÓN DE INVERSIONES A MEDIANO PLAZO PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIO.**

**PROYECTO PREVIO LA OBTENCIÓN DEL TITULO DE INGENIERO  
ELECTRICO**

**WILSON ADALBERTO CALVOPÍÑA MOLINA**

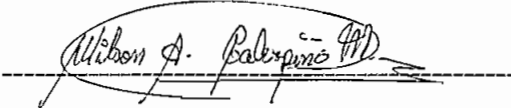
**DIRECTOR: ING. JOSE DULCE**

**Quito, Marzo 2003.**

## DECLARACIÓN.

Yo, Wilson Adalberto Calvopiña Molina, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

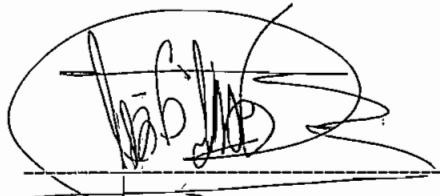
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Wilson Adalberto Calvopiña Molina

## CERTIFICACIÓN.

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Wilson Adalberto Calvopina Molina para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, bajo mi guía y supervisión.



A handwritten signature in black ink, enclosed within a hand-drawn oval. The signature is stylized and appears to read 'José Dulce'.

Ing. José Dulce  
**DIRECTOR DEL PROYECTO.**

## **AGRADECIMIENTO.**

Gracias a Dios por permitirme expresar estas cortas líneas.

Mi agradecimiento mas sincero, para todos aquellos que aportaron un granito de arena en mi formación profesional y crecimiento personal, en especial a mis padres que con amor incondicional siempre estuvieron apoyándome.

Gracias maestros y compañeros que compartimos momentos inolvidables que perdurarán por siempre.

## **DEDICATORIA.**

Este trabajo es para mi familia:

Mis padres: Olmedo y Emperatriz.

Mis hermanas: Sabina, Guadalupe, Maura y Adriana.

Que siempre confiaron, brindándome su apoyo y sabiduría para seguir adelante ante cualquier adversidad que se presenta en el diario vivir.

Para todos aquellos que guiaron mi camino y permitieron culminar mi carrera.

## INDICE.

INDICE.....	1
INTRODUCCION.....	3
RESUMEN.....	4
ANTECEDENTES.....	5
OBJETIVO.....	5
ALCANCE.....	6
<b>1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>7</b>
1.1 INTRODUCCIÓN.....	7
1.2 CLASIFICACION Y CARACTERÍSTICAS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	9
1.2.1 Redes de Distribución Aéreas.....	9
1.2.2 Redes de Distribución Subterráneas.....	13
1.2.3 Redes de Distribución Mixta.....	15
<b>2 EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A. ....</b>	<b>16</b>
2.1 RESEÑA HISTORICA.....	16
2.2 OTRAS CARACTERÍSTICAS.....	18
2.2.1 Valor de los Activos Fijos.....	18
2.2.2 Número de Clientes.....	19
2.2.3 Número de Empleados.....	19
2.2.4 Organigrama Estructural.....	20
2.3 ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DEL CONTEXTO.....	20
2.4 VISIÓN ESTRATÉGICA ACTUAL.....	23
2.4.1 Misión.....	24
2.4.2 Visión.....	24
2.5 SITUACION ACTUAL.....	25
2.6 PROYECCIONES PARA EL FUTURO.....	25
<b>3 PROYECCIÓN DE INVERSIONES Y USUARIOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.....</b>	<b>26</b>
3.1 NUEVAS CENTRALES ELECTRICAS.....	26
3.2 OBRAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFERENCIA DEL SNI (2001 – 2005). OBRAS DE TRANSELECTRIC.....	27
3.3 OBRAS DE SUBTRANSMISIÓN Y S/E DE DISTRIBUCIÓN.....	28
3.3.1 Subestaciones.....	28
3.3.2 Líneas de Subtransmisión.....	30
3.4 REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	31
3.5 INVERSIONES (2001 – 2010).....	32
3.6 PROYECCIÓN DE USUARIOS.....	32

<b>4</b>	<b>LEY DE CANTIDADES DE OBRA.....</b>	<b>34</b>
4.1	INTRODUCCIÓN.....	34
4.2	MODELOS DE COSTOS DE INVERSIÓN.....	35
4.2.1	Modelo Técnico.....	35
4.2.2	Modelo estadístico o econométrico.....	35
4.3	REDES PRIMARIAS.....	38
4.4	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	39
4.5	REDES SECUNDARIAS.....	40
4.6	ALTA TENSIÓN.....	41
<b>5</b>	<b>PROCEDIMIENTO Y DESARROLLO DEL MÉTODO ALTERNATIVO PARA ESTIMAR INVERSIONES.....</b>	<b>42</b>
5.1	RECOPIACION DE DATOS.....	42
5.2	METODOLOGÍA.....	45
5.3	ESTIMACIÓN DE PARAMETROS.....	47
5.3.1	Redes Primarias.....	47
5.3.2	Transformadores de Distribución.....	50
<b>6</b>	<b>ESTIMACIÓN DE COSTOS MEDIOS Y MARGINALES.....</b>	<b>52</b>
6.1	COSTOS MARGINALES.....	52
6.2	COSTOS UNITARIOS.....	54
6.3	Costo de Redes Primarias.....	54
6.4	Costos de Transformadores.....	55
<b>7</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>57</b>
7.1	CANTIDAD DE OBRA.....	57
7.2	COSTOS.....	58
<b>8</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>59</b>
<b>9</b>	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....</b>	<b>62</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>63</b>

## INTRODUCCION.

En el presente trabajo de investigación se presenta una metodología basada en una fotografía al sistema de distribución actual, es decir, en base a las obras existentes (Ley de Cantidades de Obra), para determinar los costos medios y marginales asociados a la inversión en redes de distribución primarias de electricidad. La forma de estimar los costos de inversión para sistemas de distribución son de tal manera que su aplicación sea lo mas sencilla y confiable, pero no hay que olvidar la ineficiencia que presentan los sistemas para lo cual es muy importante conocer las cantidades de componentes requeridos para distribuir la energía eléctrica en una determinada área.

La determinación de costos que presenta cada uno de los componentes en un sistema se lo puede obtener en base a modelos técnicos o a modelos estadísticos o econométricos, pero para el presente tema de investigación se trabaja únicamente con información y datos actualizados, con los cuales se determinará el modelo matemático para la estimación de inversiones y más no con datos estadísticos.

El presente modelo matemático tiene como objetivo indicar una manera de realizar estudios y estimaciones en lo que a determinación de costos se refiere, por lo tanto, es importante establecer un método muy simple y eficaz para la planificación de redes primarias, para lo cual se toma aspectos básicos como también parámetros externos a la red para una mejor aproximación y optimización del modelo matemático.



## RESUMEN.

El presente trabajo de investigación está encaminado a la Planificación de los Sistemas de Distribución en lo que a inversiones de primarios se refiere, ya que es muy importante que las empresas distribuidoras cuenten con un método preciso y fácil para determinar y cuantificar aproximadamente la cantidad del equipamiento existente como también el costo de dichas inversiones.

Se presenta una metodología para desarrollar modelos que permitan cuantificar las dimensiones de los equipos instalados en un sistema de potencia, para cumplir con la función de distribución, en especial cuando una empresa distribuidora no dispone de un inventario exhaustivo de estos, y por lo tanto, tener una opción adecuada para dicha determinación y guiarse en base a los resultados obtenidos para una buena planificación de los sistemas de distribución.

La determinación de los costos de una red de distribución existente y los costos de inversión, requiere la obtención de un modelo matemático o estadístico que permita conocer la cantidad de los diferentes componentes incluidos con base en parámetros o variables externas tal como el tipo de cargas a suministrar y su magnitud.

En esta investigación se presenta una metodología, basada en leyes de cantidades de obra, para determinar los costos medios y marginales asociados a la inversión en redes de distribución de electricidad específicamente a lo que a primarios se refiere, la determinación de dichos modelos es la base para la determinación de tarifas de energía por concepto de distribución.

## **ANTECEDENTES.**

Las Empresas Eléctricas de Distribución normalmente disponen de presupuestos anuales de inversiones, pero carecen de información suficiente para estimar su expansión a corto y mediano plazo.

En un estudio realizado por la Dirección de Tarifas del INECEL, cuando este organismo existía, tomó muestras regionales para encontrar una composición nacional, pero se sugirió que la mejor aplicación de la metodología de estimar inversiones por medio de la Ley de Cantidades de Obra es realizándola dentro de cada Empresa Eléctrica Distribuidora, y sobre todo definiendo parámetros claros dentro del campo que abarca dicha Empresa Eléctrica; en este caso se tomará en cuenta el sistema primario de distribución.

## **OBJETIVO**

- Determinar montos de inversión estimados para un sistema de distribución primario para corto y mediano plazo.
- Identificar la viabilidad de la utilización de este método para el resto de componentes del sistema de distribución.
- Analizar los resultados obtenidos y en cada caso encontrar los parámetros de relación con respecto a las diferentes variables.
- Encontrar la composición de los diferentes parámetros que influyen en la determinación de las inversiones.

## **ALCANCE.**

El presente trabajo está encajado a establecer montos de inversiones para los sistemas de distribución basándose en una Ley de Cantidad de Obra, de tal manera que se pueda determinar costos de una red de distribución existente y los costos de inversión, para lo cual se obtendrá un modelo matemático el mismo que permita conocer la cantidad de los diferentes componentes como también variables externas. El análisis debe orientarse a estimar, mediante estos modelos expeditos y de fácil aplicación, los montos de inversión presupuestaria asociada con los primarios de un sistema de distribución y particularmente con su expansión para el corto y mediano plazo.

Para constancia de todo lo mencionado anteriormente, también se presenta los datos y características de la Empresa Distribuidora en la cual se realiza dichos estudios; de igual manera se presenta la información necesaria referente a todo el sistema de distribución de la red primaria.

El servicio eléctrico correspondiente a distribución está conformado por el sistema primario, los transformadores de distribución y el sistema secundario. Dentro del sistema primario se encuentran los equipos de media tensión (MT) los que partiendo desde las subestaciones de reducción se prolongan a lo largo del área de servicio o concesión de la Empresa Distribuidora hasta llegar a los secundarios o a usuarios que por condiciones especiales pueden conectarse directamente a la red primaria.

El proceso de evolución del sistema de distribución no es fácil de planificar ya que es dinámico y está cambiando constantemente. Es difícil planificar anticipadamente sin que medie el procesamiento de gran cantidad de información. Por lo tanto, encontrar modelos globales, exentos de un análisis sobre el uso y la ocupación de suelo, a partir de una proyección de demanda por micro áreas, resultan atractivos puesto que responden apropiadamente a resolver requerimientos para una expansión a corto y mediano plazo, a partir del procesamiento de información existente.

# 1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

## 1.1 INTRODUCCIÓN.

Dentro de las Empresas Eléctricas, los sistemas de distribución son redes por las cuales circulan o llevan la potencia eléctrica hasta el consumidor o usuario haciendo la transferencia desde los sistemas de transmisión o subtransmisión. En términos generales están conformados por las redes primarias y secundarias, siendo éstas últimas aquellas que empiezan en el secundario de un transformador y terminan en la entrada de servicio de los consumidores, es decir, hasta el punto en que se conectan las acometidas a los medidores de cada usuario.

En la mayoría de los casos los sistemas de distribución operan con tensiones de 34.5 kV o menores, en el caso de la Empresa Eléctrica Quito se tienen voltajes de: 6.3, 13.2 y 22.8 kV en la red de primarios del sistema de distribución. Los sistemas de distribución se caracterizan por muchas conexiones sólidas con pocas posibilidades de desconexión entre sí, por lo que no se tiene un control central de la carga, excepto en áreas donde se usan redes subterráneas con protección automática.

Para fines de normalización las redes de distribución se pueden clasificar en dos categorías en base a su tensión de operación.

**Primera categoría.**- Las redes que operan de 0 a 1000 voltios.

Dentro de esta categoría están las tensiones de distribución secundarias que recomienda la Comisión Internacional de Electrotecnia y que agrupa en dos series según el tipo de servicio como sigue:<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> ENRIQUEZ GILBERTO, Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica .

<b>Tipo de Servicio</b>	<b>Voltaje de operación (v) (Serie I)</b>	<b>Voltaje de operación (v) (Serie II)</b>
Trifásico 3 hilos	500	600
Trifásico 3 hilos	380	480
Trifásico 3 hilos	220	240
Trifásico 4 hilos	220/380	240/415
Monofásico 3 hilos	---	120/240
Monofásico 2 hilos	---	240
Monofásico 2 hilos	220	---
Monofásico 2 hilos	127	120

**Segunda categoría.**- Las redes que operan desde 1000 hasta 34500 voltios.

Para sistemas de redes colectivas destinados a un transporte local empleando un nivel de voltaje intermedio de fácil acceso para la conexión de transformadores de distribución, que tienen como objetivo principal los siguientes aspectos:

1. Mantener la tensión de suministro a los consumidores dentro de los límites del reglamento vigente (variaciones de mas  $\pm 5\%$ ).
2. Máxima seguridad en el suministro de la energía eléctrica estableciendo un equilibrio técnico y económico, hasta el establecimiento de tarifas por consumo.
3. Dimensionado de la instalación para cubrir demandas futuras a un costo mínimo.

## 1.2 CLASIFICACION Y CARACTERÍSTICAS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.

En general se puede mencionar que para transportación de la energía eléctrica a los diferentes tipos de consumidores desde el punto de vista de construcción se tiene los siguientes tipos de sistemas de redes de distribución:<sup>2</sup>

- AEREAS.
- SUBTERRÁNEAS.
- MIXTAS.

### 1.2.1 Redes de Distribución Aéreas.

Las redes de distribución aéreas están constituidos por los conductores, las estructuras de soporte, los aisladores y accesorios para sujetar los conductores a las estructuras de soporte y, en la mayor parte de los casos de las líneas de alta tensión, los cables de guardia para proteger la línea de las descargas directas de rayos (descargas atmosféricas).

Las instalaciones aéreas, comparativamente con las subterráneas, tienen costos iniciales bajos y son los más usadas tanto en ciudades como en poblaciones rurales. Sin embargo, son susceptibles a fallas que pueden provocar interrupciones en el servicio por periodos de tiempo que acumulados anualmente pueden ser considerables. Todo esto se debe a que están a la intemperie expuestos a contingencias físicas como son: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, viento, polvos, temblores, gases contaminantes, y otras en las cuales interviene el ser humano directa e indirectamente.

---

<sup>2</sup> MANUAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

### **1.2.1.1 Conductores Para Líneas Aéreas.**

Los materiales mas usados en líneas aéreas son el cobre (Cu), aluminio (ASC) y aluminio con alma de acero (ACSR). Los conductores para líneas aéreas son normalmente constituidos en forma cableada, es decir, por varios hilos de sección transversal pequeña ya que debido a la vibración y oscilación continuas se podría producir fatiga mecánica y quizás rotura de los mecanismos que se emplean para sujetar los conductores a los aisladores.

Las principales propiedades de los materiales usados como conductores eléctricos se indican a continuación:

#### **1.2.1.1.1 COBRE (Cu).**

El conductor de cobre es un tipo de material que tiene una alta conductividad eléctrica que puede reducirse si tiene pocas impurezas o, bien, si es estirado en frío. Estos datos son proporcionados normalmente en los catálogos de fabricantes de conductores eléctricos. Un aspecto muy importante a considerar en la selección de los conductores es que el cobre no es atacado por elementos corrosivos.

#### **1.2.1.1.2 ALUMINIO (ASC).**

Este material es menos pesado que el cobre, pues su densidad es aproximadamente una tercera parte de la del cobre, su conductividad es en forma aproximada un 40% menor que la del cobre de manera que, para una misma resistencia eléctrica por unidad de longitud, la sección transversal de un conductor de aluminio es aproximadamente 1.6 veces la de un conductor de cobre.

Requerir un mayor diámetro de conductor de aluminio frente al conductor de cobre, para cubrir iguales solicitaciones de corriente, representa por un lado una desventaja del aluminio con respecto al cobre; mientras por otro, constituye un aspecto beneficioso puesto que reduce los esfuerzos eléctricos en la superficie.

En una atmósfera normal se forma una delgada película en la superficie del aluminio que proporciona una alta resistencia a la corrosión.

Por lo general se utilizan conductores de aluminio en zonas donde las distancias entre conductores (o la distancia entre estructuras o poste) son pequeñas, esto es en los sectores de alta densidad poblacional, debido a que no necesita hacer mucho esfuerzo mecánico.

#### **1.2.1.1.3 ALUMINIO REFORZADO CON ACERO (ACSR).**

Estos conductores tienen un núcleo de hilos de alambre galvanizado rodeado por una o más capas de hilos de alambre de aluminio. El acero absorbe la mayor parte del esfuerzo mecánico y el aluminio conduce la mayor parte de la corriente. Este tipo de conductor es por lo general más barato que el de cobre, al compararse en igualdad de longitud y de resistencia eléctrica. Además es aproximadamente un 50% más resistente a la tensión mecánica y un 20% más liviano.

Con estos conductores se tiene la posibilidad de que, en condiciones topográficas similares, se pueden incrementar los vanos y, por tanto, se logra una economía adicional por el número de postes empleado, aunque al requerirse mayores separaciones entre los conductores que integran el circuito, aumentan los esfuerzos mecánicos y se requieren estructuras de soporte con diseños más robustos, como es en general las que se emplean en la zona rural<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> SKILLING HILDRETH, Redes eléctricas.



### 1.2.1.2 Soportes para Líneas.

Normalmente las líneas aéreas de distribución se soportan en postes, ya sea:

- DE HORMIGÓN.- Fabricados de hormigón armado, con diferentes especificaciones de longitud y peso dependiendo de la aplicación (como el caso de redes primarias, secundarias, alumbrado público u otros);
- DE MADERA.- Con tratamiento químico o revestimiento que garantice que las características resistivas de la madera empleada, durante su vida útil, no serán afectada por la inclemencia del clima o insectos. Al igual que los anteriores se fabrican de diferente longitud o diámetro dependiendo el uso de los mismos.

#### 1.2.1.2.1 Postes.

En redes de distribución urbana de ciudades en donde la distribución subterránea no se considere adecuada por razones de tipo económico o técnico o en distribución rural las líneas de 34.5 KV o menores (ocasionalmente hasta 69 KV), con vanos no mayores de 60 m se puede emplear postes de concreto o madera.

En electrificación rural, los postes de madera son más baratos que los postes de concreto o metálicos, aunque su vida útil puede de cierto modo ser incierta cuando el rigor del lugar de instalación por sus condiciones climatológicas pueda afectar considerablemente el tratamiento que se les dé antes de su montaje. Los postes de madera se fabrican de pino, cedro o castaño.

Los postes de hormigón armado son más caros inicialmente, pero a cambio tienen una larga vida, los aisladores usados con este tipo de postes así como los de madera son por lo general tipo "pin" debido a que en distribución y subtransmisión el arreglo total soporte-aislador resulta más barato.

## 1.2.2 Redes de Distribución Subterráneas.

Las redes de distribución subterráneas se usan en zonas urbanas de densidad de carga media y alta.

Las redes de distribución subterráneas están menos expuestas a fallas que los aéreos, pero cuando se produce una falla es más difícil de localizar y su reparación lleva más tiempo. Por esta razón, para evitar interrupciones prolongadas y proporcionar flexibilidad a la operación, en el caso de los sistemas subterráneos se instalan seccionadores para permitir pasar la carga de un alimentador primario a otro. También se instalan seccionadores para poder conectar los circuitos secundarios, para que en el caso de falla o de desconexión de un transformador, se puedan conectar sus circuitos secundarios a un transformador contiguo.

Actualmente existe la tendencia a realizar la distribución eléctrica de zonas residenciales suburbanas mediante instalaciones subterráneas. Generalmente los alimentadores primarios subterráneos están dispuestos formando un anillo.

Por su aplicación las redes de distribución pueden estar destinadas a la alimentación de diferentes tipos de carga:

- Tipo Motriz.
- Alumbrado Residencial y Comercial.
- Alumbrado Público.
- Servicio de tracción.

### 1.2.2.1 Tipo Motriz.

La principal característica que debe tener una red usada para fuerza motriz debe ser su continuidad de servicio, razón por la que debe cumplir con un buen diseño, y un sistema de conexión adecuado como es el denominado tipo anillo.

### **1.2.2.2 Alumbrado Residencial y Comercial.**

En este concepto se incluyen a todos los consumidores de casa, habitación ya sea en casa unifamiliares, condominios o conjuntos habitacionales, así como los centros comerciales que tienen distinta utilización de la energía eléctrica, la característica de estas redes es que las variaciones permisibles de tensión son pequeñas, dándose un 3% de regulación por lo general en centros urbanos, en poblaciones rurales este porcentaje puede variar según la importancia de la carga por suministrar.

### **1.2.2.3 Alumbrado Público.**

El servicio a este tipo de alumbrado generalmente cubre las necesidades que se presentan en centros urbanos y poblaciones relacionados con alumbrado de calle y avenidas, parques y jardines y en general caminos y centros de reunión exteriores, por lo general este sistema de alumbrado esta conectado en serie y puede ser con lámparas de vapor de sodio, mercurio, incandescente o fluorescente dependiendo del área por iluminar y la importancia de la misma, también dependiendo de estos puede cambiar el tipo de conexión del sistema de alumbrado a paralelo.

### **1.2.2.4 Servicio de Tracción.**

El suministro a este tipo de servicio se hace por lo general en forma independiente debido a que en este servicio se hace uso normalmente de corriente directa rectificándose la corriente alterna de suministro por las redes de distribución en las subestaciones de las empresas que proporcionan el servicio de tracción, teniendo como característica principal este servicio su carga variable.

Se tiene otra clasificación que considera la tensión de operación, el tipo de zona a la que se proporciona el servicio y el número de fases del suministro:

### **Baja Tensión**

Para baja tensión se tiene; Redes Urbanas que pueden ser aéreas o subterráneas con alimentación trifásica o monofásica y en Redes Rurales aéreas con alimentación trifásica o monofásica.

### **Media Tensión.**

Redes Urbanas que pueden ser aéreas o subterráneas con alimentación trifásica o monofásica. Redes Rurales Aéreas con alimentación trifásica o monofásica.

#### **1.2.3 Redes de Distribución Mixta.**

Las redes de distribución mixta son las que se combinan redes de tipo aérea y redes de tipo subterráneas, esto se debe a ciertas condiciones que se presenta en un área de servicio, tal es el caso de urbanizaciones que tienen este tipo de distribución, pero en fin, son sistemas que actúan como se indicó cada uno utilizando sus respectivos equipos y estructuras independientemente en cada caso.

## 2 EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

### 2.1 RESEÑA HISTÓRICA.

En 1894, los señores Víctor Gangotena, Manuel Jijón y Julio Urrieta, se asociaron para fundar la empresa denominada "La Eléctrica", que inicia la generación eléctrica con una central con capacidad de 200 kW, ubicada en el sector de "Chimbacalle" junto al río Machángara, donde funcionaban los molinos El Retiro.

En 1905 inicia sus operaciones la central Guápulo, con un grupo de 200 kW, situado al noreste de Quito y utiliza las aguas del río Machángara. Progresivamente se instalan tres generadores adicionales, llegando a disponer en 1919 de una capacidad instalada de 920 kW.

En 1915 se formó "The Quito Electric Light and Power Company". La Compañía amplía su capacidad en 1922, instalando la Central Hidroeléctrica "Los Chillos", con una potencia total de 1760 kW, la misma que se encuentra ubicada en el cantón Rumiñahui y utiliza las aguas del río Pita.

El 16 de julio de 1932 "The Quito Electric Light and Power Company", vende a "Eléctrica Quito" todos sus bienes muebles e inmuebles. El Ilustre Municipio de Quito, el 16 de mayo de 1935, celebró un contrato con la casa AEG de Alemania para la instalación de la Central Guangopolo; el 6 de octubre de 1937, el Concejo Municipal dictó la Ordenanza No. 479 creando la empresa Municipal como Empresa Técnica Comercial, dependiente del Concejo. El 21 de noviembre del mismo año se inaugura el servicio de la planta eléctrica municipal ubicada junto a la población de Guangopolo y el 5 de noviembre de 1946 el Ilustre Municipio compró "La Eléctrica Quito" con todas sus instalaciones y equipos. En ese entonces contaba con 15790 abonados y una demanda máxima de 7840 kW<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> REVISTA GESTION - EMPRESA ELECTRICA QUITO.

La Empresa Eléctrica "Quito" S. A. se fundó como tal el 21 de noviembre de 1955 teniendo como accionistas y fundadores a: Ilustre Municipio de Quito con \$. 101.000.000; Caja de Pensiones con \$. 18.000.000; Caja del Seguro con \$. 18.000.000; Capital Total \$ 137.000.000.

La Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQ S.A.) constituida como sociedad anónima desde 1955, se ha dedicado a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica dentro de su área de concesión, la misma que comprende: en la provincia de Pichincha los cantones Quito, Mejía, Rumiñahui, Pedro Vicente Maldonado, San Miguel de Bancos y parte de los cantones de Cayambe y Pedro Moncayo, y en la provincia del Napo el cantón Quijos (**ANEXO A**).

El área de servicio de Empresa Eléctrica "Quito" S.A. de aproximadamente 16625 km<sup>2</sup>. , comprende<sup>5</sup>:

- **PROVINCIA DE PICHINCHA:**

**Quito:** Quito, Alañashí, Amaguaña, Atahualpa, Calacalí, Calderón, Conocoto, Cumpayá, Chavezpamba, Checa, El Quinche, Gualea, Guangopolo, Guayllabamba, La Merced, Llano Chico, Lloa, Nanegal, Nanegalito, Nayón, Nono, Pacto, Perucho, Pifo, Píntag, Pomasqui, Puéllaro, Puenbo, San Antonio, San José de Minas, Tababela, Tumbaco, Yaruquí, Zámiza.

**Mejía:** Machachi, Alóag, Aloasí, Cutuglagua, Chaupi, Cornejo, Astorga, Tambillo, Uyumbicho.

**Rumiñahui:** Sangolquí, Cotogchoa, Rumipamba.

**Cayambe:** Ascázubi, Otón, Santa Rosa de Cuzubamba.

---

<sup>5</sup> EMPRESA ELECTRICA QUITO - PIA

**San Miguel de los Bancos:** San Miguel de los Bancos, Mindo.

**Puerto Quito:** Puerto Quito.

**Pedro Vicente Maldonado:** Pedro Vicente Maldonado.

- **PROVINCIA DEL NAPO;**

**Quijos:** Baeza, Cuyuga, Cosanga, Papallacta.

**Chaco:** El Chaco, Bombón, Linares.

- **PROVINCIA DE IMBABURA:**

García Moreno.

- **PROVINCIA DE COTOPAXI:**

CLIRSEN.

## **2.2 OTRAS CARACTERÍSTICAS.**

### **2.2.1 Valor de los Activos Fijos.**

La Empresa Eléctrica Quito es la distribuidora de energía eléctrica más grande del país, una muestra de ello es el área de concesión, número de usuarios y otros, es así que cuenta con un número muy grande de bienes en todas las áreas de electrificación iniciando desde generación, transmisión y distribución en mayor escala.

En Enero del 2001 se concluyó con el estudio para la actualización del inventario y avalúo de los activos fijos de la Empresa, estableciendo los valores de reposición a nuevo y actuales en **659** y **266** millones de dólares, respectivamente.

Para una mejor idea de los activos que posee la Empresa Eléctrica Quito S. A. se presenta un cuadro de resumen en donde se indica todo lo referente al sistema eléctrico en sus diferentes áreas (**ANEXO B**), dentro de este resumen también se indican características de tipo técnico.

### 2.2.2 Número de Clientes.

Una aproximación del tamaño de la Empresa, se tiene a través de la cantidad de clientes incorporados al sistema, cabe mencionar que su número es un factor muy dinámico que va en aumentando día a día, pero a la fecha (14/11/2002) se tiene aproximadamente 546.475 usuarios con medidor y 20.219 sin medidor dando un gran total de 566.694 clientes (datos de comercialización a la fecha). Ver **ANEXO C**, en el cual se presenta el número de clientes por:

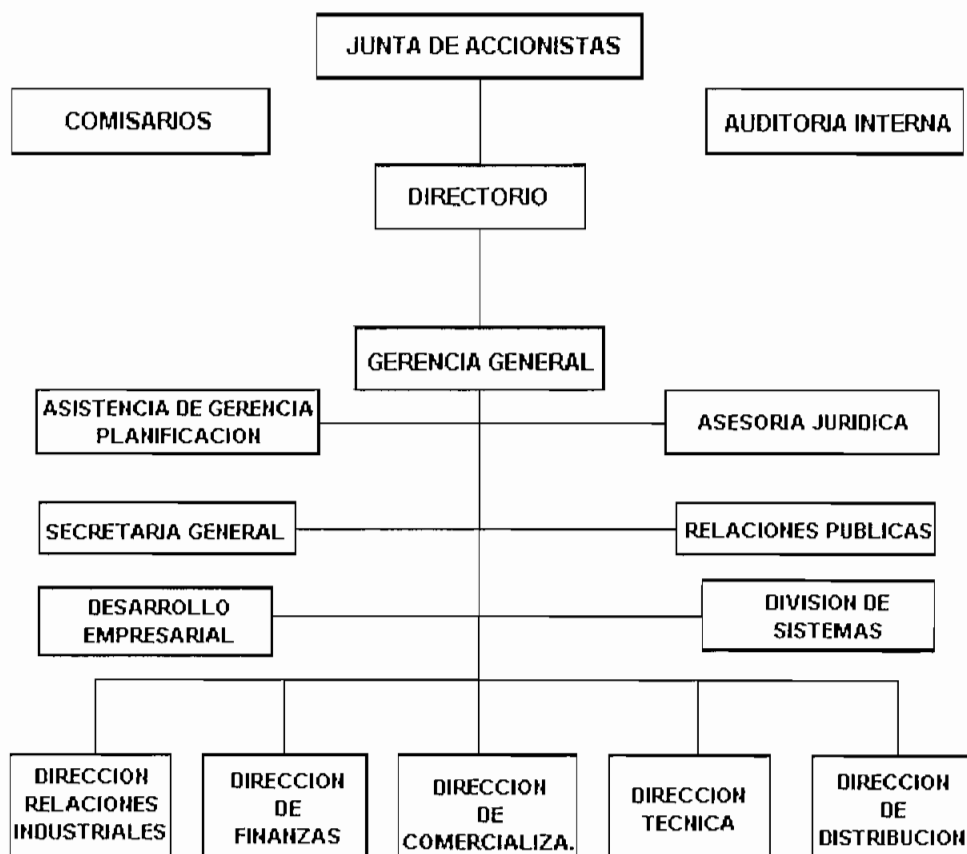
- Agencias.
- Tipo de servicio sector rural.
- Clase de servicio sector rural.
- Por años.

### 2.2.3 Número de Empleados.

El número de empleados es de 1200, después de un programa de incentivos para jubilaciones, al que se acogieron casi 200 trabajadores en el primer semestre del año 1999. Como resultado de la escisión, la empresa de distribución y comercialización se espera que absorba a aproximadamente el 75% de empleados. Y en la actualidad el número va disminuyendo debido a que las contrataciones de personal se hacen por medio de Empresas de Prestación de Servicios las cuales realizan el contrato directo con la empresa y los trabajadores con estas,



## 2.2.4 Organigrama Estructural.



## 2.3 ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DEL CONTEXTO.

Con el propósito de ampliar el conocimiento, es conveniente dar a conocer algunas de las características y aspectos del contexto en el que se ha desarrollado y desarrollado la Empresa Eléctrica Quito S. A:

Siendo el principal accionista el Estado, las administraciones se nombraron, más que por necesidades de índole gerencial, con criterios políticos. De igual manera, las tarifas se manejan respondiendo también a decisiones políticas, consecuentemente, los ingresos hasta hoy en día no logran cubrir los gastos operativos; esto incluso, con los ajustes dados a partir del mes de Septiembre de 1999, en circunstancias en que se contaba ya con la nueva legislación en el sector eléctrico.

Las empresas distribuidoras de servicio eléctrico en el país hasta hace muy poco, con características monopólicas operando bajo sistemas proteccionistas, a lo largo de su historia no han tenido necesidad de competir para mantener su mercado. Como resultado, el actuar cotidiano de la organización y sus empleados, no responde en absoluto a las exigencias administrativas de excelencia que buscan oportunidad, calidad y competitividad. A las condiciones anotadas, a pesar de los múltiples cambios que se han dado en los últimos tiempos, se suma una fuerza sindical poderosa y limitante de un adecuado desarrollo.

Todos estos aspectos han sido causantes de una posición muy desventajosa para la Empresa, al no estar preparada para cumplir con requerimientos que exige el Sector Eléctrico conforme a las actuales regulaciones en aspectos básico y fundamentales como son la calidad de servicio, confiabilidad, etc; so pena de sanciones, multas y penalizaciones.

La Ley del Régimen el Sector Eléctrico vigente desde 1996, fija como objetivos del Estado "asegurar la confiabilidad, igualdad y el uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad, y regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor". Posteriormente, el Reglamento del Suministro del Servicio de Electricidad publicado en el Registro Oficial No. 134 del 23 de Febrero de 1999, da las normas generales que deben observarse para la prestación del servicio de distribución y comercialización en las Empresas Distribuidoras.

El nuevo marco en cuestión, se caracteriza por su clara orientación al cliente con un enfoque hacia la calidad, ajustándose así a las corrientes administrativas actuales. Para tener una idea de las exigencias que las empresas eléctricas de distribución deben cumplir, basta mencionar entre otras regulaciones y reglamentaciones dentro del Sector Eléctrico, el Reglamento del Suministro de Electricidad, entre cuyos artículos se menciona algunos de ellos:

**Art. 5.- Defensa del Consumidor.-** El Distribuidor, en la prestación del Servicio, observará y cumplirá las disposiciones que emanan de la Constitución y la Ley de Defensa del Consumidor en todo lo que sea aplicable. El Consumidor podrá reclamar ante el Distribuidor y en caso de inconformidad ante el CONELEC, la violación de sus derechos establecidos en la referida Ley,.....

En caso de que el Distribuidor no cumpla con los niveles de calidad establecidos en las regulaciones pertinentes, estará obligado a resarcir todos los daños.....

**Art. 9.- Evaluación del Servicio.-** Los Distribuidores deberán proporcionar el servicio con los niveles de calidad acordes con lo exigido en la Ley, su Reglamento General, este Reglamento y la Regulaciones pertinentes, para lo cual adecuarán progresivamente sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales.

La evaluación de la prestación del servicio se efectuará considerando los siguientes aspectos:

Calidad del Producto ...

Calidad del Servicio Técnico ...

Calidad del Servicio Comercial ...

**Art. 19.- Atención de Solicitudes de los Consumidores.-** Para la atención de solicitudes de nuevos Servicios o modificaciones en los Servicios existentes, el Distribuidor deberá elaborar los procedimientos, normas e instructivos de conformidad con este Reglamento y sus Regulaciones.....

El Distribuidor deberá atender las solicitudes de servicio a nivel de voltaje secundario, en los siguientes plazos máximos contados a partir de la fecha de pago del servicio solicitado por el Consumidor:

Zona Urbana:

Sin modificación de redes	4 días.
Con modificación de redes	10 días.

Zona Rural:

Sin modificación de redes	7 días.
Con modificación de redes	15 días.

Todo lo mencionado en el contexto y especialmente con los artículos del Sector Eléctrico, es conocido que la Empresa Eléctrica Quito no las cumple debido a su estructura y políticas en las diferentes áreas que la conforman no han permitido su desarrollo, en general se puede manifestar que, los reglamentos vigentes dentro del nuevo marco legal no se los cumplirá por lo menos a corto y mediano plazo. Es así que actualmente se esta planificando estrategias con las cuales se pueda avanzar en todo sentido y cumplir con los diferentes reglamentos de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico para alcanzar la excelencia[9].

## 2.4 VISIÓN ESTRATÉGICA ACTUAL.

El Plan Estratégico de la Empresa impulsado por la actual Gerencia General desde el año 1998, pretende crear una nueva cultura organizacional enmarcada en su visión, misión y objetivo rector, en los términos que se anotan a continuación:

### 2.4.1 Misión.

“.....distribuir y comercializar energía eléctrica en los sectores urbano, urbano marginal y rural del “área de concesión de la Empresa”, mediante el esfuerzo conjunto de sus accionistas, funcionarios y trabajadores, en las mejores condiciones humanas, técnicas, económicas y de preservación del medio ambiente, a fin de entregar un servicio de calidad, confiabilidad y seguridad, impulsando al desarrollo de la comunidad.”

### 2.4.2 Visión.

“... crecerá y conservará el liderazgo en el sector eléctrico del país. Será la empresa más eficaz y eficiente en producción, productividad y atención al cliente. Contará con un recurso humano altamente calificado, ético, creativo y competitivo, que proyecte a la comunidad una imagen de excelencia, con una estructura moderna y flexible que le permita adaptarse a las exigencias del mercado. Incorporará tecnología de punta y dispondrá de un sistema moderno de información. Aplicará políticas que garanticen la calidad del servicio, seguridad de su personal, la de sus clientes y la preservación del medio ambiente. Obtendrá una justa rentabilidad optimizando costos, para crecer y mantener el liderazgo.”

El nuevo marco legal vigente, específicamente la Ley del Régimen del Sector Eléctrico LRSE, contempla una nueva estructura para el Sector Eléctrico del país:

El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC);  
El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE);  
Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Generación;  
La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,  
Las Empresas Eléctricas Concesionarias de Distribución y Comercialización.

Con esto, la escisión en dos empresas: la de generación y la de distribución y comercialización, es una realidad que las empresas eléctricas tienen que

asumir a corto plazo, y por tanto, no deben postergar su obligación de trabajar para que las condiciones y adecuaciones internas respondan a esta nueva situación para un mejor desarrollo.

## **2.5 SITUACION ACTUAL.**

La Empresa Eléctrica Quito , a pesar de los múltiples inconvenientes que se presenta por acciones políticas y sobre todo las privatizaciones y las crisis económicas de los gobiernos de turno ha determinado un deterioro general, pero la Empresa ha afrontado con el desenvolvimiento de sus actividades específicas con entrega y sacrificio de todos quienes la integran para de esta manera satisfacer necesidades.

Actualmente se está realizando cambios muy buenos y efectivos como en las área técnico administrativas para lograr establecer objetivos planteados para que le lleven a la vanguardia dentro de las distribuidoras del país; se puede mencionar entre muchas de sus características el incremento en generación, en el sistema de distribución , subestaciones y subtransmisión<sup>6</sup>.

## **2.6 PROYECCIONES PARA EL FUTURO.**

La Empresa apunta a ser una de las distribuidoras más eficientes y competitivas cumpliendo normas y estándares exigidos por el Sector Eléctrico. También contará con un sistema de información eficiente, a la medida de las necesidades del área, abierto al desarrollo de aplicaciones técnicas y que pueda integrarse fácilmente con los sistemas de información existentes en la empresa. Implementará un sistema de Gestión de la Calidad, apoyado en el mejoramiento continuo de los procesos, costeo ABC y las Normas ISO9001 e ISO9004.

---

<sup>6</sup> REVISTA GESTION - EMPRESA ELECTRICA QUITO

### **3 PROYECCIÓN DE INVERSIONES Y USUARIOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.**

La Empresa Eléctrica Quito como pionera y líder en los sistemas de distribución del país, tiene planteado objetivos muy claros en lo que es incrementos o ampliaciones de sus instalaciones dentro del área de concesión y siempre está ejecutando obras en el sistema eléctrico, esto es en todos los campos como son:

- Generación.
- Transmisión.
- Subtransmisión.
- Redes de distribución.

Dentro de las inversiones la Empresa Eléctrica Quito tiene un Plan de Expansión y Obras para el periodo 2001 – 2010, las cuales se presenta a continuación en un resumen de obras<sup>7</sup>.

#### **3.1 NUEVAS CENTRALES ELECTRICAS.**

Para inversiones en el área de generación se tiene únicamente Centrales de tipo Hidráulico y son las siguientes:

- Hasta el 2003, la remodelación total de la Central Hidráulica Chillos, mediante la sustitución de los dos grupos generadores turbina existentes por dos grupos nuevos de 1.5 MW.
- Hasta el 2005, la remodelación total de la Central Hidráulica Guangopolo Vieja.

---

<sup>7</sup> REVISTA GESTION - EMPRESA ELECTRICA QUITO

- Durante el periodo 2000 – 2005, estudios de factibilidad, diseños definitivos, construcción y puesta en operación de la Central Hidráulica Quijos de 50 MW.
- Durante el periodo 2006 – 2010, la Central Hidroeléctrica Baeza, aguas debajo de la Central Hidráulica Quijos, también de 50 MW.
- Hasta el 2005, estudios, diseño, construcción y puesta en operación de las micro centrales: Victoria 1 de 3.0 MW; Victoria 2 de 5.2 MW; y Chalpi de 6.7 MW, dando un total aproximado de 15.0 MW

### **3.2 OBRAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFERENCIA DEL SNI (2001 – 2005). OBRAS DE TRANSELECTRIC.**

- S/E Pomasqui 230/138/13.8 kV, 225/300/375 MVA, dos disyuntores a 230 kV y dos a 138 kV, completos. Plazo 2002
- S/E Santa Rosa 230 kV, dos disyuntores a 230 kV, completos. Plazo 2002.
- L/T 230 S/E Santa Rosa – Pomasqui, doble circuito; 1113 MCM-ASCR, 45 km. Plazo 2002.
- S/E Pomasqui de seccionamiento 138 kV, cinco posiciones con disyuntor a 138 kV. Completas. Plazo 2002.
- S/E Pomasqui de seccionamiento 138 kV, cuatro posiciones adicionales con disyuntor a 138 kV, completas. Plazo 2005.



### 3.3 OBRAS DE SUBTRANSMISIÓN Y S/E DE DISTRIBUCIÓN.

Para el área de subtransmisión se tiene planificado realizar obras en subestaciones y en líneas de subtransmisión, las mismas que se indica a continuación.

#### 3.3.1 Subestaciones.

- Al 2001: S/E Santa Rosa 138/46 kV, segundo transformador de 45/60/75 MVA, 138/46/13.8 kV, completo; Subestación N° 3, un auto transformador de 2,5/7.5 MVA, 46/22/6.3 kV, por retirarse de la S/E Sangolquí; Subestación N° 2, ampliación de la S/E mediante la instalación de un transformador de 15/20 MVA, 46/22/6.3 kV, por retirarse de la S/E 3; subestación Los Bancos, instalación de un transformador de 46/13.2 kV, 8/10 MVA, disyuntor de 46 kV, y 4 posiciones de salidas de primarios, completas; Subestación N° 19-46kV, una posición con disyuntor a 46 kV, completo; subestación Pomasqui (Calderón), segundo transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, con un disyuntor a 138 kV y 4 disyuntores a 23 kV, completos.
- Al 2002: Subestación N° 19-138 kV, una posición con disyuntor a 138 kV, completo; Subestación Selva Alegre, un segundo transformador de 60/80/100 MVA, 138/46/6.3 kV; S/E Distribución Pomasqui (Calderón), una posición con disyuntor a 138 kV, completo; S/E Vicentina 138 kV, una posición adicional con disyuntor a 138 kV, completa.
- Al 2003: sistema SCADA para S/Es, 8 UTR, con las interfaces necesarias para su instalación, sistema de comunicaciones, equipos de computación (hardware), software requerido, etc., para el monitoreo de disyuntores, seccionadores y el control remoto de los dispositivos de maniobra; Subestación Quinche, un transformador de 20/27/33 MVA, 46/23 kV, por adquirirse, en sustitución del transformador de 15/20 MVA, 46/23 kV, existente y 2 posiciones, completo.

- Al 2005: Subestación Tumbaco, un transformador de 15/20 MVA , 45/23 kV, por retirarse de la subestación Quinche, una posición para protección del transformador, completo; Subestación Guangopolo 138/46 kV, un transformador de 60/80/100 MVA, 138/46 kV, por adquirirse, en sustitución del transformador existente de 33 MVA, 138/13.8kV, y una posición con disyuntor a 46 kV , completa; S/E Guangopolo de seccionamiento 138 kV, cinco posiciones, con disyuntor a 138 kV, completas.
- Al 2006: Subestación Epiclachima, un transformador de 20/27/33 MVA, 46/23 kV por retirarse de las S/E San Rafael en sustitución del transformador 15/20 MVA existente, una posición con disyuntores a 23 kV para alimentación de barra y una posición de seccionamiento de barra a 23 kV, por adquirirse; Subestación San Rafael, dos posiciones con disyuntor a 138 kV, completas, dos transformadores de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, 4 posiciones para salida de alimentador, completas: Subestación Santa Rosa 138 kV, un posición con disyuntor a 138 kV, completa.
- Al 2007: Subestación 18, segundo transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, un posición con disyuntor a 23 kV para alimentación de barra , 1 para seccionamiento de barra, 2 posiciones adicionales para salida de alimentador, completas; Subestación N° 11, un transformador de 15/20 MVA, 46/6.3, un juego de cabinas de metal – clad, con disyuntor a 6.3 kV, completa, y un interruptor tripolar para 46 kV.
- Al 2008: Subestación Tumbaco, dos posiciones con disyuntor a 138 kV, completas, dos transformadores de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, 2 posiciones adicionales para salida de alimentador y dos para alimentación de barras, completas; Subestación Santa Rosa, un transformador de 15/20 MVA, 46/23 kV , por retirarse de la S/E Epiclachima, 4 posiciones de salidas primarias con disyuntor a 23 kV, completas.

- Al 2009: Subestación N° 3, un transformador de 15/20 MVA, 46/6.3 kV, una posición completa con disyuntor a 6.3 kV, tipo metal-clad; Subestación Olímpico, un transformador de 20/27/33 MVA, 46/23 kV por retirarse de la S/E Tumbaco, una posición con disyuntores a 23 kV para alimentadores de barra, 2500 A, completa, 4 posiciones con disyuntor a 23 kV, completas; Subestación Quinche, un transformador de 15/20 MVA, 46/23 kV, por retirarse de la S/E Tumbaco, y dos posiciones con reconector a 23 kV, completas.
- Al 2010: Subestación Chillogallo, segundo transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, 4 posiciones para salidas de alimentador, completas; Subestación N° 4, un segundo transformador de 12/16/20 MVA, 46/6.3 kV; Subestación N° 7, segundo transformador de 15/20 MVA, 46/6.3 kV, Subestación N° 15, un transformador de 15/20 MVA, 46/6.3 kV, por adquirir, una posición tipo metal-clad, con disyuntor a 6.3 kV, para alimentación de barras, 2500 A, completa; Subestación N°19 - 23, un transformador de 20/27/33 MVA, 46/23 kV en sustitución del transformador existente de 15/20 MVA, dos posiciones con disyuntor a 23 kV, completas; Subestación N° 21, un transformador de 20/27/33 MVA, 138/23 kV, dos posiciones con disyuntor a 138 kV, 4 posiciones de salida primarias con disyuntor a 23 kV, completas.

### 3.3.2 Líneas de Subtransmisión.

- Al 2001: Línea de Transmisión de 46 kV, S/E San Rafael – S/E Sangolquí, simple circuito, 8.0 km, 477 MCM-ACSR; Línea de Transmisión, Subestación N° 19 – S/E Los Bancos, 50 km, simple circuito, 4/0 AWG, ACSR.
- Al 2002: Línea de Transmisión 138 kV, S/E 19 – S/E Pomasqui EEQ (Calderón), conductor en un tramo aproximado de 10.0 km, con conductor 636 MCM – ACSR; L/T 138 kV, S/E Vicentina – S/E 18 –

Nueva, simple circuito, 477 MCM – ACSR, 17.5 km; L/T 138 kV seccionamiento Pomasqui (Transelectric) – S/E Pomasqui EEQ (Calderón), doble circuito 636 MCM, 3.5 km.

- Al 2006: L/T 46 kV S/E Santa Rosa – S/E Sangolquí, simple circuito, 477 MCM – ACSR, 3.0 km; L/T 138 kV S/E San Rafael – S/E Guangopolo, simple circuito, 477 MCM – ACSR, 3.5 km; L/T 138 kV S/E Santa Rosa – S/E San Rafael, simple circuito, 477 MCM – ACSR, 33.5 km.
- Al 2008: L/T 138 kV derivación S/E Tumbaco – doble circuito, 477 MCM –ACSR, 7.0 km.
- Al 2010: L/T 138 kV Derivación S/E N° 21, doble circuito, 477 MCM – ACSR, 1.0 km.

## **PLAN DE OBRAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.**

### **3.4 REDES DE DISTRIBUCIÓN.**

- En la etapa de expansión que considera el presente estudio, se ha previsto continuar con la remodelación y cambio de tensión de redes urbanas y rurales de 6.3 y 13.2 kV a 23 kV, construcción de primarios urbanos y rurales, extensiones y/o remodelación de rede, mejoramiento del factor de uso de transformadores, cambio del tipo de iluminación vial y construcción de nuevas redes de distribución, obras de inversiones que permitirán incorporar a aproximadamente 210 000 nuevos abonados en el periodo 2000 – 2010, lo cual permitirá ampliar el grado de electrificación del área de servicio a una población cercana al millón de habitantes.

- Además se incrementarán nuevas terminales remotas en primarios de distribución para la supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), se implementará el Programa de Control de Reducción de Pérdidas y se realizarán los estudios para el mejoramiento de la calidad del servicio y obras correspondientes.

### 3.5 INVERSIONES (2001 – 2010).

El costo por inversiones en las diferentes áreas técnicas se resumen en el siguiente cuadro<sup>8</sup>.

INVERSIONES USD\$*millón	
CENTRALES ELECTRICAS.	120.6
LINEAS Y SUBESTACIONES.	44.5
REDES DE DISTRIBUCION	67.6
ACOMETIDAS Y MEDIDORES.	21.3

### 3.6 PROYECCIÓN DE USUARIOS.

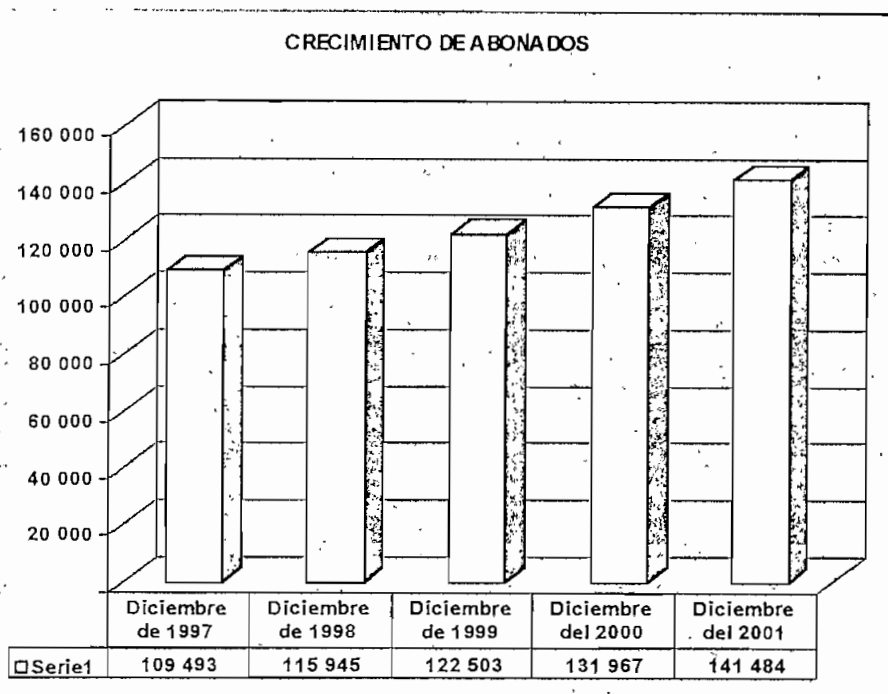
Con respecto a los usuarios del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito, cada año se va incrementando, como se indica en el siguiente cuadro.

#### CRECIMIENTO DE ABONADOS

MES	ABONADOS	PORCENTAJE DE CRECIMIENTO
Diciembre de 1997	109 493	
Diciembre de 1998	115 945	5.9%
Diciembre de 1999	122 503	5.7%
Diciembre del 2000	131 967	7.7%
Diciembre del 2001	141 484	7.2%

FUENTES UTILIZADAS: Sistema Sidecom

<sup>8</sup> EMPRESA ELECTRICA QUITO



	TOTAL	RURAL	URBANO	rural vs urbano	CRECIM TOTAL	%	CRECIM RURAL	%	CRECIM URB	%
1997	458 936	109 493	349 443	31%						
1998	481 929	115 945	365 984	32%	22 993	5.0%	6 452	5.9%	16 541	4.7%
1999	505 433	122 503	382 930	32%	23 504	4.9%	6 558	5.7%	16 946	4.6%
2000	523 126	131 967	391 159	34%	17 693	3.5%	9 464	7.7%	8 229	2.1%
2001	536 638	137 196	399 442	34%	27 024	2.6%	10 458	4.0%	16 566	2.1%

En los cuadros anteriores se puede apreciar los porcentajes de crecimiento general como también por sector rural y urbano; dicha información da una pauta para apreciar el crecimiento de los mismos como también del sistema de distribución dentro de la zona de concesión.

## 4 LEY DE CANTIDADES DE OBRA.

### 4.1 INTRODUCCIÓN.

El método para estimar inversiones se denomina "**Ley de Cantidades de Obra**"<sup>9</sup> (LCO), la misma que consiste en relacionar densidades de obra encontradas de la información que se obtiene para una área determinada, en este caso las densidades más utilizadas son:

- Densidades de obra.
- Densidades de demanda eléctrica.
- Densidades de abonados.

La ley de cantidades de obra para determinar costos de inversión en redes de distribución de electricidad, son metodologías que se basan en toda la información que se tiene respecto a los activos eléctricos de la empresa, esto es, todo lo que se refiere al sistema de distribución. Activos que deben reflejar la realidad de la empresa y, sobre todo, ser información válida y fiable para aplicaciones y análisis de este tipo.

Establecer los costos de la electricidad relacionados con la distribución, con base en estos modelos de una manera sencilla y confiable es otra aplicación. Sin embargo, la ineficiencia de los sistemas no debe trasladarse a las tarifas. Por lo tanto, es necesario establecer bases corregidas para que reflejen escenarios de eficiencia.

Los costos asociados con el proceso de distribución de energía eléctrica pueden descomponerse en: costos de inversión en redes, costos de operación y mantenimiento (O&M), costos de pérdidas de energía y potencia, costos fijos

---

<sup>9</sup> JURICIC, DE ELECTRICITE DE FRANCE, propuso inicialmente este modelo, el cual se ha constatado da resultados satisfactorio para redes de distribución

de clientela (asociadas al usuario pero independientes de su consumo de electricidad) y costos administrativos.

En los costos totales de inversión (CI) en redes se incluyen los costos en: redes primarias ( $C_p$ ), transformadores de distribución (CT), redes secundarias ( $C_s$ ) y equipos de alta tensión destinados a cumplir funciones de distribución.

$$CI = C_p + C_T + C_s + C_{AT} \quad (Ec.1)$$

El costo de cada uno de los parámetros mencionados en un sistema eléctrico existente y óptimo, se puede determinar en base a modelos técnicos o en modelos estadísticos o econométricos.

## 4.2 MODELOS DE COSTOS DE INVERSIÓN.

Para la determinación de costos se tiene los modelos siguientes:

### 4.2.1 Modelo Técnico.

Un modelo técnico es aquel que se basa en diseños o estrategias típicas, dentro de las cuales se puede evaluar los costos que intervienen directamente en un tipo de diseño específico (Ec.1), (Ec.2).

### 4.2.2 Modelo estadístico o econométrico.

Este tipo de modelo es el que expresa las variables de cantidades de cada componente o costo en función de variables explicatorias independientes, mas adelante se expresa este modelo (Ec.3); es decir, estos modelos se basan en el concepto de corte transversal, que implican la realización de los análisis en el mismo período de tiempo para diversas muestras estadísticas.



A continuación se muestra la forma de obtener los costos medios y marginales de inversión en un sistema de distribución general en base a modelos de tipo estadístico.

Para cada uno de los componentes de costos de inversión de la ecuación (Ec.1), se establecen expresiones generales para calcular la magnitud total anualizada de las inversiones ( $C_x$ ). Este cálculo se elabora a partir de modelos denominados de la **ley de cantidad de obra (LCO)**, los mismos que se formulan a partir de técnicas econométricas y relacionan la cantidad de obras de las redes de distribución, aspectos o parámetros como son:

- Longitud de red primaria.
- Capacidad de transformación instalada.
- Longitud de red secundaria.
- Número de usuarios.
- Energía.

Todos estos parámetros en función de algunas variables explicatorias a determinar, obteniéndose así ; el costo total anualizado en cada componente del sistema de distribución:

$$C_x = f(x_1, x_2, \dots, x_n) * C_{ux} * f_A \quad (Ec.2)$$

donde:

$\{x_1, x_2, \dots, x_n\}$	función econométrica que explica las cantidades de obra en base a sus variables.
$C_{ux}$ ;	costos unitarios del tipo de red.
$f_A$ ;	factor de anualización de la inversión en función de la tasa de descuento y la vida útil de los equipos.

El desarrollo del enfoque requiere la definición adecuada de las observaciones como un compromiso entre las limitaciones de la información disponible y el tamaño mínimo de la muestra para propósitos de los análisis econométricos.

Para los modelos econométricos de costos de inversión en los niveles de media y baja tensión es de capital importancia la definición, ya que de ésta depende diversos aspectos, tales como, la precisión del modelo y el grado de agregación o desagregación de los resultados obtenidos. Se define fundamentalmente en este caso, como el área de influencia de los alimentadores primarios; esto ofrece ciertas ventajas estadísticas ya que permite tener un número elevado de muestras, también no ofrece problemas prácticos debido a la información que se dispone por alimentador.

El modelo de la ecuación (Ec.2) incluye la estimación de las cantidades requeridas de redes con base en la aplicación de leyes de cantidades de obra, una ley de cantidades de obra relaciona una variable de magnitud de la red con un grupo de variables explicatorias ( $X_i$ ). Una relación conveniente (Ec.3), (Ec.4) y matemáticamente demostrable es una relación exponencial, así:

$$CO = k * X_1^{\alpha_1} \dots \dots \dots X_n^{\alpha_n} \quad (Ec.3)$$

Donde:

CO;	magnitud de la red.
$k, \alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_n$	parámetros de la ecuación obtenido de regresiones de mínimos cuadrados..

Los modelos permiten investigar la incidencia de diferentes variables sobre los niveles de inversión en redes, las variables explicatorias que se han considerado se relacionan fundamentalmente con el patrón de consumo de los diferentes tipos de usuarios, prácticas de diseño, condiciones ambientales y topográficas de la región, densidad de la demanda.

Para el desarrollo de los modelos se contó con una muestra de 369 alimentadores primarios distribuidos en 4 empresas distribuidoras de electricidad, incluyendo diferentes tipos de usuarios, características topográficas y combinaciones de zonas urbanas y rurales.

El desarrollo de los modelos econométricos para cada componente de la inversión consiste en identificar el mejor conjunto de variables explicatorias y la mejor relación funcional entre estas y la variable dependiente.

La técnica aplicada ha sido la de selección hacia delante, es decir, se procede incluyendo progresivamente las variables explicatorias comenzando con la que ofrece el mayor coeficiente de correlación simple y continuando con las que producen una mayor reducción de los cuadrados de error. En cada caso, se realizan pruebas estadísticas de los coeficientes de regresión para validación de hipótesis y búsqueda de problemas típicos, tales como, multicolinealidad y heterocedasticidad de las variables explicatorias.

### 4.3 REDES PRIMARIAS.

Para el modelo de ley de cantidad de obra se estudia la incidencia de variables explicatorias identificables y asociadas a cada alimentador. Entre las variables investigadas se incluyeron la carga máxima anual del alimentador medida en las subestaciones, la densidad de consumo, el tipo de usuario y el estrato socio económico de este.

Las variables explicatorias finalmente seleccionadas y que constituyen las que mejor explican la longitud de los alimentadores son: la carga máxima anual del mismo y el tipo de usuario (Residencial, Comercial, Industrial). La ecuación econométrica es:

$$Lp = k * S_{\max}^{\alpha} \quad (Ec.4)$$

donde:

$L_p$ . longitud en km de la red primaria.

$S_{max}$  demanda máxima anual del alimentador medida en la subestación en kVA.

$k, \alpha$  parámetros que dependen del tipo de usuario.

Para los casos de residencial, urbano, comercial e industrial el valor del exponente es 1, como puede verse en la relación funcional obtenida es una recta pasando por el origen, sin importar la empresa distribuidora ni el estrato socioeconómico del usuario residencial atendido.

La otra componente del modelo es la de costos unitarios (Ec.2), la cual si depende de las prácticas de diseño de cada empresa distribuidora de electricidad, y sus características globales de construcción de obras eléctricas.

Considerando las prácticas de selección de conductor económico de alimentadores primarios, se puede asignar una fracción del costo de inversión a la demanda de energía, y la fracción restante a la demanda de potencia pico del alimentador. Sin embargo, para usuarios conectados en baja tensión, con medición únicamente del consumo de energía, se buscará una tarifa equivalente de la energía que incluye el costo de la potencia.

#### 4.4 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

Al igual que para las redes primarias se tiene que las variables explicatorias necesarias de la capacidad instalada en transformadores de distribución  $S_{instalada}$  medida en kVA son: la carga máxima ( $S_{max}$  en kVA) del alimentador, el tipo de usuario, y para el caso residencial el estrato socio económico. La función general es:

$$S_{instalada} = k * S_{max}^{\alpha} \quad (Ec.5)$$

El costo total es atribuido en su totalidad a costo por potencia, debido a que la capacidad instalada en transformadores de distribución se determina para atender la demanda máxima de los usuarios.

#### 4.5 REDES SECUNDARIAS.

El desarrollo de este modelo tiene tres partes. Primero, la determinación de la longitud de red secundaria asociada a cada transformador según su capacidad. Segundo, se halla una relación funcional econométrica que describe el valor medio de la longitud de la red secundaria por transformador en función de la capacidad nominal del mismo. La forma funcional obtenida es la siguiente:

$$L_{RS} = k * S_{nominal}^{\alpha} \quad (Ec.6)$$

donde:

$L_{RS}$	longitud de red secundaria en metros por transformador.
$S_{nominal}$	capacidad nominal en kVA de todos los transformadores de distribución conectados a un alimentador.

Finalmente, se determina la distribución porcentual de transformadores con red secundaria típica para el alimentador según sus características : empresa, tipo de usuarios, zona de ubicación del alimentador.

A partir de esta distribución se determina el valor esperado de capacidad instalada por transformador [ E (  $S_{nominal}$  ) ] y junto con la aplicación de la ecuación (Ec.7) se calcula el valor esperado de longitud de red secundaria instalada por transformador [ E ( L ) ]. Con estos valores y con el modelo de la

ecuación (Ec.6) se llega al modelo final para estimar la cantidad de red secundaria  $L_{RS}$  en km asociado a un alimentador.

$$L_r = r * \frac{E(L)}{E(S_{\text{nominal}})} * k * S_{\text{max}} \quad (\text{Ec.7})$$

donde:

r fracción de transformadores con red secundaria.

#### 4.6 ALTA TENSIÓN.

Se ha determinado un modelo para los costos de inversión en equipos de alta tensión que cumple funciones de distribución. En este caso, la observación básica es la totalidad del sistema o empresa. La ley de obra hallada depende de la carga activa máxima anual del sistema de cada empresa  $P_{\text{max}}$  en MW, así:

$$CT_{AT} = k * P_{\text{max}}^\alpha \quad (\text{Ec.8})$$

donde:

$CT_{AT}$  costo total anualizado de las inversiones en equipos de alta con funciones de distribución.

En lo expuesto dentro de este capítulo es todo lo referente al método de cantidades de obra, el cual se utiliza para la estimación de inversiones.

**NOTA:** Todo lo mencionado en este capítulo básicamente trata sobre inversiones de tipo tarifaria[7][8], pero se utiliza como base para el presente estudio ya que se encuentra relacionado directamente mediante el Valor Agregado de Distribución (VAD).

## 5 PROCEDIMIENTO Y DESARROLLO DEL MÉTODO ALTERNATIVO PARA ESTIMAR INVERSIONES.

### 5.1 RECOPIACION DE DATOS.

Para la recopilación de información y datos, primeramente se optó por obtener muestras sectorizadas, las mismas que no reflejan claramente las relaciones que se presenta entre los diferentes parámetros que intervienen en el sistema y sobre todo al aspecto de inversión para los primarios. Para la determinación de las ecuaciones se decidió trabajar con el 100% de la información del área de concesión de la empresa distribuidora, de manera que representen la estimación global para la determinación de las ecuaciones que reflejen las inversiones esperadas.

Para el efecto se tomó la información de la base de datos fundamentada por primario (130 en total para el estudio), es decir, toda la información que se obtiene esta relacionada directamente con su respectivo primario y en especial el área de electrificación de cada uno de ellos; ya que más adelante se determinara la importancia de las mismas para establecer densidades.

Toda la información que se presenta **ANEXO D**, se obtuvo en la Unidad de Inventarios de la Empresa Eléctrica Quito S.A., los mismo que fueron elaborados con ayuda del ordenador; datos como:

- Capacidad de transformadores (MVA).
- Longitudes de conductores de media tensión (km).
- Energía (kWh)
- Número de usuarios.
- Costos por los primarios del sistema.
- Áreas de electrificación por primario, etc.

Todos los parámetros mencionados anteriormente están limitados dentro de un área, en primera instancia se tomó una área constante, la misma que la Empresa Eléctrica Quito denomina PLANCHETA, que tiene por dimensiones: 600 m \* 400 m; pero al analizar y validar la información obtenida se encontró errores en lo que se refiere a: longitudes de conductores de media tensión, longitudes de conductores de baja tensión; por lo tanto afecta directamente el costo por plancheta. Es así que se busca entidades apropiadas para el análisis determinándose áreas grandes y distintas.

Luego de identificar las posibles fallas en la obtención de los datos y minimizar el grado de error, se selecciona áreas que consisten en la distribución de cada primario o alimentador dentro del área de concesión de la empresa distribuidora.

Dichos datos se los obtiene tabulados con ayuda de un paquete computacional denominado Oracle (SQL), que es una base de datos relacional en donde se guarda toda la información del sistema eléctrico de distribución y se refleja en el GIS, toda esta información se almacena en tablas con cierta codificación.

En el siguiente cuadro se muestra un ejemplo de algunas de las tablas utilizadas en la obtención de información para la investigación, es así que dichas tablas se encuentran organizadas de acuerdo a los elementos y equipos que contienen cada una y con su respectiva codificación, también se indica un pequeño programa para determinar la información necesaria para los análisis.

<b>ELEMENTOS</b>	<b>TABLA DE LA BASE DE DATOS</b>
POSTES	GIS_T_POST
TRANSFORMADORES	GIS_T_TRAF
CONDUCTORES	GIS_T_LINE
ESTRUCTURAS	GIS_T_ENSA
EQUIPOS	GIS_T_EQUI



**“PROGRAMA PARA DETERMINAR LOS COSTOS DE LAS LINEAS DE MEDIA TENSION POR PRIMARIO.”**

```

SPOOL \\SRVFILES\COMPARTIDA\COST_LINEAS_POR_PRIMARIO.TXT;
SELECT A.ID_PRIM,
SUM(B.COST_MATE+B.COST_MANO+B.COST_INDI) AS COST_ESTR
FROM GIS_T_LINE A, GIS_T_COST_ESTR B
WHERE
    A.TIPO_CIRC='M'
AND
    A.CODI_ESTR=B.CODI_ESTR
GROUP BY A.ID_PRIM;

```

**“PROGRAMA PARA DETERMINAR COSTOS DE POSTES DE MEDIA TENSIÓN POR PRIMARIO.”**

```

REM: TODOS LOS NODOS DEL PRIMARIO
SELECT A.SDO_GID FROM
GIS_T_LINE B, LINE_SDOGEOM C, NODO_SDOGEOM A
WHERE
B.SDO_GID=C.SDO_GID
AND
(C.SDO_X1=A.SDO_X1 OR C.SDO_X2=A.SDO_X1) AND
(C.SDO_Y1=A.SDO_Y1 OR C.SDO_Y2=A.SDO_Y1);

SPOOL \\SRVFILES\COMPARTIDA\COST_POST_POR_PRIM.TXT;
SELECT C.ID_PRIM, SUM(B.COST_MATE+B.COST_MANO+B.COST_INDI) AS
COST_ESTR
FROM GIS_T_POST A, GIS_T_COST_ESTR B,
(SELECT A.SDO_GID, B.ID_PRIM FROM
GIS_T_LINE B, LINE_SDOGEOM C, NODO_SDOGEOM A
WHERE
    B.SDO_GID=C.SDO_GID
AND
    (C.SDO_X1=A.SDO_X1 OR C.SDO_X2=A.SDO_X1)
AND
    (C.SDO_Y1=A.SDO_Y1 OR C.SDO_Y2=A.SDO_Y1)) C
WHERE
    C.SDO_GID=A.SDO_GID

```

```
AND  
    A.CODI_ESTR=B.CODI_ESTR  
GROUP BY C.ID_PRIM;  
SPOOL OFF;
```

## 5.2 METODOLOGÍA.

La metodología que se utiliza para analizar los costos de la red primaria consiste en plantear patrones de desarrollo en función de algunas variables externas como son: la demanda y el número de abonados. Estos patrones de desarrollo se concretan en ecuaciones que relacionen la cantidad de obra analizada, que puede ser la longitud de la red de media tensión (MT) o la capacidad instalada en transformadores de MT / BT con los parámetros mencionados.

El método presume que la estructuración física de las obras de distribución, a más de acompañar las características o requerimientos físicos del desarrollo de las poblaciones servidas, también está óptimamente dimensionada, en cuanto a los calibres de los conductores, capacidad de transformadores, etc.

Las relaciones funcionales están fundamentadas en un razonamiento muy lógico, a medida que la carga de un sistema crece de manera **intensiva**, los abonados se encuentran más agrupados o concentrados y así el servicio a un abonado marginal y por lo tanto el costo del kW marginal es mucho menor; todo esto se debe a que se requiere cada vez menor inversión en la inserción de obra de los sistemas de distribución específicamente en los alimentadores primarios y líneas secundarias.

Sin embargo si el sistema eléctrico crece de manera **extensiva**, electrificando nuevas áreas, dicha relación funcional no se cumple, lo que sugiere que el análisis se haga en términos de densidad de carga o abonados referida a una superficie contra densidad de línea o densidades de capacidad de transformación referida a la misma superficie.

La metodología mencionada se llama "**Ley de cantidades de Obra**" (LCO) la misma que relaciona las densidades de obra y de demanda eléctrica, para una cierta área a través de una función logarítmica:

$$\frac{Y}{A} = \alpha * \left(\frac{D}{A}\right)^\beta$$

donde:

- Y = cantidad de obras (km de líneas, kVA de transformación, potencia instalada, etc.
- A = área electrificada (km<sup>2</sup>).
- D = demanda (kW de demanda máxima o kWh de energía, numero de abonados, etc.).
- $\alpha, \beta$  = constantes a ser determinadas .

Los valores de  $\alpha$  y  $\beta$  se determinan mediante la regresión lineal:

$$\text{Log}\left(\frac{Y}{A}\right) = \text{Log}(\alpha) + \beta * \text{Log}\left(\frac{D}{A}\right)$$

Después de obtenidos los valores de  $\alpha$  y  $\beta$ , la expresión se aplica a la proyección de la demanda para determinar las futuras cantidades de obra, mediante la siguiente ecuación:

$$Y = \alpha * \left(\frac{D}{A}\right)^\beta * A$$

La metodología consiste en escoger una serie de muestras o de información geográficas y analizar sus características relacionando las variables dependientes como son: (km de líneas de primarios por km<sup>2</sup>) con las variables independiente (kw por km<sup>2</sup> o abonados por km<sup>2</sup>).

### **5.3 ESTIMACIÓN DE PARAMETROS.**

Los modelos que se desarrollan en la presente investigación son a partir de los 130 primarios o alimentadores de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A. los mismos que se encuentran distribuidos en una gran área de 16624996825.604 metros cuadrados. Estos modelos posteriormente servirán para ser aplicados en la estimación de cantidades de obra totales instaladas en dicha área de concesión.

Para la estimación de parámetros se analizará en redes primarias y capacidad de transformación, siendo la restante motivo de otro estudio aplicando una metodología similar. Un factor muy importante y el único en el análisis y determinación de las ecuaciones que mejor se ajustan a los datos, es el **COEFICIENTE DE CORRELACION (R<sup>2</sup>)** el mismo que nos indica el grado de validez de un sistema.

A continuación se presentan los parámetros estimados para las ecuaciones indicadas anteriormente, las mismas que se utilizarán en la estimación de la cantidad de obra en cada caso así:

#### **5.3.1 Redes Primarias.**

Para la red primaria consiste en analizar los parámetros de desarrollo eléctrico de la empresa eléctrica distribuidora como es los kilómetros de línea con parámetros externos a ella, como son la demanda, número de abonados, potencia instalada y energía.

Con estos parámetros se establecen relaciones que permitan obtener funciones de ajuste como las siguientes:

- km de líneas vs número de abonados.
- km de líneas vs demanda.
- km de líneas vs energía.
- Km de líneas vs potencia instalada.

Para las relaciones mencionadas anteriormente se realiza el análisis con los datos directamente y con regresiones pero se determina que los valores del coeficiente de correlación es muy bajo y esto se debe a que se esta trabajando globalmente, es decir, se asume una sola área sin considerar el tipo de crecimiento del sistema; en el caso de haber un crecimiento **intensivo**, lo que quiere decir que existe zonas concentradas, las relaciones establecidas si cumplen satisfactoriamente. Los datos y las ilustraciones gráficas de los resultados de las relaciones indicadas anteriormente se presenta en el **ANEXO E**.

La función más representativa es la siguiente, pero debido a su bajo valor del factor de correlación no se la considera para el presente estudio.

$$Y = 6.0432 * X^{0.9057}$$

donde:

Y = km de línea

X = abonados , demanda , energía o potencia instalada.

En cambio, si el crecimiento es **extensivo**, es decir, se da en nuevas zonas de electrificación o en zonas rurales las relaciones anteriormente planteadas no cumplen afirmaciones para el análisis; por lo tanto, como se esta trabajando

con información globalizada es necesario que el análisis respectivo se lo haga con otras relaciones como son las señaladas densidades:

- km de líneas por km<sup>2</sup> vs número de abonados por km<sup>2</sup>.
- km de líneas por km<sup>2</sup> vs demanda por km<sup>2</sup>.
- km de líneas por km<sup>2</sup> vs energía por km<sup>2</sup>.
- Km de líneas por km<sup>2</sup> vs potencia instalada por km<sup>2</sup>.

Una vez analizado y comparados las primeras relaciones con las segundas donde intervienen densidades, se determina que la mejor opción para la estimación de cantidades de obra es en efecto las que utilizan densidades ya que en este caso no discrimina que tipo de datos o si las zonas son concentradas o no, es así que de las relaciones se establece la siguiente ecuación, la misma que presenta la función más representativa para los datos mencionados para la estimación de cantidades de obra del sistema primario de distribución.

$$Y = 6.9527 * X^{0.4653}$$

donde:

Y = km de línea por km<sup>2</sup>

X = **abonados por km<sup>2</sup>**, demanda por km<sup>2</sup>, energía por km<sup>2</sup> o potencia instalada por km<sup>2</sup>.

Todos los datos y las ilustraciones gráficas de los resultados obtenidos de las relaciones de densidades se presenta en el **ANEXO F**, donde se puede observar que las representaciones logarítmicas para los cuatro casos propuestos tienen las mejores características para un ajuste lineal. Considerando el concepto de parámetro exógeno y endógeno a la red de distribución la ecuación que mejor se ajusta es la que contempla el número de usuarios, es así que **X** representa el número de abonados por kilómetro cuadrado.

Cabe mencionar que al analizar las relaciones con la información de densidades directas o las regresiones de las densidades respectivas se obtuvo los mismos resultados.

El exponente de X representa el “factor de escala”, el mismo que en estudios realizado en otros países este factor esta en un valor de 0.65.

### 5.3.2 Transformadores de Distribución.

Para los transformadores de distribución el proceso de análisis y cálculo es similar al del caso anterior. En dicho análisis se establece relaciones en las que intervienen capacidad instalada en transformadores de distribución con las variables explicativas como son: número de abonados, energía y demanda; determinando las siguientes relaciones:

- Capacidad (MVA) vs número de abonados (miles).
- Capacidad (MVA) vs energía (kWh).
- Capacidad (MVA) vs demanda (kW).

Para las relaciones indicadas la función que mejor se ajusta, es de tipo potencial y para la relación la capacidad y la demanda con un coeficiente de correlación aceptable y esta es :

$$Y = 0.0063 * X^{0.9011}$$

donde:

Y = potencia instalada (MVA).

X = abonados (miles), demanda (kW), energía(kWh).

En el **ANEXO G** se presenta los datos y representaciones gráficas del análisis con variables directas.

Luego de realizar el análisis para las relaciones establecidas se encontró que al igual que en el caso de la determinación de la longitud, aquí también se ajusta mucho mejor las relaciones en las cuales se trabaja con densidades. Por lo tanto, a continuación se presenta la función que mejor se ajusta con este tipo de información.

$$Y = 3.1246 * X^{0.9235}$$

donde:

Y = potencia instalada (MVA) por km<sup>2</sup>.

X = **abonados (miles) por km<sup>2</sup>.**, demanda (kW) por km<sup>2</sup>., energía (kWh) por km<sup>2</sup>.

Como se puede apreciar en el **ANEXO H** de datos y representaciones gráficas de los resultados, el factor demanda es el que más se ajusta cuando se relaciona con los datos de transformadores de distribución; es así que en las densidades y regresiones para este caso en el mejor ajuste se tiene un factor de escala cercano a uno.

En estudios realizados en otros países, el factor de escala es superior al de los primarios y esta en el orden de 0.85.

Los modelos aquí descritos fueron aplicados para estimar las cantidades de obra que las empresas distribuidoras tienen instaladas en sus redes primarias y transformadores de distribución, para así poder determinar el costo de la red de distribución y los costos medios y marginales de la componente de inversión.



## 6 ESTIMACIÓN DE COSTOS MEDIOS Y MARGINALES.

La fase de distribución del servicio eléctrico comprende el sistema primario, los transformadores de distribución y el sistema secundario como se mencionó al inicio de este estudio.

La metodología adoptada para la determinación de costos de la red primaria y los transformadores de distribución consiste como se mencionó en el desarrollo de la metodología del capítulo 5, en plantear unos patrones de desarrollo en función de parámetros externos como son la demanda, energía, potencia instalada y el número de abonados.

### 6.1 COSTOS MARGINALES.

Conceptualmente, el costo marginal se lo define como aquel costo que es necesario incurrir para atender una demanda unitaria adicional a la existente de un bien determinado, en consecuencia matemáticamente el costo marginal esta definido por la relación:

$$CM = \frac{\Delta C}{\Delta D}$$

donde:

$\Delta C$  = incremento de costo provocado por una demanda adicional.

$\Delta D$  = incremento de demanda.

El costo marginal se basa en la teoría económica del bienestar que establece que la actividad económica debe destinarse a la máxima satisfacción de las

necesidades humanas enmarcadas en la restricción natural que impone la siempre limitación de los recursos disponible para aquello.

Este contexto parte de una premisa obvia, en el sentido que un individuo que demande bienes y/o servicios lo hará racionalmente, es decir, evaluando simultáneamente el esfuerzo para obtenerlos y la satisfacción que ellos le brindarán. Entonces dentro de la racionalidad del comportamiento de un individuo, él demandará un bien y/o servicio hasta cuando su máximo nivel de satisfacción sea alcanzado en función de su presupuesto, o dicho de otra manera, cuál es el máximo precio que él está dispuesto a pagar para aumentar el consumo de un determinado bien como manifestación del nivel de satisfacción que quiere alcanzar.

En consecuencia es evidente que existe una relación inversa entre la cantidad demandada de un bien y el precio que alcance: a mayor precio menor demanda y viceversa. (reducción de la demanda que se debe a la llamada **elasticidad del precio**).

Es muy importante conocer la diferencia apreciable que se entiende como el bienestar individual y el bienestar colectivo; pero eventualmente sucede que al aumentar el bienestar de unos, disminuye el bienestar de otros, es decir, no se puede determinar el bienestar global, existe un concepto de bienestar colectivo conocido como **Optimo Pareto**<sup>10</sup> que dice que cuando ningún acontecimiento puede aumentar el bienestar de una persona sin disminuir el de otra se alcanza el máximo bienestar colectivo. En la práctica es bastante improbable este concepto, por lo cual se acepta que si no existe un Optimo Pareto al menos hay que tender a él, haciendo que una persona se sienta mejor sin que otra se sienta peor, lo cual aumentaría el bienestar colectivo. La prestación del servicio eléctrico, es indudable que debe enfocar el análisis de la conveniencia y bienestar colectivos antes que los individuales, con lo cual se está optimizando la utilización de los recursos.

---

<sup>10</sup> Planteado por el economista italiano de principios de este siglo llamado Vilfredo Pareto

Si los precios de un bien son inferiores al costo marginal, se inducirá a que la demanda crezca excesivamente por sobre el nivel óptimo de expansión del sistema, por lo tanto se estará deteriorando la calidad del servicio (cuando los equipamientos son insuficientes) o afectando las finanzas del sector eléctrico (por sobre equipamiento no justificados económicamente o por sobre inversiones en marcha), o ambos casos a la vez.

## **6.2 COSTOS UNITARIOS.**

El costo medio de kilómetro de primario y de cada MVA se determina a partir de la información recopilada en la empresa eléctrica distribuidora, el costo obtenido en dicha información es por kilómetro de haz de primario en cada alimentador y en el caso de los transformadores es por cada MVA. Los datos detallados se encuentran en el **ANEXO I**, como también los datos de regresiones y densidades de cada primario.

De la información proporcionada se ha obtenido un costo medio de US\$ 176.114,2 por kilómetro de haz de primario, y lo que se refiere a transformadores se obtiene un valor de US\$ 597.808,4 por cada MVA.

Para cada tipo de componente de la red de distribución se ha desarrollado un modelo (para longitudes de primarios y para transformadores), el mismo que se ha desarrollado a partir de la obra existente "LCO"; todo esto se encuentra en base a un análisis similar al de la estimación de obra. El análisis de cada caso se detalla a continuación.

## **6.3 Costo de Redes Primarias.**

En la determinación de los costos de las redes primarias se toma en consideración todos los componentes para tener una extensión de red primaria, es así que se considera los costos de postes, costos de ensamblajes, costos de equipos y costo de conductores. Una vez determinado el total del costo por

primario se realiza el análisis y comparación con las variables externas, para este caso se considera el número de usuarios (miles), la energía (MWh) y la demanda (kW) en cada uno de dichos primarios.

El análisis propuesto se lo realiza en base a densidades ya que como se indicó en el capítulo 5, los resultados se ajustan de mejor manera con este tipo de información, llegando a obtener una ecuación matemática potencial que es la que representa los costos de la red primaria.

$$Y = 1 * 10^6 * X^{0.6258}$$

donde:

- Y = costo (US\$ / km<sup>2</sup>) de red primaria
- X = Abonados (miles / km<sup>2</sup>).

Todos los datos y las ilustraciones graficas de los resultados obtenidos de las relaciones de densidades se presenta en el **ANEXO J**, en el mismo que se puede apreciar claramente que las variables de abonados y energía se ajusta muy bien para la determinación de las ecuaciones.

#### 6.4 Costos de Transformadores.

De igual manera para la determinación del costo de transformadores se tomó en cuenta los costos de los componentes de los mismos como son: costo transformadores, costos de cámaras de transformación y costo de los componentes de la cámara de transformación; y en un proceso similar al caso anterior se trabaja con las variables del número de abonados (miles), energía (MWh) y la demanda (kW) en cada uno de los primarios.

Al realizar el análisis con las diferentes variables externas por medio de densidades se obtuvo resultados muy buenos con cada una de estas, siendo la

de mejor ajuste el de costo vs. abonados, obteniéndose la siguiente ecuación matemática:

$$Y = 1.584.893 * X^{0.9025}$$

donde:

Y = costo (US\$ / km<sup>2</sup>) por transformador.

X = abonados (miles / km<sup>2</sup>).

Los datos e ilustraciones gráficas se encuentran en el **Anexo K**, tanto de datos directos como con densidades.

Para los dos casos anteriores la tendencia potencial es la mejor que describe un proceso de inversiones, y que como se explicó en capítulos anteriores que, dependiendo del crecimiento hay un punto en el cual el sistema tiende a mantener un valor de inversiones aproximadamente constante y eso se puede apreciar claramente en las ilustraciones gráficas de los resultados de los diferentes modelos matemáticos determinados en este estudio de investigación.

## **7 ANÁLISIS DE RESULTADOS.**

Dentro de un estudio de este tipo es muy importante considerar y tener presente los resultados y valores obtenidos con los parámetros que intervienen en cada caso ya que de ello depende la validez y confiabilidad de los mismos, es decir, las ecuaciones que se obtiene sean aplicables y permitan estimar la cantidad de obra del sistema, la cantidad de inversiones como también los costos.

Como se anotó en los capítulos anteriores no es fácil la planificación de sistemas de primarios de distribución de energía eléctrica, no obstante es conocido que estos responden apropiadamente a tiempos de corto y mediano plazo, es así que, dichas ecuaciones determinadas se ajustan apropiadamente a la realidad.

Cabe mencionar que las ecuaciones determinadas son para estimaciones de tipo global, es decir, no considera el sector rural o urbano, ni tipos de usuarios mucho menos si la red de media tensión es aérea o subterránea, en definitiva se tiene resultados a nivel macro.

Para la obtención de una función que refleje lo del sistema, se tuvo que minimizar errores en la información recopilada y así se den resultados buenos. Por lo tanto, para cada caso se realiza el respectivo análisis como se indica a continuación:

### **7.1 CANTIDAD DE OBRA.**

En los resultados obtenidos para la cantidad de obra tanto para las longitudes de primarios como también para la capacidad de los transformadores los parámetros externos fundamentales aplicados son: el número de abonados y la demanda respectivamente, para las cuales se determinó ecuaciones de tipo potencial que reflejan una tendencia según los datos de análisis.

## 7.2 COSTOS.

De igual manera que para el caso anterior, para los costos de primarios y transformadores también se encontró ecuaciones similares con las cuales se estimara dicho valor.

Dentro de la información que se obtuvo por parte de la Empresa Eléctrica Quito es que, las inversiones en las redes y demás componentes del sistema se lo hace a través de Liquidación Presupuestaria, lo que quiere decir que el monto global asignado para redes primarias depende de la cantidad de dinero que solicite cada departamento. Por otra parte dentro de las inversiones de los sistemas de distribución, el monto no considera inversiones de terceros, esto es, la participación de la empresa privada que es la que mayor cantidad de obras ejecuta en el sistema.

En virtud de lo expuesto anteriormente, los parámetros de inversiones que proyectan las ecuaciones determinadas no van a concordar, ya que, en los datos que se utiliza para el análisis se considera las inversiones de los particulares que es la mayoritaria a pesar de que existe financiamiento por parte del FERUM (Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal).

Por lo mencionado anteriormente se comprueba que los datos de inversiones del Departamento de Planificación de la Empresa no se relacionan con los datos que se determina por medio de la ecuación, por lo tanto también afecta lo a que cantidad de obra se refiere. Para constancia se presenta en el **Anexo L** los respectivos valores.

## 8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Las extensiones de las redes eléctricas primarias responde, en general, más a situaciones de corto plazo y presenta un desarrollo más continuo que los elementos de red a más alto voltaje. Por lo tanto la planificación de la distribución, dada la cantidad de elementos que requiere estudiar y la coordinación con otras entidades ajenas al sector eléctrico, requiere de un gran esfuerzo y por consiguiente soluciones optativas e inmediatas para una correcta y óptima planificación.
- Es muy claro las relaciones funcionales que se presenta en un sistema eléctrico, el mismo que expresa que a medida que la carga de un sistema crece de manera intensiva, los abonados se hallan más concentrados y así el servicio a un abonado marginal es menor puesto que se requiere cada vez menores cantidades de líneas para servirlo. Sin embargo si el sistema crece de manera extensiva, electrificando nuevas áreas (área urbano marginal y rural), dicha relación funcional no se cumple, lo que sugiere que el análisis se haga en términos de densidades lo cual se desarrolló en este estudio.
- El resultado de este estudio no solamente servirá para determinar los costos y cantidades de obra del sistema de distribución sino que también se constituirá en una herramienta para la planificación de la distribución, ya que son modelos funcionales que permiten tener un valor estimado de futuras expansiones del sistema; ecuaciones sencillas y de fácil aplicación que expresan resultados que pueden servir como base para dicha planificación optimizando recursos y tiempo.
- De acuerdo a la metodología de la ley de cantidad de obra LCO, los parámetros que interviene en un modelo de ajuste son las densidades. Para ello es indispensable obtener las áreas servidas de la Empresa Eléctrica Distribuidora con un criterio apropiado en el cual está relacionado directamente con la información de dichas áreas.



- Los modelos desarrollados con base a la ley de cantidades de obra permiten lograr una buena aproximación en la estimación de las cantidades de redes de distribución, con base de información de fácil captura de operación del sistema (por ejemplo, medidas en las subestaciones).
- Los modelos funcionales estimados permiten valorar el costo asociado con la inversión en estas redes, lo cual facilita a analistas tarifarios el cálculo de costos medios y marginales básicos para el establecimiento de estructuras tarifarias que garanticen la eficiencia técnica, todo esto está relacionado directamente con el Valor Agregado de Distribución (VAD).
- Como se observa en los resultados obtenidos para los diferentes modelos de este estudio, al momento de utilizar los datos con densidades se puede encontrar con mayor aproximación y facilidad las tendencias de un grupo de datos o informaciones, es así que, cuando se analiza con densidades las tendencias se las podría asumir como lineales y de esta manera obtener resultados acordes a la realidad del sistema eléctrico de distribución.
- El análisis comparativo no refleja resultados debido a que la mayor inversión en el sistema de distribución es por medio de la empresa privada, pero las ecuaciones determinadas se aproximan bastante a un valor real por lo tanto se puede utilizar como base o referencia para la planificación de los sistemas de distribución.
- Las ecuaciones y resultados aquí presentados son el reflejo de todo el sistema de distribución en lo que a media tensión se refiere, por lo tanto, las estimaciones de cantidad de obra y de inversiones son globales, es así que no discrimina ni tipo de red (aérea, subterránea) ni sector (urbano, rural). Con todo lo mencionado se logró cumplir objetivos que

es el de contar con un método sencillo para estimar cantidades de obra como también costos para el sistema de media tensión.

- Las ecuaciones determinadas permiten establecer estimaciones de cantidades de obra y de inversiones para el sistema de distribución primaria de la EEQSA, ecuaciones que reflejan a través de sus resultados el tamaño de la empresa distribuidora como también el potencial de servicio que demandan los usuarios.

### **Recomendaciones.**

- La selección de las áreas tiene que ser la más apropiada, en el sentido de que la información que se recopile para el análisis sea confiable, por consiguiente conlleva a determinar ecuaciones de estimación apropiadas, tal es el caso del presente trabajo que inicialmente se consideró cierta área para el análisis, pero no fue la más apropiada por los defectos de la información que presenta, en tal virtud se cambió por las áreas de servicio de cada primaria con lo cual se consigue buena información para el presente estudio.
- Hay que tener muy en cuenta los parámetros de desarrollo externos que se va utilizar en el estudio, esto se debe a que algunos de ellos son muy representativos y con los cuales se puede tener un enfoque mucho mayor para obtener una óptima respuesta del comportamiento del sistema de distribución, tal es el caso del número de usuarios y energía que son los parámetros que mejor se ajustan al análisis realizado.
- Se podría encontrar parámetros de relación entre las variables, pero se optó por considerar únicamente parámetros endógenos y exógenos al sistema primario y en tal virtud se seleccionó el número de usuarios para cantidades de obra y para estimación de costos.

## 9 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

1. Enríquez Gilberto: Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica, Editorial LIMUSA, México, 1980.
2. Manual de la Empresa Eléctrica Quito S. A. Normas Para sistemas de distribución, QUITO, Edición 1994.
3. Skilling Hildreth. Redes eléctricas, Editorial LIMUSA , MEXICO , 1977.
4. Revista Gestión, Empresa Eléctrica Quito S.A. 1996 – 2000.
5. Unidad de Inventarios. Empresa Eléctrica Quito S.A.
6. Juricic, De Electricite de France.
7. Leyes de cantidades de obra para determinar costos de inversión en redes de distribución de electricidad. Conferencia Energética Colombiana. Septiembre de 1996.
8. Programa de Estudios Tarifarios, Nuevo Sistema de Tarifas Eléctricas del Ecuador, Anexo 2, Definición de Costos Marginales. Marzo 1992.
9. Ley del Régimen del Sector Eléctrico, Actualizada en Enero del 2002.
10. Reglamento de Tarifas, Actualizada en Enero del 2002.
11. Estadística, Spiegel Murray R, 2 edición, Madrid, McGraw-Hill.

## **ANEXOS.**

ANEXO A: Área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito S. A.

ANEXO B: Activos de la Empresa Eléctrica Quito S. A.

ANEXO C: Numero de Abonaos.

ANEXO D: Recopilación de Datos de la Empresa Eléctrica Quito S. A.

ANEXO E: Datos de Longitudes (directas – regresiones).

ANEXO F: Datos de Longitudes (densidades – regresiones).

ANEXO G: Datos de Transformadores (directas – regresiones).

ANEXO H: Datos de Transformadores (densidades – regresiones).

ANEXO I: Datos de costos de Líneas y Transformadores.

ANEXO J: Costos de Líneas (directas – densidades).

ANEXO K: Datos de Transformadores (directas – densidades).

ANEXO L: Análisis de resultados.

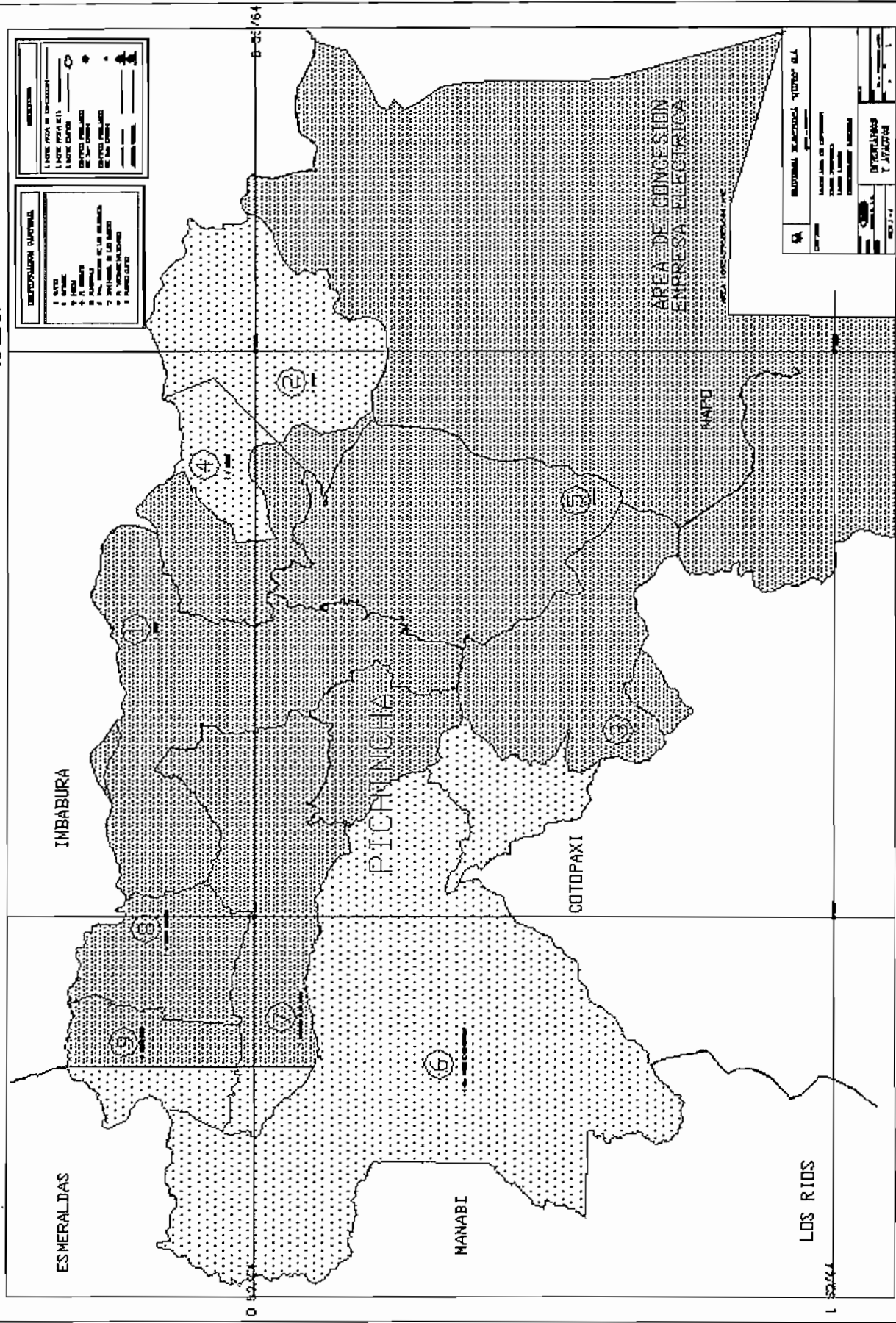
## **ANEXO A.**

### **AREA DE CONCESIÓN DE LA EEQSA.**

En este anexo se indica el área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito S. A. que abarca un extensión aproximada de 16625 km<sup>2</sup>. Dicha área se sitúa casi la totalidad de la Provincia de Pichincha, por el oriente poblaciones como Quijos y el Chaco ubicadas en la Provincia del Napo, al norte la población de García Moreno ubicada en la provincia de Imbabura y al sur el Clirsen ubicado en la Provincia del Cotopaxi.

79 53/64

78 53/64



DISTRIBUCION NACIONAL	
1	AVIA
2	CANAL
3	ESTACION
4	ESTACION DE TRANSFORMACION
5	ESTACION DE TRANSFORMACION
6	ESTACION DE TRANSFORMACION
7	ESTACION DE TRANSFORMACION
8	ESTACION DE TRANSFORMACION
9	ESTACION DE TRANSFORMACION
10	ESTACION DE TRANSFORMACION

LINEAS AREA DE CONCESION	
1	LINEA DE 138 KV
2	LINEA DE 138 KV
3	LINEA DE 138 KV
4	LINEA DE 138 KV
5	LINEA DE 138 KV
6	LINEA DE 138 KV
7	LINEA DE 138 KV
8	LINEA DE 138 KV
9	LINEA DE 138 KV
10	LINEA DE 138 KV

1	AREA DE CONCESION
2	AREA DE CONCESION
3	AREA DE CONCESION
4	AREA DE CONCESION
5	AREA DE CONCESION
6	AREA DE CONCESION
7	AREA DE CONCESION
8	AREA DE CONCESION
9	AREA DE CONCESION
10	AREA DE CONCESION

0 53/64

1 53/64

79 53/64

78 53/64

## **ANEXO B.**

### **ACTIVOS DE LA EEQSA.**

Dentro de los activos de la Empresa Eléctrica Quito S. A. se indica un resumen de lo que posee: generación y todo lo asociado al sistema eléctrico de distribución, se anota los valores de costo de cada uno con su respectivo valor actual y su valor a nuevo como también características técnicas.

**EMPRESA ELECTRICA QUITO**  
**TOTAL DISTRIBUCION POR INSTALACION**  
**VALORACION AL 31/12/2002**  
**EN DOLARES**

<b>COD</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>DATOS TECNICOS</b>	<b>VALOR NUEVO</b>	<b>VALOR ACTUAL</b>
<b>CENTRALES DE GENERACION</b>				
101	CENTRAL HIDRAULICA LOS CHILLOS	1.76 MW en 2 turblnas Pelton. A?o puesta servicio:1922	14,502,805.18	399,536.00
102	CENTRAL HIDRAULICA CUMBAYA	40 MW en 4 turblnas Francis. A?o puesta servicio:1961	80,821,897.78	15,542,504.62
103	CENTRAL HIDRAULICA NAYON	29.7 MW en 2 turblnas Francis. A?o puesta servicio:1974	34,905,200.34	9,899,831.82
104	CENTRAL HIDRAULICA PASOCHOA	4.98 MW en 2 turblnas Pelton. A?o puesta servicio:1976	7,940,948.24	1,765,462.76
105	CENTRAL HIDRAULICA GUANGOPOLO	9.4 MW en 5 turblnas Francis. A?o puesta servicio:1937	29,068,450.24	2,950,385.29
106	CENTRAL HIDRAULICA NUEVA GUANGOPOLO	11.5 MW en 1 turblna Francis. A?o puesta servicio:1985	9,798,352.00	5,005,353.00
110	SISTEMA DE GENERACION OYACACHI	1 Generador hydr. 50 kW, 1 Generador a diesel 25 kW.	94,446.00	34,128.00
151	CENTRAL GEN. DIESEL LULUNCOTO	9.08 MW en 3 motogeneradores. A?o puesta servicio:1974	16,646,650.47	1,191,196.25
152	CENTRAL A DIESEL GUANGOPOLO 2	34.32 MW en 6 generadores. A?o puesta servicio:1980	56,100,348.95	5,800,813.03
201	S/E CUMBAYA - S/E NORTE A (LADO NOR)	46 KV, 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 6216 m.	691,802.13	122,337.68
		<b>SUBTOTAL:</b>	<b>691,802.13</b>	<b>122,337.68</b>
<b>LINEAS DE TRANSMICION</b>				
202	S/E CUMBAYA-S/E NORTE B (LADO SUR)	46 KV, 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 6220 m.	874,473.04	232,764.39
203	PATIO DE MANIOBRAS DE NAYON-S/E CUM.	46 KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 2910 m.	290,554.21	72,854.44
204	S/E SUR--DERIVACION 2 C.H. GUANGOPOLO	46 KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 7730 m.	943,083.00	134,403.93
205	GUANGOPOLO 2--DERIV 1 C.H. GUANGOPOLO	46 KV, 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 1325 m.	138,984.21	53,201.26
206	DERIV 1 C.H. GUANGO--DERIV 2 C.H. GUANGO	46 KV, ACSR 477 MCM. Longitud: 106 m.	6,694.55	3,135.99
207	S/E GUAN 2-DERIV, S/E SAN RAFAEL #1	46 KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 2667 m.	155,366.41	15,602.06
208	DERIV. SAN RAFAEL#1-DERIV SAN.RAFA#2	46 KV, 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 618 m.	40,917.07	5,023.61
209	DERIV. SAN RAF#2-S/E SAN RAFAEL	46 KV, 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 219 m.	44,943.16	5,515.17
210	DERIV. SAN RAF#1-S/E SAN RAFAEL	46 KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 88 m.	1,097.71	135.02
211	PATIO DE MANIO, PASOCHOA.-S/E SAN RAF.	46 KV, 1 terna de ACSR 3/0 AWG. Longitud: 19965 m.	303,894.90	111,008.11
212	S/E CUMBAYA - S/E TUMBACO	46 KV, 1 terna de ACSR 3/0 AWG. Longitud: 2231 m.	142,007.52	55,382.00
213	CENTRAL NAYON-S/E EL QUINCHE	46 KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 13000 m.	773,126.52	689,074.81
214	DERIV 1 C.H.GUANGOPOLO--C.H.GUANGOPOLO	46KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud 61 m.	23,392.19	17,995.50
215	DERIV 2 C.H.GUANGOPOLO--C.H.GUANGOPOLO	46 KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud 152 m.	7,726.07	5,999.75
		<b>SUBTOTAL:</b>	<b>3,746,260.56</b>	<b>1,402,096.06</b>
<b>LINEAS DE SUBTRANSMICION</b>				
301	S/E STA. ROSA-S/E EPICLACHIMA	46 KV, 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 9752 m.	622,167.64	243,237.48
302	S/E STA. ROSA-DERIV. MACHACHI	46 KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 330 m.	94,418.87	72,779.27
303	DERIV. MACHACHI- S/E MACHACHI	46 KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 11452 m.	371,591.96	171,634.26
304	DERIV. MACHA.-DERIV. SAN RAFAEL	46 KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 12889 m.	567,491.01	245,797.34
305	S/E STA. ROSA-S/E SELVA ALEGRE	138 KV, 2 ternas de ACSR 636 MCM. Longitud: 25210 m.	2,637,764.25	1,490,811.79
306	S/E MACHACHI-ADELCA	46 KV, 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 3254 m.	159,120.30	79,096.45
321	S/E SUR-S/E No. 4	46 KV, 1 terna de ACSR 266.8 MCM. Longitud: 1680 m.	124,057.49	53,595.15



**EMPRESA ELECTRICA QUITO**  
**TOTAL DISTRIBUCION POR INSTALACION**  
**VALORACION AL 31/12/2002**  
**EN DOLARES**

<b>COD</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>DATOS TECNICOS</b>	<b>VALOR NUEVO</b>	<b>VALOR ACTUAL</b>
322	S/E SUR-S/E EPICLACHIMA	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 5940 m.	452,330.48	211,801.37
323	S/E EPICLACHIMA-S/E No.3	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 4000 m.	244,832.44	86,787.13
324	S/E SUR-DERIV,S/E #10 VIEJA	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 3780 m.	334,280.87	180,676.01
325	DERIV,S/E#10 VIEJA-S/E VICENTINA	46 KV. 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 151 m.	39,323.83	20,866.65
326	S/E SUR-DERIVACION S/E No.6	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 1227 m.	141,450.28	52,117.12
327	DERIV, S/E No.6-S/E No.6	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 665 m.	68,411.58	10,449.85
328	DERIV, S/E No.6-S/E No.8	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 570 m.	61,256.77	7,526.84
341	S/E SELVA ALEGRE-S/E No.15	46 KV. 1 y 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 3360 m.	266,144.49	139,298.46
342	S/E No.15 NUEVA DERIV, S/E No.15	46 KV. 2 ternas de ACSR 266.8 MCM. Longitud: 320 m.	48,542.31	15,235.29
343	NUEVA DERIV,S/E No.15-DER,S/E No.15	46 KV. 1 terna de ACSR 266.8 MCM. Longitud: 913 m.	61,538.44	17,647.37
345	DERIV,S/E No.17-S/E No.17	46 KV. 1 terna de ACSR 266.8 MCM. Longitud: 150 m.	44,473.14	11,198.23
346	DERIV,S/E No.17-DERIV,S/E No.19	46 KV. 1 terna de ACSR 266.8 MCM. Longitud: 770 m.	76,497.44	19,216.16
347	NUEVA DERI,S/E No.15-DERI,S/E No.19	46 KV. 1 y 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 2070 m.	76,922.10	53,263.06
348	DERIV,S/E No.19-S/E No.19	46 KV. 1 terna de ACSR 266.8 MCM. Longitud: 3460 m.	168,279.69	88,887.76
349	DERIV,S/E No.15-S/E No.16	46 KV. 1 terna de ACSR 266.8 MCM. Longitud 2010 m.	160,370.14	76,326.21
350	S/E SELVA ALEGRE-S/E No.13	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 1920 m.	190,944.97	87,496.36
351	S/E No.13-S/E NORTE	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 3335 m.	414,775.34	110,679.95
352	S/E SELVA ALEGRE-DERIV,S/E 7	46 KV. 3 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 620 m.	80,557.94	26,307.89
353	DERIV,S/E No.11-S/E No.9	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 2185 m.	171,553.04	96,512.39
354	DERIV,S/E No.7-DERIV,S/E No.11	46 KV. 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 1125 m.	106,459.10	38,769.05
355	DERIV,S/E No.7-DERIV,S/E No.3	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 4550 m.	452,416.27	116,640.30
356	S/E SELVA ALEGRE-S/E No.19	138 KV. 2 ternas de ACSR 636 MCM. Longitud: 8039 m.	2,127,481.74	1,740,797.66
357	DERIV,S/E 3-S/E No.7	46 KV. 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 706 m.	196,302.61	50,603.73
358	DERIV,S/E No.3-S/E No.3	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 5450 m.	521,797.71	137,248.05
359	DERIV,S/E No.11-S/E No.11	46 KV. 2 ternas de ACSR 266.8 MCM. Longitud: 1070 m.	99,296.20	25,597.51
361	DERIV,S/E#10 VIEJA-DERIV,S/E#9	46 KV. 1 terna de 1/0 AWG Cu. Longitud: 1180 m.	118,497.46	28,533.53
362	DERIV,S/E#9-S/E 10 VIEJA	46 KV. 1 terna de 1/0 AWG Cu. Longitud: 290 m.	17,049.43	2,603.83
363	DERIV,S/E #9-S/E #9	46 KV. 1 terna de ASCR 477 MCM y 1/0 AWG Cu. Longitud: 885 m.	126,734.49	42,121.57
364	DERIV,VICENT.#1-DERIV,VICENT.#2	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 250 m.	65,539.70	55,907.17
365	DERIV,VICENT.#2-DERIV,S/E #12	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 250 m.	49,625.05	9,363.25
366	DERIV, S/E 12-S/E 12	46 KV. 1 terna de ACSR 397 MCM. Longitud: 190 m.	22,842.36	3,576.66
367	DERIV,S/E 12-DERIV,S/E CAROLINA	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 2420 m.	178,389.14	132,673.82
369	DERIV,VICENT.#2-DERIV,S/E CAROLINA	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 3295 m.	96,082.85	69,945.60
381	S/E NORTE-DERIV,S/E No.16	46 KV. 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 1781 m.	305,881.21	57,185.08
382	DERIV,S/E 16-S/E 16	46 KV. 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 683 m.	46,898.96	22,352.38
383	S/E NORTE-DERIV,S/E CAROL	46 KV. 1 y 2 ternas de ACSR 477 MCM. Longitud: 1385 m.	267,213.32	173,179.36
384	DERIV,S/E CAROL.-S/E CAROL	46 KV. 1 terna de ACSR 477 MCM. Longitud: 2007 m.	170,552.47	115,337.80
386	ACOMETIDA S/E I%QUITO	46 KV. tramo de ASCR 477 MCM. Longitud: 250 m.	29,790.91	24,977.90
387	S/E No. 19-S/E POMASQUI (CALDERON)	138 KV. terna ASCR 636 MCM. Longitud: 11000 m.	378,350.56	270,023.29
388	S/E POMASQUI-S/E No.18	138 KV. terna ASCR 477 MCM. Longitud: 6.7 Km.	784,538.05	702,264.36
389	ACOMETIDA S/E CHILLOGALLO (E. ESPEJO)	138 KV. terna ASCR 636 MCM. longitud: 2000 m	128,594.13	93,954.06
		<b>SUBTOTAL:</b>	<b>13,969,430.57</b>	<b>7,582,901.79</b>

**EMPRESA ELECTRICA QUITO**  
**TOTAL DISTRIBUCION POR INSTALACION**  
**VALORACION AL 31/12/2002**  
**EN DOLARES**

<b>COD</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>DATOS TECNICOS</b>	<b>VALOR NUEVO</b>	<b>VALOR ACTUAL</b>
443	S/E MACHACHI PROVISIONAL 6,3 KV	3 Trafos Westinghouse 1.33 MVA 22 KV/ 6,3 KV	160,738.00	11,693.00
480	S/E CUMBAYA	9 Disyuntores, 27 Seccionadores 46 KV.	2,077,748.00	869,423.00
482	S/E GUANGOPOLO 2	6 Disyuntores, 22 Seccionadores 46 KV.	2,111,430.00	714,627.00
484	PATIO MANIOBRAS GUANGOPOLO HIDRAULICO	5 Disyuntores, 10 Seccionadores 46 KV.	978,939.00	386,022.00
		<b>SUBTOTAL:</b>	<b>5,797,796.00</b>	<b>2,088,461.00</b>
486	PATIO DE MANIOBRAS NAYON	2 Disyuntores, 11 Seccionadores 46 KV.	468,941.00	106,696.00
507	S/E No. 7	1 Trafo. Yorkshire de 20 MVA	1,637,735.00	580,887.00
515	S/E No.15	1 Trafo. Yorkshire de 20 MVA	2,188,316.00	887,688.00
516	S/E No.16	2 Trafos Meiden de 20 MVA	3,058,531.00	1,485,419.00
519	S/E No.19	1 Trafo Meiden 100 MVA, 138/46 KV, 1 Trafo Siemens 33 MVA. 1	6,044,388.00	3,229,760.00
520	S/E SUR	1 Trafo Savoissienne 7,5 MVA 46/22/6,3 KV.	2,627,569.00	620,104.00
521	S/E EPICLACHIMA	2 Trafos Yorkshire de 20 MVA	3,343,924.00	1,373,196.00
527	S/E SAN RAFAEL	1 Trafo Meiden 33 MVA 46/23 KV.	3,161,816.00	1,336,971.00
536	S/E TUMBACO	1 Trafo Siemens de 33 MVA 46/23 KV.	1,851,071.00	947,335.00
537	S/E STA. ROSA	1 Trafo. Yorkshire de 20 MVA	3,974,242.00	1,989,828.00
538	S/E NORTE	8 Disyuntores Asea 69 KV-1250 A	2,157,339.00	685,945.00
539	S/E VICENTINA	6 Disyuntores ITE 48,3 KV-1200 A	1,528,283.00	691,262.00
541	S/E SELVA ALEGRE	1 Traf BBC 100MVA 138/46/6,3 KV. 6 Dls. ASEA 138KV-2500A. 7	6,860,702.00	3,259,596.00
557	S/E POMASQUI CALDERON	1 Trafo Pauwels C100 de 33 MVA 138/23 KV	2,617,638.00	2,224,965.00
		<b>SUBTOTAL:</b>	<b>41,051,654.00</b>	<b>19,312,955.00</b>
601	S/E OLIMPICO	1 Trafo. Yorkshire de 20 MVA	1,528,308.00	460,329.00
602	S/E No.2	1 Trafo Savoissienne de 6,25 MVA 46/6,3 KV. 1 Trafo Asea 6,25 M	978,249.00	84,137.00
603	S/E No.3	1 Trafo Yorkshre 20 MVA 46/23/6,3 KV. 1Trafo Pauwels 20 MVA	1,982,217.00	1,229,990.00
604	S/E No.4	1 Trafo Nlssln Electrico de 20 MVA	1,426,844.00	801,594.00
606	S/E No.6	1 Trafo Siemens de 6,25 MVA	832,552.00	200,093.00
608	S/E No.8	1 Trafo Mitsubishi de 10 MVA	1,229,435.00	328,221.00
609	S/E No. 9	1 Trafo Mitsubishi de 10 MVA	994,924.00	275,243.00
610	S/E No.10 VIEJA	1 Trafo Siemens de 6,25 MVA. 1 Trafo Asea de 6,25 MVA	1,204,390.00	582,769.00
611	S/E No.11	1 Trafo Mitsubishi de 10 MVA	990,793.00	563,621.00
612	S/E No.12	1 Trafo Mitsubishi de 10 MVA	829,818.00	213,689.00
613	S/E No.13	1 Trafo Siemens de 15/20 MVA	1,392,411.00	741,139.00
617	S/E No.17	1 Trafo Siemens de 15/20 MVA	1,456,154.00	1,045,607.00
618	S/E No.18 DISTRIBUCION	1 Trafo Meiden de 33 MVA	3,003,755.00	2,429,732.00
624	S/E CAROLINA	1 Trafo Meiden de 20 MVA	1,905,282.00	999,013.00
628	S/E IZAQUITO	1 Trafo Pawels 20 MVA 46/6,3 KV	1,756,449.00	1,480,965.00
632	S/E 10-NUEVA	1 Trafo. Yorkshire de 20 MVA	1,072,183.00	309,054.00
634	S/E MACHACHI 23	1 Trafo Yorkshire 20 MVA, 46/23 KV	1,222,304.00	597,226.00
649	S/E LOS BANCOS 46/22,8 KV		1,154,926.00	985,556.00

EMPRESA ELECTRICA QUITO  
TOTAL DISTRIBUCION POR INSTALACION  
VALORACION AL 31/12/2002  
EN DOLARES

COD	DESCRIPCION	DATOS TECNICOS	VALOR NUEVO	VALOR ACTUAL
650	S/E MOVIL	1 Trafo Brush de 10,5 MVA	440,903.00	152,653.00
652	S/E CUMBAYA DISTRIBUCION	1 Trafo Mitsubishl de 3 MVA	3,541.00	1,255.00
653	S/E PEREZ GUERRERO	1 Trafo Pauwels de 20 MVA	1,952,474.00	1,522,952.00
654	S/E PAPALLACTA	1 Dlsyuntor WestInghouse de 23 KV 600 A.	233,801.00	123,702.00
656	S/E EQUINOCCIAL	1 Trafo Mitsubishi de 3 MVA	321,117.00	143,076.00
658	S/E EL QUINCHE	1 Trafo. Yorkshire de 20 MVA	1,396,830.00	945,722.00
659	S/E CHILLOGALLO	1 Trafo Pauwels de 33 MVA 138/23 KV	2,583,628.00	2,401,256.00
660	S/E SANGOLQUI 46/23 KV	1 Trafo Yorkshire de 20 MVA 46/23 KV	2,059,264.00	1,662,182.00
		SUBTOTAL:	<b>33,952,552.00</b>	<b>20,280,776.00</b>
701	REDES Y ABONADOS URBANOS	Redes Dstrlbucion, Acometldas y Medidores Urbanos	199,495,433.58	99,747,750.49
702	REDES Y ABONADOS RURALES	Redes Dstrlbucion, Acomelidas y Medidores Rurales	101,108,195.96	50,992,651.61
		SUBTOTAL:	<b>300,603,629.54</b>	<b>150,740,402.10</b>

## **ANEXO C.**

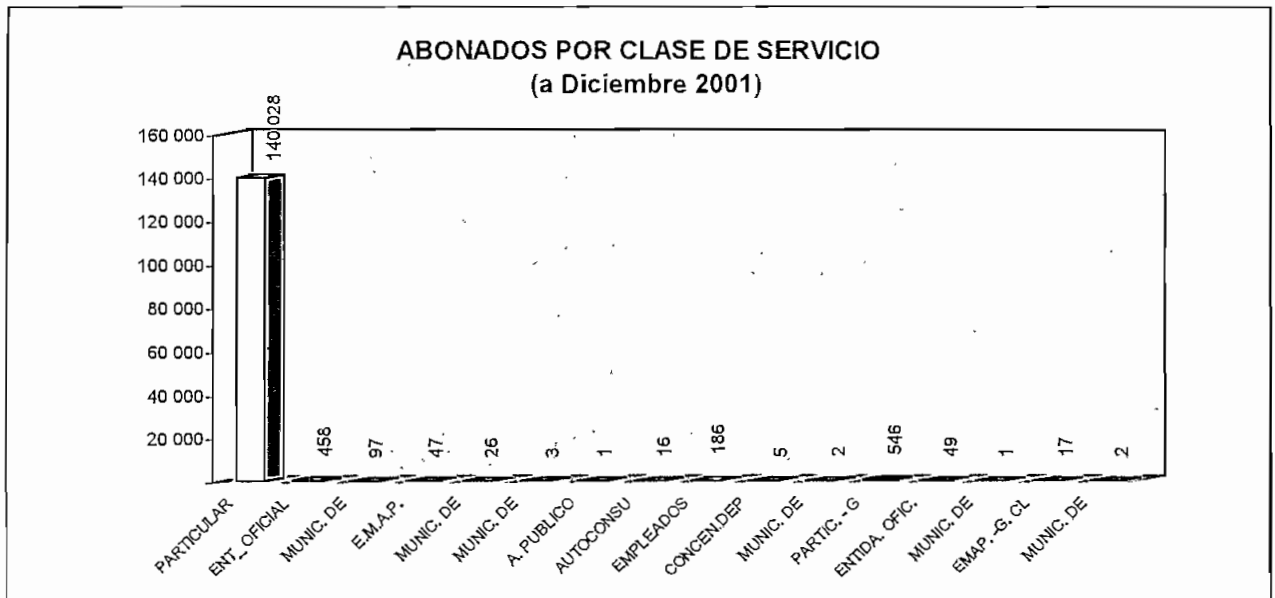
### **ABONADOS DE LA EEQSA.**

Se describe el número de abonados que presta servicio la Empresa Eléctrica Quisto S.A. aquí está clasificado por tipo de usuarios, por agencia, por clase de servicio y también un cuadro de históricos de abonados.

**MATRIZ DE ABONADOS POR CLASE DE SERVICIO  
AREA RURAL  
ENERO - DICIEMBRE/2001**

CLASE DE SERVICIO	MESES												PROM.
	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.	
PARTICULAR	131 294	132 000	133 343	134 366	135 184	135 689	136 180	137 037	137 621	138 698	139 344	140 028	135 899
ENT_OFICIAL	538	536	536	536	537	537	537	463	458	457	457	458	504
MUNIC. DE	93	93	94	94	94	94	96	96	96	96	96	97	95
E.M.A.P.	44	45	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
MUNIC. DE	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
MUNIC. DE	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
A. PUBLICO	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
AUTOCONSU	15	15	15	15	15	15	15	16	16	16	16	16	15
EMPLEADOS	517	517	477	193	178	178	178	179	180	182	185	186	263
CONCEN.DEP	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
MUNIC. DE	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
PARTIC. -G	511	511	514	516	524	529	529	532	533	534	539	546	527
ENTIDA. OFIC.	52	53	53	53	53	53	53	51	48	49	49	49	51
MUNIC. DE	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
EMAP. -G. CL	14	14	14	14	14	14	14	15	17	17	17	17	15
MUNIC. DE	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>TOTAL</b>	<b>133 118</b>	<b>133 824</b>	<b>135 133</b>	<b>135 874</b>	<b>136 686</b>	<b>137 196</b>	<b>137 689</b>	<b>138 476</b>	<b>139 056</b>	<b>140 136</b>	<b>140 790</b>	<b>141 484</b>	<b>137 455</b>

FUENTES UTILIZADAS: Sidecom pantalla <gogsec> EEQSA



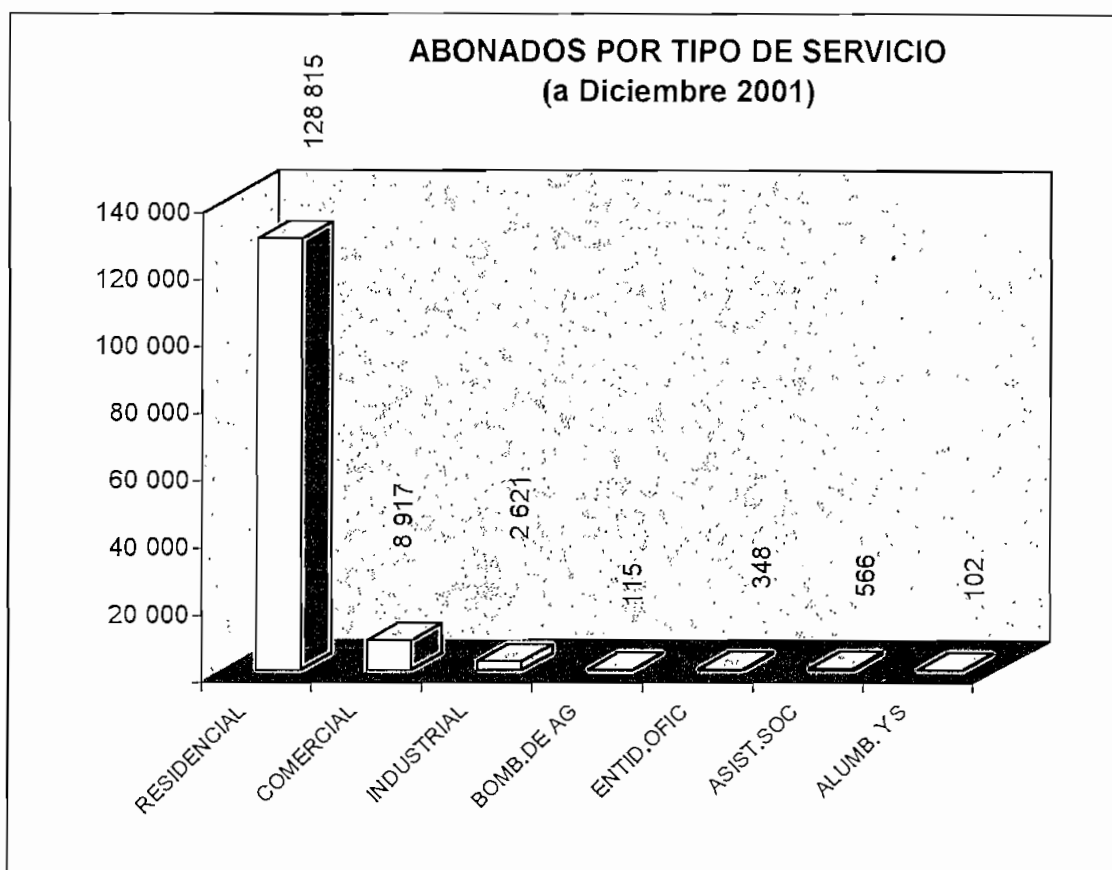
La clasificación de abonados por clase de servicio, a Diciembre/2001 presenta los siguientes porcentajes:

PARTICULAR	98.97%	EMPLEADOS	0.13%
ENT_OFICIAL	0.32%	CONCEN.DEP	0.00%
MUNIC. DE	0.07%	MUNIC. DE	0.00%
E.M.A.P.	0.03%	PARTIC. - G	0.39%
MUNIC. DE	0.02%	ENTIDA. OFIC.	0.03%
MUNIC. DE	0.00%	MUNIC. DE	0.00%
A. PUBLICO	0.00%	EMAP. -G. CL	0.01%
AUTOCONSU	0.01%	MUNIC. DE	0.00%

**MATRIZ DE ABONADOS POR TIPO DE SERVICIO  
AREA RURAL  
ENERO - DICIEMBRE 2001**

TIPO DE SERVICIO	MESES												PROM.
	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.	
RESIDENCIAL	121 458	122 093	123 300	123 966	124 678	125 135	125 566	126 267	126 752	127 694	128 235	128 815	125 330
COMERCIAL	8 129	8 173	8 236	8 291	8 361	8 395	8 439	8 574	8 666	8 747	8 832	8 917	8 480
INDUSTRIAL	2 347	2 375	2 411	2 431	2 461	2 477	2 492	2 514	2 517	2 573	2 598	2 621	2 485
BOMB.DE AG	113	112	114	112	111	111	111	112	115	115	115	115	113
ENTID.OFIC	420	419	420	419	419	419	421	346	346	346	346	348	389
ASIST.SOC	554	555	556	559	560	563	563	564	560	560	563	566	560
ALUMB. Y S	97	97	96	96	96	96	97	99	100	101	101	102	98
<b>TOTAL</b>	<b>133 118</b>	<b>133 824</b>	<b>135 133</b>	<b>135 874</b>	<b>136 686</b>	<b>137 196</b>	<b>137 689</b>	<b>138 476</b>	<b>139 056</b>	<b>140 136</b>	<b>140 790</b>	<b>141 484</b>	<b>137 455</b>

FUENTES UTILIZADAS: Sidecom pantalla <gocrec> EEQSA



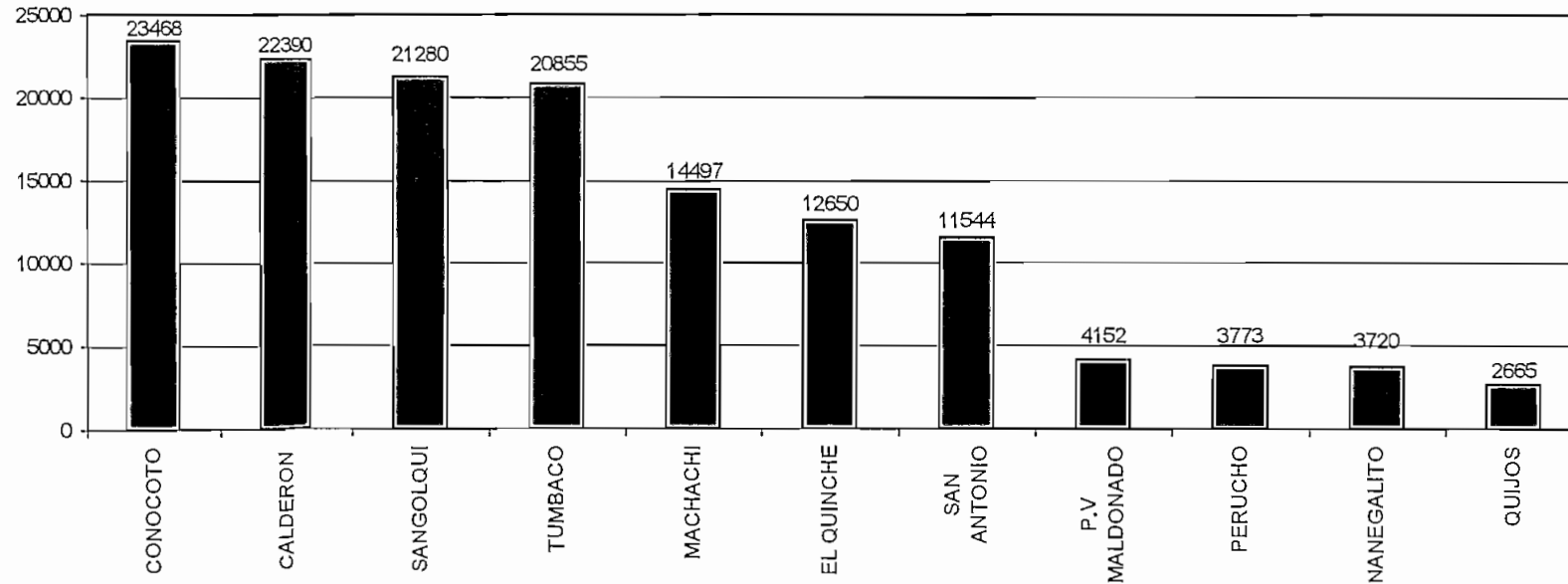
La clasificación de abonados de acuerdo al tipo de servicio, a Diciembre/2001 observa los siguientes porcentajes:

Residencial	91.05%
Comercial	6.30%
Industrial	1.85%
Bombeo de Agua	0.08%
Entidades Oficiales	0.25%
Asistencia Social	0.40%
Alumbrado y Servicios Comunitarios	0.07%

## CANTIDAD DE CLIENTES POR AGENCIA

AGENCIAS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	PORCENTAJE
CONOCOTO	21 916	22 096	22 404	22 629	22 685	22 712	22 835	22 994	23 133	23 275	23 401	23 468	93%
CALDERON	20 449	20 681	21 096	21 178	21 342	21 496	21 621	21 737	21 894	22 109	22 234	22 390	91%
SANGOLQUI	20 347	20 430	20 638	20 750	20 858	20 922	20 996	21 065	21 085	21 131	21 198	21 280	96%
TUMBACO	19 585	19 649	19 754	19 803	20 028	20 097	20 163	20 291	20 296	20 643	20 741	20 855	94%
MACHACHI	13 747	13 794	13 856	13 920	13 970	13 976	14 024	14 162	14 217	14 273	14 356	14 497	95%
EL QUINCHE	12 055	12 107	12 170	12 226	12 280	12 323	12 363	12 415	12 485	12 538	12 573	12 650	95%
SAN ANTONIO	11 013	11 030	11 100	11 172	11 228	11 281	11 311	11 359	11 396	11 480	11 523	11 544	95%
P.V MALDONADO	3 917	3 919	3 937	3 962	3 999	4 013	4 016	4 039	4 062	4 099	4 116	4 152	94%
PERUCHO	3 646	3 660	3 669	3 682	3 695	3 707	3 710	3 716	3 729	3 759	3 767	3 773	97%
NANEGALITO	3 539	3 538	3 565	3 581	3 599	3 636	3 649	3 666	3 684	3 710	3 726	3 720	95%
QUIJOS	2 373	2 388	2 416	2 439	2 463	2 490	2 512	2 541	2 578	2 621	2 652	2 665	89%
TOTAL	132 587	133 292	134 605	135 342	136 147	136 653	137 200	137 985	138 559	139 638	140 287	140 994	94%
												PROME.	0.94

## CLIENTES POR AGENCIA (a diciembre 2001)



**ABONADOS POR MES**

FECHA	CLIENTE CON MEDIDOR	CLIENTE SIN MEIDOR
01-ENE-1993	10606	283
01-FEB-1993	10853	288
01-MAR-1993	10940	291
01-ABR-1993	38557	607
01-MAY-1993	75278	899
01-JUN-1993	75739	900
01-JUL-1993	77296	915
01-AGO-1993	77744	919
01-SEP-1993	78934	1107
01-OCT-1993	80024	1285
01-NOV-1993	80667	1379
01-DIC-1993	81101	1415
01-ENE-1994	102099	2113
01-FEB-1994	102912	2233
01-MAR-1994	103982	2427
01-ABR-1994	105826	2646
01-MAY-1994	106808	2908
01-JUN-1994	108223	4472
01-JUL-1994	109133	6060
01-AGO-1994	110217	7962
01-SEP-1994	111319	9491
01-OCT-1994	112672	11124
01-NOV-1994	113198	12378
01-DIC-1994	113589	13489
01-ENE-1995	114581	15564
01-FEB-1995	115795	17070
01-MAR-1995	116864	18523
01-ABR-1995	117412	19643
01-MAY-1995	117667	21156
01-JUN-1995	117933	22545
01-JUL-1995	118094	23313
01-AGO-1995	118234	23565
01-SEP-1995	118337	24885
01-OCT-1995	118724	26207
01-NOV-1995	118846	26949
01-DIC-1995	119385	28585
01-ENE-1996	406186	5865
01-FEB-1996	408080	6268
01-MAR-1996	410269	6925
01-ABR-1996	412506	8072
01-MAY-1996	415006	8773
01-JUN-1996	417381	9661
01-JUL-1996	419685	10723
01-AGO-1996	421822	11100
01-SEP-1996	423780	12215
01-OCT-1996	425847	12653
01-NOV-1996	427514	12856
01-DIC-1996	428908	13009
01-ENE-1997	427758	14185
01-FEB-1997	429296	14040
01-MAR-1997	430914	14326
01-ABR-1997	432210	14512
01-MAY-1997	433583	14860
01-JUN-1997	435515	14691
01-JUL-1997	436708	14690
01-AGO-1997	438313	15107



**ABONADOS POR MES**

FECHA	CLIENTE CON MEDIDOR	CLIENTE SIN MEDIDOR
01-SEP-1997	439141	15461
01-OCT-1997	440075	15995
01-NOV-1997	441051	16714
01-DIC-1997	441721	17215
01-ENE-1998	442386	17933
01-FEB-1998	443163	19021
01-MAR-1998	443708	20733
01-ABR-1998	443947	22698
01-MAY-1998	444873	24607
01-JUN-1998	445996	25012
01-JUL-1998	447027	25747
01-AGO-1998	448476	26205
01-SEP-1998	449589	26917
01-OCT-1998	450617	27399
01-NOV-1998	451843	28244
01-DIC-1998	453362	28567
01-OCT-1999	462959	36569
01-NOV-1999	465296	38699
01-DIC-1999	465591	39842
01-ENE-2000	467400	39939
01-FEB-2000	471302	36886
01-MAR-2000	475346	33175
01-ABR-2000	479870	29786
01-MAY-2000	482105	28722
01-JUN-2000	485059	27535
01-JUL-2000	489444	23717
01-AGO-2000	493550	20926
01-SEP-2000	496870	19741
01-OCT-2000	499992	18956
01-NOV-2000	502406	18489
01-DIC-2000	505086	18040
01-ENE-2001	507624	17974
01-FEB-2001	509372	17675
01-MAR-2001	512672	17902
01-ABR-2001	514925	17778
01-MAY-2001	517534	17730
01-JUN-2001	518771	17867
01-JUL-2001	519836	18181
01-AGO-2001	521094	18273
01-SEP-2001	522684	18153
01-OCT-2001	524277	18467
01-NOV-2001	525146	19102
01-DIC-2001	525833	20740
01-ENE-2002	526775	22872
01-FEB-2002	526992	24321
01-MAR-2002	527110	27002
01-ABR-2002	527250	27538
01-MAY-2002	530677	26070
01-JUN-2002	535814	22165
01-JUL-2002	538625	21025
01-AGO-2002	540829	20423
01-SEP-2002	543716	20136
01-OCT-2002	546053	19986
01-NOV-2002	546475	20219

## **ANEXO D.**

### **RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE PRIMARIOS.**

Aquí se presenta todos los datos recopilados en la EEQSA, específicamente en la Unidad de Inventarios y Avalúos. Datos que están asociados directamente con la red de media tensión así por ejemplo: longitud de conductores, número de abonados, potencia instalada, energía consumida, demanda, costos y el área de servicio de cada primario. Dentro de estos datos también están las regresiones de la información inicial, las densidades y regresiones para cada uno de los parámetros mencionados.

**DATOS DIRECTOS**

PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km)	ABONADOS (miles)	POTENCIA (MVA)	ENERGIA (MWh)	AREA (km2)	DEMANDA MT (Kw)	COSTO (US\$)
01A	5.71995	1.65	9.91500	337.619	0.312	2635.200	4475.234213
01B	15.09361	3.032	9.24500	928.664	0.690	2298.200	13740.59546
01C	5.99741	1.658	11.79250	773.148	0.225	2829.600	5179.071841
01D	15.56669	3.121	16.31250	1303.316	1.249	3373.900	11820.3825
01E	13.79824	1.813	9.82750	692.355	1.796	2242.100	9111.030901
02A	45.48765	2.403	7.97500	274.682	6.347	3081.069	15595.82169
02B	5.74241	1.659	4.57750	232.968	0.533	1816.991	3968.999906
02C	5.96443	4.265	4.37500	542.953	0.590	1776.613	5464.162213
02D	19.81292	4.21	5.27500	561.573	3.364	2049.162	8928.013791
03A	9.64595	4.444	4.17750	686.551	0.958	2246.400	7872.981724
03B	12.81592	3.577	4.70500	492.218	0.858	3767.000	10550.88749
03C	14.67058	4.542	4.14250	575.815	1.850	2570.400	7324.762272
03D	15.39563	5.592	5.93750	788.777	2.423	3129.262	8013.719863
03E	12.05973	5.895	8.12000	957.819	1.238	3603.698	10326.50056
04A	12.86483	9.864	4.67100	1236.964	1.144	2907.400	8141.68637
04B	10.51211	5.176	5.34750	638.291	1.001	3071.500	7424.473958
04C	18.14423	6.586	6.77250	778.633	2.454	4034.900	10732.13014
04D	8.58832	3.125	6.68900	627.597	0.738	2553.000	6749.523407
04E	3.22936	1.834	2.05250	212.155	0.386	1300.300	2555.894376
06A	4.42287	1.358	2.54250	243.694	0.281	1062.679	2143.840756
07A	11.37458	3.243	3.56500	406.568	1.700	2341.899	5756.044452
07B	10.22991	5.682	7.76750	702.294	1.832	4209.362	6863.684994
07C	17.70849	6.12	6.38750	688.465	4.018	3098.978	9713.558203
07D	6.40436	3.236	5.37250	507.749	0.362	1423.309	3469.376695
07E	2.50882	2.268	1.54750	254.688	0.278	3098.978	1730.077972
08B	2.64421	1.703	2.64500	318.156	0.212	896.382	1675.590304
08C	2.26915	0.331	1.85000	74.743	0.038	569.034	555.6571803
08D	4.10241	1.939	2.55500	324.493	0.258	1686.740	1361.504531
09A	3.41062	1.9	2.22000	308.923	0.232	748.800	2816.171041
09C	8.06818	5.734	5.73000	771.321	0.573	1967.000	6888.672279
09D	6.58542	2.042	5.29000	374.943	0.690	1540.800	4381.680777
09E	15.20058	2.387	8.75000	583.126	3.636	2401.900	8106.448437
10A	2.06357	0.924	1.18000	127.801	0.296	531.400	1685.617896
10B	3.48746	0.856	4.76750	285.604	0.212	1330.600	2781.716774
10C	6.88639	2.127	10.12000	515.487	0.296	2808.000	5602.703412
10D	3.67348	0.571	5.57250	178.183	0.317	1047.600	2737.85019
11A	4.12631	1.432	2.96000	308.025	0.285	1399.700	2796.624394
11B	15.78877	3.662	8.53200	757.606	2.392	3024.000	9280.14564
11C	13.79680	5.353	10.65250	1339.017	0.947	3231.400	13976.07855
11D	6.42991	2.94	3.00000	418.941	1.172	1777.700	4005.403496
12A	8.70518	3.043	10.67600	867.514	0.722	3386.900	7650.250669
12B	16.83349	2.368	10.21000	770.144	4.033	2635.200	8458.710276
12D	1.80422	0.283	2.21750	79.167	0.073	599.000	1204.53628
13A	10.12759	2.064	8.10750	694.005	0.656	2116.800	8585.005168
13B	8.71486	2.945	5.87750	715.545	0.592	1897.600	8440.042441
13C	5.77456	1.357	8.31250	419.007	0.438	1735.000	5161.862759
13D	9.29135	1.069	8.08500	483.849	0.880	1198.300	6205.005066
13E	6.61995	0.336	5.16500	91.532	1.153	1134.000	1680.772881
15A	29.24131	6.019	12.79000	1102.253	3.778	4229.300	15240.91151
15B	14.42504	3.012	9.87350	907.905	1.008	3309.100	10893.37083
15C	6.70099	1.382	4.68250	495.086	0.695	1442.900	6424.302767
15D	14.39603	2.932	17.89500	1567.430	0.973	2600.600	11566.12002
15E	9.36447	2.066	4.49700	540.443	0.781	1766.900	6293.699689
16A	4.58386	0.65	8.66750	157.309	0.186	2337.100	3499.30614
16B	20.29660	4.534	17.18000	1364.914	3.377	4868.600	14478.26352
16C	6.81891	1.573	9.16550	531.218	0.472	3585.600	6583.311138

**DATOS DIRECTOS**

PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km)	ABONADOS (miles)	POTENCIA (MVA)	ENERGIA (MWh)	AREA (km2)	DEMANDA MT (Kw)	COSTO (US\$)
16D	15.22356	4.3	9.18500	876.655	1.662	3201.100	10243.03945
16E	12.51177	3.764	10.75750	942.344	1.131	3265.900	9970.181839
16F	8.51855	2.66	6.46500	770.797	0.693	2285.300	6737.151048
16G	5.20232	1.567	9.41500	378.858	0.422	4030.600	5067.674549
16H	7.42800	0.956	6.70000	303.764	0.246	1745.300	4733.386373
17A	6.51185	2.52	3.04250	395.020	0.469	950.400	4833.832268
17B	7.21331	3.156	4.02500	584.421	0.554	1978.600	5054.536976
17C	3.09750	0.792	5.28250	158.814	0.285	5607.400	2440.422976
17D	7.90088	3.228	4.20250	542.304	0.613	1786.300	5313.84778
17E	4.43848	0.851	4.19750	342.824	0.466	1343.500	3487.881784
17G	5.71496	2.965	4.94250	555.849	0.591	1881.400	5646.519064
18A	16.17326	0.831	25.58750	847.174	0.955	8107.200	19848.11798
18B	38.60661	8.043	19.25250	1562.364	3.707	6516.000	22940.57773
18C	27.92213	3.139	20.55250	967.731	2.404	7012.800	20591.93876
18D	37.62241	9.793	14.54750	1466.922	4.264	6004.800	18918.51638
18E	24.42077	1.415	17.75250	600.012	3.905	9583.200	11924.25113
19A	32.65068	5.362	19.51000	1379.794	3.708	5745.600	22711.3904
19B	152.95263	4.494	22.18000	673.134	89.470	4392.000	27240.09306
19C	90.65793	12.904	17.09250	1354.439	15.157	7761.600	34709.33728
19D	43.52516	12.854	24.28250	2630.931	3.855	11222.600	41263.27269
19E	25.07250	8.37	18.36500	1636.703	1.456	6440.873	25747.16304
19F	12.13589	4.041	10.07750	779.850	1.163	2833.594	8540.494393
21A	26.05560	11.432	15.96500	1888.393	2.438	7939.200	19678.46775
21B	27.50022	11.498	20.77000	1681.300	2.925	10022.400	20217.0129
21C	11.02231	1.633	28.28500	470.615	1.491	9216.000	8962.92872
21D	82.48629	11.362	21.64250	1273.872	11.231	7248.000	29642.91374
21E	2.20531	0.387	3.18000	69.611	0.243	3196.000	1244.009514
24A	9.73872	2.685	14.91500	1116.506	0.456	3849.100	13231.24803
24B	9.89162	2.417	12.61750	827.945	0.515	3676.300	12097.85753
24C	4.77390	0.947	1.92750	266.475	0.227	985.000	7051.19512
24D	4.23032	0.531	6.50000	266.769	0.275	1684.800	4956.839593
24E	10.76038	2.846	19.98250	1536.071	0.502	3715.200	17264.20682
27A	221.18580	8.979	18.25500	1121.236	178.576	5263.000	32715.10861
27B	129.20056	12.931	24.88250	2324.345	32.125	6458.000	44098.93944
27D	142.58521	8.083	25.66750	1692.994	80.668	5679.561	36149.93744
27F	121.95240	8.726	31.32250	1912.742	26.683	8064.000	48026.06609
28A	5.43691	1.924	12.65250	977.693	0.326	2216.200	4223.276832
28B	2.37102	0.615	4.90500	325.409	0.179	2687.000	1556.018524
28C	4.94792	0.557	8.04500	412.782	0.189	3222.700	2766.519077
28D	7.59487	1.313	9.78500	730.117	0.670	3685.000	7015.128592
32A	11.33532	4.736	5.24500	722.593	1.454	2548.800	6642.831764
32B	7.09020	1.623	9.56500	761.010	0.302	3240.000	6629.483008
32C	5.03665	1.099	6.15500	415.304	0.232	1697.800	4322.922644
32E	7.71951	1.924	12.86000	970.816	0.400	4026.200	6587.039978
34A	87.02511	1.694	6.14000	453.331	70.275	4033.981	7910.983076
34B	235.90354	5.491	10.35250	992.192	261.627	2223.165	20916.61715
34C	47.55673	2.782	6.12250	352.044	24.298	3052.142	11283.02861
34D	79.91681	1.661	3.42250	185.909	75.904	747.034	7441.566904
36A	80.55114	6.594	15.93750	1205.383	17.337	6343.000	20361.96828
36B	36.29881	1.519	9.72750	613.412	6.409	2088.000	14606.58593
36C	45.40940	1.305	4.47500	283.002	22.545	4226.400	6063.035347
36D	87.66833	3.814	18.53500	1026.954	25.179	4128.200	25397.81576
36E	162.90457	5.756	20.87250	1023.809	92.704	6480.000	27380.80817
36F	48.44266	2.741	17.77750	871.418	9.876	5627.000	21468.6132
37A	133.27189	5.79	12.55750	708.738	60.867	3169.151	23440.33458
37B	15.67512	0.486	8.52500	130.627	5.536	3467.424	5075.880546

DATOS DIRECTOS							
PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km)	ABONADOS (miles)	POTENCIA (MVA)	ENERGIA (MWh)	AREA (km2)	DEMANDA MT (Kw)	COSTO (US\$)
37C	65.21975	5.448	10.97500	522.390	15.506	3057.298	21051.41424
37D	38.84559	4.722	9.00250	599.513	6.255	3243.719	14426.53352
53C	4.92086	1.643	6.29500	453.169	0.301	2177.300	5479.012431
53D	4.29599	1.491	12.31750	596.629	0.190	3231.400	4946.347415
53E	8.25304	2.911	14.42000	1077.559	0.454	4078.100	8964.669741
53F	5.87340	2.689	10.54200	759.599	0.355	3546.700	7036.259142
57A	95.25245	7.229	26.87500	1210.940	19.861	10159.200	31288.76664
57B	37.76138	7.547	19.32750	997.576	5.880	7207.200	17838.77675
57C	38.30633	7.867	17.75750	1238.242	5.342	6487.200	21330.65094
57D	89.04266	7.352	18.82500	1389.121	20.311	9172.800	26513.98775
58A	125.32888	3.413	13.79500	948.205	51.196	5650.000	22322.68979
58B	36.19667	0.836	4.05250	99.881	24.485	1191.873	6641.059395
58C	90.70397	3.606	8.21000	880.182	35.154	3461.000	12979.76542
58D	190.29508	5.515	14.27250	729.164	173.891	5783.000	19610.14157
59A	85.75338	8.892	13.09250	1112.651	39.964	5378.400	26704.57526
59B	54.03915	17.418	19.32000	2295.339	6.609	6739.200	30257.86366
59C	85.69177	9.289	33.21250	1159.824	10.285	6156.000	34537.5865
59D	47.80124	6.308	11.22500	712.314	6.200	1655.155	19607.35238

**LOGARITMO DE LOS DATOS DIRECTOS**

PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km)	ABONADOS (miles)	POTENCIA (MVA)	ENERGIA (MWh)	AREA (km2)	DEMANDA MT (Kw)	COSTO (US\$)
01A	0.75739	0.21748	0.99629	2.52843	-0.50615	3.42081	3.65082
01B	1.17879	0.48173	0.96591	2.96786	-0.16088	3.36139	4.13801
01C	0.77796	0.21958	1.07161	2.88826	-0.64728	3.45173	3.71425
01D	1.19220	0.49429	1.21252	3.11505	0.09650	3.52813	4.07263
01E	1.13982	0.25840	0.99244	2.84033	0.25425	3.35065	3.96957
02A	1.65789	0.38075	0.90173	2.43883	0.80259	3.48870	4.19301
02B	0.75909	0.21985	0.66063	2.36730	-0.27320	3.25935	3.59868
02C	0.77557	0.62992	0.64098	2.73476	-0.22911	3.24959	3.73752
02D	1.29695	0.62428	0.72222	2.74941	0.52689	3.31158	3.95075
03A	0.98435	0.64777	0.62092	2.83667	-0.01844	3.35149	3.89614
03B	1.10775	0.55352	0.67256	2.69216	-0.06646	3.57600	4.02329
03C	1.16645	0.65725	0.61726	2.76028	0.26723	3.41000	3.86479
03D	1.18740	0.74757	0.77360	2.89695	0.38428	3.49544	3.90383
03E	1.08134	0.77048	0.90956	2.98128	0.09255	3.55675	4.01395
04A	1.10940	0.99405	0.66941	3.09236	0.05830	3.46350	3.91071
04B	1.02169	0.71399	0.72815	2.80502	0.00059	3.48735	3.87067
04C	1.25874	0.81862	0.83075	2.89133	0.38982	3.60583	4.03069
04D	0.93391	0.49485	0.82536	2.79768	-0.13212	3.40705	3.82927
04E	0.50912	0.26340	0.31228	2.32665	-0.41395	3.11404	3.40754
06A	0.64570	0.13290	0.40526	2.38684	-0.55086	3.02640	3.33119
07A	1.05594	0.51095	0.55206	2.60913	0.23040	3.36957	3.76012
07B	1.00987	0.75450	0.89028	2.84652	0.26303	3.62422	3.83656
07C	1.24818	0.78675	0.80533	2.83788	0.60397	3.49122	3.98738
07D	0.80648	0.51001	0.73018	2.70565	-0.44160	3.15330	3.54025
07E	0.39947	0.35564	0.18963	2.40601	-0.55537	3.49122	3.23807
08B	0.42230	0.23121	0.42243	2.50264	-0.67406	2.95249	3.22417
08C	0.36586	-0.48017	0.26717	1.87357	-1.42207	2.74744	2.74481
08D	0.61304	0.28758	0.40739	2.51121	-0.58907	3.22705	3.13402
09A	0.53283	0.27875	0.34635	2.48985	-0.63406	2.87437	3.44966
09C	0.90678	0.75846	0.75815	2.88724	-0.24173	3.29380	3.83814
09D	0.81858	0.31006	0.72346	2.57397	-0.16119	3.18775	3.64164
09E	1.18186	0.37785	0.94201	2.76576	0.56060	3.38055	3.90883
10A	0.31881	-0.03433	0.07188	2.10653	-0.52807	2.72542	3.22676
10B	0.54251	-0.06753	0.67829	2.45576	-0.67371	3.12405	3.44431
10C	0.83799	0.32777	1.00518	2.71222	-0.52868	3.44840	3.74840
10D	0.56508	-0.24336	0.74605	2.25087	-0.49873	3.02020	3.43741
11A	0.61556	0.15594	0.47129	2.48859	-0.54523	3.14603	3.44663
11B	1.19835	0.56372	0.93105	2.87944	0.37878	3.48058	3.96755
11C	1.13978	0.72860	1.02745	3.12679	-0.02358	3.50939	4.14539
11D	0.80820	0.46835	0.47712	2.62215	0.06909	3.24986	3.60265
12A	0.93978	0.48330	1.02841	2.93828	-0.14127	3.52980	3.88368
12B	1.22617	0.37438	1.00903	2.88657	0.60559	3.42081	3.92730
12D	0.25629	-0.54821	0.34586	1.89855	-1.13965	2.77743	3.08082
13A	1.00551	0.31471	0.90889	2.84136	-0.18332	3.32568	3.93374
13B	0.94026	0.46909	0.76919	2.85464	-0.22735	3.27820	3.92634
13C	0.76152	0.13258	0.91973	2.62222	-0.35808	3.23930	3.71281
13D	0.96808	0.02898	0.90768	2.68471	-0.05541	3.07857	3.79274
13E	0.82085	-0.47366	0.71307	1.96157	0.06198	3.05461	3.22551
15A	1.46600	0.77952	1.10687	3.04228	0.57728	3.62627	4.18301
15B	1.15912	0.47885	0.99447	2.95804	0.00359	3.51971	4.03716
15C	0.82614	0.14051	0.67048	2.69468	-0.15800	3.15924	3.80783
15D	1.15824	0.46716	1.25273	3.19519	-0.01181	3.41507	4.06319
15E	0.97148	0.31513	0.65292	2.73275	-0.10715	3.24721	3.79891
16A	0.66123	-0.18709	0.93789	2.19675	-0.73082	3.36868	3.54398
16B	1.30742	0.65648	1.23502	3.13511	0.52848	3.68740	4.16072
16C	0.83371	0.19673	0.96216	2.72527	-0.32615	3.55456	3.81844

**LOGARITMO DE LOS DATOS DIRECTOS**

PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km)	ABONADOS (miles)	POTENCIA (MVA)	ENERGIA (MWh)	AREA (km2)	DEMANDA MT (Kw)	COSTO (US\$)
16D	1.18252	0.63347	0.96308	2.94283	0.22068	3.50530	4.01043
16E	1.09732	0.57565	1.03171	2.97421	0.05363	3.51400	3.99870
16F	0.93037	0.42488	0.81057	2.88694	-0.15954	3.35894	3.82848
16G	0.71620	0.19507	0.97382	2.57848	-0.37418	3.60537	3.70481
16H	0.87087	-0.01954	0.82607	2.48254	-0.60924	3.24187	3.67517
17A	0.81370	0.40140	0.48323	2.59662	-0.32859	2.97791	3.68429
17B	0.85813	0.49914	0.60477	2.76673	-0.25635	3.29636	3.70368
17C	0.49101	-0.10127	0.72284	2.20089	-0.54444	3.74876	3.38747
17D	0.89768	0.50893	0.62351	2.73424	-0.21257	3.25195	3.72541
17E	0.64723	-0.07007	0.62299	2.53507	-0.33132	3.12824	3.54256
17G	0.75701	0.47202	0.69395	2.74496	-0.22818	3.27448	3.75178
18A	1.20880	-0.08040	1.40803	2.92797	-0.01988	3.90887	4.29772
18B	1.58666	0.90542	1.28449	3.19378	0.56903	3.81398	4.36060
18C	1.44595	0.49679	1.31286	2.98575	0.38088	3.84589	4.31370
18D	1.57545	0.99092	1.16279	3.16641	0.62983	3.77850	4.27689
18E	1.38776	0.15076	1.24926	2.77816	0.59159	3.98151	4.07643
19A	1.51389	0.72933	1.29026	3.13981	0.56917	3.75934	4.35624
19B	2.18456	0.65263	1.34596	2.82810	1.95168	3.64266	4.43521
19C	1.95741	1.11072	1.23281	3.13176	1.18062	3.88995	4.54045
19D	1.63874	1.10904	1.38529	3.42011	0.58605	4.05009	4.61556
19E	1.39920	0.92273	1.26399	3.21397	0.16323	3.80894	4.41073
19F	1.08407	0.60649	1.00335	2.89201	0.06556	3.45234	3.93148
21A	1.41590	1.05812	1.20317	3.27609	0.38699	3.89978	4.29399
21B	1.43934	1.06062	1.31744	3.22565	0.46610	4.00097	4.30572
21C	1.04227	0.21299	1.45156	2.67267	0.17336	3.96454	3.95245
21D	1.91638	1.05545	1.33531	3.10513	1.05043	3.86022	4.47192
21E	0.34347	-0.41229	0.50243	1.84268	-0.61423	3.50461	3.09482
24A	0.98850	0.42894	1.17362	3.04786	-0.34099	3.58536	4.12160
24B	0.99527	0.38328	1.10097	2.91800	-0.28823	3.56541	4.08271
24C	0.67887	-0.02365	0.28499	2.42566	-0.64489	2.99344	3.84826
24D	0.62637	-0.27491	0.81291	2.42613	-0.56080	3.22655	3.69520
24E	1.03183	0.45423	1.30065	3.18641	-0.29896	3.56998	4.23715
27A	2.34476	0.95323	1.26138	3.04970	2.25182	3.72123	4.51475
27B	2.11126	1.11163	1.39589	3.36630	1.50684	3.81010	4.64443
27D	2.15407	0.90757	1.40938	3.22866	1.90670	3.75431	4.55811
27F	2.08619	0.94082	1.49586	3.28166	1.42623	3.90655	4.68148
28A	0.73535	0.28421	1.10218	2.99020	-0.48686	3.34561	3.62565
28B	0.37494	-0.21112	0.69064	2.51243	-0.74836	3.42927	3.19201
28C	0.69442	-0.25414	0.90553	2.61572	-0.72308	3.50822	3.44193
28D	0.88052	0.11826	0.99056	2.86339	-0.17412	3.56644	3.84604
32A	1.05443	0.67541	0.71975	2.85889	0.16264	3.40634	3.82235
32B	0.85066	0.21032	0.98068	2.88139	-0.52055	3.51055	3.82148
32C	0.70214	0.04100	0.78923	2.61837	-0.63533	3.22989	3.63578
32E	0.88759	0.28421	1.10924	2.98714	-0.39774	3.60490	3.81869
34A	1.93964	0.22891	0.78817	2.65642	1.84680	3.60573	3.89823
34B	2.37273	0.73965	1.01505	2.99660	2.41768	3.34697	4.32049
34C	1.67721	0.44436	0.78693	2.54660	1.38557	3.48460	4.05243
34D	1.90264	0.22037	0.53434	2.26930	1.88026	2.87334	3.87166
36A	1.90607	0.81915	1.20242	3.08113	1.23897	3.80229	4.30882
36B	1.55989	0.18156	0.98800	2.78775	0.80682	3.31973	4.16455
36C	1.65715	0.11561	0.65079	2.45179	1.35305	3.62597	3.78269
36D	1.94284	0.58138	1.26799	3.01155	1.40104	3.61576	4.40480
36E	2.21193	0.76012	1.31957	3.01022	1.96710	3.81158	4.43745
36F	1.68523	0.43791	1.24987	2.94023	0.99459	3.75028	4.33180
37A	2.12474	0.76268	1.09890	2.85049	1.78438	3.50094	4.36996
37B	1.19521	-0.31336	0.93069	2.11603	0.74321	3.54001	3.70551

**LOGARITMO DE LOS DATOS DIRECTOS**

PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km)	ABONADOS (miles)	POTENCIA (MVA)	ENERGIA (MWh)	AREA (km2)	DEMANDA MT (Kw)	COSTO (US\$)
37C	1.81438	0.73624	1.04040	2.71799	1.19050	3.48534	4.32328
37D	1.58934	0.67413	0.95436	2.77780	0.79625	3.51104	4.15916
53C	0.69204	0.21564	0.79900	2.65626	-0.52091	3.33792	3.73870
53D	0.63306	0.17348	1.09052	2.77570	-0.72055	3.50939	3.69428
53E	0.91661	0.46404	1.15897	3.03244	-0.34270	3.61046	3.95253
53F	0.76889	0.42959	1.02292	2.88058	-0.45029	3.54982	3.84734
57A	1.97888	0.85908	1.42935	3.08312	1.29799	4.00686	4.49539
57B	1.57705	0.87777	1.28618	2.99895	0.76936	3.85777	4.25137
57C	1.58327	0.89581	1.24938	3.09281	0.72770	3.81206	4.32900
57D	1.94960	0.86641	1.27473	3.14274	1.30772	3.96250	4.42348
58A	2.09805	0.53314	1.13972	2.97690	1.70924	3.75205	4.34875
58B	1.55867	-0.07779	0.60772	1.99948	1.38890	3.07623	3.82224
58C	1.95763	0.55703	0.91434	2.94457	1.54597	3.53920	4.11327
58D	2.27943	0.74155	1.15450	2.86283	2.24028	3.76215	4.29248
59A	1.93325	0.94900	1.11702	3.04636	1.60167	3.73065	4.42659
59B	1.73271	1.24100	1.28601	3.36085	0.82012	3.82861	4.48084
59C	1.93294	0.96797	1.52130	3.06439	1.01221	3.78930	4.53829
59D	1.67944	0.79989	1.05019	2.85267	0.79240	3.21884	4.29242



**DENSIDADES**

PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km / km2)	ABONADOS (miles / km2)	POTENCIA (MVA / km2)	ENERGIA (MWh / km2)	AREA (km2 / km2)	DEMANDA MT (Kw / km2)	COSTO (US\$ / km2)
01A	18.34594	5,292139966	31,80095	1082,8640	1	8452,0286	14353,67626
01B	21.86099	4,391428941	13,39009	1345,0408	1	3328,6220	19901,33529
01C	26.62209	7,359744782	52,34607	3431,9509	1	12560,3944	22989,53375
01D	12.46509	2,499153483	13,06230	1043,6356	1	2701,6642	9465,219514
01E	7.68368	1,009586232	5,47254	385,5445	1	1248,5346	5073,563905
02A	7.16641	0,378583919	1,25643	43,2752	1	485,4112	2457,065043
02B	10.77204	3,11207727	8,58682	437,0185	1	3408,4479	7445,349242
02C	10.10822	7,228112432	7,41454	920,1703	1	3010,9164	9260,393629
02D	5.88922	1,251386035	1,56795	166,9227	1	609,0955	2653,774769
03A	10.06435	4,636760613	4,35870	716,3309	1	2343,8387	8214,47605
03B	14.93527	4,168523128	5,48306	573,6155	1	4389,9431	12295,67194
03C	7.92900	2,454812605	2,23890	311,2102	1	1389,2229	3958,810822
03D	6.35508	2,308290361	2,45091	325,5950	1	1291,7104	3307,93854
03E	9.74507	4,763558557	6,56151	773,9825	1	2912,0316	8344,510624
04A	11.24878	8,624907042	4,08424	1081,5796	1	2542,1791	7118,946483
04B	10.49775	5,168929886	5,34020	637,4191	1	3067,3045	7414,33256
04C	7.39474	2,684145491	2,76015	317,3346	1	1644,4365	4373,914168
04D	11.64211	4,23617035	9,06744	850,7550	1	3460,7817	9149,481897
04E	8.37649	4,757124984	5,32388	550,2986	1	3372,7861	6629,612318
06A	15.72420	4,827960533	9,03909	866,3789	1	3778,0355	7621,780969
07A	6.69162	1,907845231	2,09728	239,1823	1	1377,7307	3386,26024
07B	5.58273	3,100815329	4,23893	383,2601	1	2297,1582	3745,691595
07C	4.40766	1,523275268	1,58986	171,3597	1	771,3394	2417,716172
07D	17.70417	8,945577805	14,85170	1403,6185	1	3934,5871	9590,722857
07E	9.01237	8,147277517	5,55904	914,9088	1	11132,3796	6214,914181
08B	12.48401	8,040303914	12,48773	1502,0949	1	4232,0516	7910,895644
08C	59.96994	8,747806937	48,89258	1975,3340	1	14774,3838	14685,1412
08D	15.92620	7,527498712	9,91891	1259,7313	1	6548,1877	5285,571739
09A	14.68577	8,18119881	9,55908	1330,1881	1	3224,2535	12126,1343
09C	14.07686	10,00432534	9,99735	1345,7527	1	3431,8988	12018,92547
09D	9.54494	2,959683007	7,66735	543,4440	1	2233,2417	6350,825728
09E	4.18078	0,656522615	2,40661	160,3835	1	660,6207	2229,604828
10A	7.02868	3,117007345	3,98059	431,1212	1	1792,6166	5686,237404
10B	16.45196	4,038143092	22,49048	1347,3247	1	6277,0481	13122,62894
10C	23.26337	7,185362357	34,18706	1741,4028	1	9485,8945	18926,8708
10D	11.58264	1,800386592	17,57032	561,8193	1	3303,1261	8632,554767
11A	14.48067	5,025392603	10,38768	1080,9666	1	4912,0405	9814,340462
11B	6.60037	1,530868695	3,56673	316,7111	1	1264,1581	3879,487834
11C	14.56651	5,651639987	11,24680	1413,7196	1	3411,6775	14755,79384
11D	5.48421	2,50758942	2,55876	357,3240	1	1516,2387	3416,295044
12A	12.05180	4,212850782	14,78028	1201,0216	1	4688,9597	10591,31269
12B	4.17432	0,587209791	2,53185	190,9781	1	653,4693	2097,566511
12D	24.88486	3,903312494	30,58514	1091,9255	1	8261,7816	16613,71558
13A	15.44634	3,147958794	12,36535	1058,4775	1	3228,4880	13093,62525
13B	14.70981	4,970863499	9,92063	1207,7681	1	3202,9578	14245,9419
13C	13.17032	3,09497445	18,95871	955,6493	1	3957,0970	11772,90594
13D	10.55571	1,214468264	9,18520	549,6909	1	1361,3633	7049,374867
13E	5.73948	0,291311094	4,47804	79,3577	1	983,1749	1457,225555
15A	7.73956	1,593102977	3,38524	291,7431	1	1119,4069	4033,949411
15B	14.30641	2,98722861	9,79230	900,4384	1	3281,8852	10803,78121
15C	9.64142	1,988427868	6,73720	712,3319	1	2076,0511	9243,315957
15D	14.79289	3,012828621	18,38832	1610,6407	1	2672,2927	11884,97184
15E	11.98476	2,644090479	5,75531	691,6648	1	2261,2989	8054,748995
16A	24.66343	3,497318528	46,63540	846,3985	1	12574,7433	18827,98184
16B	6.01095	1,342770215	5,08796	404,2272	1	1441,8639	4287,821134
16C	14.44990	3,333333114	19,42255	1125,6999	1	7598,2195	13950,64782

**DENSIDADES**

PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km / km2)	ABONADOS (miles / km2)	POTENCIA (MVA / km2)	ENERGIA (MWh / km2)	AREA (km2 / km2)	DEMANDA MT (Kw / km2)	COSTO (US\$ / km2)
16D	9.15866	2.58693	5.52580	527.40512	1	1925.8171	6162.325609
16E	11.05826	3.32673	9.50779	832.87116	1	2886.4973	8811.936336
16F	12.30007	3.84082	9.33491	1112.96627	1	3299.7805	9727.878073
16G	12.31336	3.70893	22.28436	896.71943	1	9540.0264	11994.67801
16H	30.20703	3.88771	27.24651	1235.30026	1	7097.5129	19248.99486
17A	13.87708	5.37024	6.48372	841.80623	1	2025.3492	10301.13451
17B	13.01627	5.69493	7.26303	1054.57448	1	3570.3407	9120.802214
17C	10.85063	2.77440	18.50477	556.33053	1	19642.9079	8548.882497
17D	12.88973	5.26625	6.85608	884.73046	1	2914.2214	8669.164646
17E	9.51822	1.82495	9.00145	735.17866	1	2881.1070	7479.687737
17G	9.66474	5.01420	8.35842	940.01386	1	3181.6945	9549.005444
18A	16.93067	0.86992	26.78579	886.84798	1	8486.8692	20777.62752
18B	10.41426	2.16963	5.19343	421.45289	1	1757.7126	6188.296829
18C	11.61625	1.30590	8.55031	402.59814	1	2917.4857	8566.719025
18D	8.82307	2.29662	3.41163	344.01711	1	1408.2237	4436.701205
18E	6.25416	0.36238	4.54642	153.66322	1	2454.2592	3053.802855
19A	8.80486	1.44596	5.26123	372.08704	1	1549.4073	6124.546265
19B	1.70953	0.05023	0.24790	7.52354	1	49.0889	304.4592639
19C	5.98116	0.85134	1.12768	89.35912	1	512.0717	2289.949115
19D	11.28981	3.33415	6.29854	682.42639	1	2910.9838	10703.10969
19E	17.21724	5.74766	12.61121	1123.92091	1	4422.9366	17680.53232
19F	10.43547	3.47479	8.66549	670.58126	1	2436.5630	7343.838347
21A	10.68842	4.68959	6.54910	774.64846	1	3256.7854	8072.418602
21B	9.40233	3.93117	7.10127	574.83702	1	3425.6618	6912.203343
21C	7.39456	1.09554	18.97563	315.72294	1	6182.7629	6012.984274
21D	7.34426	1.01163	1.92696	113.42056	1	645.3336	2639.289174
21E	9.07188	1.59199	13.08143	286.35472	1	13147.2473	5117.42826
24A	21.35471	5.88757	32.70506	2448.23349	1	8440.1633	29012.98861
24B	19.20852	4.69357	24.50189	1607.78362	1	7138.9966	23492.79553
24C	21.07471	4.18059	8.50908	1176.37289	1	4348.3470	31127.9629
24D	15.38777	1.93151	23.64372	970.36989	1	6128.4516	18030.47925
24E	21.41847	5.66495	39.77506	3057.54200	1	7395.0864	34364.31463
27A	1.23861	0.05028	0.10223	6.27878	1	29.4721	183.200379
27B	4.02187	0.40253	0.77456	72.35418	1	201.0301	1372.749377
27D	1.76755	0.10020	0.31819	20.98709	1	70.4063	448.1304796
27F	4.57044	0.32703	1.17388	71.68429	1	302.2164	1799.884188
28A	16.68067	5.90291	38.81841	2999.60356	1	6799.3955	12957.1923
28B	13.28298	3.44536	27.47887	1823.00964	1	15053.1542	8717.151787
28C	26.15189	2.94398	42.52128	2181.72947	1	17033.3553	14622.24293
28D	11.34071	1.96058	14.61103	1090.21488	1	5502.4661	10475.03598
32A	7.79456	3.25664	3.60664	496.87985	1	1752.6435	4567.842146
32B	23.50739	5.38102	31.71252	2523.11063	1	10742.1385	21979.8841
32C	21.75084	4.74604	26.58042	1793.49202	1	7331.9651	18668.58158
32E	19.28976	4.80775	32.13496	2425.90493	1	10060.7914	16459.89655
34A	1.23835	0.02411	0.08737	6.45080	1	57.4026	112.5713667
34B	0.90168	0.02099	0.03957	3.79239	1	8.4975	79.94825479
34C	1.95721	0.11449	0.25197	14.48849	1	125.6119	464.3565685
34D	1.05287	0.02188	0.04509	2.44927	1	9.8419	98.03950378
36A	4.64625	0.38035	0.91929	69.52736	1	365.8688	1174.492955
36B	5.66331	0.23699	1.51768	95.70400	1	325.7680	2278.907523
36C	2.01418	0.05788	0.19849	12.55280	1	187.4659	268.9315325
36D	3.48177	0.15147	0.73612	40.78579	1	163.9527	1008.681799
36E	1.75726	0.06209	0.22515	11.04387	1	69.9000	295.3578673
36F	4.90503	0.27754	1.80005	88.23491	1	569.7586	2173.792003
37A	2.18957	0.09513	0.20631	11.64411	1	52.0671	385.1092291
37B	2.83140	0.08779	1.53987	23.59522	1	626.3223	916.8586518

DENSIDADES							
PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km / km2)	ABONADOS (miles / km2)	POTENCIA (MVA / km2)	ENERGIA (MWh / km2)	AREA (km2 / km2)	DEMANDA MT (Kw / km2)	COSTO (US\$ / km2)
37C	4.2061	0.351350789	0.7078	33.6898	1	197.1704	1357.641519
37D	6.2100	0.754874391	1.4392	95.8401	1	518.5515	2306.272916
53C	16.3288	5.451931779	20.8886	1503.7407	1	7224.8880	18180.88963
53D	22.5741	7.834744545	64.7247	3135.1007	1	16980.0091	25991.52812
53E	18.1684	6.408333018	31.7445	2372.1591	1	8977.6101	19735.00141
53F	16.5645	7.583692263	29.7312	2142.2715	1	10002.6335	19844.11455
57A	4.7960	0.363985461	1.3532	60.9717	1	511.5232	1575.412389
57B	6.4223	1.283563643	3.2871	169.6637	1	1225.7718	3033.947963
57C	7.1709	1.472689251	3.3242	231.7968	1	1214.3930	3993.062205
57D	4.3840	0.361978114	0.9269	68.3938	1	451.6258	1305.424821
58A	2.4480	0.066665496	0.2695	18.5211	1	110.3604	436.0249624
58B	1.4783	0.034143676	0.1655	4.0793	1	48.6781	271.2322719
58C	2.5802	0.102578491	0.2335	25.0382	1	98.4537	369.2303797
58D	1.0943	0.031715224	0.0821	4.1932	1	33.2564	112.7724433
59A	2.1458	0.222500266	0.3276	27.8413	1	134.5811	668.2158232
59B	8.1769	2.635579771	2.9234	347.3159	1	1019.7324	4578.425386
59C	8.3316	0.903149905	3.2292	112.7673	1	598.5349	3358.016789
59D	7.7097	1.017389953	1.8104	114.8860	1	266.9527	3162.3848

**LOGARITMO DE LAS DENSIDADES**

PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km / km2)	ABONADOS (miles / km2)	POTENCIA (MVA / km2)	ENERGIA (MWh / km2)	AREA (km2 / km2)	DEMANDA MT (Kw / km2)	COSTO (US\$ / km2)
01A	1.26354	0.72363	1.50244	3.03457	0	3.92696	4.15696
01B	1.33967	0.64261	1.12678	3.12874	0	3.52226	4.29888
01C	1.42524	0.86686	1.71888	3.53554	0	4.09900	4.36153
01D	1.09570	0.39779	1.11602	3.01855	0	3.43163	3.97613
01E	0.88557	0.00414	0.73819	2.58607	0	3.09640	3.70531
02A	0.85530	-0.42184	0.09914	1.63624	0	2.68611	3.39042
02B	1.03230	0.49305	0.93383	2.64050	0	3.53256	3.87189
02C	1.00467	0.85902	0.87008	2.96387	0	3.47870	3.96663
02D	0.77006	0.09739	0.19533	2.22252	0	2.78469	3.42386
03A	1.00279	0.66621	0.63936	2.85511	0	3.36993	3.91458
03B	1.17421	0.61998	0.73902	2.75862	0	3.64246	4.08975
03C	0.89922	0.39002	0.35003	2.49305	0	3.14277	3.59756
03D	0.80312	0.36329	0.38933	2.51268	0	3.11117	3.51956
03E	0.98879	0.67793	0.81700	2.88873	0	3.46420	3.92140
04A	1.05111	0.93575	0.61111	3.03406	0	3.40521	3.85242
04B	1.02110	0.71340	0.72756	2.80443	0	3.48676	3.87007
04C	0.86892	0.42881	0.44093	2.50152	0	3.21602	3.64087
04D	1.06603	0.62697	0.95748	2.92980	0	3.53917	3.96140
04E	0.92306	0.67734	0.72623	2.74060	0	3.52799	3.82149
06A	1.19657	0.68376	0.95612	2.93771	0	3.57727	3.88206
07A	0.82553	0.28054	0.32166	2.37873	0	3.13916	3.52972
07B	0.74685	0.49148	0.62726	2.58349	0	3.36119	3.57353
07C	0.64421	0.18278	0.20136	2.23391	0	2.88725	3.38341
07D	1.24808	0.95161	1.17178	3.14725	0	3.59490	3.98185
07E	0.95484	0.91101	0.74500	2.96138	0	4.04659	3.79344
08B	1.09635	0.90527	1.09648	3.17670	0	3.62655	3.89823
08C	1.77793	0.94190	1.68924	3.29564	0	4.16951	4.16688
08D	1.20211	0.87665	0.99646	3.10028	0	3.81612	3.72309
09A	1.16690	0.91282	0.98042	3.12391	0	3.50843	4.08372
09C	1.14851	1.00019	0.99988	3.12897	0	3.53553	4.07987
09D	0.97977	0.47125	0.88465	2.73515	0	3.34894	3.80283
09E	0.62126	-0.18275	0.38141	2.20516	0	2.81995	3.34823
10A	0.84687	0.49374	0.59995	2.63460	0	3.25349	3.75482
10B	1.21622	0.60618	1.35200	3.12947	0	3.79776	4.11802
10C	1.36667	0.85645	1.53386	3.24090	0	3.97708	4.27708
10D	1.06381	0.25537	1.24478	2.74960	0	3.51893	3.93614
11A	1.16079	0.70117	1.01652	3.03381	0	3.69126	3.99186
11B	0.81957	0.18494	0.55227	2.50066	0	3.10180	3.58877
11C	1.16336	0.75217	1.05103	3.15036	0	3.53297	4.16896
11D	0.73911	0.39926	0.40803	2.55306	0	3.18077	3.53356
12A	1.08105	0.62458	1.16968	3.07955	0	3.67108	4.02495
12B	0.62059	-0.23121	0.40344	2.28098	0	2.81523	3.32172
12D	1.39594	0.59143	1.48551	3.03819	0	3.91707	4.22047
13A	1.18883	0.49803	1.09221	3.02468	0	3.50900	4.11706
13B	1.16761	0.69643	0.99654	3.08198	0	3.50555	4.15369
13C	1.11960	0.49066	1.27781	2.98030	0	3.59738	4.07088
13D	1.02349	0.08439	0.96309	2.74012	0	3.13397	3.84815
13E	0.75887	-0.53564	0.65109	1.89959	0	2.99263	3.16353
15A	0.88872	0.20224	0.52959	2.46500	0	3.04899	3.60573
15B	1.15553	0.47527	0.99088	2.95445	0	3.51612	4.03358
15C	0.98414	0.29851	0.82848	2.85268	0	3.31724	3.96583
15D	1.17005	0.47897	1.26454	3.20700	0	3.42688	4.07500
15E	1.07863	0.42228	0.76007	2.83990	0	3.35436	3.90605
16A	1.39205	0.54374	1.66872	2.92757	0	4.09950	4.27480
16B	0.77894	0.12800	0.70654	2.60663	0	3.15892	3.63224
16C	1.15986	0.52288	1.28831	3.05142	0	3.88071	4.14459

**LOGARITMO DE LAS DENSIDADES**

PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km / km2)	ABONADOS (miles / km2)	POTENCIA (MVA / km2)	ENERGIA (MWh / km2)	AREA (km2 / km2)	DEMANDA MT (Kw / km2)	COSTO (US\$ / km2)
16D	0.96183	0.41278	0.74239	2.72214	0	3.28462	3.78974
16E	1.04369	0.52202	0.97808	2.92058	0	3.46037	3.94507
16F	1.08991	0.58442	0.97011	3.04648	0	3.51849	3.98802
16G	1.09038	0.56925	1.34800	2.95266	0	3.97955	4.07899
16H	1.48011	0.58969	1.43531	3.09177	0	3.85111	4.28441
17A	1.14230	0.72999	0.81182	2.92521	0	3.30650	4.01289
17B	1.11449	0.75549	0.86112	3.02308	0	3.55271	3.96003
17C	1.03545	0.44317	1.26728	2.74533	0	4.29321	3.93191
17D	1.11024	0.72150	0.83608	2.94681	0	3.46452	3.93798
17E	0.97856	0.26125	0.95431	2.86639	0	3.45956	3.87388
17G	0.98519	0.70020	0.92212	2.97313	0	3.50266	3.97996
18A	1.22867	-0.06052	1.42790	2.94785	0	3.92875	4.31760
18B	1.01763	0.33638	0.71545	2.62475	0	3.24495	3.79157
18C	1.06507	0.11591	0.93198	2.60487	0	3.46501	3.93281
18D	0.94562	0.36109	0.53296	2.53658	0	3.14867	3.64706
18E	0.79617	-0.44083	0.65767	2.18657	0	3.38992	3.48484
19A	0.94472	0.16016	0.72109	2.57064	0	3.19017	3.78707
19B	0.23288	-1.29905	-0.60572	0.87642	0	1.69098	2.48353
19C	0.77679	-0.06990	0.05219	1.95114	0	2.70933	3.35983
19D	1.05269	0.52298	0.79924	2.83406	0	3.46404	4.02951
19E	1.23696	0.75949	1.10076	3.05074	0	3.64571	4.24750
19F	1.01851	0.54093	0.93779	2.82645	0	3.38678	3.86592
21A	1.02891	0.67113	0.81618	2.88910	0	3.51279	3.90700
21B	0.97324	0.59452	0.85134	2.75954	0	3.53487	3.83962
21C	0.86891	0.03963	1.27820	2.49931	0	3.79118	3.77909
21D	0.86595	0.00502	0.28487	2.05469	0	2.80978	3.42149
21E	0.95770	0.20194	1.11666	2.45690	0	4.11883	3.70905
24A	1.32949	0.76994	1.51461	3.38885	0	3.92635	4.46259
24B	1.28349	0.67150	1.38920	3.20623	0	3.85364	4.37093
24C	1.32376	0.62124	0.92988	3.07055	0	3.63832	4.49315
24D	1.18718	0.28590	1.37372	2.98694	0	3.78735	4.25601
24E	1.33079	0.75320	1.59961	3.48537	0	3.86894	4.53611
27A	0.09294	-1.29859	-0.99044	0.79788	0	1.46941	2.26293
27B	0.60443	-0.39520	-0.11094	1.85946	0	2.30326	3.13759
27D	0.24737	-0.99913	-0.49732	1.32195	0	1.84761	2.65140
27F	0.65996	-0.48542	0.06962	1.85542	0	2.48032	3.25524
28A	1.22221	0.77107	1.58904	3.47706	0	3.83247	4.11251
28B	1.12330	0.53723	1.43900	3.26079	0	4.17763	3.94037
28C	1.41750	0.46894	1.62861	3.33880	0	4.23130	4.16501
28D	1.05464	0.29238	1.16468	3.03751	0	3.74056	4.02016
32A	0.89179	0.51277	0.55710	2.69625	0	3.24369	3.65971
32B	1.37120	0.73086	1.50123	3.40194	0	4.03109	4.34203
32C	1.33748	0.67633	1.42456	3.25370	0	3.86522	4.27111
32E	1.28533	0.68194	1.50698	3.38487	0	4.00263	4.21643
34A	0.09284	-1.61789	-1.05863	0.80961	0	1.75893	2.05143
34B	-0.04495	-1.67803	-1.40264	0.57891	0	0.92929	1.90281
34C	0.29164	-0.94122	-0.59865	1.16102	0	2.09903	2.66885
34D	0.02237	-1.65989	-1.34592	0.38904	0	0.99308	1.99140
36A	0.66710	-0.41982	-0.03655	1.84216	0	2.56333	3.06985
36B	0.75307	-0.62526	0.18118	1.98093	0	2.51291	3.35773
36C	0.30410	-1.23744	-0.70226	1.09874	0	2.27292	2.42964
36D	0.54180	-0.81966	-0.13305	1.61051	0	2.21472	3.00375
36E	0.24484	-1.20698	-0.64752	1.04312	0	1.84448	2.47035
36F	0.69064	-0.55668	0.25528	1.94564	0	2.75569	3.33722
37A	0.34036	-1.02170	-0.68548	1.06611	0	1.71656	2.58558
37B	0.45200	-1.05657	0.18749	1.37282	0	2.79680	2.96230

### LOGARITMO DE LAS DENSIDADES

PRIMARIOS	LONGITUD DE HAZ (km / km <sup>2</sup> )	ABONADOS (miles / km <sup>2</sup> )	POTENCIA (MVA / km <sup>2</sup> )	ENERGIA (MWh / km <sup>2</sup> )	AREA (km <sup>2</sup> / km <sup>2</sup> )	DEMANDA MT (Kw / km <sup>2</sup> )	COSTO (US\$ / km <sup>2</sup> )
37C	0.62388	-0.45426	-0.15009	1.52750	0	2.29484	3.13279
37D	0.79309	-0.12213	0.15811	1.98155	0	2.71479	3.36291
53C	1.21295	0.73655	1.31991	3.17717	0	3.85883	4.25962
53D	1.35361	0.89402	1.81107	3.49625	0	4.22994	4.41483
53E	1.25932	0.80675	1.50167	3.37514	0	3.95316	4.29524
53F	1.21918	0.87988	1.47321	3.33087	0	4.00011	4.29763
57A	0.68088	-0.43892	0.13135	1.78513	0	2.70887	3.19739
57B	0.80769	0.10842	0.51682	2.22959	0	3.08841	3.48201
57C	0.85557	0.16811	0.52168	2.36511	0	3.08436	3.60131
57D	0.64187	-0.44132	-0.03299	1.83502	0	2.65478	3.11575
58A	0.38882	-1.17610	-0.56951	1.26767	0	2.04281	2.63951
58B	0.16977	-1.46669	-0.78117	0.61059	0	1.68733	2.43334
58C	0.41166	-0.98894	-0.63163	1.39860	0	1.99323	2.56730
58D	0.03915	-1.49873	-1.08578	0.62255	0	1.52188	2.05220
59A	0.33158	-0.65267	-0.48465	1.44469	0	2.12898	2.82492
59B	0.91259	0.42088	0.46589	2.54072	0	3.00849	3.66072
59C	0.92073	-0.04424	0.50909	2.05218	0	2.77709	3.52608
59D	0.88703	0.00749	0.25778	2.06027	0	2.42643	3.50001

## **ANEXO E.**

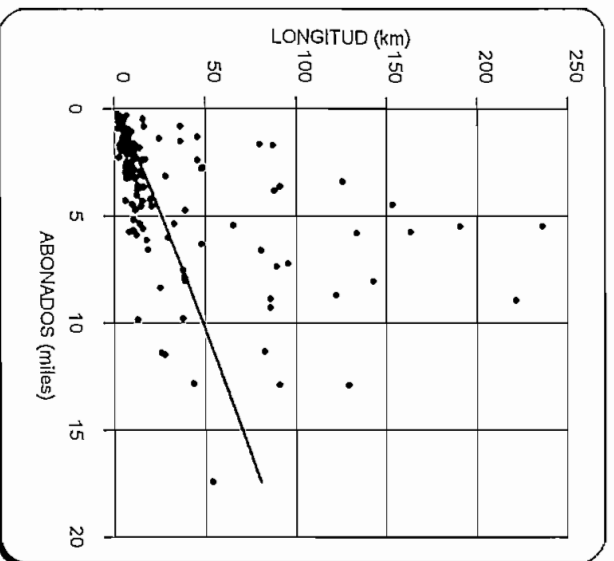
### **DATOS DE LONGITUDES DE PRIMARIOS.**

#### **(DIRECTAS – REGRESIONES)**

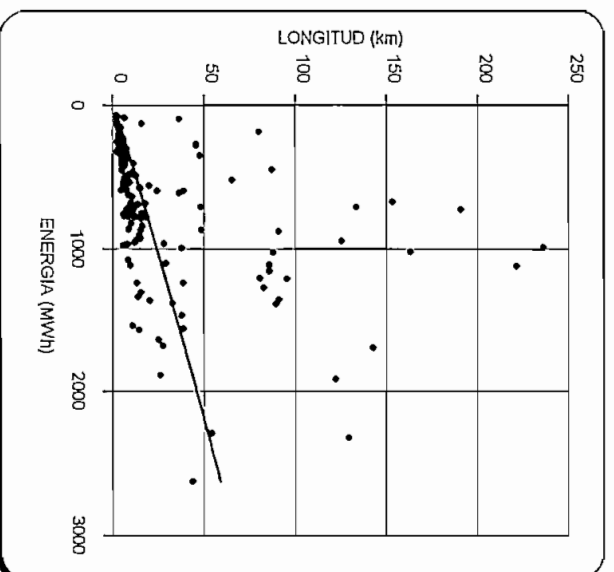
Aquí se presenta las gráficas de tendencias para estimar la cantidad de obra (longitudes de conductores) relacionando los diferentes parámetros con datos directos y con regresiones de datos directos, de las cuales se selecciona la de mejor factor de correlación, sin embargo no es la más apropiada para el análisis de estimaciones.

## DATOS DIRECTOS PARA PRIMARIOS

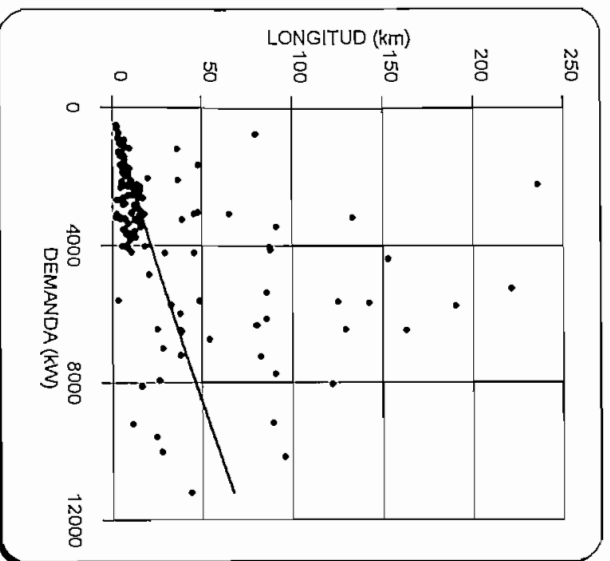
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



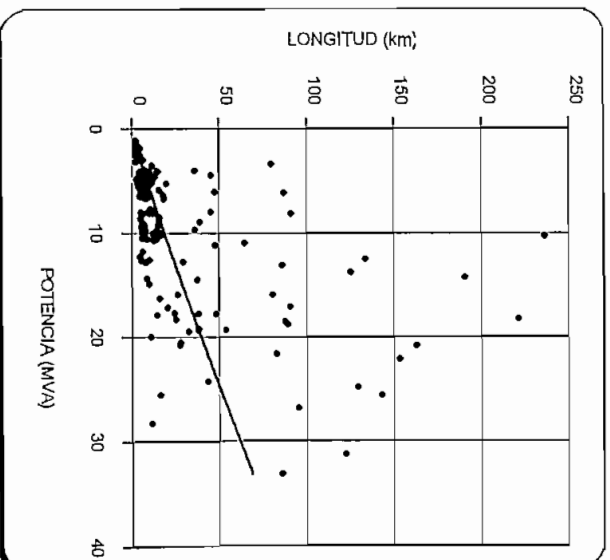
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)



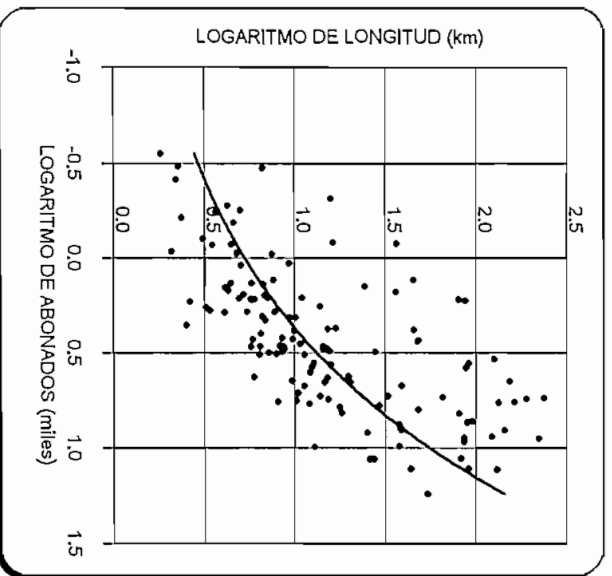
LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)



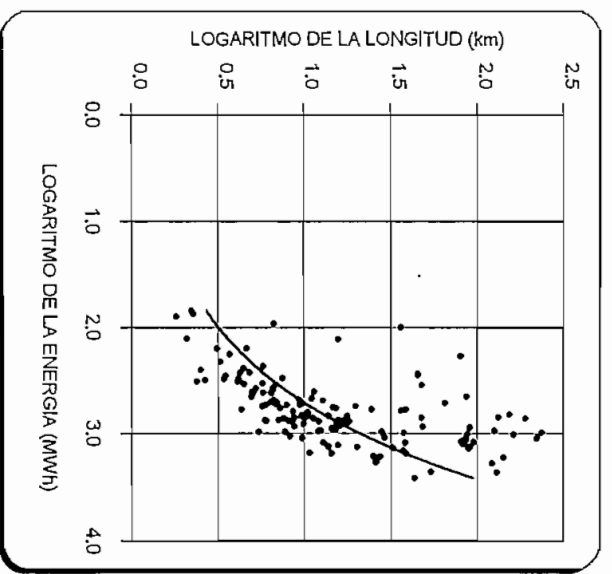


### DATOS DIRECTOS PARA PRIMARIOS

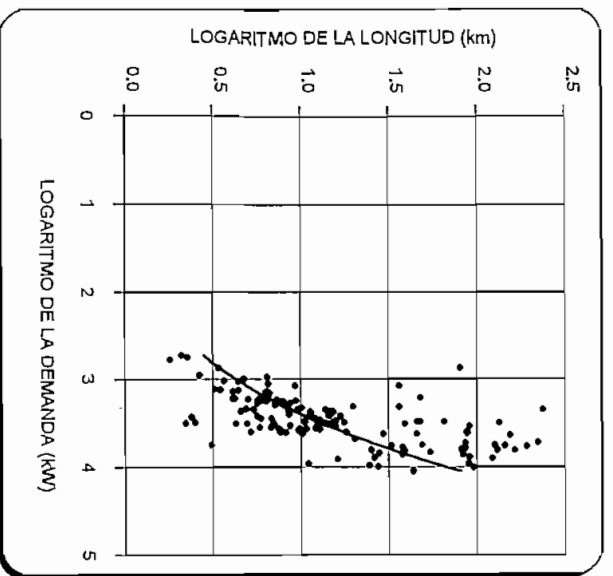
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



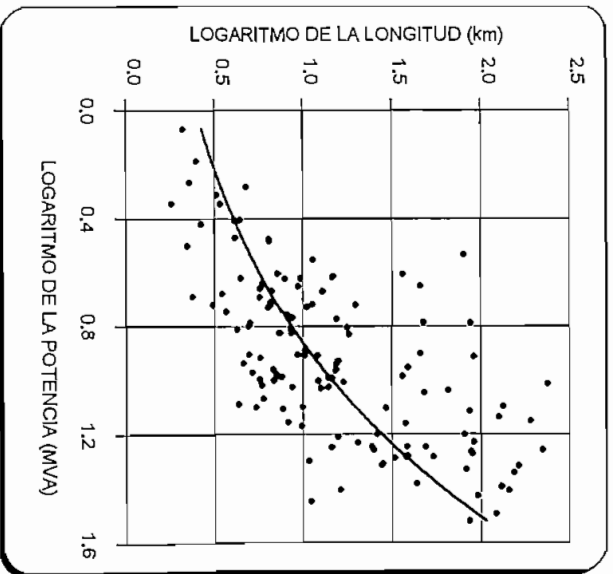
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)

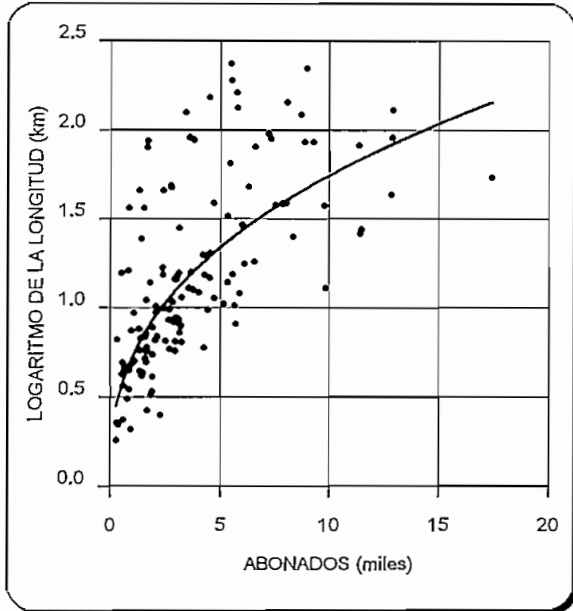


LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)

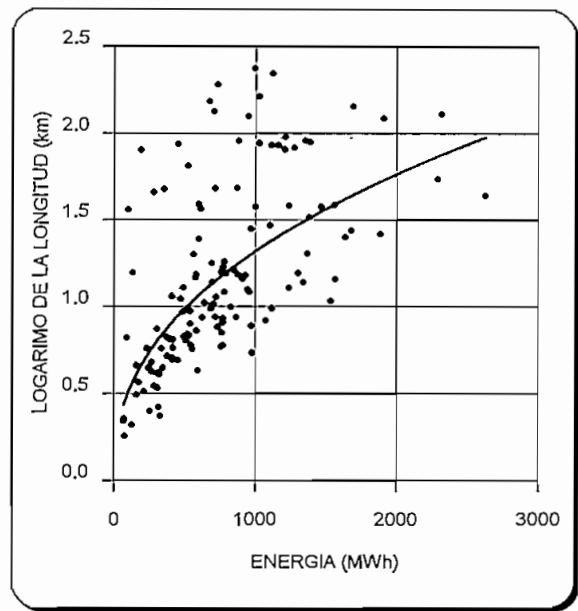


## DATOS DIRECTOS PARA PRIMARIOS

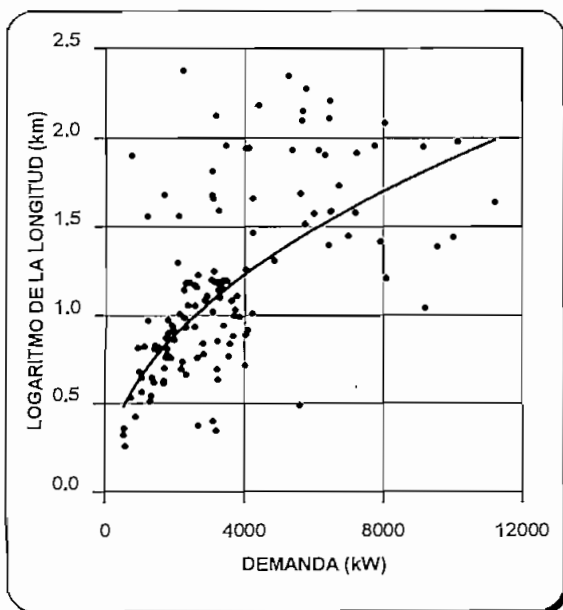
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



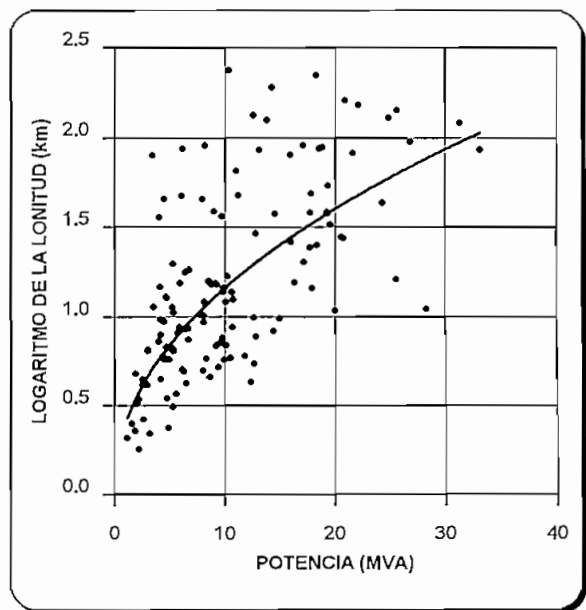
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)

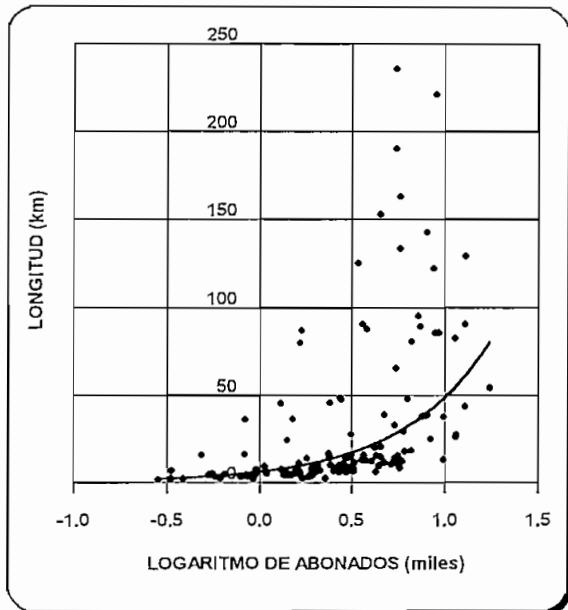


LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)

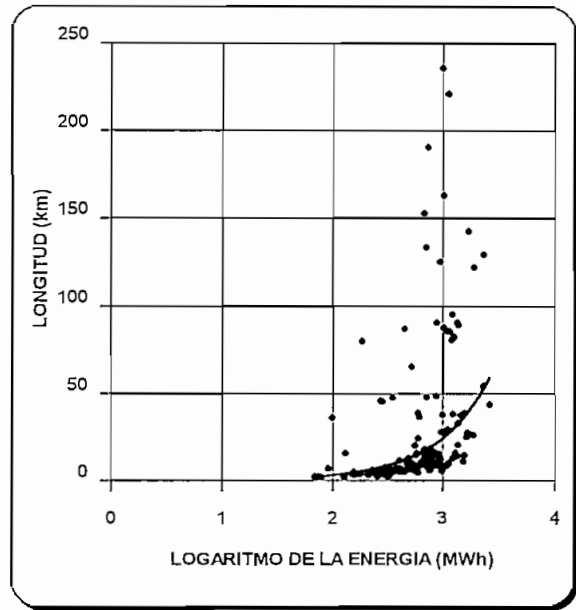


## DATOS DIRECTOS PARA PRIMARIOS

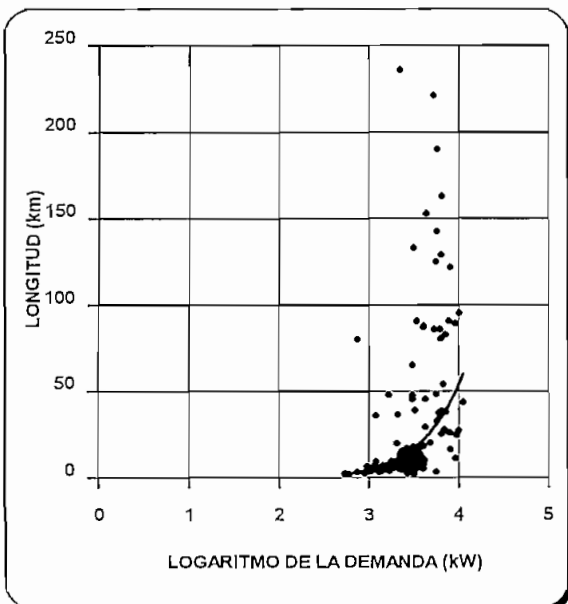
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



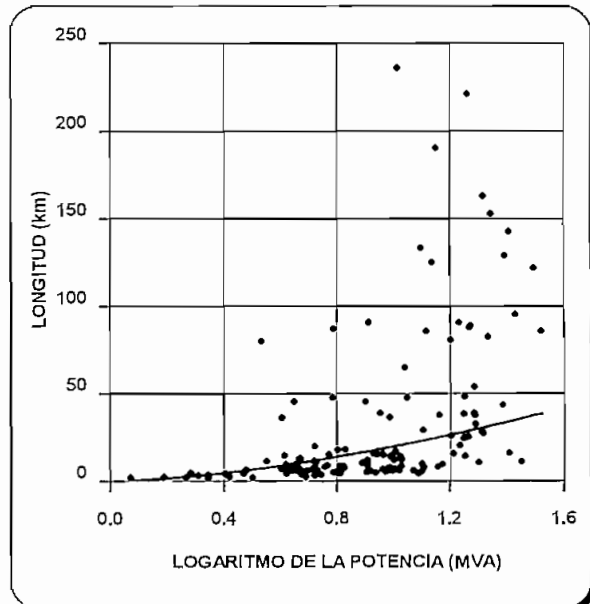
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)



LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)



## **ANEXO F.**

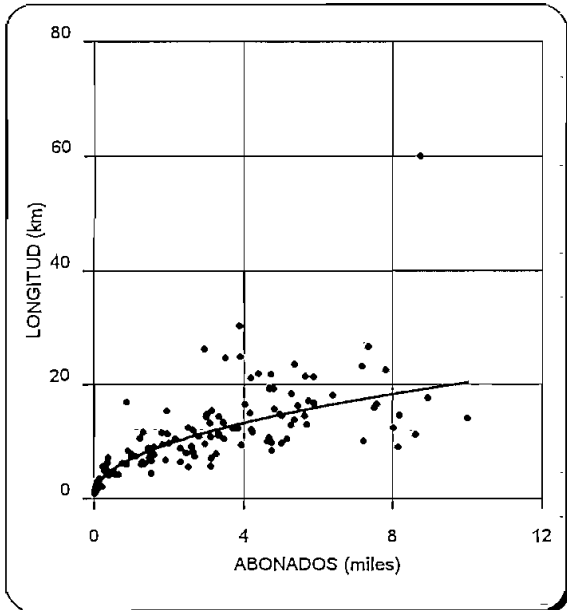
### **DATOS DE LONGITUDES DE PRIMARIOS.**

#### **(DENSIDADES – REGRESIONES)**

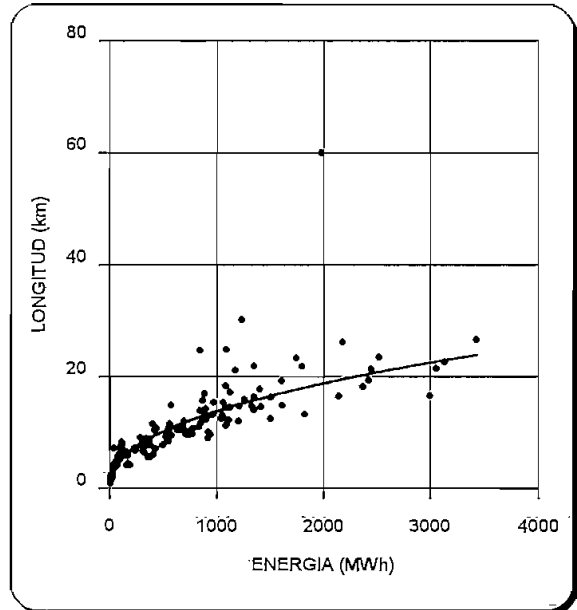
La información gráfica que se presenta en este anexo es para estimar cantidades de obra, es decir, cantidad de conductor para la red del sistema primario es similar al del anexo anterior, con la diferencia que cambian los datos para el análisis, ya que se trabaja con densidades y regresiones de densidades. En este análisis mejora muchísimo la tendencia y el factor de correlación al trabajar con densidades. Se puede apreciar claramente la línea de tendencia que se aproxima a un recta.

## DATOS CON DENSIDADES PARA PRIMARIOS

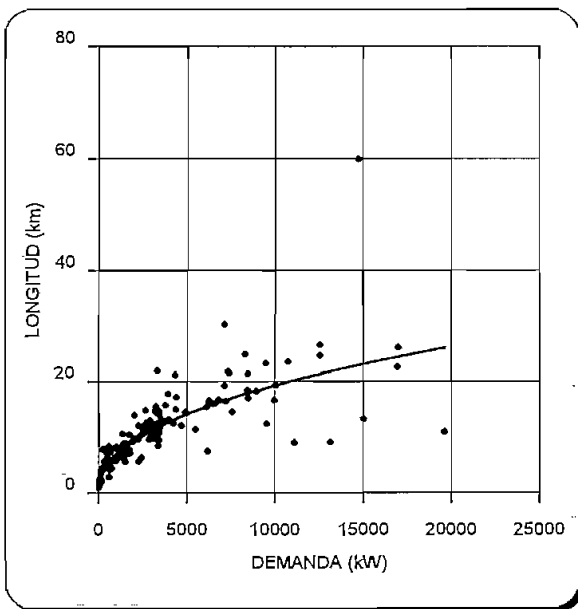
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



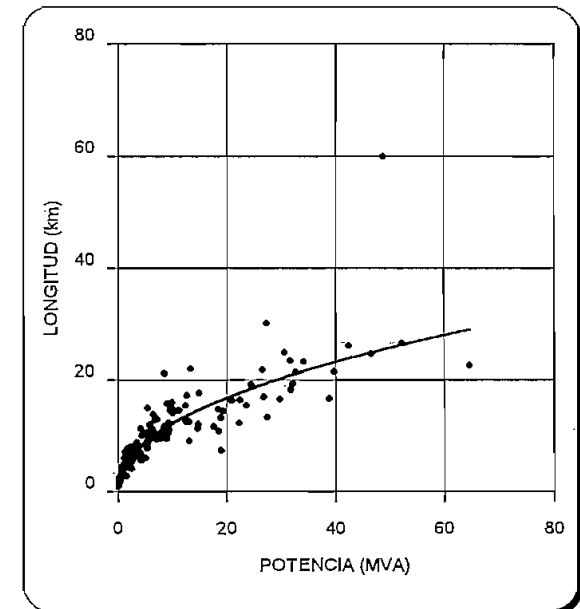
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)

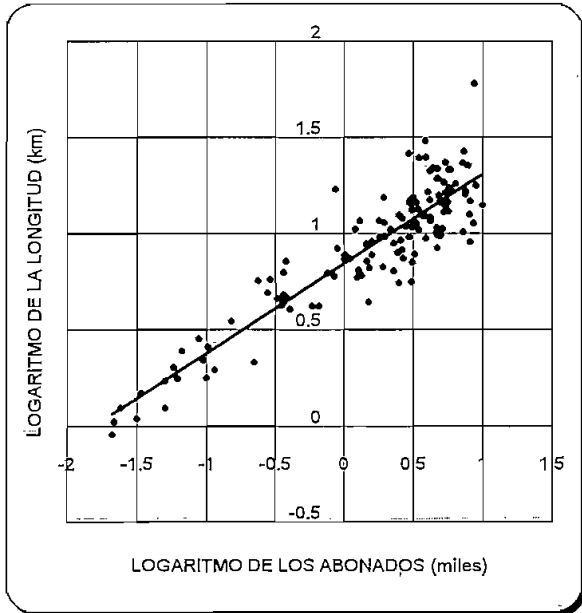


LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)

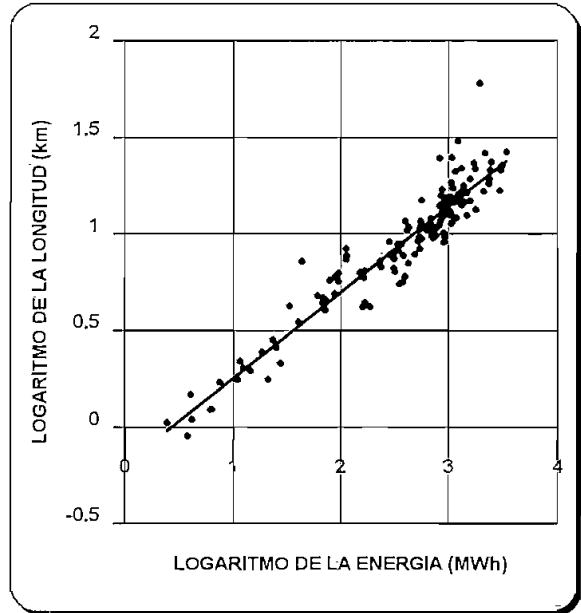


## DATOS CON DENSIDADES PARA PRIMARIOS

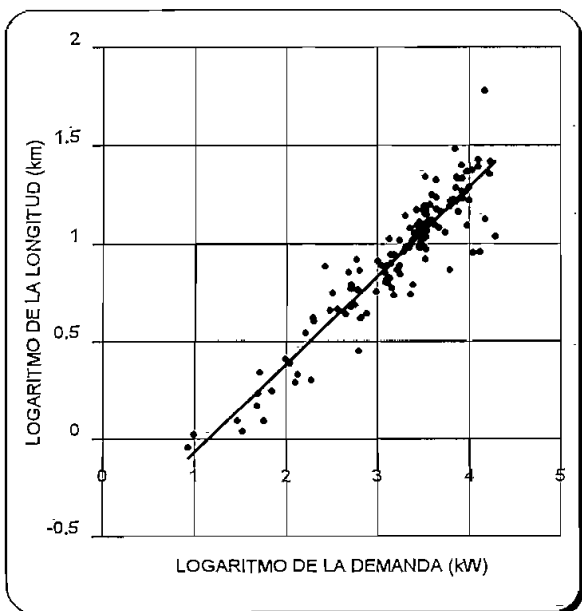
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



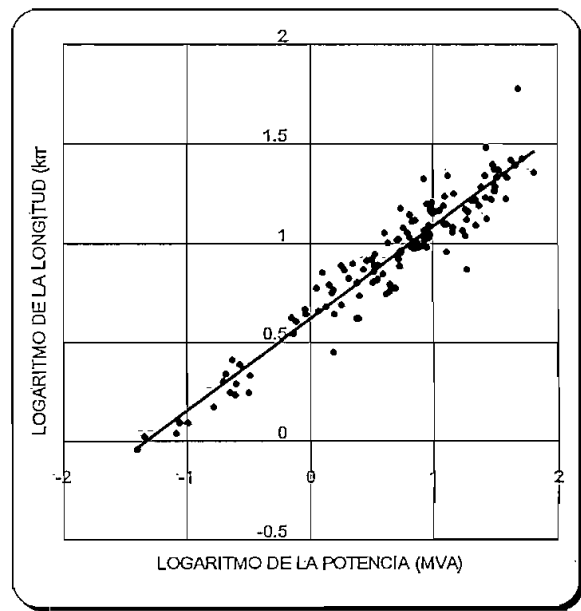
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)

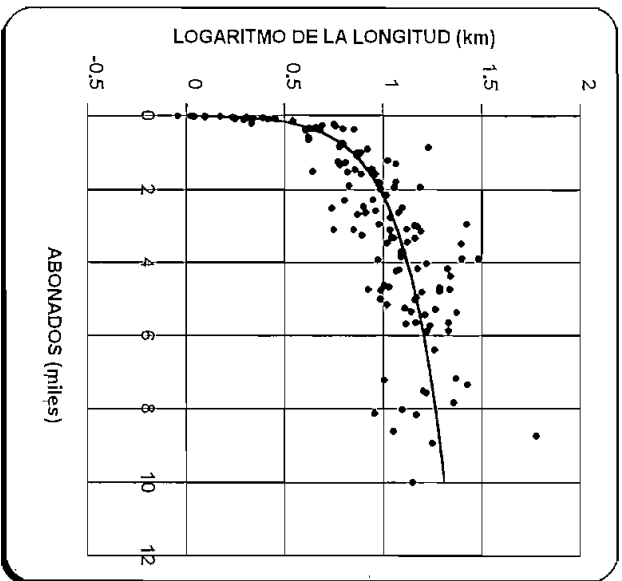


LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)

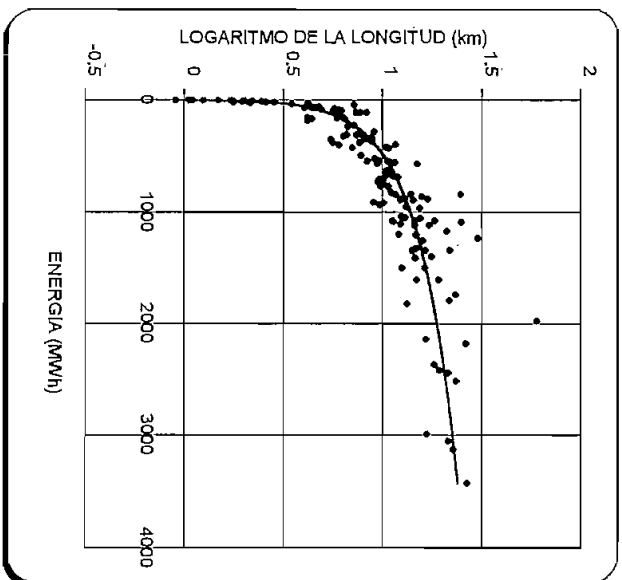


### DATOS CON DENSIDADES PARA PRIMARIOS

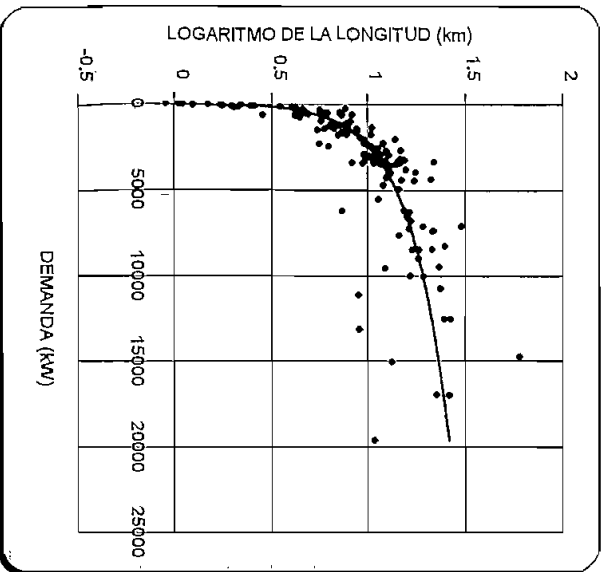
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



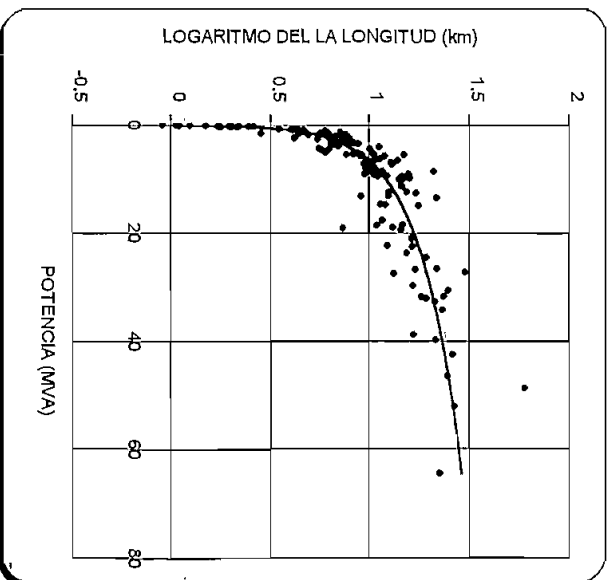
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)

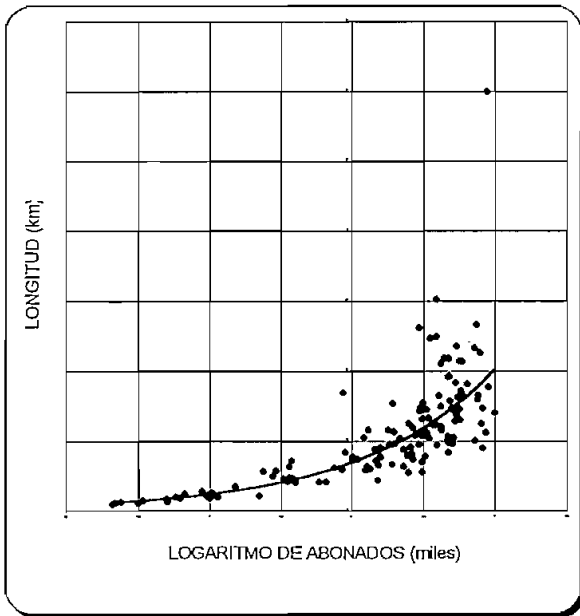


LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)

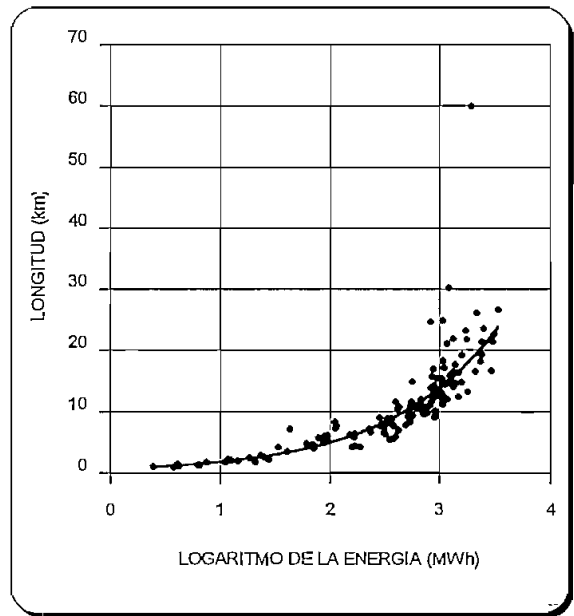


## DATOS CON DENSIDADES PARA PRIMARIOS

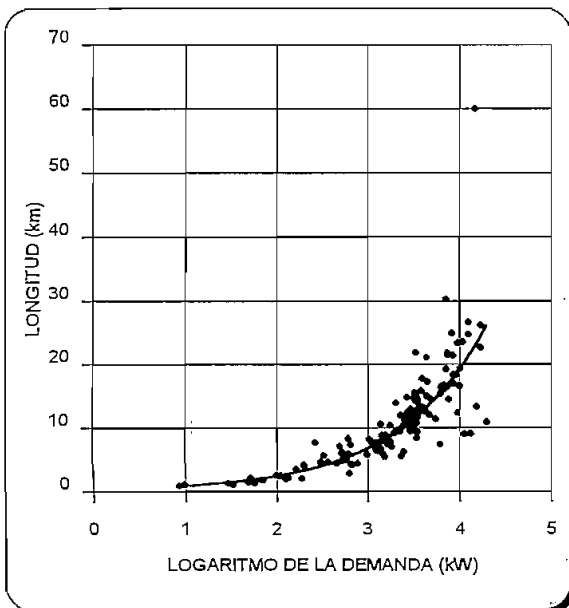
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



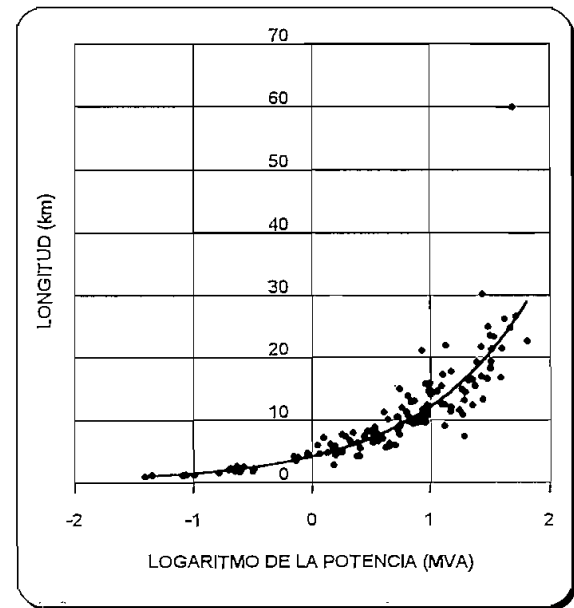
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)



LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)





## ANEXO G.

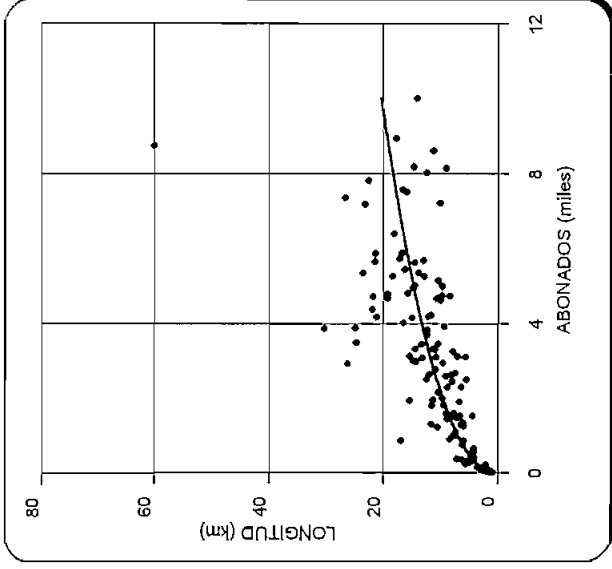
### DATOS DE TRANSFORMADORES.

#### (DIRECTAS – REGRESIONES)

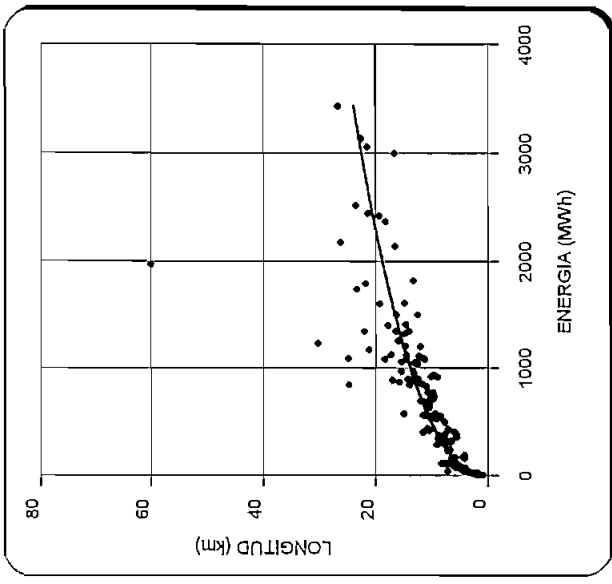
Es un caso similar que el **Anexo F**, pero en este caso se trata todo lo relacionado a transformadores para estimar la capacidad de estos dentro de los sistemas de distribución. Donde las líneas de las gráficas nos dan las respectivas tendencias.

## DATOS CON DENSIDADES PARA PRIMARIOS

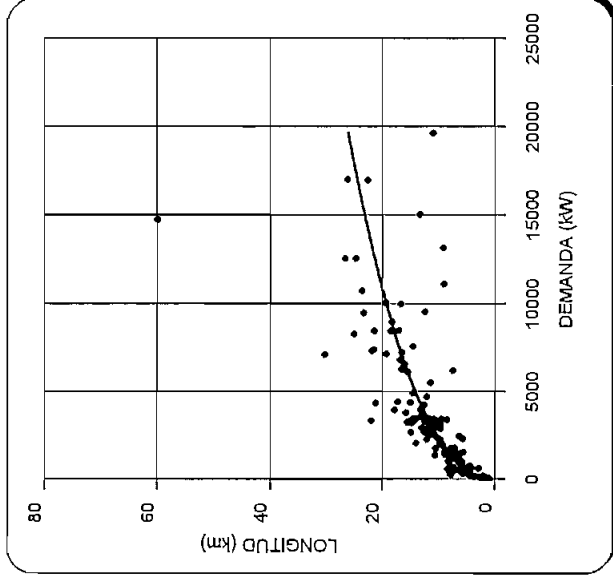
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



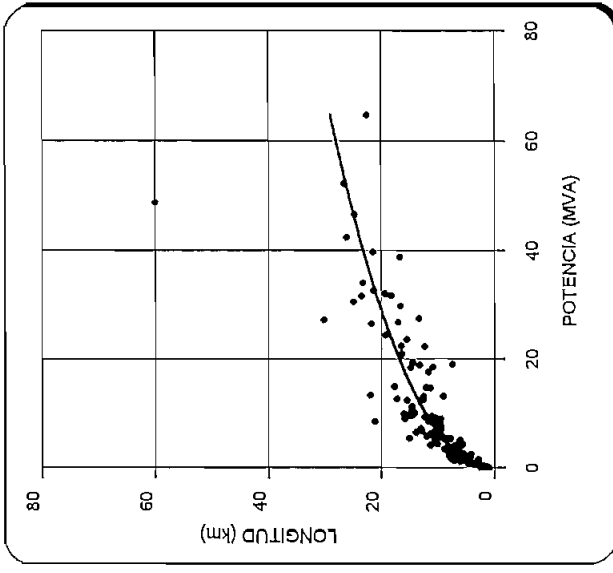
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)

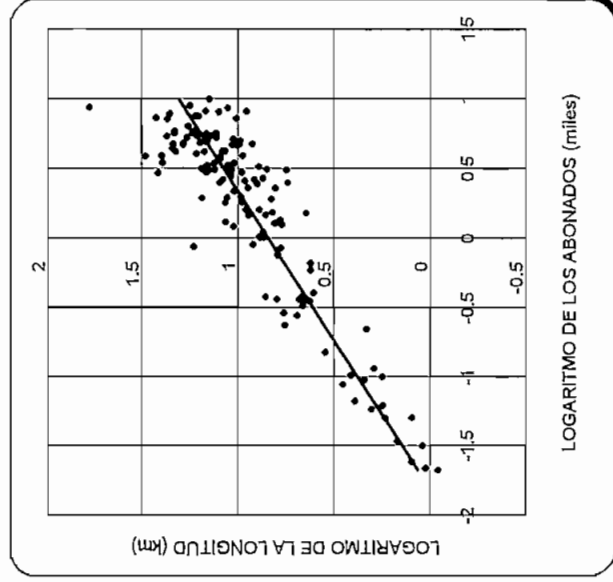


LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)

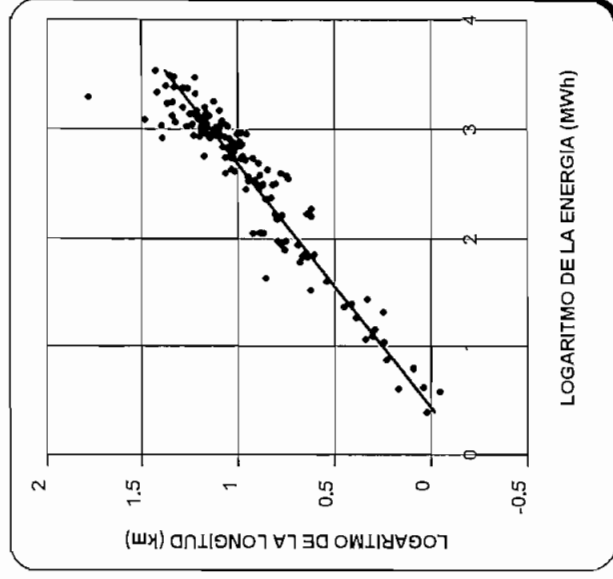


## DATOS CON DENSIDADES PARA PRIMARIOS

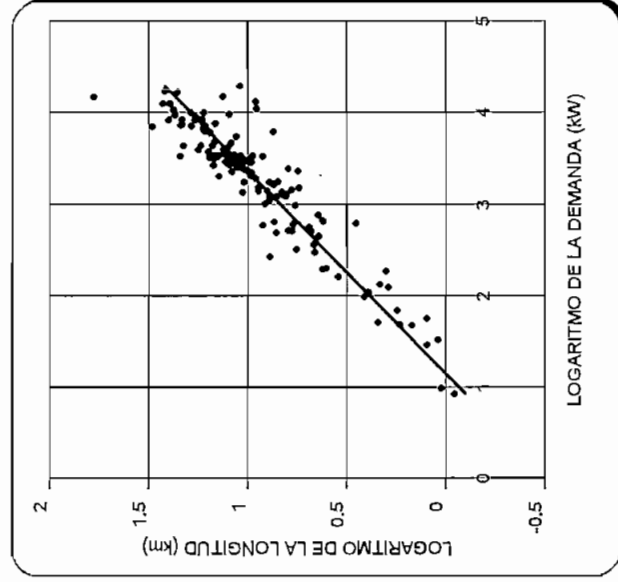
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



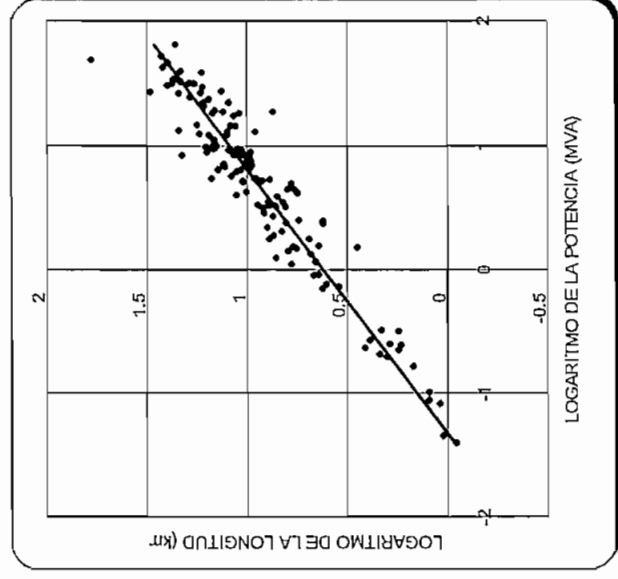
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



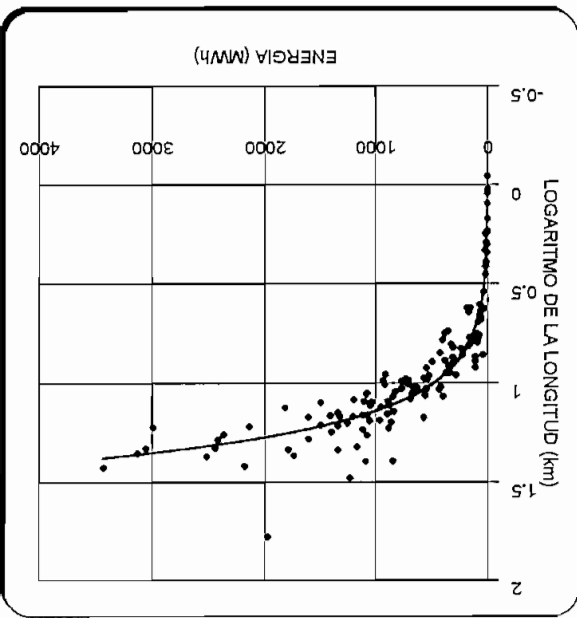
LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)



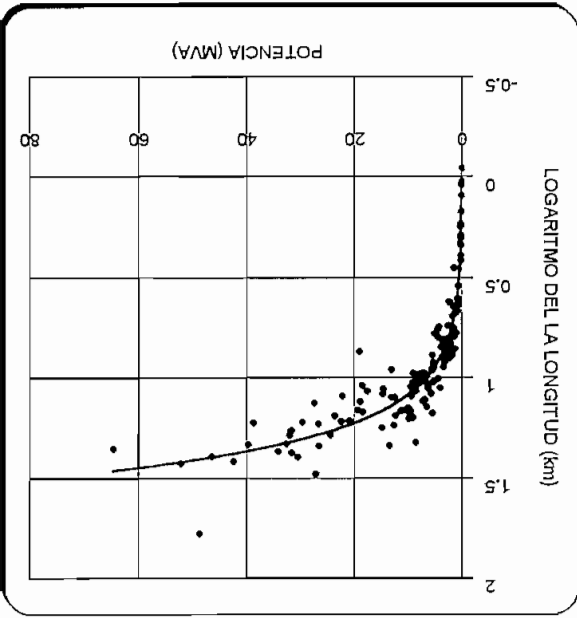
LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)



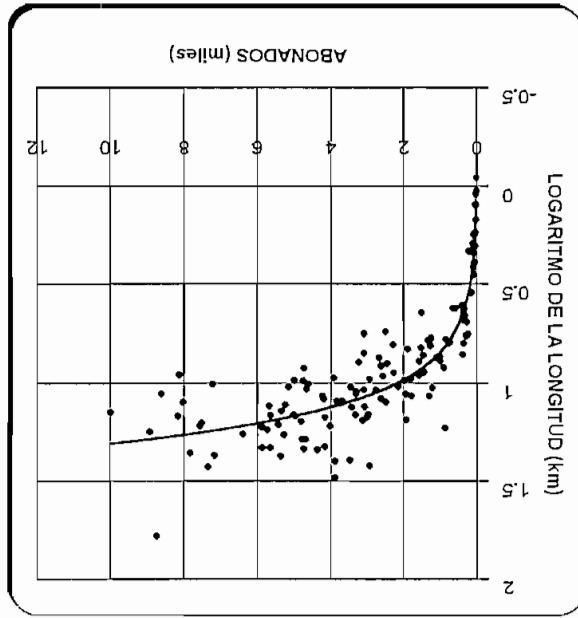
DATOS CON DENSIDADES PARA PRIMARIOS



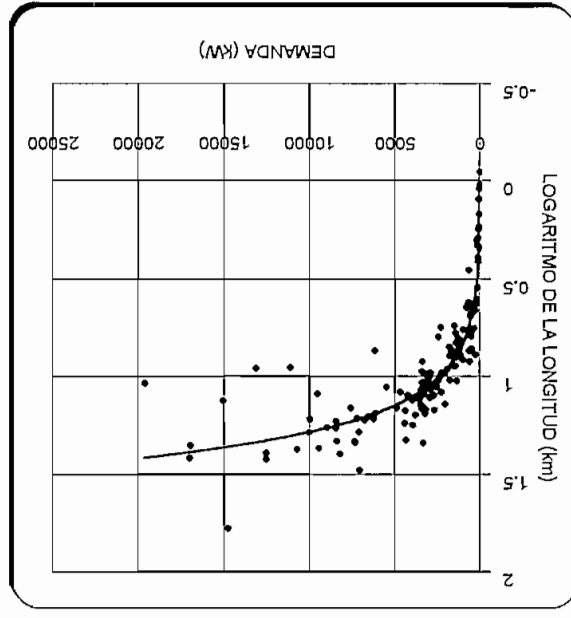
LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)



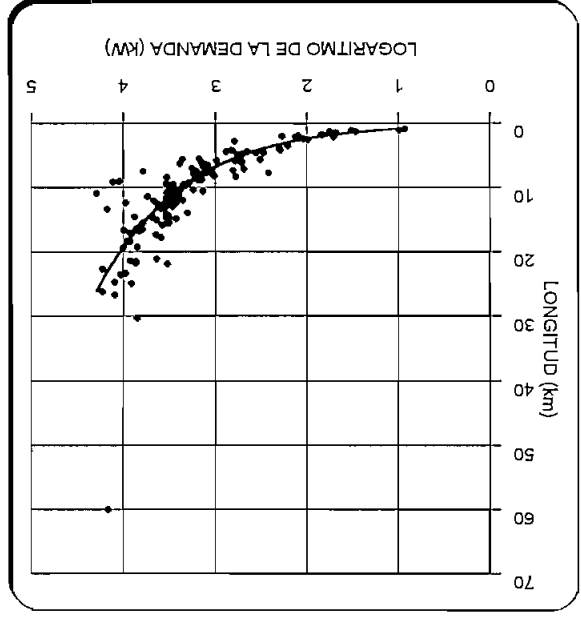
LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)



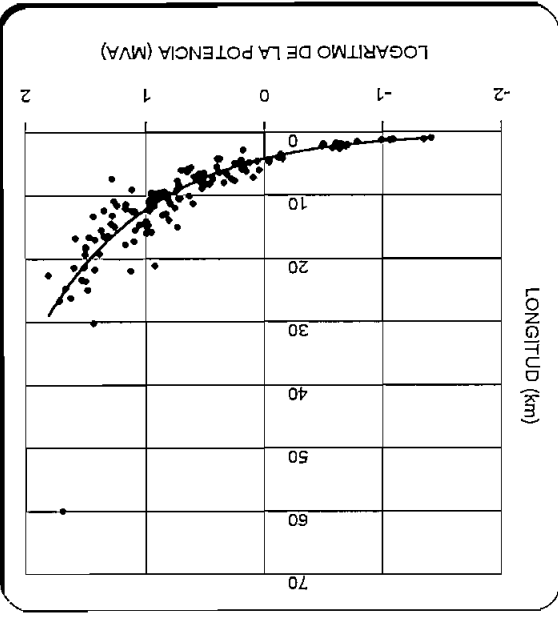
LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



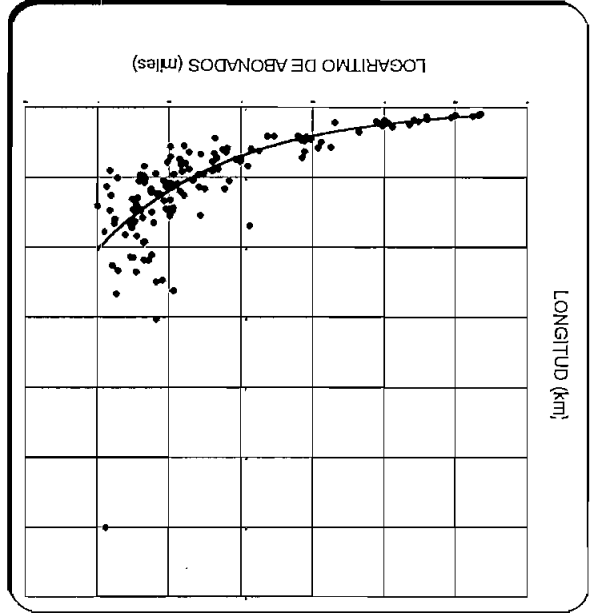
LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)



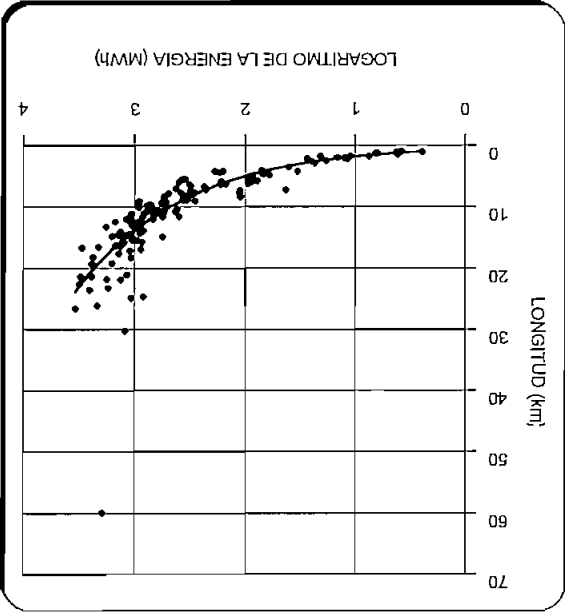
LONGITUD (km) VS. DEMANDA (kW)



LONGITUD (km) VS. POTENCIA (MVA)



LONGITUD (km) VS. ABONADOS (miles)



LONGITUD (km) VS. ENERGIA (MWh)

DATOS CON DENSIDADES PARA PRIMARIOS

## **ANEXO H.**

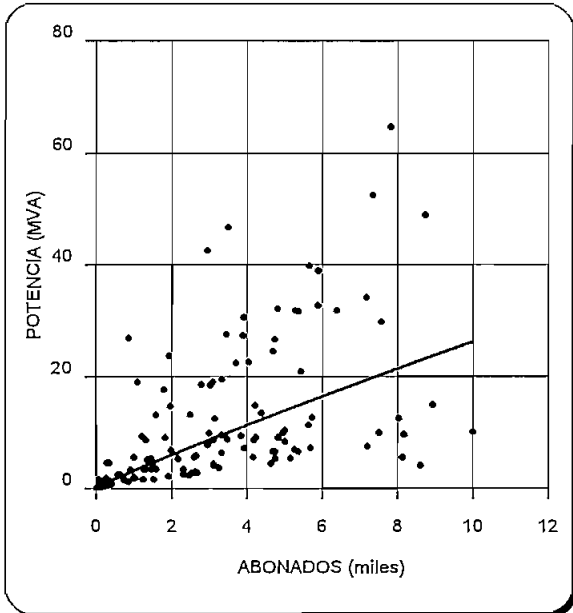
### **DATOS DE TRANSFORMADORES.**

#### **(DENSIDADES – REGRESIONES)**

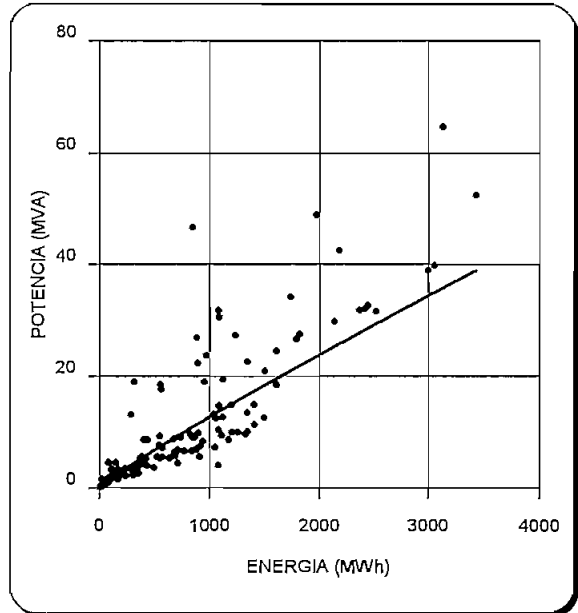
En este anexo se muestra las graficas con las tendencias, que se obtuvo del análisis con datos de densidades y sus respectivas regresiones para estimar cantidades de obra (capacidad de transformadores), en las cuales se puede observar que mejora la tendencia mucho más que con los datos directos.

## DATOS CON DENSIDADES PARA TRANSFORMADORES

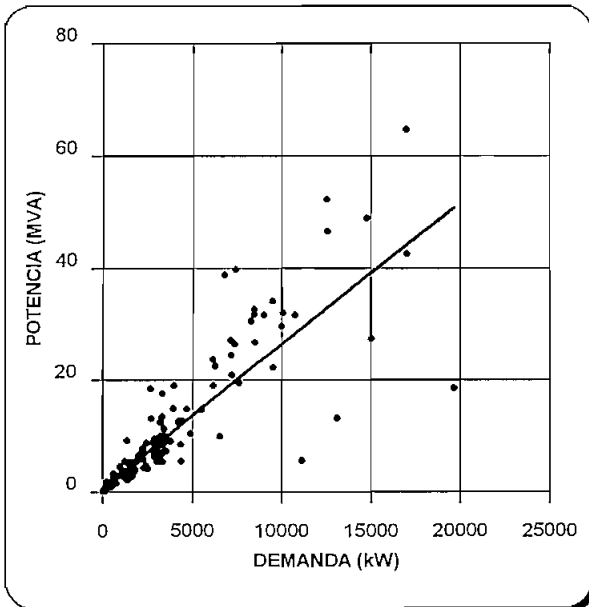
POTENCIA (MVA) VS. ABONADOS (miles)



POTENCIA (MVA) VS. ENERGIA (MWh)

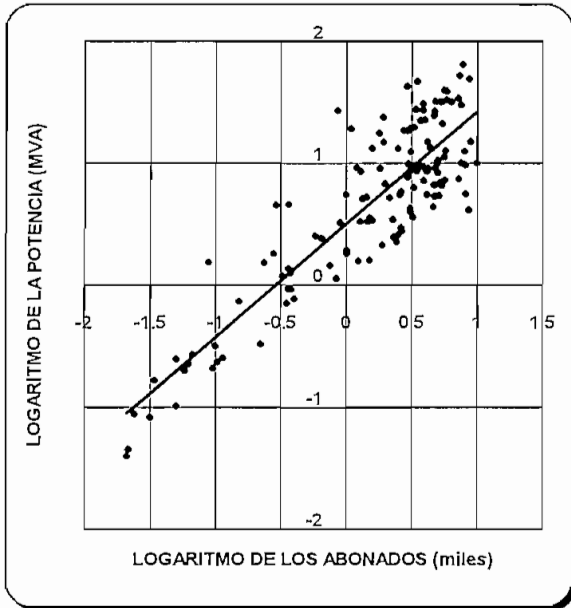


POTENCIA (MVA) VS. DEMANDA (kW)

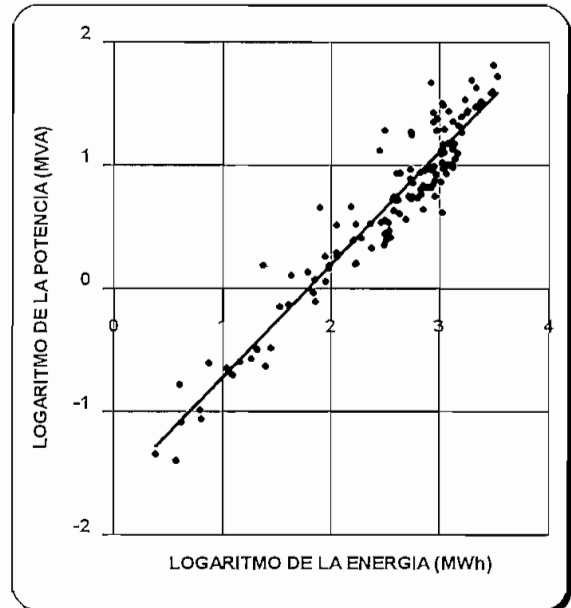


## DATOS CON DENSIDADES PARA TRANSFORMADORES

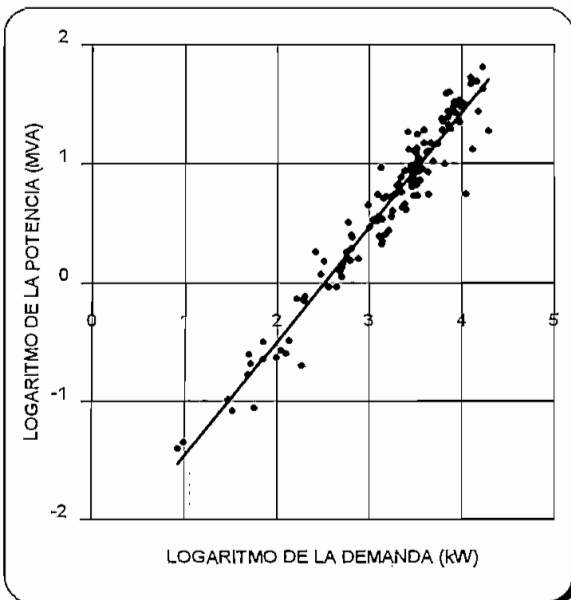
POTENCIA (MVA) VS. ABONADOS (miles)



POTENCIA (MVA) VS. ENERGIA (MWh)



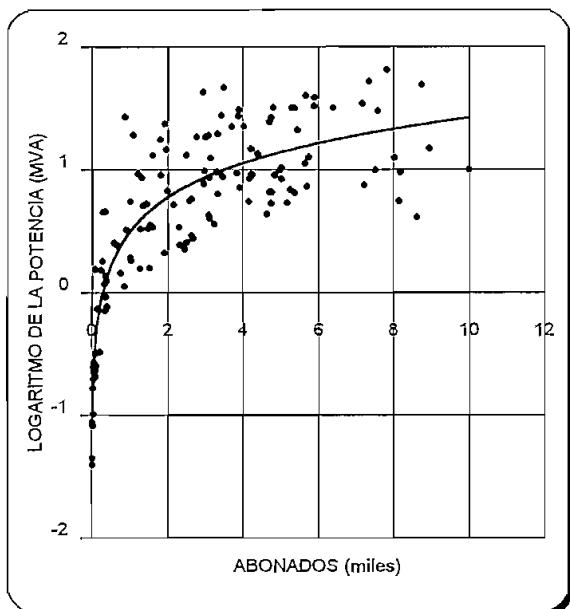
POTENCIA (MVA) VS. DEMANDA (kW)



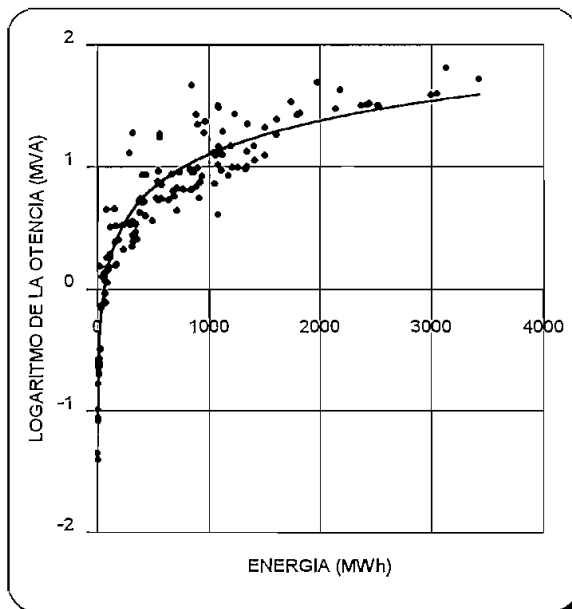


## DATOS CON DENSIDADES PARA TRANSFORMADORES

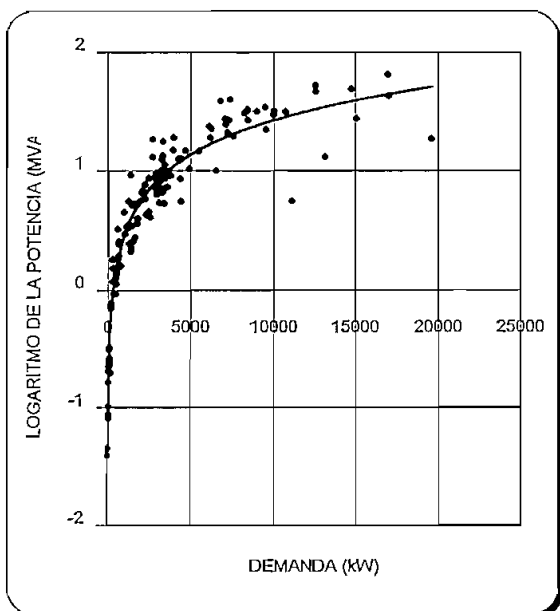
POTENCIA (MVA) VS. ABONADOS (miles)



POTENCIA (MVA) VS. ENERGIA (MWh)

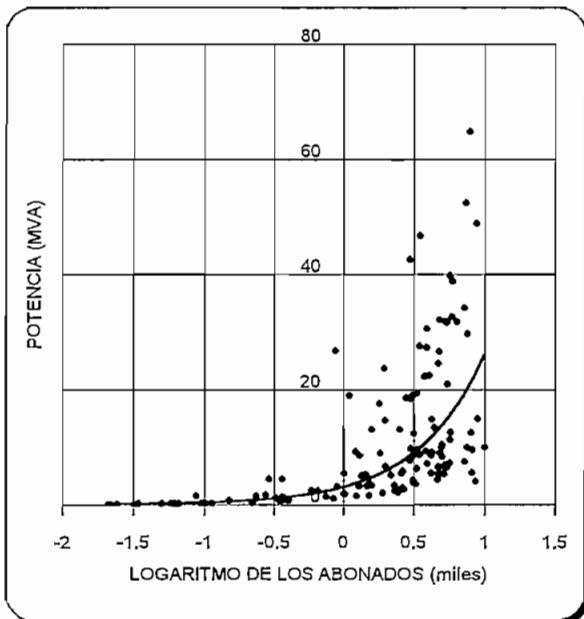


POTENCIA (MVA) VS. DEMANDA (kW)

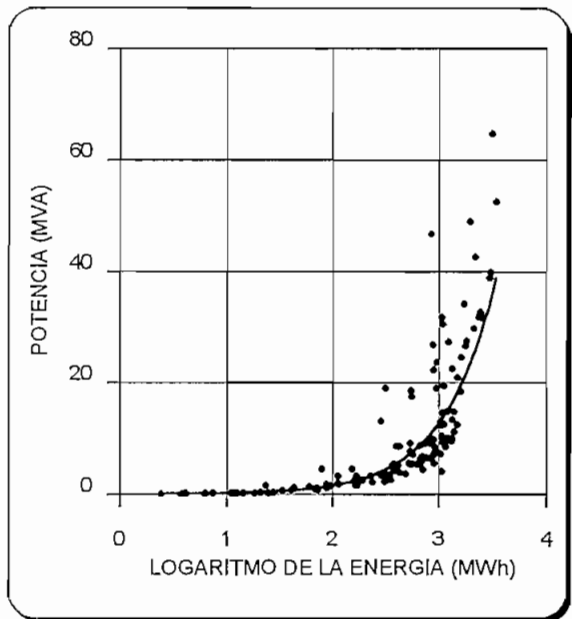


## DATOS CON DENSIDADES PARA TRANSFORMADORES

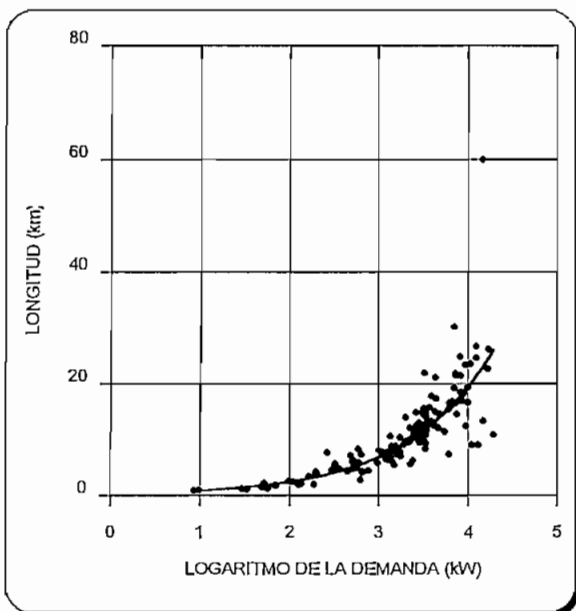
POTENCIA (MVA) VS. ABONADOS (miles)



POTENCIA (MVA) VS. ENERGIA (MWh)



POTENCIA (MVA) VS. DEMANDA (kW)



## **ANEXO I.**

### **DATOS DE COSTOS.**

Aquí se presenta los datos de costos por primario; costos de la red y costos de transformadores como también los parámetros externos para el análisis de estimación de inversiones. Dichos costos están asociados con sus respectivos componentes.

DATOS DIRECTOS						
PRIMARIOS	COSTO LINEA	COSTO TRAFOS	ABON (miles)	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (KW)	AREA (km2)
01A	1029768.953	3445465.26	1.65	337.619	2635.200	0.312
01B	3492869.864	10247725.6	3.032	928.664	2298.200	0.690
01C	1689713.991	3489357.85	1.658	773.148	2829.600	0.225
01D	3152966.204	8667416.3	3.121	1303.316	3373.900	1.249
01E	2534249.521	6576781.38	1.813	692.355	2242.100	1.796
02A	9846079.319	5749742.37	2.403	274.682	3081.069	6.347
02B	1728381.728	2240618.178	1.659	232.968	1816.991	0.533
02C	2807945.68	2656216.533	4.265	542.953	1776.613	0.590
02D	5178587.317	3749426.474	4.21	561.573	2049.162	3.364
03A	4261563.006	3611418.718	4.444	686.551	2246.400	0.958
03B	4926611.052	5624276.44	3.577	492.218	3767.000	0.858
03C	4261637.98	3063124.293	4.542	575.815	2570.400	1.850
03D	4551492.86	3462227.003	5.592	788.777	3129.262	2.423
03E	5273006.112	5053494.453	5.895	957.819	3603.698	1.238
04A	4641579.93	3500106.441	9.864	1236.964	2907.400	1.144
04B	4139405.411	3285068.547	5.176	638.291	3071.500	1.001
04C	5925955.083	4806175.052	6.586	778.633	4034.900	2.454
04D	3541301.335	3208222.072	3.125	627.597	2553.000	0.738
04E	1264644.176	1291250.2	1.834	212.155	1300.300	0.386
06A	391454.5555	1752386.2	1.358	243.694	1062.679	0.281
07A	3234365.585	2521678.867	3.243	406.568	2341.899	1.700
07B	3916499.046	2947185.948	5.682	702.294	4209.362	1.832
07C	5283202.645	4430355.558	6.12	688.465	3098.978	4.018
07D	24346.4853	3445030.21	3.236	507.749	1423.309	0.362
07E	862967.478	867110.494	2.268	254.688	3098.978	0.278
08B	91516.3343	1584073.97	1.703	318.156	896.382	0.212
08C	9300.5403	546356.64	0.331	74.743	559.034	0.038
08D	7219.0408	1354285.49	1.939	324.493	1686.740	0.258
09A	1420145.404	1396025.637	1.9	308.923	748.800	0.232
09C	2263359.409	4625312.87	5.734	771.321	1967.000	0.573
09D	2127457.282	2254223.495	2.042	374.943	1540.800	0.690
09E	3367118.307	4739330.13	2.387	583.126	2401.900	3.636
10A	702056.2338	983561.6617	0.924	127.801	531.400	0.296
10B	1063093.899	1718622.875	0.856	285.604	1330.600	0.212
10C	1421009.322	4181694.09	2.127	515.487	2808.000	0.296
10D	881864.5497	1855985.64	0.571	178.183	1047.600	0.317
11A	1114644.671	1681979.723	1.432	308.025	1399.700	0.285
11B	3669506.12	5610639.52	3.662	757.606	3224.000	2.392
11C	4575995.655	9400082.9	5.353	1339.017	3031.400	0.947
11D	2315615.398	1689788.099	2.94	418.941	1777.700	1.172
12A	3211214.48	4439036.189	3.043	867.514	3386.900	0.722
12B	2714800.676	5743909.6	2.368	770.144	2635.200	4.033
12D	605099.5555	599436.724	0.283	79.167	599.000	0.073
13A	2922775.988	5662229.18	2.064	694.005	2116.800	0.656
13B	1418377.041	7021665.4	2.945	715.545	1897.600	0.592
13C	1799166.279	3362696.48	1.357	419.007	1735.000	0.438
13D	1132743.476	5072261.59	1.069	483.849	1198.300	0.880
13E	638720.7307	1042052.15	0.336	91.532	1134.000	1.153
15A	7036144.732	8204766.78	6.019	1102.253	4229.300	3.778
15B	4129988.469	6763382.36	3.012	907.905	3309.100	1.008
15C	1521939.497	4902363.27	1.382	495.086	1442.900	0.695
15D	2445741.018	9120379	2.932	1567.430	2600.600	0.973
15E	2753878.688	3539821.001	2.066	540.443	1766.900	0.781
16A	616893.4996	2882412.64	0.65	157.309	2337.100	0.186
16B	5614410.403	8863853.12	4.534	1364.914	4868.600	3.377
16C	2658502.198	3924808.94	1.573	531.218	3585.600	0.472
16D	4336397.613	5906641.834	4.3	876.655	3201.100	1.662
16E	4139899.793	5830282.046	3.764	942.344	3265.900	1.131
16F	3094719.522	3642431.526	2.66	770.797	2285.300	0.693
16G	1813056.762	3254617.787	1.567	378.858	4030.600	0.422
16H	1165262.193	3568124.18	0.956	303.764	1745.300	0.246
17A	2093940.448	2739891.82	2.52	395.020	950.400	0.469
17B	2514569.705	2539967.271	3.156	584.421	1978.600	0.554
17C	948645.4713	1491777.505	0.792	158.814	5607.400	0.285
17D	2624692.87	2689154.91	3.228	542.304	1786.300	0.613

DATOS DIRECTOS						
PRIMARIOS	COSTO LINEA	COSTO TRAFOS	ABON (miles)	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (KW)	AREA (km2)
17E	1379484.313	2108397.471	0.851	342.824	1343.500	0.466
17G	2903107.86	2743411.204	2.965	555.849	1881.400	0.591
18A	5105587.877	14742530.1	0.831	847.174	8107.200	0.955
18B	10818469.2	12122108.53	8.043	1562.364	6516.000	3.707
18C	8526456.002	12065482.76	3.139	967.731	7012.800	2.404
18D	10224017.28	8694499.101	9.793	1466.922	6004.800	4.264
18E	5284731.602	6639519.53	1.415	600.012	9583.200	3.905
19A	10626494.4	12084896	5.362	1379.794	5745.600	3.708
19B	14436098.09	12803994.97	4.494	673.134	4392.000	89.470
19C	19651554.69	15057782.59	12.904	1354.439	7761.600	15.157
19D	19968598.19	21294674.5	12.854	2630.931	11222.600	3.855
19E	10934307.71	14812855.33	8.37	1636.703	6440.873	1.456
19F	3601644.283	4938850.11	4.041	779.850	2833.594	1.163
21A	10568587.06	9109880.691	11.432	1888.393	7939.200	2.438
21B	10405826.71	9811186.19	11.498	1681.300	10022.400	2.925
21C	3243520.27	5719408.45	1.633	470.615	9216.000	1.491
21D	18320487.29	11322426.45	11.362	1273.872	7248.000	11.231
21E	496153.4112	747856.103	0.387	69.611	3196.000	0.243
24A	2007589.334	11223658.7	2.685	1116.506	3849.100	0.456
24B	2614962.929	9482894.6	2.417	827.945	3676.300	0.515
24C	447840.0203	6603355.1	0.947	266.475	985.000	0.227
24D	1028061.303	3928778.29	0.531	266.769	1684.800	0.275
24E	2370264.022	14893942.8	2.846	1536.071	3715.200	0.502
27A	19111466.45	13603642.16	8.979	1121.236	5263.000	178.576
27B	24185887.82	19913051.62	12.931	2324.345	6458.000	32.125
27D	19596839.47	16553097.97	8.083	1692.994	5679.561	80.668
27F	24191343.97	23834722.12	8.726	1912.742	8064.000	26.683
28A	1244841.592	2978435.24	1.924	977.693	2216.200	0.326
28B	490118.4701	1065900.054	0.615	325.409	2687.000	0.179
28C	525212.0868	2241306.99	0.557	412.782	3222.700	0.189
28D	1347299.692	5667828.9	1.313	730.117	3685.000	0.670
32A	3664951.872	2977879.892	4.736	722.593	2548.800	1.454
32B	1832872.418	4796610.59	1.623	761.010	3240.000	0.302
32C	2085402.514	2237520.13	1.099	415.304	1697.800	0.232
32E	2696389.838	3890650.14	1.924	970.816	4026.200	0.400
34A	5361374.856	2549608.22	1.694	453.331	4033.981	70.275
34B	13544312.04	7372305.114	5.491	992.192	2223.165	261.627
34C	7047888.096	4235140.514	2.782	352.044	3052.142	24.298
34D	4598720.404	2842846.5	1.661	185.909	747.034	75.904
36A	10663943.89	9698024.393	6.594	1205.383	6343.000	17.337
36B	6088207.398	8518378.53	1.519	613.412	2088.000	6.409
36C	3543401.552	2519633.795	1.305	283.002	4226.400	22.545
36D	11429745.49	13968070.27	3.814	1026.954	4128.200	25.179
36E	15591381.95	11789426.22	5.756	1023.809	6480.000	92.704
36F	7696010.602	13772602.6	2.741	871.418	5627.000	9.876
37A	14678281.25	8762053.328	5.79	708.738	3169.151	60.867
37B	2690582.939	2385297.608	0.486	130.627	3467.424	5.536
37C	12999671.71	8051742.529	5.448	522.390	3057.298	15.506
37D	8449421.329	5977112.193	4.722	599.513	3243.719	6.255
53C	1579550.491	3899461.94	1.643	453.169	2177.300	0.301
53D	1999347.725	2946999.69	1.491	596.629	3231.400	0.190
53E	3187358.141	5777311.6	2.911	1077.559	4078.100	0.454
53F	1761100.582	5275158.56	2.689	759.599	3546.700	0.355
57A	16763675.79	14525090.85	7.229	1210.940	10159.200	19.861
57B	9385402.184	8453374.57	7.547	997.576	7207.200	5.880
57C	10488118.43	10842532.52	7.867	1238.242	6487.200	5.342
57D	14213305.44	12300682.31	7.352	1389.121	9172.800	20.311
58A	13052130.09	9270559.7	3.413	948.205	5650.000	51.196
58B	4325477.656	2315581.739	0.836	99.881	1191.873	24.485
58C	8481115.231	4498650.186	3.606	880.182	3461.000	35.154
58D	11978538.93	7631602.636	5.515	729.164	5783.000	173.891
59A	15695621.87	11008953.39	8.892	1112.651	5378.400	39.964
59B	17029332.25	13228531.41	17.418	2295.339	6739.200	6.609
59C	17449921.57	17087664.93	9.289	1159.824	6156.000	10.285
59D	11653839.95	7953512.433	6.308	712.314	1655.155	6.200

LOGARITMO DE LOS DATOS DIRECTOS						
PRIMARIOS	COSTO LINEA	COSTO TRAFOS	ABON (miles)	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (KW)	AREA (km2)
01A	6.01274	6.53725	0.21748	2.52843	3.42081	
01B	6.54318	7.01063	0.48173	2.96786	3.36139	
01C	6.22781	6.54275	0.21958	2.88826	3.45173	
01D	6.49872	6.93789	0.49429	3.11505	3.52813	
01E	6.40385	6.81801	0.25840	2.84033	3.35065	
02A	6.99326	6.75965	0.38075	2.43883	3.48870	
02B	6.23764	6.35037	0.21985	2.36730	3.25935	
02C	6.44839	6.42426	0.62992	2.73476	3.24959	
02D	6.71421	6.57396	0.62428	2.74941	3.31158	
03A	6.62957	6.55768	0.64777	2.83667	3.35149	
03B	6.69255	6.75007	0.55352	2.69216	3.57600	
03C	6.62958	6.48616	0.65725	2.76028	3.41000	
03D	6.65815	6.53936	0.74757	2.89695	3.49544	
03E	6.72206	6.70359	0.77048	2.98128	3.55675	
04A	6.66667	6.54408	0.99405	3.09236	3.46350	
04B	6.61694	6.51654	0.71399	2.80502	3.48735	
04C	6.77276	6.68180	0.81862	2.89133	3.60583	
04D	6.54916	6.50626	0.49485	2.79768	3.40705	
04E	6.10197	6.11101	0.26340	2.32665	3.11404	
06A	5.59268	6.24363	0.13290	2.38684	3.02640	
07A	6.50979	6.40169	0.51095	2.60913	3.36957	
07B	6.59290	6.46941	0.75450	2.84652	3.62422	
07C	6.72290	6.64644	0.78675	2.83788	3.49122	
07D	4.38644	6.53719	0.51001	2.70565	3.15330	
07E	5.93599	5.93807	0.35564	2.40601	3.49122	
08B	4.96150	6.19978	0.23121	2.50264	2.95249	
08C	3.96851	5.73748	-0.48017	1.87357	2.74744	
08D	3.85848	6.13171	0.28758	2.51121	3.22705	
09A	6.15233	6.14489	0.27875	2.48985	2.87437	
09C	6.35475	6.66514	0.75846	2.88724	3.29380	
09D	6.32786	6.35300	0.31006	2.57397	3.18775	
09E	6.52726	6.67572	0.37785	2.76576	3.38055	
10A	5.84637	5.99280	-0.03433	2.10653	2.72542	
10B	6.02657	6.23518	-0.06753	2.45576	3.12405	
10C	6.15260	6.62135	0.32777	2.71222	3.44840	
10D	5.94540	6.26857	-0.24336	2.25087	3.02020	
11A	6.04714	6.22582	0.15594	2.48859	3.14603	
11B	6.56461	6.74901	0.56372	2.87944	3.48058	
11C	6.66049	6.97313	0.72860	3.12679	3.50939	
11D	6.36467	6.22783	0.46835	2.62215	3.24986	
12A	6.50667	6.64729	0.48330	2.93828	3.52980	
12B	6.43374	6.75921	0.37438	2.88657	3.42081	
12D	5.78183	5.77774	-0.54821	1.89855	2.77743	
13A	6.46580	6.75299	0.31471	2.84136	3.32568	
13B	6.15179	6.84644	0.46909	2.85464	3.27820	
13C	6.25507	6.52669	0.13258	2.62222	3.23930	
13D	6.05413	6.70520	0.02898	2.68471	3.07857	
13E	5.80531	6.01789	-0.47366	1.96157	3.05461	
15A	6.84733	6.91407	0.77952	3.04228	3.62627	
15B	6.61595	6.83016	0.47885	2.95804	3.51971	
15C	6.18240	6.69041	0.14051	2.69468	3.15924	
15D	6.38841	6.96001	0.46716	3.19519	3.41507	
15E	6.43994	6.54898	0.31513	2.73275	3.24721	
16A	5.79021	6.45976	-0.18709	2.19675	3.36868	
16B	6.74930	6.94762	0.65648	3.13511	3.68740	
16C	6.42464	6.59382	0.19673	2.72527	3.55456	
16D	6.63713	6.77134	0.63347	2.94283	3.50530	
16E	6.61699	6.76569	0.57565	2.97421	3.51400	
16F	6.49062	6.56139	0.42488	2.88694	3.35894	
16G	6.25841	6.51250	0.19507	2.57848	3.60537	
16H	6.06642	6.55244	-0.01954	2.48254	3.24187	
17A	6.32096	6.43773	0.40140	2.59662	2.97791	
17B	6.40046	6.40483	0.49914	2.76673	3.29636	
17C	5.97710	6.17370	-0.10127	2.20089	3.74876	
17D	6.41908	6.42962	0.50893	2.73424	3.25195	

## LOGARITMO DE LOS DATOS DIRECTOS

PRIMARIOS	COSTO LINEA	COSTO TRAFOS	ABON (miles)	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (KW)	AREA (km2)
17E	6.13972	6.32395	-0.07007	2.53507	3.12824	
17G	6.46286	6.43829	0.47202	2.74496	3.27448	
18A	6.70805	7.16857	-0.08040	2.92797	3.90887	
18B	7.03417	7.06358	0.90542	3.19378	3.81398	
18C	6.93077	7.08154	0.49679	2.98575	3.84589	
18D	7.00962	6.93924	0.99092	3.16641	3.77850	
18E	6.72302	6.82214	0.15076	2.77816	3.98151	
19A	7.02639	7.08224	0.72933	3.13981	3.75934	
19B	7.15945	7.10735	0.65263	2.82810	3.64266	
19C	7.29340	7.17776	1.11072	3.13176	3.88995	
19D	7.30035	7.32827	1.10904	3.42011	4.05009	
19E	7.03879	7.17064	0.92273	3.21397	3.80894	
19F	6.55650	6.69363	0.60649	2.89201	3.45234	
21A	7.02402	6.95951	1.05812	3.27609	3.89978	
21B	7.01728	6.99172	1.06062	3.22565	4.00097	
21C	6.51102	6.75735	0.21299	2.67267	3.96454	
21D	7.26294	7.05394	1.05545	3.10513	3.86022	
21E	5.69562	5.87382	-0.41229	1.84268	3.50461	
24A	6.30267	7.05013	0.42894	3.04786	3.58536	
24B	6.41747	6.97694	0.38328	2.91800	3.56541	
24C	5.65112	6.81976	-0.02365	2.42566	2.99344	
24D	6.01202	6.59426	-0.27491	2.42613	3.22655	
24E	6.37480	7.17301	0.45423	3.18641	3.56998	
27A	7.28129	7.13366	0.95323	3.04970	3.72123	
27B	7.38356	7.29914	1.11163	3.36630	3.81010	
27D	7.29219	7.21888	0.90757	3.22866	3.75431	
27F	7.38366	7.37721	0.94082	3.28166	3.90655	
28A	6.09511	6.47399	0.28421	2.99020	3.34561	
28B	5.69030	6.02772	-0.21112	2.51243	3.42927	
28C	5.72033	6.35050	-0.25414	2.61572	3.50822	
28D	6.12946	6.75342	0.11826	2.86339	3.56644	
32A	6.56407	6.47391	0.67541	2.85889	3.40634	
32B	6.26313	6.68093	0.21032	2.88139	3.51055	
32C	6.31919	6.34977	0.04100	2.61837	3.22989	
32E	6.43078	6.59002	0.28421	2.98714	3.60490	
34A	6.72928	6.40647	0.22891	2.65642	3.60573	
34B	7.13176	6.86760	0.73965	2.99660	3.34697	
34C	6.84806	6.62687	0.44436	2.54660	3.48460	
34D	6.66264	6.45375	0.22037	2.26930	2.87334	
36A	7.02792	6.98668	0.81915	3.08113	3.80229	
36B	6.78449	6.93036	0.18156	2.78775	3.31973	
36C	6.54942	6.40134	0.11561	2.45179	3.62597	
36D	7.05804	7.14514	0.58138	3.01155	3.61576	
36E	7.19288	7.07149	0.76012	3.01022	3.81158	
36F	6.88627	7.13902	0.43791	2.94023	3.75028	
37A	7.16668	6.94261	0.76268	2.85049	3.50094	
37B	6.42985	6.37754	-0.31336	2.11603	3.54001	
37C	7.11393	6.90589	0.73624	2.71799	3.48534	
37D	6.92683	6.77649	0.67413	2.77780	3.51104	
53C	6.19853	6.59100	0.21564	2.65626	3.33792	
53D	6.30089	6.46938	0.17348	2.77570	3.50939	
53E	6.50343	6.76173	0.46404	3.03244	3.61046	
53F	6.24578	6.72224	0.42959	2.88058	3.54982	
57A	7.22437	7.16212	0.85908	3.08312	4.00686	
57B	6.97245	6.92703	0.87777	2.99895	3.85777	
57C	7.02070	7.03513	0.89581	3.09281	3.81206	
57D	7.15270	7.08993	0.86641	3.14274	3.96250	
58A	7.11568	6.96711	0.53314	2.97690	3.75205	
58B	6.63603	6.36466	-0.07779	1.99948	3.07623	
58C	6.92845	6.65308	0.55703	2.94457	3.53920	
58D	7.07840	6.88262	0.74155	2.86283	3.76215	
59A	7.19578	7.04175	0.94900	3.04636	3.73065	
59B	7.23120	7.12151	1.24100	3.36085	3.82861	
59C	7.24179	7.23268	0.96797	3.06439	3.78930	
59D	7.06647	6.90056	0.79989	2.85267	3.21884	

DENSIDADES						
PRIMARIOS	COSTO LINEA	COSTO TRAFOS	ABON (miles)	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (KW)	AREA (km2)
01A	3302837.2301	11050839.0324	5.2921	1082.8640	8452.0286	1
01B	5058934.6339	14842400.6531	4.3914	1345.0408	3328.6220	1
01C	7500520.9443	15489012.8044	7.3597	3431.9509	12560.3944	1
01D	2524750.5511	6940468.9629	2.4992	1043.6356	2701.6642	1
01E	1411220.8638	3662343.0415	1.0096	385.5445	1248.5346	1
02A	1551214.0231	905851.0199	0.3786	43.2752	485.4112	1
02B	3242228.7461	4203120.4962	3.1121	437.0185	3408.4479	1
02C	4758768.3654	4501625.2632	7.2281	920.1703	3010.9164	1
02D	1539290.2253	1114484.5435	1.2514	166.9227	609.0955	1
03A	4446410.3277	3768065.7220	4.6368	716.3309	2343.8387	1
03B	5741317.3367	6554354.6037	4.1685	573.6155	4389.9431	1
03C	2303285.4754	1655525.3463	2.4548	311.2102	1389.2229	1
03D	1878785.2463	1429153.2936	2.3083	325.5950	1291.7104	1
03E	4260945.4427	4083565.1813	4.7636	773.9825	2912.0316	1
04A	4058515.3509	3060431.1323	8.6249	1081.5796	2542.1791	1
04B	4133751.2250	3280581.3349	5.1689	637.4191	3067.3045	1
04C	2415142.0612	1958772.1064	2.6841	317.3346	1644.4365	1
04D	4800497.8286	4348984.0687	4.2362	850.7550	3460.7817	1
04E	3280300.1110	3349312.2066	4.7571	550.2986	3372.7861	1
06A	1391698.9280	6230082.0408	4.8280	866.3789	3778.0355	1
07A	1902765.6357	1483494.6041	1.9078	239.1823	1377.7307	1
07B	2137335.4940	1608356.1007	3.1008	383.2601	2297.1582	1
07C	1314995.4124	1102720.7598	1.5233	171.3597	771.3394	1
07D	67303.2690	9523419.5877	8.9456	1403.6185	3934.5871	1
07E	3100015.6663	3114898.5151	8.1473	914.9088	11132.3796	1
08B	432072.3082	7478823.3361	8.0403	1502.0949	4232.0516	1
08C	245798.5829	14439342.6142	8.7478	1975.3340	14774.3838	1
08D	28025.4360	5257546.3029	7.5275	1259.7313	6548.1877	1
09A	6114995.7314	6011138.5687	8.1812	1330.1881	3224.2535	1
09C	3948968.2417	8069957.2322	10.0043	1345.7527	3431.8988	1
09D	3083545.1349	3267280.5933	2.9597	543.4440	2233.2417	1
09E	926095.2306	1303509.5976	0.6565	160.3835	660.6207	1
10A	2368305.6682	3317931.7358	3.1170	431.1212	1792.6166	1
10B	5015099.6322	8107529.3112	4.0381	1347.3247	6277.0481	1
10C	4800407.5644	14126463.2355	7.1854	1741.4028	9485.8945	1
10D	2780555.3610	5851999.4062	1.8004	561.8193	3303.1261	1
11A	3911680.9236	5902659.5385	5.0254	1080.9666	4912.0405	1
11B	1534006.5663	2345481.2676	1.5309	316.7111	1264.1581	1
11C	4831287.1328	9924506.7065	5.6516	1413.7196	3411.6775	1
11D	1975038.3237	1441256.7203	2.5076	357.3240	1516.2387	1
12A	4445733.6293	6145579.0598	4.2129	1201.0216	4688.9597	1
12B	673208.4200	1424358.0903	0.5872	190.9781	653.4693	1
12D	8345910.4429	8267805.1392	3.9033	1091.9255	8261.7816	1
13A	4457741.4610	8635883.7903	3.1480	1058.4775	3228.4880	1
13B	2394077.6432	11851864.2573	4.9709	1207.7681	3202.9578	1
13C	4103444.1161	7669461.8194	3.0950	955.6493	3957.0970	1
13D	1286885.8780	5762488.9887	1.2145	549.6909	1361.3633	1
13E	553769.1511	903456.4040	0.2913	79.3577	983.1749	1
15A	1862319.8407	2171629.5706	1.5931	291.7431	1119.4069	1
15B	4096022.4807	6707758.7269	2.9872	900.4384	3281.8852	1
15C	2189773.4509	7053542.5065	1.9884	712.3319	2076.0511	1
15D	2513164.5768	9371807.2603	3.0128	1610.6407	2672.2927	1
15E	3524445.5076	4530303.4871	2.6441	691.6648	2261.2969	1
16A	3319189.3321	15508792.5090	3.4973	846.3985	12574.7433	1
16B	1662739.9787	2625081.1556	1.3428	404.2272	1441.8639	1
16C	5633613.1029	8317034.7153	3.3333	1125.6999	7598.2195	1
16D	2608824.6755	3553500.9331	2.5869	527.4051	1925.8171	1
16E	3658963.6977	5152972.6378	3.3267	832.8712	2886.4973	1
16F	4468514.0596	5259364.0134	3.8408	1112.9663	3299.7805	1
16G	4291323.7355	7703354.2743	3.7089	896.7194	9540.0264	1
16H	4738705.9069	14510288.9557	3.8877	1235.3003	7097.5129	1
17A	4462290.1702	5838844.3421	5.3702	841.8062	2025.3492	1
17B	4537486.4286	4583315.7858	5.6949	1054.5745	3570.3407	1
17C	3323136.4989	5225745.9980	2.7744	556.3305	19642.9079	1
17D	4281999.7070	4387164.9390	5.2663	884.7305	2914.2214	1



DENSIDADES						
PRIMARIOS	COSTO LINEA	COSTO TRAFOS	ABON (miles)	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (KW)	AREA (km2)
17E	2958274.5449	4521413.1924	1.8250	735.1787	2881.1070	1
17G	4909536.7328	4639468.7110	5.0142	940.0139	3181.6945	1
18A	5344688.2627	15432939.2590	0.8699	886.8480	8486.8692	1
18B	2918317.9002	3269978.9283	2.1696	421.4529	1757.7126	1
18C	3547201.3437	5019517.6811	1.3059	402.5981	2917.4857	1
18D	2397699.1039	2039002.1007	2.2966	344.0171	1408.2237	1
18E	1353420.7115	1700382.1430	0.3624	153.6632	2454.2592	1
19A	2865630.6566	3258915.6086	1.4460	372.0870	1549.4073	1
19B	161350.5426	143108.7212	0.0502	7.5235	49.0889	1
19C	1296511.6537	993437.4612	0.8513	89.3591	512.0717	1
19D	5179572.1207	5523537.5710	3.3341	682.4264	2910.9838	1
19E	7508570.1884	10171962.1293	5.7477	1123.9209	4422.9366	1
19F	3096997.9232	4246840.4242	3.4748	670.5813	2436.5630	1
21A	4335401.5087	3737017.0935	4.6896	774.6485	3256.7854	1
21B	3557755.5667	3354447.7767	3.9312	574.8370	3426.6618	1
21C	2175989.2314	3836995.0429	1.0955	315.7229	6182.7629	1
21D	1631184.5788	1008104.5950	1.0116	113.4206	645.3336	1
21E	2041004.8788	3076423.3812	1.5920	286.3547	13147.2473	1
24A	4402167.2285	24610821.3849	5.8876	2448.2335	8440.1633	1
24B	5077989.1622	18414806.3711	4.6936	1607.7836	7138.9966	1
24C	1977019.1152	29150943.7869	4.1806	1176.3729	4348.3470	1
24D	3739567.8511	14290911.3983	1.9315	970.3699	6128.4516	1
24E	4717998.3093	29646316.3165	5.6649	3057.5420	7395.0864	1
27A	107021.7415	76178.6375	0.0503	6.2788	29.4721	1
27B	752878.9325	619870.4450	0.4025	72.3542	201.0301	1
27D	242931.0171	205199.4625	0.1002	20.9871	70.4063	1
27F	906624.6947	893259.4935	0.3270	71.6843	302.2164	1
28A	3819226.7589	9137965.5367	5.9029	2999.6036	6799.3955	1
28B	2745749.5083	5971402.2786	3.4454	1823.0096	15053.1542	1
28C	2775971.7206	11846271.2071	2.9440	2181.7295	17033.3553	1
28D	2011796.7296	8463239.2548	1.9606	1090.2149	5502.4661	1
32A	2520148.3673	2047693.7788	3.2566	496.8799	1752.6435	1
32B	6076842.3810	15903041.7167	5.3810	2523.1106	10742.1385	1
32C	9005830.1231	9662751.4586	4.7460	1793.4920	7331.9651	1
32E	6737821.2273	9722075.3215	4.8077	2425.9049	10060.7914	1
34A	76291.0613	36280.3054	0.0241	6.4508	57.4026	1
34B	51769.5621	28178.6927	0.0210	3.7924	8.4975	1
34C	290058.0371	174298.5314	0.1145	14.4885	125.6119	1
34D	60586.2008	37453.3030	0.0219	2.4493	9.8419	1
36A	615103.9426	559389.0123	0.3803	69.5274	365.8688	1
36B	949877.1111	1329030.4123	0.2370	95.7040	325.7680	1
36C	157170.8484	111760.6840	0.0579	12.5528	187.4659	1
36D	453935.7380	554746.0610	0.1515	40.7858	163.9527	1
36E	168184.8575	127173.0098	0.0621	11.0439	69.9000	1
36F	779255.0988	1394536.9042	0.2775	88.2349	569.7586	1
37A	241154.4749	143954.7542	0.0951	11.6441	52.0671	1
37B	486001.2412	430857.4106	0.0878	23.5952	626.3223	1
37C	838370.9448	519270.5741	0.3514	33.6898	197.1704	1
37D	1350752.1776	955520.7387	0.7549	95.8401	518.5515	1
53C	5241388.6295	12939501.2005	5.4519	1503.7407	7224.8880	1
53D	10505954.8504	15485573.2690	7.8347	3135.1007	16980.0091	1
53E	7016713.2990	12718288.1087	6.4083	2372.1591	8977.6101	1
53F	4966770.1230	14877344.4241	7.5837	2142.2715	10002.6335	1
57A	844063.3925	731348.9960	0.3640	60.9717	511.5232	1
57B	1596231.7502	1437716.2130	1.2836	169.6637	1225.7718	1
57C	1963358.2400	2029703.9647	1.4727	231.7968	1214.3930	1
57D	699796.7217	605628.0991	0.3620	68.3938	451.6258	1
58A	254944.8380	181080.1244	0.0667	18.5211	110.3604	1
58B	176659.9366	94572.3353	0.0341	4.0793	48.6781	1
58C	241259.0133	127971.3664	0.1026	25.0382	98.4537	1
58D	68885.2295	43887.2138	0.0317	4.1932	33.2564	1
59A	392744.0443	275471.7789	0.2225	27.8413	134.5811	1
59B	2576769.0654	2001656.3204	2.6356	347.3159	1019.7324	1
59C	1696619.1189	1661397.6696	0.9031	112.7673	598.5349	1
59D	1879597.2854	1282787.5144	1.0174	114.8860	266.9527	1

LOGARITMO DE LAS DENSIDADES						
PRIMARIOS	COSTO LINEA	COSTO TRAFOS	ABON (miles)	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (KW)	AREA (km2)
01A	6.51889	7.04340	0.72363	3.03457	3.92696	0
01B	6.70406	7.17150	0.64261	3.12874	3.52226	0
01C	6.87509	7.19002	0.86686	3.53554	4.09900	0
01D	6.40222	6.84139	0.39779	3.01855	3.43163	0
01E	6.14959	6.56376	0.00414	2.58607	3.09640	0
02A	6.19067	5.95706	-0.42184	1.63624	2.68611	0
02B	6.51084	6.62357	0.49305	2.64050	3.53256	0
02C	6.67749	6.65337	0.85902	2.96387	3.47870	0
02D	6.18732	6.04707	0.09739	2.22252	2.78469	0
03A	6.64801	6.57612	0.66621	2.85511	3.36993	0
03B	6.75901	6.81653	0.61998	2.75862	3.64246	0
03C	6.36235	6.21894	0.39002	2.49305	3.14277	0
03D	6.27388	6.15508	0.36329	2.51268	3.11117	0
03E	6.62951	6.61104	0.67793	2.88873	3.46420	0
04A	6.60837	6.48578	0.93575	3.03406	3.40521	0
04B	6.61634	6.51595	0.71340	2.80443	3.48676	0
04C	6.38294	6.29198	0.42881	2.50152	3.21602	0
04D	6.68129	6.63839	0.62697	2.92980	3.53917	0
04E	6.51591	6.52496	0.67734	2.74060	3.52799	0
06A	6.14355	6.79449	0.68376	2.93771	3.57727	0
07A	6.27939	6.17129	0.28054	2.37873	3.13916	0
07B	6.32987	6.20638	0.49148	2.58349	3.36119	0
07C	6.11892	6.04247	0.18278	2.23391	2.88725	0
07D	4.82804	6.97879	0.95161	3.14725	3.59490	0
07E	6.49136	6.49344	0.91101	2.96138	4.04659	0
08B	5.63556	6.87383	0.90527	3.17670	3.62655	0
08C	5.39058	7.15955	0.94190	3.29564	4.16951	0
08D	4.44755	6.72078	0.87665	3.10028	3.81612	0
09A	6.78640	6.77896	0.91282	3.12391	3.50843	0
09C	6.59648	6.90687	1.00019	3.12897	3.53553	0
09D	6.48905	6.51419	0.47125	2.73515	3.34894	0
09E	5.96666	6.11511	-0.18275	2.20516	2.81995	0
10A	6.37444	6.52087	0.49374	2.63460	3.25349	0
10B	6.70028	6.90889	0.60618	3.12947	3.79776	0
10C	6.68128	7.15003	0.85645	3.24090	3.97708	0
10D	6.44413	6.76730	0.25537	2.74960	3.51893	0
11A	6.59236	6.77105	0.70117	3.03381	3.69126	0
11B	6.18583	6.37023	0.18494	2.50066	3.10180	0
11C	6.68406	6.99671	0.75217	3.15036	3.53297	0
11D	6.29558	6.15874	0.39926	2.55306	3.18077	0
12A	6.64794	6.78856	0.62458	3.07955	3.67108	0
12B	5.82815	6.15362	-0.23121	2.28098	2.81523	0
12D	6.92147	6.91739	0.59143	3.03819	3.91707	0
13A	6.64911	6.93631	0.49803	3.02468	3.50900	0
13B	6.37914	7.07379	0.69643	3.08198	3.50555	0
13C	6.61315	6.88476	0.49066	2.98030	3.59738	0
13D	6.10954	6.76061	0.08439	2.74012	3.13397	0
13E	5.74333	5.95591	-0.53564	1.89959	2.99263	0
15A	6.27005	6.33679	0.20224	2.46500	3.04899	0
15B	6.61236	6.82658	0.47527	2.95445	3.51612	0
15C	6.34040	6.84841	0.29851	2.85268	3.31724	0
15D	6.40022	6.97182	0.47897	3.20700	3.42688	0
15E	6.54709	6.65613	0.42228	2.83990	3.35436	0
16A	6.52103	7.19058	0.54374	2.92757	4.09950	0
16B	6.22082	6.41914	0.12800	2.60663	3.15892	0
16C	6.75079	6.91997	0.52288	3.05142	3.88071	0
16D	6.41644	6.55066	0.41278	2.72214	3.28462	0
16E	6.56336	6.71206	0.52202	2.92058	3.46037	0
16F	6.65016	6.72093	0.58442	3.04648	3.51849	0
16G	6.63259	6.88668	0.56925	2.95266	3.97955	0
16H	6.67566	7.16168	0.58969	3.09177	3.85111	0
17A	6.64956	6.76633	0.72999	2.92521	3.30650	0
17B	6.65682	6.66118	0.75549	3.02308	3.55271	0
17C	6.52155	6.71815	0.44317	2.74533	4.29321	0
17D	6.63165	6.64218	0.72150	2.94681	3.46452	0

LOGARITMO DE LAS DENSIDADES						
PRIMARIOS	COSTO LINEA	CÓSTO TRAFOS	ABON (miles)	ENERGIA (MWh)	DEMANDA (KW)	AREA (km2)
17E	6.47104	6.65527	0.26125	2.86639	3.45956	0
17G	6.69104	6.66647	0.70020	2.97313	3.50266	0
18A	6.72792	7.18845	-0.06052	2.94785	3.92875	0
18B	6.46513	6.51454	0.33638	2.62475	3.24495	0
18C	6.54989	6.70066	0.11591	2.60487	3.46501	0
18D	6.37979	6.30942	0.36109	2.53658	3.14867	0
18E	6.13143	6.23055	-0.44083	2.18657	3.38992	0
19A	6.45722	6.51307	0.16016	2.57064	3.19017	0
19B	5.20777	5.15567	-1.29905	0.87642	1.69098	0
19C	6.11278	5.99714	-0.06990	1.95114	2.70933	0
19D	6.71429	6.74222	0.52298	2.83406	3.46404	0
19E	6.87556	7.00740	0.75949	3.05074	3.64571	0
19F	6.49094	6.62807	0.54093	2.82645	3.38678	0
21A	6.63703	6.57253	0.67113	2.88910	3.51279	0
21B	6.55118	6.52562	0.59452	2.75954	3.53487	0
21C	6.33766	6.58399	0.03963	2.49931	3.79118	0
21D	6.21250	6.00351	0.00502	2.05469	2.80978	0
21E	6.30984	6.48805	0.20194	2.45690	4.11883	0
24A	6.64367	7.39113	0.76994	3.38885	3.92635	0
24B	6.70569	7.26517	0.67150	3.20623	3.85364	0
24C	6.29601	7.46465	0.62124	3.07055	3.63832	0
24D	6.57282	7.15506	0.28590	2.98694	3.78735	0
24E	6.67376	7.47197	0.75320	3.48537	3.86894	0
27A	5.02947	4.88183	-1.29859	0.79788	1.46941	0
27B	5.87673	5.79230	-0.39520	1.85946	2.30326	0
27D	5.38548	5.31218	-0.99913	1.32195	1.84761	0
27F	5.95743	5.95098	-0.48542	1.85542	2.48032	0
28A	6.58198	6.96085	0.77107	3.47706	3.83247	0
28B	6.43866	6.77608	0.53723	3.26079	4.17763	0
28C	6.44342	7.07358	0.46894	3.33880	4.23130	0
28D	6.30358	6.92754	0.29238	3.03751	3.74056	0
32A	6.40143	6.31127	0.51277	2.69625	3.24369	0
32B	6.78368	7.20148	0.73086	3.40194	4.03109	0
32C	6.95452	6.98510	0.67633	3.25370	3.86522	0
32E	6.82852	6.98776	0.68194	3.38487	4.00263	0
34A	4.88247	4.55967	-1.61789	0.80961	1.75893	0
34B	4.71407	4.44992	-1.67803	0.57891	0.92929	0
34C	5.46248	5.24129	-0.94122	1.16102	2.09903	0
34D	4.78237	4.57349	-1.65989	0.38904	0.99308	0
36A	5.78895	5.74771	-0.41982	1.84216	2.56333	0
36B	5.97767	6.12353	-0.62526	1.98093	2.51291	0
36C	5.19637	5.04829	-1.23744	1.09874	2.27292	0
36D	5.65699	5.74409	-0.81966	1.61051	2.21472	0
36E	5.22579	5.10439	-1.20698	1.04312	1.84448	0
36F	5.89168	6.14443	-0.55668	1.94564	2.75569	0
37A	5.38230	5.15823	-1.02170	1.06611	1.71656	0
37B	5.68664	5.63433	-1.05657	1.37282	2.79680	0
37C	5.92344	5.71539	-0.45426	1.52750	2.29484	0
37D	6.13058	5.98024	-0.12213	1.98155	2.71479	0
53C	6.71945	7.11192	0.73655	3.17717	3.85883	0
53D	7.02144	7.18993	0.89402	3.49625	4.22994	0
53E	6.84613	7.10443	0.80675	3.37514	3.95316	0
53F	6.69607	7.17253	0.87988	3.33087	4.00011	0
57A	5.92638	5.86412	-0.43892	1.78513	2.70887	0
57B	6.20310	6.15767	0.10842	2.22959	3.08841	0
57C	6.29300	6.30743	0.16811	2.36511	3.08436	0
57D	5.84497	5.78221	-0.44132	1.83502	2.65478	0
58A	5.40645	5.25787	-1.17610	1.26767	2.04281	0
58B	5.24714	4.97576	-1.46669	0.61059	1.68733	0
58C	5.38248	5.10711	-0.98894	1.39860	1.99323	0
58D	4.83813	4.64234	-1.49873	0.62255	1.52188	0
59A	5.59411	5.44008	-0.65267	1.44469	2.12898	0
59B	6.41108	6.30139	0.42088	2.54072	3.00849	0
59C	6.22958	6.22047	-0.04424	2.05218	2.77709	0
59D	6.27406	6.10815	0.00749	2.06027	2.42643	0

## **ANEXO J.**

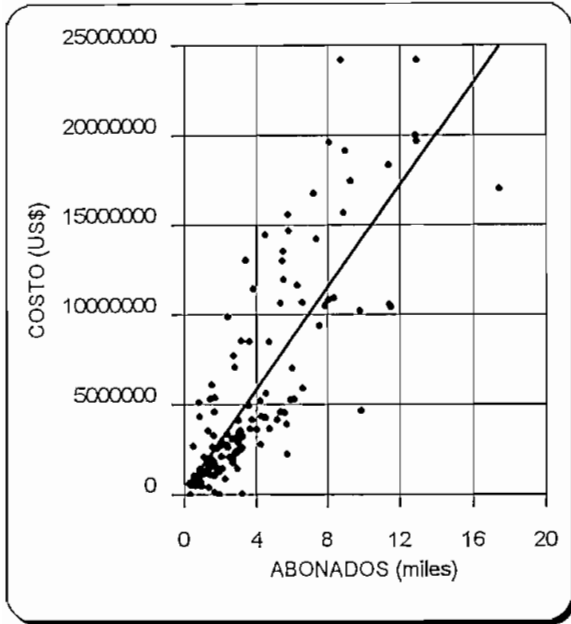
### **COSTOS DE LINEAS**

#### **( DIRECTAS – DENSIDADES).**

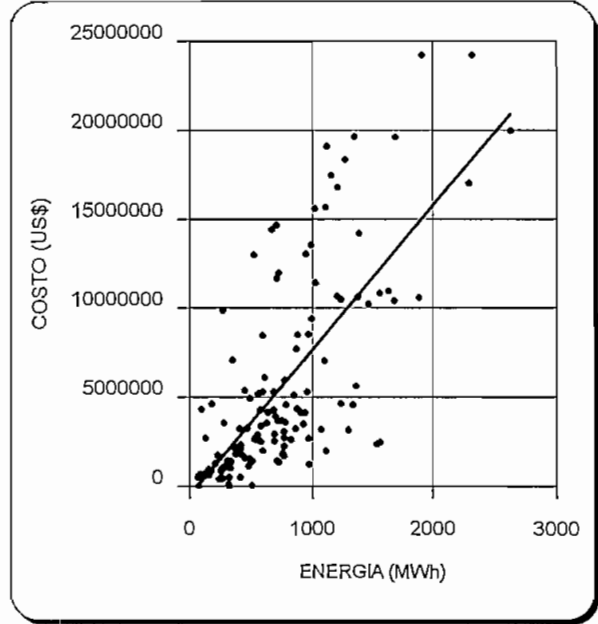
En este anexo se presenta las gráficas obtenidas del análisis con datos directos y densidades para la estimación de inversiones en las líneas de media tensión, y como en todos los casos, los obtenidos con densidades son los de mejor tendencia.

## DATOS DIRECTOS PARA COSTO DE LINEAS DE PRIMARIOS.

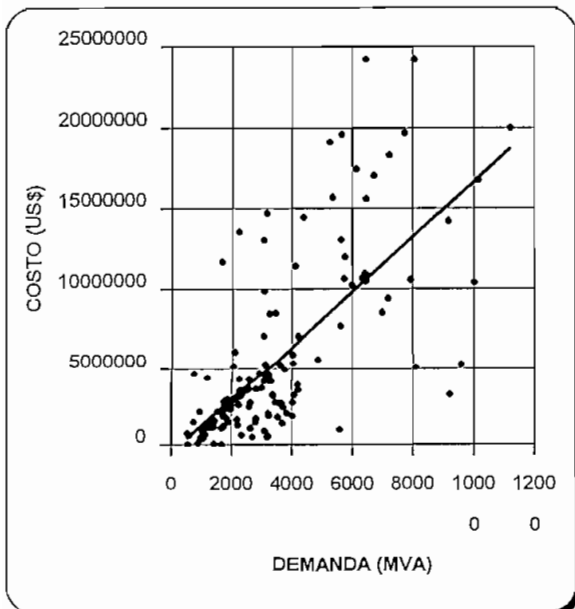
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

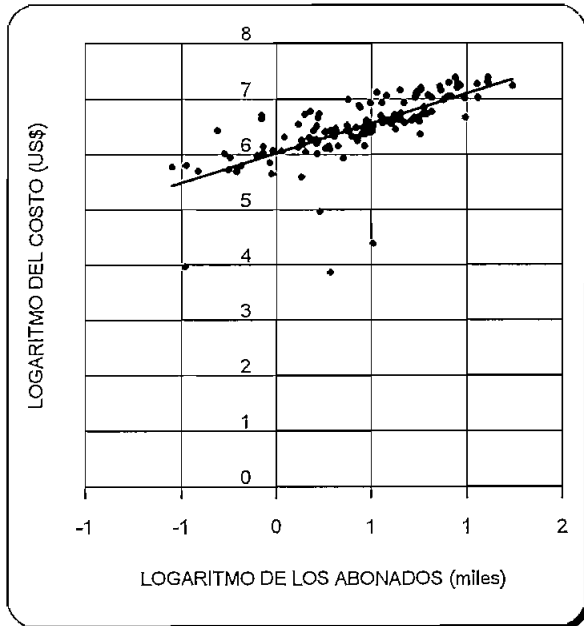


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

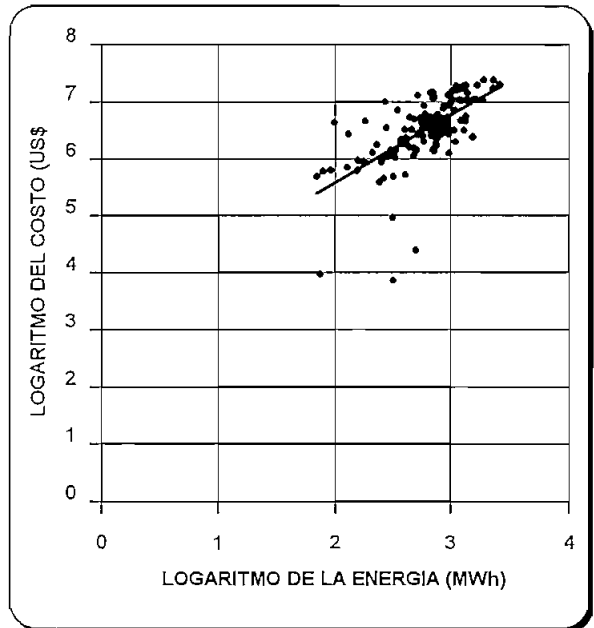


## DATOS DIRECTOS PARA COSTO DE LINEAS DE PRIMARIOS.

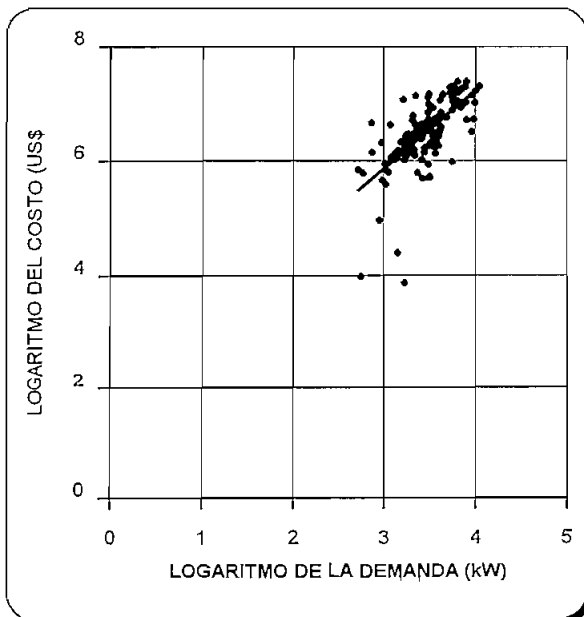
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

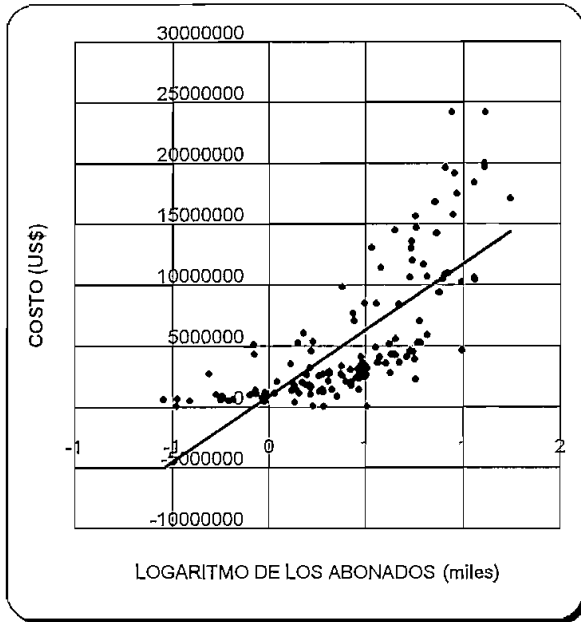


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

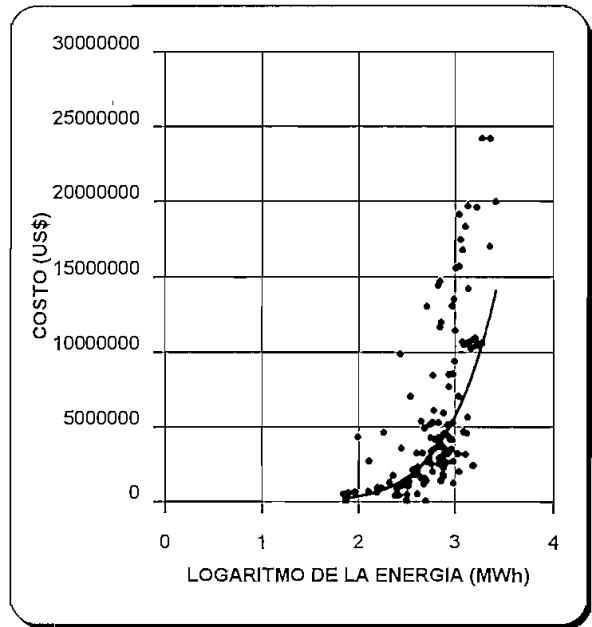


## DATOS DIRECTOS PARA COSTO DE LINEAS DE PRIMARIOS.

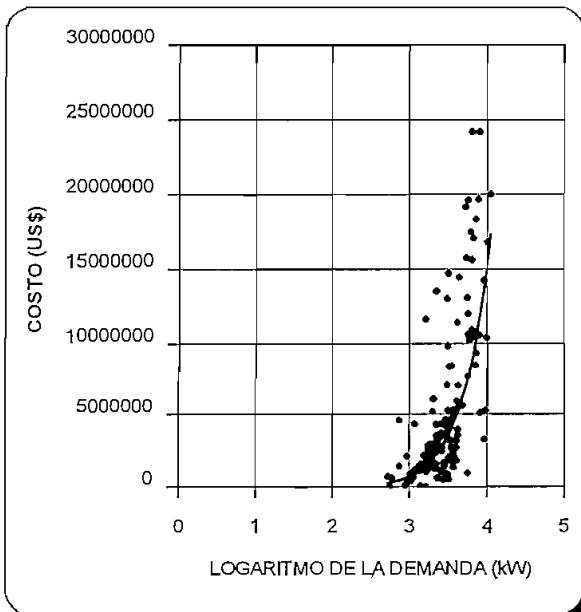
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

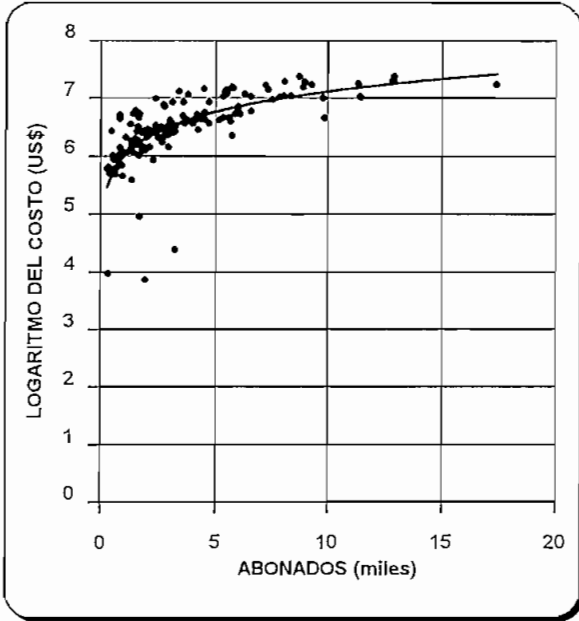


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

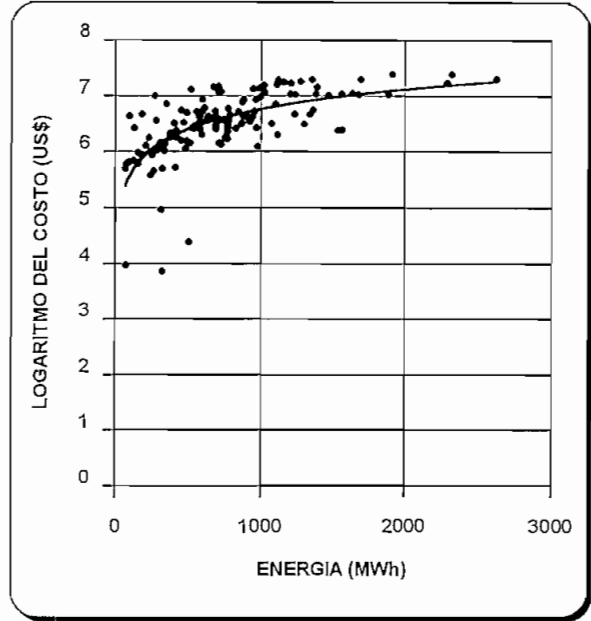


## DATOS DIRECTOS PARA COSTO DE LINEAS DE PRIMARIOS.

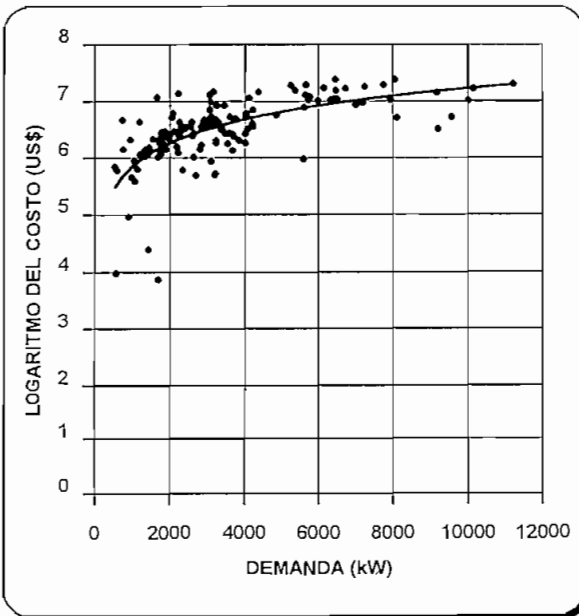
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)



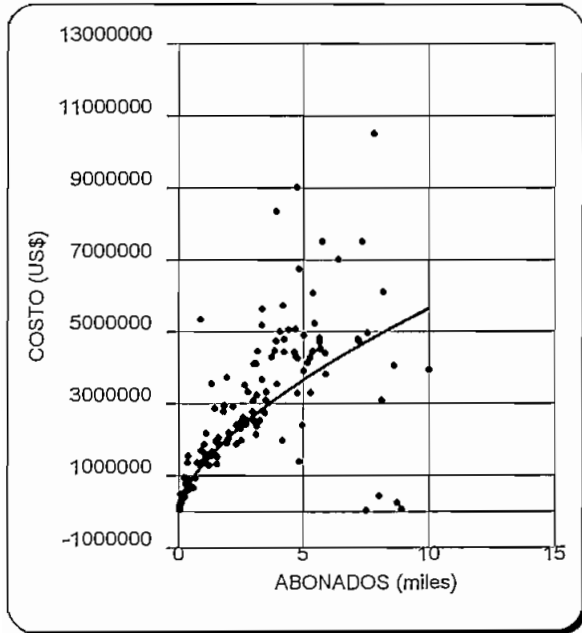
COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)



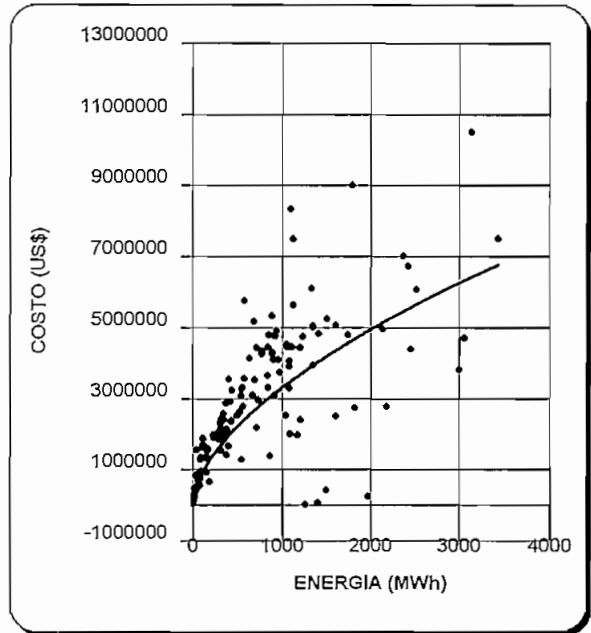


## DATOS CON DENSIDADES PARA COSTO DE LINEAS DE PRIMARIOS.

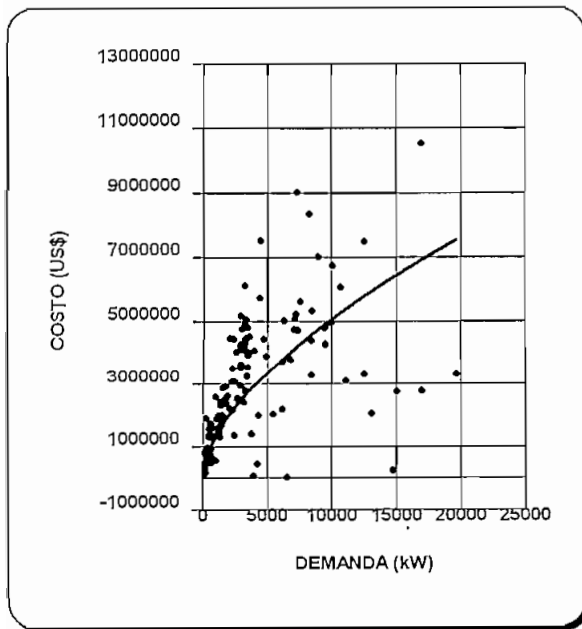
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

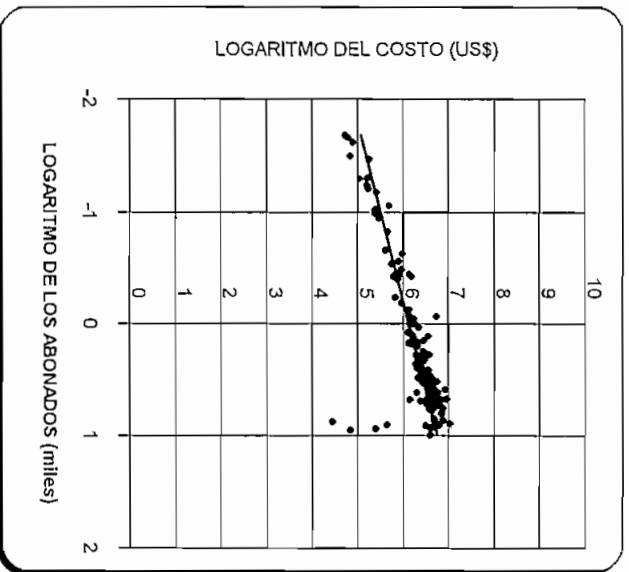


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

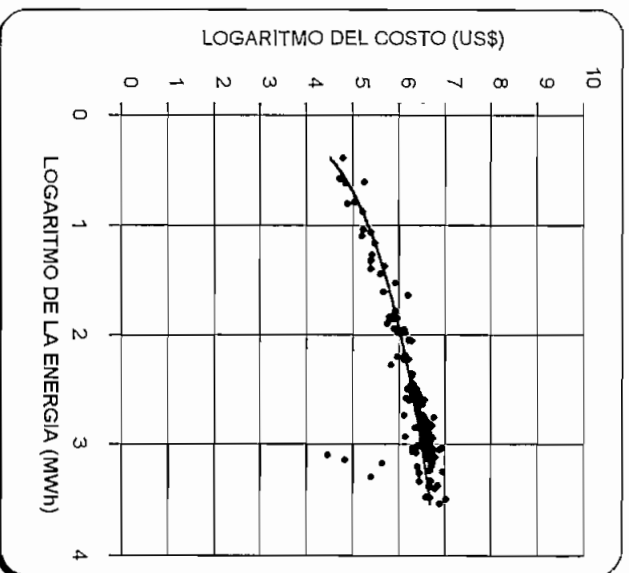


### DATOS CON DENSIDADES PARA COSTO DE LINEAS DE PRIMARIOS.

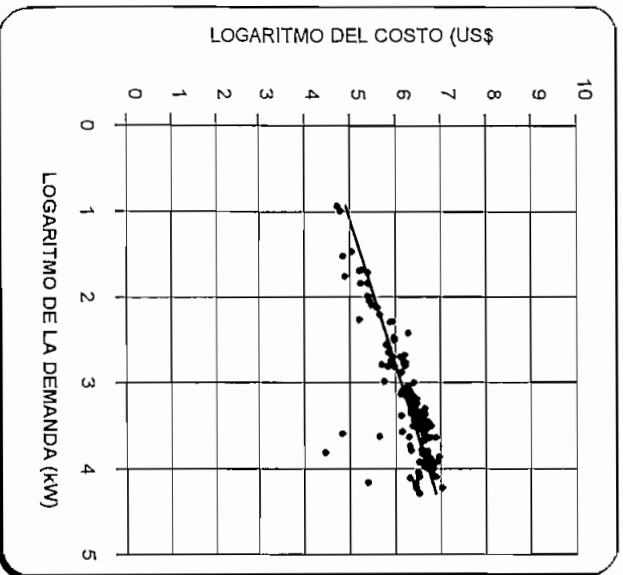
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

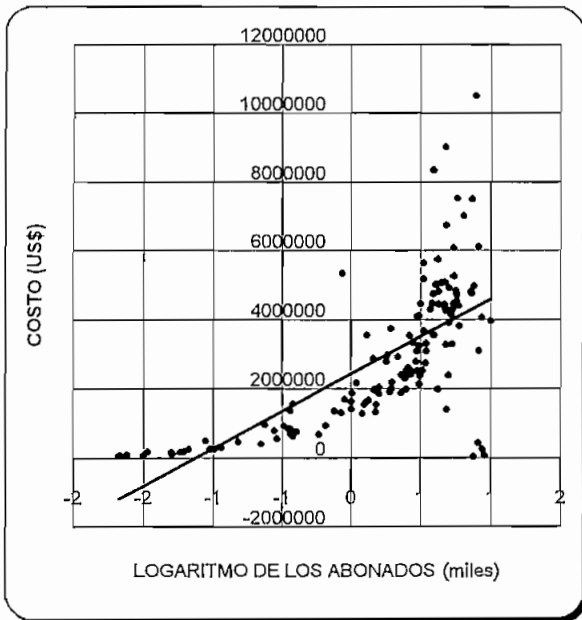


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

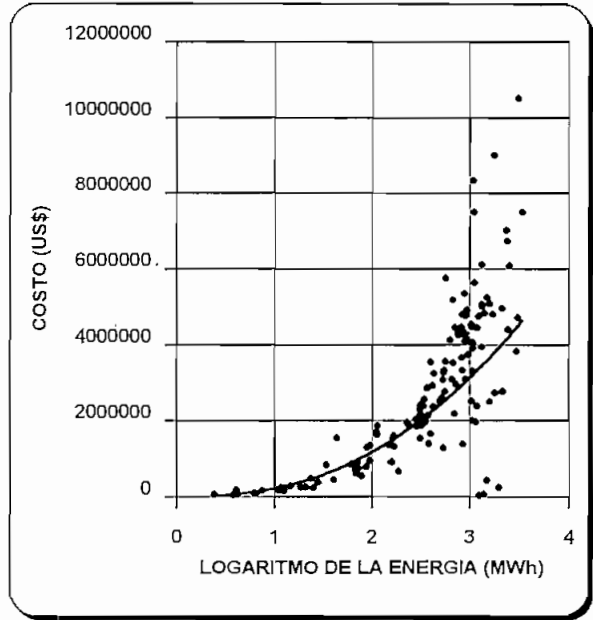


## DATOS CON DENSIDADES PARA COSTO DE LINEAS DE PRIMARIOS.

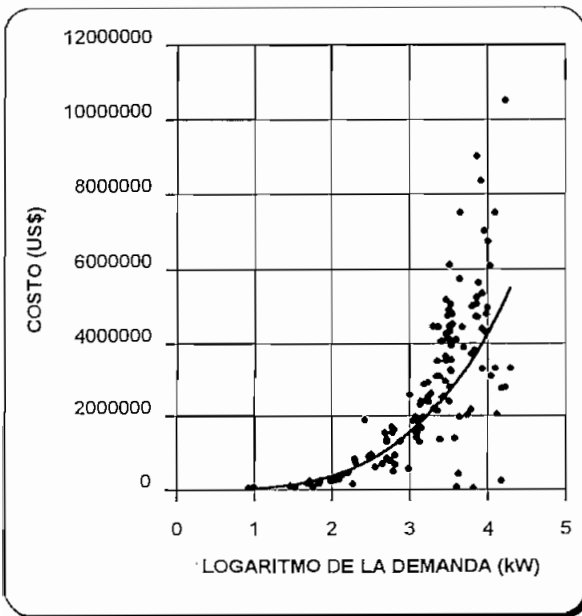
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

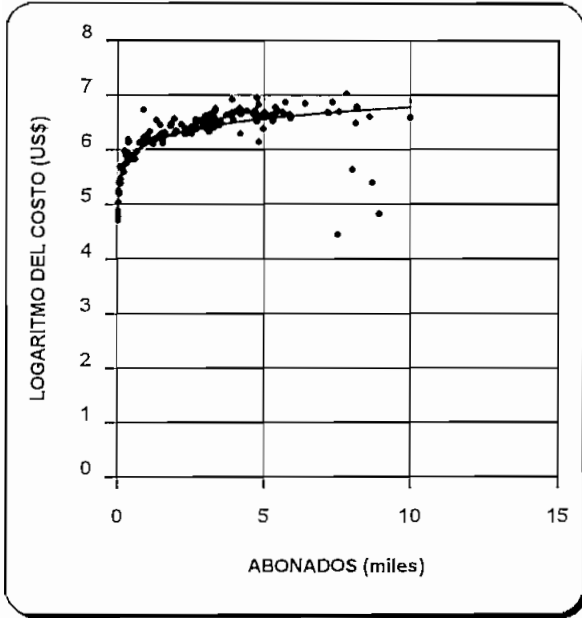


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

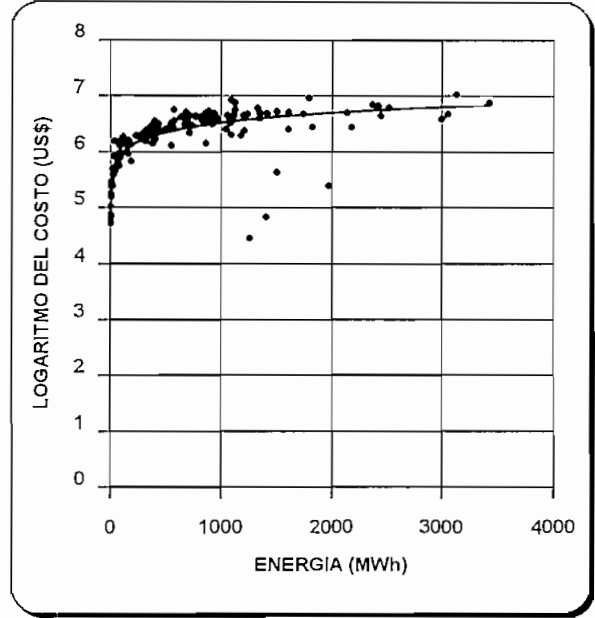


## DATOS CON DENSIDADES PARA COSTO DE LINEAS DE PRIMARIOS.

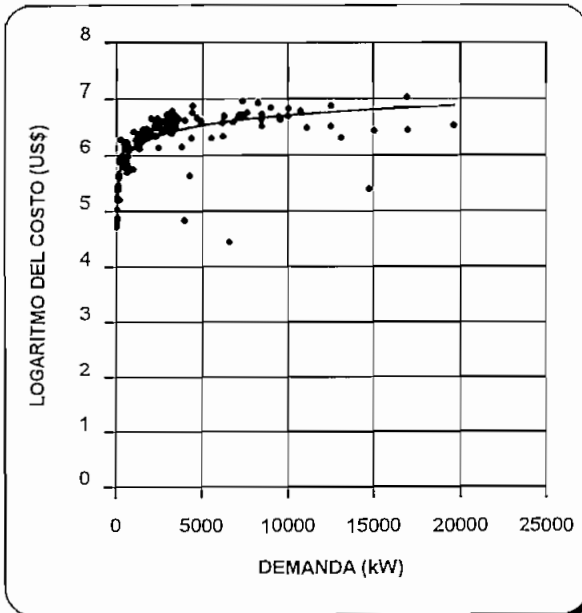
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)



COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)



## **ANEXO K.**

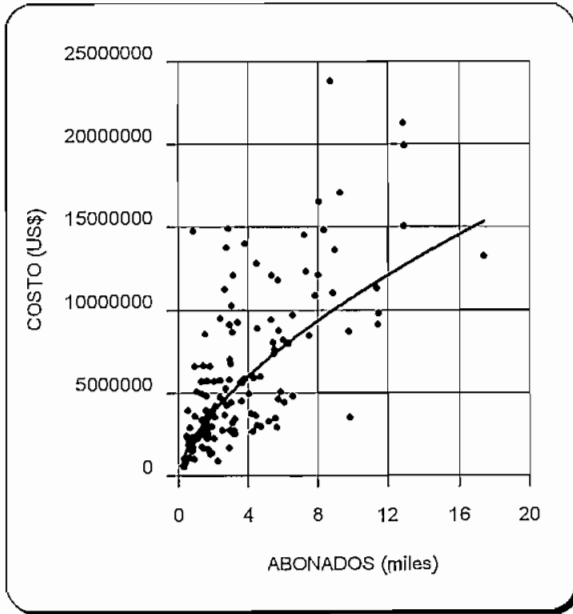
### **COSTOS DE TRANSFORMADORES.**

**( DIRECTAS – DENSIDADES).**

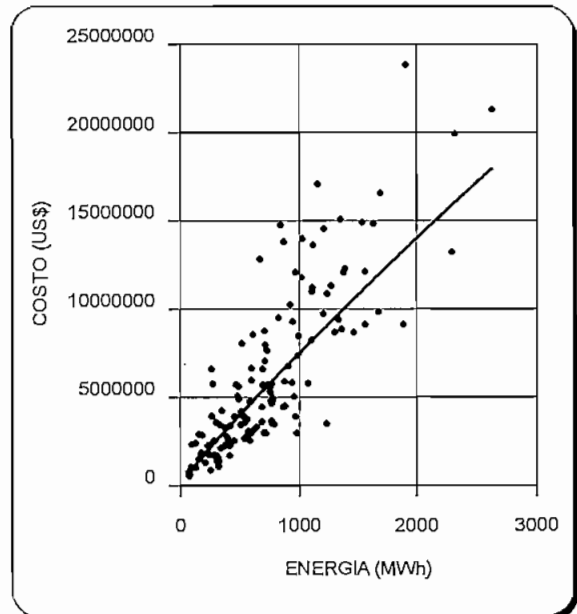
En este anexo se presenta las gráficas del análisis para la estimación de costos de transformadores con datos directos y con datos de densidades.

## DATOS DIRECTOS PARA COSTOS DE LOS TRANSFORMADORES

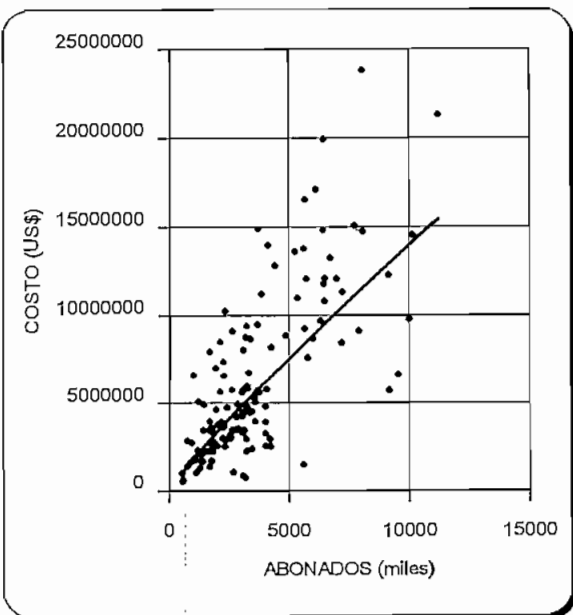
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

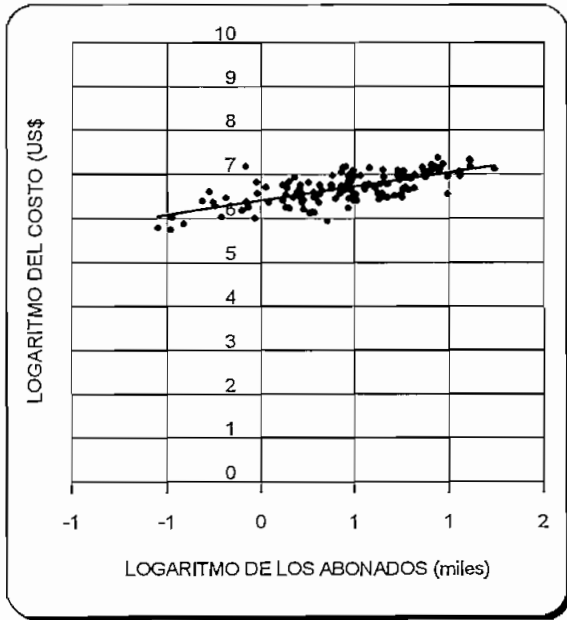


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

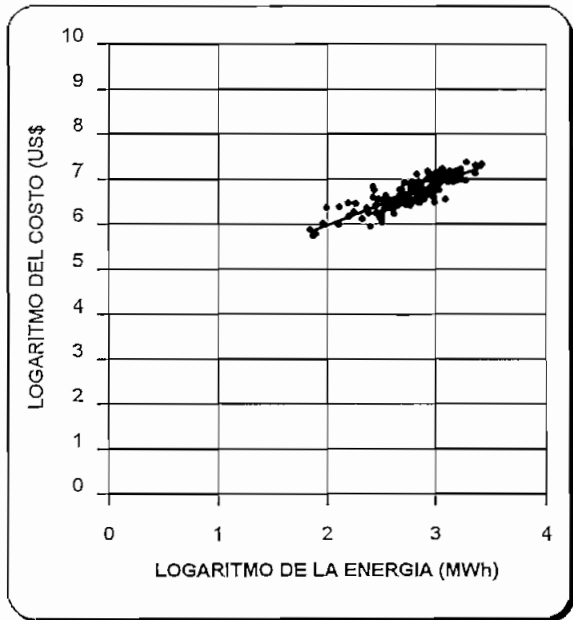


## DATOS DIRECTOS PARA COSTOS DE LOS TRANSFORMADORES

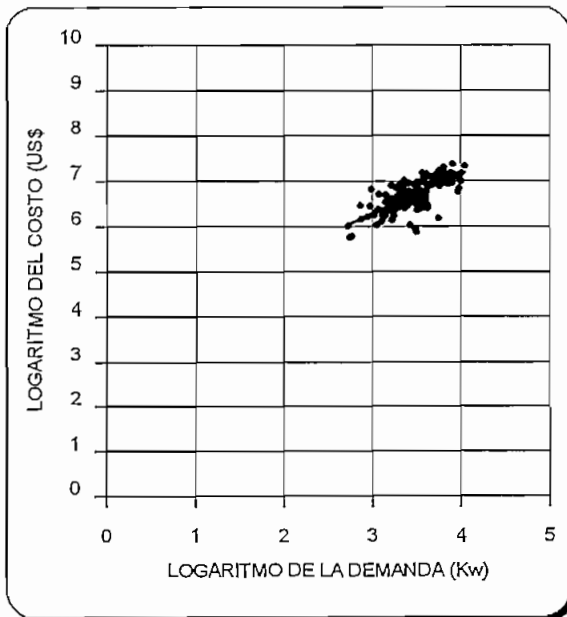
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

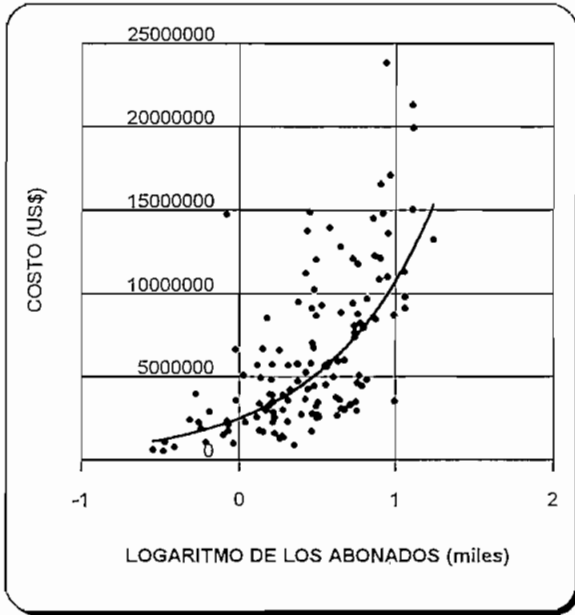


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

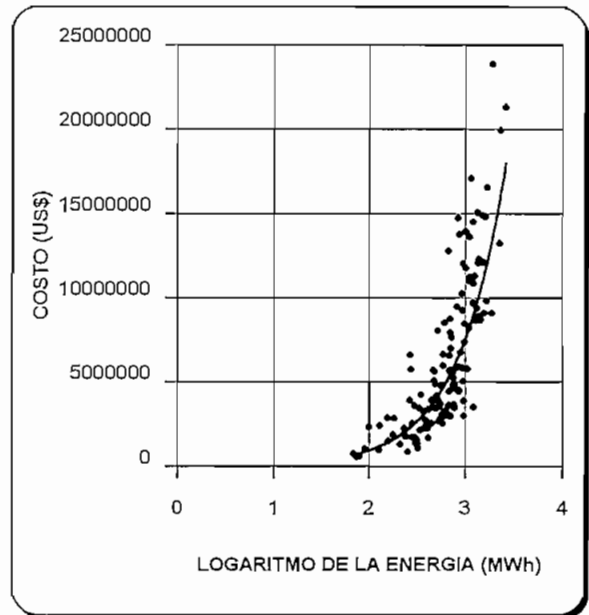


## DATOS DIRECTOS PARA COSTOS DE LOS TRANSFORMADORES

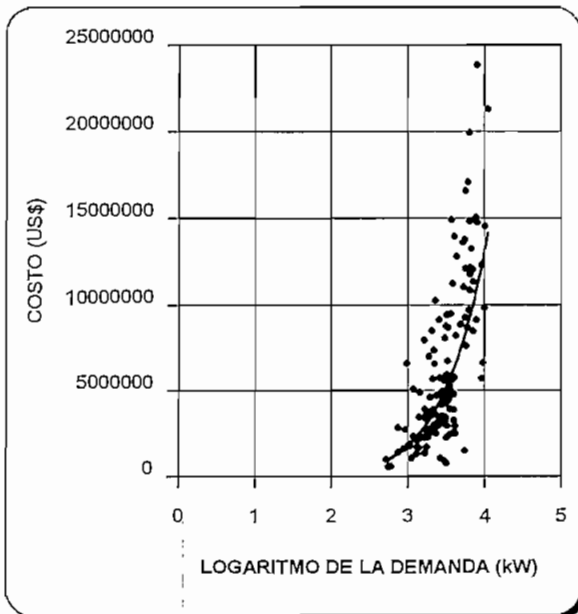
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)



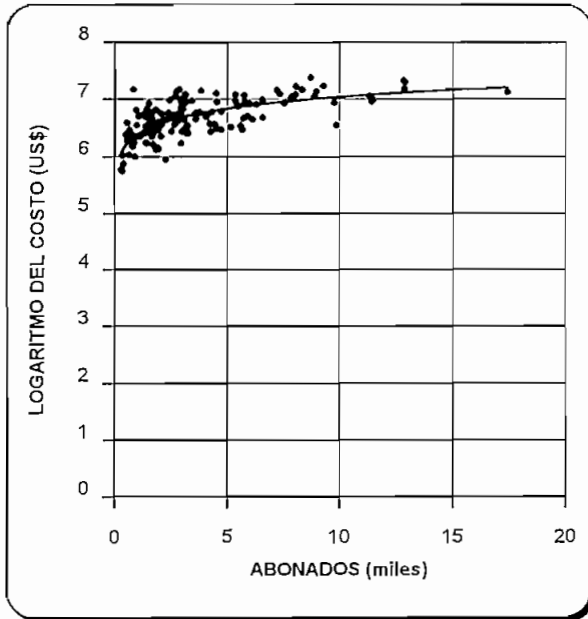
COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)



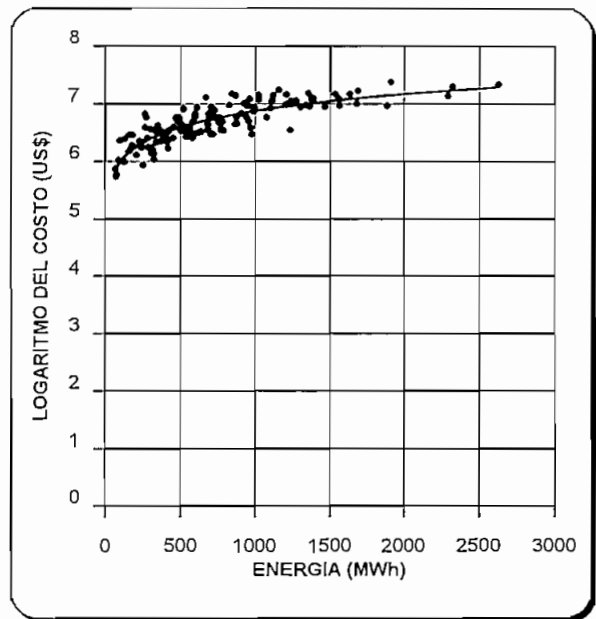


## DATOS DIRECTOS PARA COSTOS DE LOS TRANSFORMADORES

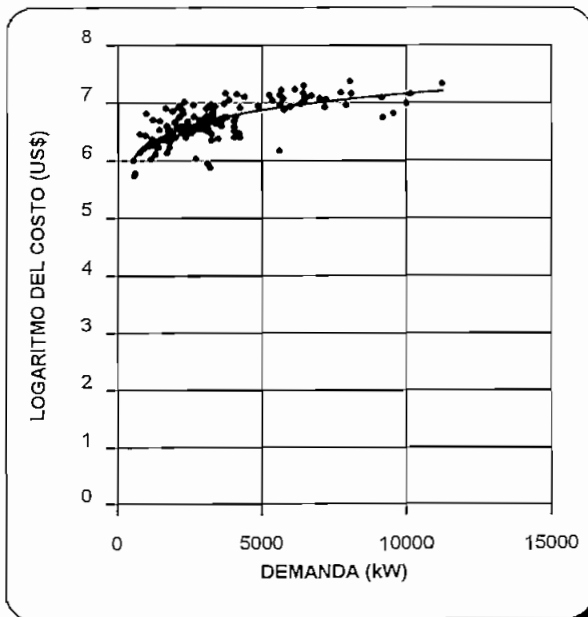
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

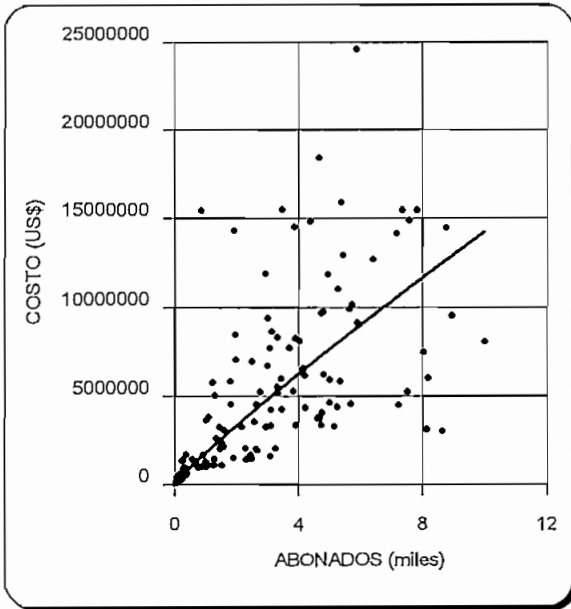


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

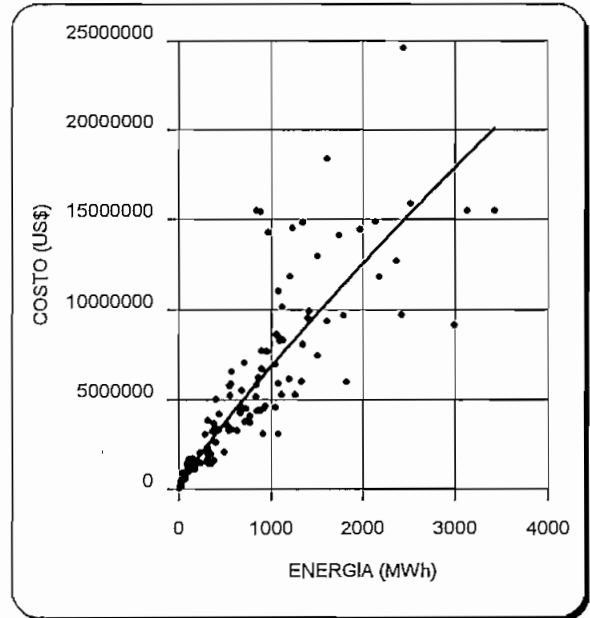


## DATOS CON DENSIDADES PARA COSTOS DE LOS TRANSFORMADORES

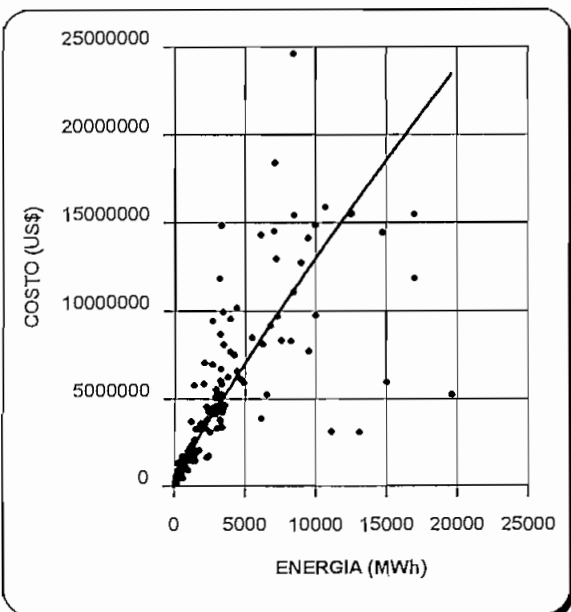
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

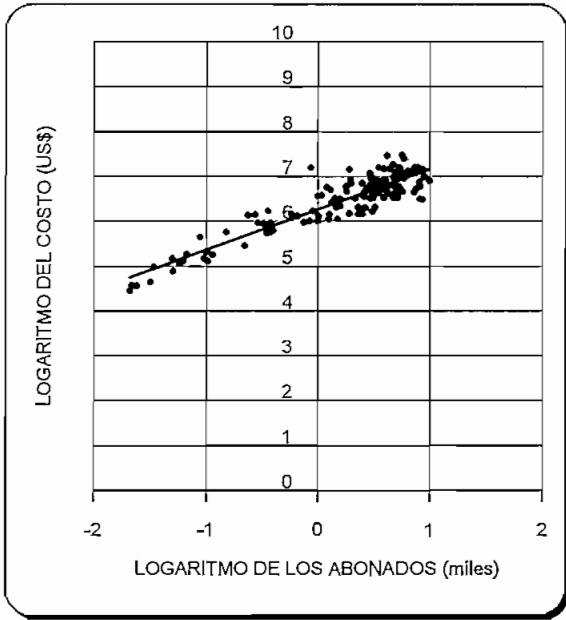


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

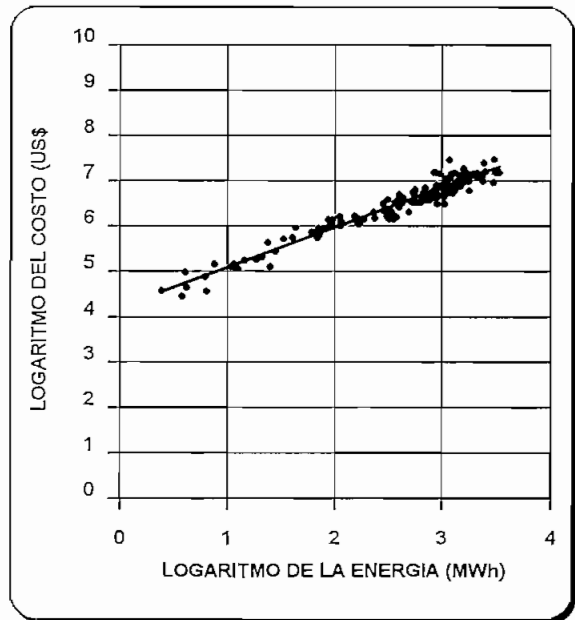


## DATOS CON DENSIDADES PARA COSTOS DE LOS TRANSFORMADORES

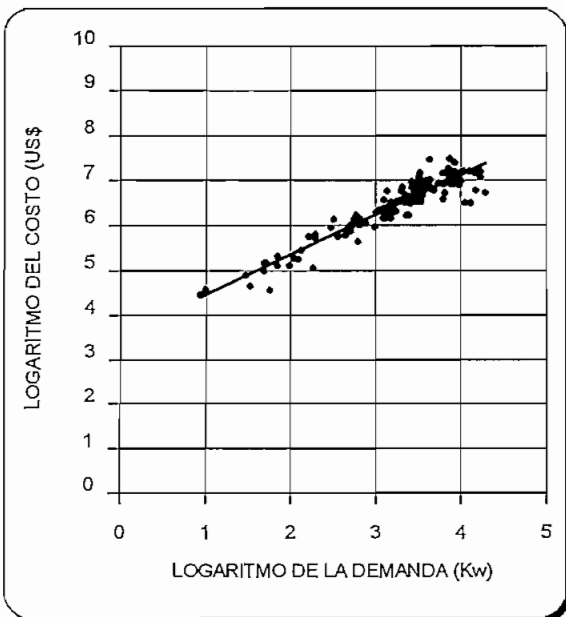
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

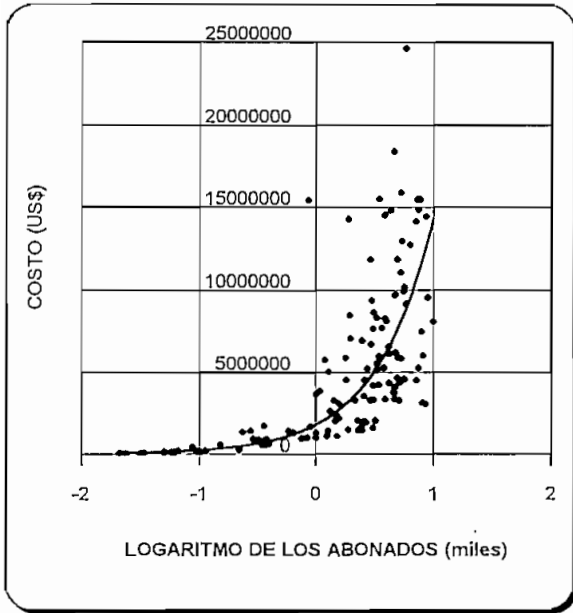


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

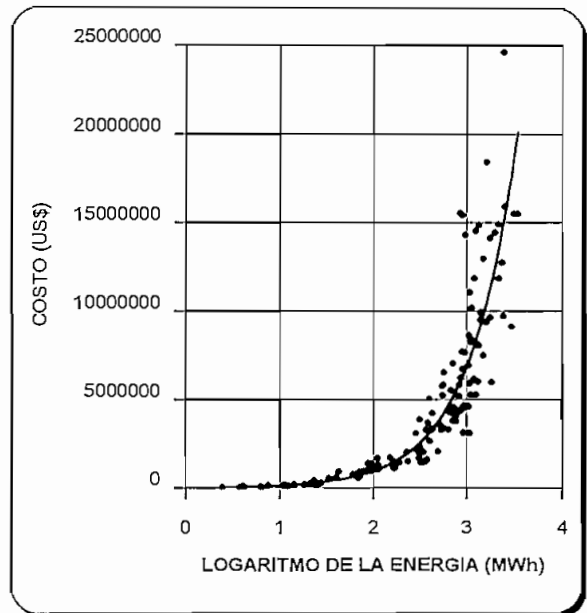


## DATOS CON DENSIDADES PARA COSTOS DE LOS TRANSFORMADORES

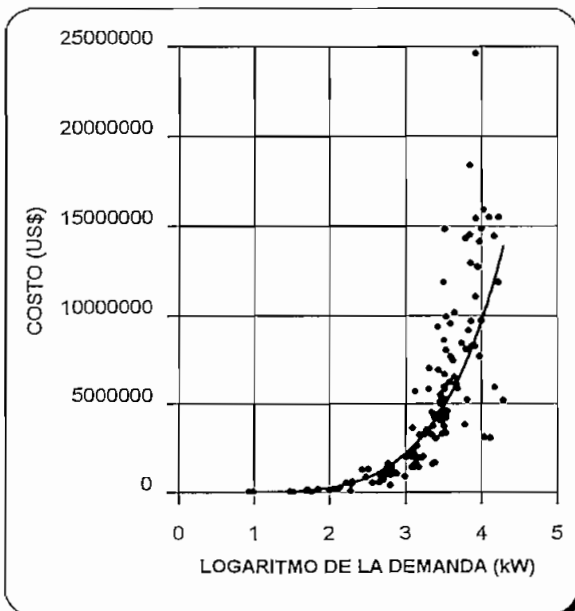
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)

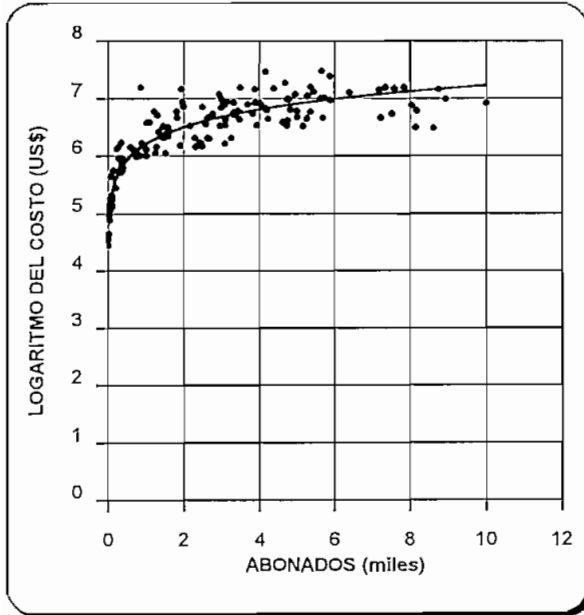


COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)

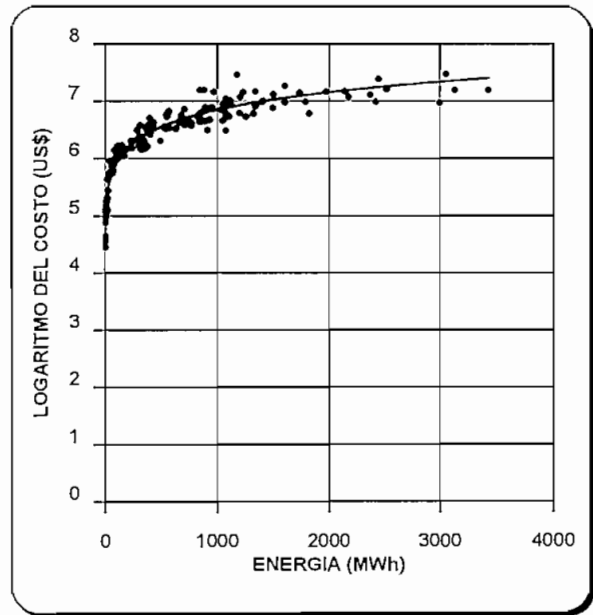


## DATOS CON DENSIDADES PARA COSTOS DE LOS TRANSFORMADORES

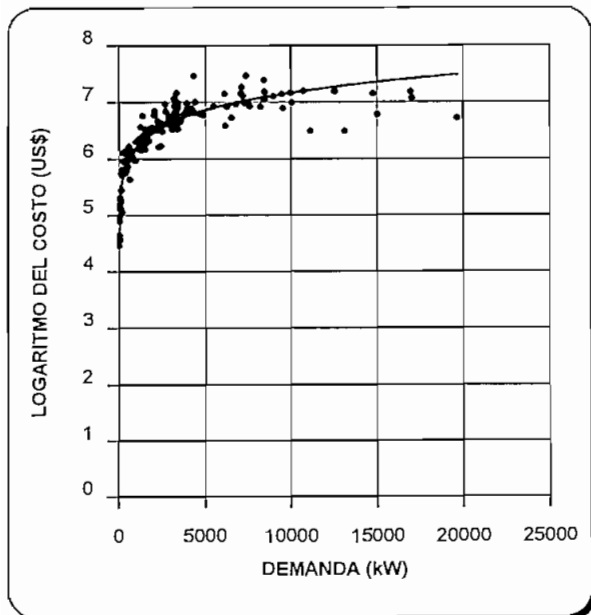
COSTO (US\$) VS. ABONADOS MILES



COSTO (US\$) VS. ENERGIA (MWh)



COSTO (US\$) VS. DEMANDA (kW)



## **ANEXO L.**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

En este anexo se hace una comparación de las inversiones que hizo la EEQSA en el año 2002, con los resultados obtenidos con ayuda de las ecuaciones determinadas en este estudio, que básicamente utilizan como parámetro principal el número de usuarios.

Datos de inversiones de la EEQSA del año 2002 (Referencia: Comercialización, Inventarios)			
Descripción.	Parámetro	Cantidad (miles)	Valor.
LONGITUD DE PRIMARIOS	Abonados	23,3	433.88 km
CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES	Abonados	23.3	31.5 MVA
COSTO DE PRIMARIOS	Abonados	23,3	1,535,457 US\$
COSTO DE TRANSFORMADORES	Abonados	23.3	5,994,480 US\$

Método de estimación para año 2002.				
Descripción.	Parámetro	Cantidad (miles)	Ecuación.	Valor.
LONGITUD DE PRIMARIOS	Abonados	23.3	$Y = 6.9527 * X^{0.4653}$	749 km
CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES	Abonados	23.3	$Y = 3.1246 * X^{0.9235}$	57,2 MVA
COSTO DE PRIMARIOS	Abonados	23.3	$Y = 1 * 10^6 * X^{0.6258}$	7,172,843.25 US\$
COSTO DE TRANSFORMADORES	Abonados	23.3	$Y = 1.584.893 * X^{0.9025}$	27,166,811.53 US\$

Lo que se refiere a la estimación de la cantidad de obra se puede apreciar claramente que la variación es grande con los datos de la empresa distribuidora, esto se debe a que las inversiones en mayor escala la realiza el sector privado. De igual manera sucede en la estimación de inversiones, produciéndose esta diferencia muy notoria.