

# REVISTA ENERGETICA ENERGY MAGAZINE



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

METODOLOGIAS DE EVALUACION DE PERDIDAS  
ELECTRICAS NO TECNICAS

METHODOLOGIES FOR ASSESSING NON-TECHNICAL  
POWER LOSSES

José Luis Calabrese

COMPARACION ECONOMICA ENTRE CENTRALES  
GEOTERMOELECTRICAS Y PLANTAS TERMOELECTRICAS

ECONOMIC COMPARISON BETWEEN GEOTHERMAL  
POWER PLANTS AND THERMOELECTRIC PLANTS

Gerardo Hiriart Le Bert

DOCUMENTO REGIONAL DE EXPERIENCIAS NACIONALES  
EN PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

REGIONAL DOCUMENT ON NATIONAL EXPERIENCES  
WITH SMALL HYDROPOWER STATIONS

OLADE

AÑO 12 No. 2 AGOSTO 1988

YEAR 12 No. 2 AUGUST 1988

La Revista Energética es publicada cuatrimestralmente por la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Los artículos firmados son de responsabilidad exclusiva de sus autores y no expresan, necesariamente, la posición oficial de la Secretaría Permanente o de los Países Miembros.

Artículos, contribuciones y correspondencia relativa a la Revista Energética deben ser enviados al Departamento de Informática y Comunicación, Casilla 6413 CCI, Quito, Ecuador.

ORGANIZACION  
LATINOAMERICANA DE ENERGIA

DEPARTAMENTO DE INFORMATICA Y  
COMUNICACION

# **REVISTA ENERGETICA**

## **ENERGY MAGAZINE**

Año 12, Número 2

Mayo-Junio-Julio-Agosto  
1988

Agosto 1988

|  |    |
|--|----|
| NOTA DEL EDITOR .....  | 5  |
| METODOLOGIAS DE EVALUACION DE PERDIDAS<br>ELECTRICAS NO TECNICAS .....                       | 7  |
| COMPARACION ECONOMICA ENTRE CENTRALES<br>GEOTERMOELECTRICAS Y PLANTAS TERMOELECTRICAS .....  | 43 |
| DOCUMENTO REGIONAL DE EXPERIENCIAS NACIONALES<br>EN PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS ..... | 63 |

#### NOTA DEL EDITOR

El sistema energético de un país puede ser optimizado, en la medida en que se utilicen en forma adecuada las fuentes de energía que integran su oferta actual o se aprovechen, técnica y económico, otros recursos energéticos disponibles. Esto ha motivado que OLADE incluya en sus programas una serie de actividades, generales y específicas, que plantean alternativas para mejorar la oferta energética de los países de la Región. Tal es el caso del subsistema eléctrico que por la tecnología, el volumen de inversiones, las pérdidas técnicas y no técnicas que conlleva, así como por sus implicaciones socioeconómicas, ha merecido especial atención.

Es así que en este número de la Revista Energética se incluye un artículo sobre los métodos para evaluar las pérdidas no técnicas que se originan en el subsistema eléctrico, trabajo de investigación en el que se interrelacionan, por medio de la teoría estadística, las pérdidas de electricidad y el volumen de infractores que las ocasionan en función de los sectores de consumo. Además se presenta un estudio de comparación económica, por el método del valor presente, para la generación de electricidad entre centrales geotérmicas y plantas a diesel.

Adicionalmente, la Revista contiene la tercera entrega del "Documento Regional de Experiencias Nacionales en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas", con Ecuador, El Salvador, Guyana, Honduras, Jamaica, México y Panamá.

## METODOLOGIAS DE EVALUACION DE PERDIDAS ELECTRICAS NO TECNICAS 1/

Jose Luis Calabrese \*

### 1. INTRODUCCION

En un sistema eléctrico integrado, las pérdidas no técnicas representan un rubro muy importante que merece ser evaluado. Sin embargo cabe señalar que la falta de antecedentes sobre el tema bajo análisis le convierte en un trabajo de investigación, en el que se plantearán hipótesis a ser confirmadas o rechazadas luego de efectuar mediciones en el terreno práctico.

Mediante este estudio se busca determinar:

- El número de clientes infractores y el de no infractores en algunas ramas industriales, comerciales y de servicios.
- Las cantidades de energía subfacturadas a causa de las infracciones.
- Un sistema de facturación equitativo que permita recuperar las pérdidas por infracciones.

Para cumplir estos propósitos se emplearán técnicas de muestreo y la teoría estadística como medio para obtener los estimadores más apropiados para dar respuesta a los problemas planteados.

---

1/ Este documento puede ser considerado como la base del artículo que será presentado en el Simposio Latinoamericano sobre Control de Pérdidas Eléctricas, que se efectuará en Bogotá - Colombia, del 10 al 13 de octubre de 1988.

\* Ingeniero Consultor.

## 2. DEFINICIONES GENERALES

El ámbito de ejecución de este estudio está conformado por los clientes industriales, comerciales y de servicios de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEE), de acuerdo a la siguiente correspondencia con la codificación internacional CIIU:

|                       |                 |
|-----------------------|-----------------|
| Industrial            | Gran División 3 |
| Comercial             | Gran División 6 |
| Servicios Comunales   | Gran División 9 |
| Servicios Financieros | Gran División 8 |

Se trata de un universo muy numeroso y heterogéneo con subdivisiones internas a 2 y 4 dígitos; cuanto más finas son estas subdivisiones, las mismas representan grupos de comportamiento más homogéneo respecto al consumo de electricidad.

Es sabido que en el universo en cuestión existe un número considerable, pero no bien conocido, de infractores, los que, mediante alteración de los contadores, logran reducir el consumo real en una magnitud también desconocida.

En consecuencia, este estudio tiene como objetivo central investigar si es posible, mediante la aplicación del método estadístico, aportar elementos de juicio cuantitativos para plantear y resolver los problemas de subfacturación que se originan por las infracciones.

La EEEB posee un Archivo Electrónico Maestro (AEM), en el cual para cada cliente se consignan las siguientes características:

- Código CIIU del cliente a 4 dígitos.
- Carga contratada,  $W_c$ , que es el número de kW que el cliente solicita a la empresa.
- Último consumo en kWh, Cf.
- Promedio de los últimos consumos.
- Factor de potencia,  $\phi_c$ .

Esta última característica se define como:

$$\phi_c = \frac{Cf \times 100}{Wc \times 1440} \quad (1)$$

en la cual, 1440 es el número de horas que hay en un bimestre, que corresponde al período de facturación.

Se propone realizar encuestas sobre muestras tomadas en el AEM, con el objeto de medir las potencias de placa de todos los equipos encontrados en el establecimiento. A esta nueva potencia se le denomina potencia aforada,  $W_a$ , que define un nuevo factor:

$$\phi_a = \frac{Cf \times 100}{W_a \times 1440} \quad (2)$$

Los factores definidos por la ecuaciones (1) y (2) son los factores de utilización de carga contratada y aforada, respectivamente.

Mediante el barrido de las muestras se puede determinar qué clientes son infractores y cuáles no, analizando los contadores. A los primeros se les denominará L y a los segundos H.

Para los no infractores, el consumo real  $C_r$  es igual al consumo facturado:

$$C_r = Cf = 14,40 \phi_a W_a ; \quad (H) \quad (3)$$

Mientras que para los infractores:

$$C_r > Cf = 14,40 \phi_a W_a ; \quad (L) \quad (4)$$

Se formula la hipótesis, bastante razonable, de que no hay correlación entre la potencia aforada y el factor calculado con la ecuación (2). Esta hipótesis, que puede ser verificada por muestreo, significa que altas (bajas) cargas instaladas no implican necesariamente un mayor (menor) uso de las mismas. En efecto, la carga corresponde a una expectativa de nivel económico o tamaño del negocio, en tanto que el uso de ese equipamiento depende del movimiento económico real que el establecimiento tuvo al facturársele su último consumo.

Esta hipótesis se expresa mediante la condición:

$$\text{COV} (\phi_a, w_a) = 0 \quad (5)$$

Los estimadores de proporción,  $p(H)$  y  $p(L)$ , que representan respectivamente el número de no infractores e infractores que hay en el AEM, tienen una distribución binomial, con una varianza igual a  $p(1-p)/n-1$ . Donde  $n$  es el respectivo tamaño muestral, y el número de individuos en el universo  $N$ , es mucho mayor que  $n$ ; en caso contrario hay que corregir por el correspondiente término de finitud  $(N - n)/N$ .

El universo de referencia contenido en el AEM tiene los siguientes tamaños:

| CIUU    | SECTOR                                | TAMAÑO |
|---------|---------------------------------------|--------|
| 31      | Alimentos, Bebidas y Tabaco           | 2 427  |
| 32      | Textil, Confecciones, Calzado y Cuero | 1 874  |
| 33      | Maderas y Muebles                     | 2 459  |
| 34      | Papel, Imprenta                       | 933    |
| 35      | Químicos, Caucho, Plásticos           | 840    |
| 36      | Piedras, Vidrio, Cerámica             | 387    |
| 37      | Hierro, Acero y no Ferrosos           | 286    |
| 38      | Maquinaria y Equipos                  | 2 977  |
| 39      | No Clasificados                       | 162    |
| 3       | TOTAL INDUSTRIAS                      | 12 345 |
| 6310    | Restaurantes                          | 5 893  |
| 6320    | Hoteles                               | 644    |
| 8       | Servicios Financieros                 | 9 929  |
| 9       | Servicios Comunales                   | 12 573 |
| Resto 6 | Comercio General                      | 21 536 |
|         | TOTAL COMERCIO Y SERVICIOS            | 50 575 |
|         | GRAN TOTAL                            | 62 920 |

Cada uno de los grupos listados se considera una subpoblación del AEM, sin perjuicio de lo cual se podrán tomar divisiones más finas si la evolución del estudio así lo aconseja.

### 3. ENCUESTA PILOTO: RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Para enfocar el estudio se efectuaron dos encuestas piloto en el Grupo 6320 - Hoteles y en el Sector 36 - Piedras, Vidrio y Cerámica. La encuesta tenía por objeto determinar la potencia de placa de cada establecimiento para los siguientes grupos:

MOTORES  
BOMBILLOS  
HORNOS  
OTROS

Dicha potencia de placa se asimila a la potencia aforada. En los casos en que las placas no son legibles o simplemente no existen, se infieren de la marca y otras características del equipo. Cuando esto tampoco es posible, se efectúan mediciones con pinzas voltiamperométricas para determinar la potencia instantánea. Se busca así un procedimiento rápido que permita cubrir muchos establecimientos en corto tiempo.

Se realiza un muestreo estratificado sobre subpoblaciones en el AEM, ordenadas según consumos decrecientes; los estratos se forman arbitrariamente por rangos de consumo y dentro de cada estrato se toman muestras simples al azar. Esto permite que todos los rangos de consumo estén debidamente representados.

Los estimadores de proporción obtenidos son:

|              | HOTELES | PIEDRAS, ETC. |
|--------------|---------|---------------|
| $\hat{p}(H)$ | 66,67 % | 85,71 %       |
| $\hat{p}(L)$ | 33,33 % | 14,28 %       |

Como se ve, la proporción de infractores es alta y para el caso específico de Hoteles es sorprendentemente alta. El fenómeno de la infracción adquiere pues dimensiones de magnitud y parece depender fuertemente del tipo de actividad económica, que está muy bien captada por la codificación CIIU. Con esto se comprueba que el método de muestreo propuesto es el adecuado para estimar la magnitud de los infractores.

Al examinar ahora el factor de utilización de la carga aforada y contratada, las medias y desviaciones están en el cuadro No. 1. En el caso de Hoteles (que por tener una proporción de infractores muy grande se considera una muestra muy representativa), se observa que en la clase H, prácticamente el factor

Cuadro No. 1

MEDIAS Y DESVIACIONES DE LOS FACTORES DE  
UTILIZACION MUESTRALES

FACTOR DE UTILIZACION DE LA MUESTRA PILOTO PARA HOTELES

| GRUPO | CARGA<br>AFORADA   | CARGA<br>CONTRATADA |
|-------|--------------------|---------------------|
| H     | 18 473<br>(16 278) | 18 221<br>(25 258)  |
| L     | 15 810<br>(14 327) | 20 386<br>(19 764)  |

FACTOR DE UTILIZACION DE LA MUESTRA PILOTO PARA EL  
SECTOR PIEDRAS, VIDRIO Y CERAMICA.

| GRUPO | CARGA<br>AFORADA   | CARGA<br>CONTRATADA |
|-------|--------------------|---------------------|
| H     | 15 571<br>(14 806) | 12 946<br>(11 567)  |
| L     | 9 295<br>(7 775)   | 12 946<br>(10 972)  |

aforado y el contratado no difieren. En cambio en la clase L se cumple que:

$$\phi_a < \phi_c ; \quad (L) \quad (6)$$

Esta desigualdad en la clase L se cumple en la muestra del Sector Piedras, debiendo anotarse que esta muestra es menos representativa por la menor cantidad de infractores. En cuanto a la clase H en el mismo sector, el factor aforado es ligeramente mayor que el contratado.

Al comparar las dos clases se comprueba que:

$$\phi_a (L) < \phi_a (H) \quad (7)$$

Nótese que esta desigualdad no necesariamente se cumple con los factores contratados.

Otra observación importante es la enorme dispersión existente alrededor de los valores medios, tanto para los factores aforados como para los contratados. Esta dispersión se mantiene también al observar la relación entre  $\phi_a$  y  $\phi_c$  para cada cliente: en efecto, en un caso particular puede suceder que un  $\phi_c$  alto (bajo) dé un  $\phi_a$  bajo (alto) independientemente de que el cliente sea H o L.

¿Cómo se puede interpretar estos resultados?

Respecto de los factores medios, e independientemente del gran tamaño de las desviaciones, la expresión (7) indica que el aforo reduce el factor del grupo L respecto del grupo H; o sea que los infractores poseen, en promedio, más carga que la que contratan, y ésta solo se conoce al aforar. En el grupo H, en cambio, la relación entre ambos factores no se puede predecir, aunque es de esperarse que el aforo no introduzca diferencias apreciables, y es lo que parecen indicar los resultados muestrales. Esto no es sino la verificación de un hecho experimental ya conocido por la EEEB, y que es el que dio la orientación inicial a este estudio.

De manera que el tipo de muestreo y tamaño muestral realizados en la encuesta piloto, además de permitir una buena estimación de la proporción de infractores, posibilita una buena estimación de los factores medios. Esto da el camino para determinar los volúmenes de energía utilizada ilícitamente. El razonamiento sería el siguiente:

El consumo real esperado del grupo H en el AEM se obtiene tomando esperanzas en la ecuación (3), lo cual, en ausencia de correlaciones, da:

$$E [Cr (H)] = 14,40 E [\phi_a (H)] E [Wa (H)] \quad (8)$$

Para el grupo L se puede suponer que si no estuviera constituido por infractores, el valor esperado de su factor aforado coincidiría con el de los del grupo H, dentro de una aproximación estadística. En consecuencia, su consumo real esperado sería:

$$E [Cr (L)] = 14,40 E [\phi_a (H)] E [Wa (L)] \quad (9)$$

Como también la potencia aforada esperada sería la misma en ambos grupos, se concluye que los consumos esperados serían los mismos en los dos grupos. El consumo esperado facturado por la empresa a los L sería aparente y se calcularía como:

$$E [Cf (L)] = 14,40 E [\phi_a (L)] E [Wa (L)] \quad (10)$$

Al efectuar la diferencia entre las ecuaciones (9) y (10), se obtiene la magnitud esperada del uso ilícito en el universo:

$$E [\Delta C (L)] = 14,40 E [Wa (L)] E [\phi_a (H) - \phi_a (L)] \quad (11)$$

Ahora, al reemplazar las esperanzas en el universo por las medias muestrales, se obtiene la magnitud promedio de la infracción estimada con un cierto error, que se lo conoce como error estándar:

$$\hat{E} [\Delta C (L)] = 14,40 \bar{W}_a (L) [\bar{\phi}_a (H) - \bar{\phi}_a (L)] \quad (12)$$

En consecuencia el total de kilovatios utilizados ilícitamente sería:

$$\hat{\Delta C} = 14,40 \hat{p}(L) N \bar{W}_a (L) [\bar{\phi}_a (H) - \bar{\phi}_a (L)] \quad (13)$$

donde:

N es el número total de establecimientos en la subpoblación.

La confiabilidad de este estimador puede analizarse sin dificultad siguiendo el método de muestreo aplicado, si bien las muestras piloto son demasiado pequeñas para dar resultados confiables.

La ecuación (12) es válida para valores esperados y la (13) para totales estimados pero no para casos individuales. Solamente en el caso en que las varianzas fueran suficientemente pequeñas, se podrían aplicar esas ecuaciones a casos individuales, y esta no es la situación que presentan las muestras. El efecto perturbador de la situación económica de ambas clases, H y L, es demasiado grande como para ser ignorada. La varianza que capta este efecto debe ser también incorporada al modelo de facturación.

#### 4. PROPUESTA DE UN MODELO ESTADISTICO PARA LA FACTURACION DE INFRACCIONES

Lo discutido en el punto anterior muestra que sobre el factor de utilización aforado de un establecimiento particular convergen una multitud de factores, indistintamente al hecho de que el cliente sea o no infractor. Una industria o comercio puede tener una determinada potencia instalada, que no necesariamente utiliza todo el tiempo en forma constante. Como los valores promedio no reflejan las situaciones particulares de cada uno de los usuarios, si se quiere contar con un método de facturación válido para todos los casos, habrá que trabajar con toda la función de distribución de los factores de utilización. A esta función se la denomina  $f(\phi)$ .

Después de hacer una serie de análisis sobre las muestras piloto, se llega a la conclusión de que es posible representar razonablemente bien  $f(\phi)$ , por medio de algunas funciones técnicas distintas a la distribución normal. Se examinaron una serie de estas funciones y se concluyó que la FUNCION GAMMA y la FUNCION BETA poseen interesantes propiedades parecidas a las que presenta el factor de utilización. Ambas permiten, por ejemplo, captar sesgos a la izquierda o a la derecha, y ambas muestras piloto exhiben pronunciados sesgos a la izquierda. ¿Qué significa un sesgo a la izquierda en el factor de utilización aforado? Este sesgo refleja una situación económica no muy próspera donde hay muchos establecimientos con grandes cargas instaladas pero con poco uso. Hay, sin embargo, algunos establecimientos muy prósperos en medio de una mala situación general, lo cual se refleja en grandes colas a la derecha.

La función Gamma tiene por expresión:

$$f(x) = \frac{\lambda^r}{\Gamma(r)} x^{r-1} e^{-\lambda x} \quad (14)$$

para:

$$\begin{aligned}\lambda &> 0 \\ r &> 0\end{aligned}$$

y,

$$\mu = \frac{r}{\lambda} ; \sigma^2 = \frac{r}{\lambda^2}$$

donde  $\mu$  y  $\sigma$  son la media y la varianza de  $x$ , siendo además:

$$\Gamma(r) = \int_0^\infty t^{r-1} e^{-t} dt \quad (15)$$

Para probar la función Gamma para el grupo H de la muestra de Hoteles, del cuadro No. 1 se obtienen los valores de  $\mu$  y  $\sigma^2$ :

$$\mu = 0,18473 ; \sigma^2 = 0,02650$$

con lo cual resulta:

$$\lambda = 6,97165 \quad r = 1,28787 \quad \Gamma(r) = 0,897$$

Se ajusta entonces la función:

$$f(x) = 13,59296 x^{0,28787} e^{-6,97165} \quad (16)$$

La función Beta tiene por expresión:

$$f(x) = \frac{1}{\beta(a,b)} x^{a-1} (1-x)^{b-1} ; \quad \begin{aligned}0 < x < 1 \\ a > 0 \\ b > 0\end{aligned} \quad (17)$$

$$\mu = \frac{a}{a+b} ; \sigma^2 = \frac{ab}{(a+b+1)(a+b)^2} ;$$

$$\beta(a,b) = \frac{\Gamma(a) \Gamma(b)}{\Gamma(a+b)}$$

Y reemplazando los valores de  $\mu$  y  $\sigma^2$ , en las ecuaciones de los parámetros, se tiene:

$$a = 0,86513 ; b = 3,81807 ; \frac{1}{\beta(a,b)} = 2,86195$$

con lo cual se llega a la función:

$$f(x) = 2,86195 x^{-0,13487} (1-x)^{2,81807} \quad (18)$$

En el cuadro No. 2 se comparan los valores de las funciones teóricas (15) y (17) con los resultados experimentales. Para ello es más cómodo trabajar con las funciones integrales de probabilidad, obtenidas de la Encuesta Piloto de Hoteles, como son: la Función de Distribución Acumulada Experimental del Factor de Utilización Aforado, las Funciones Teóricas Gamma y Beta, y las diferencias observadas entre la Función Experimental y la Función Gamma.

Según la prueba de Kolmogorov-Smirnov para la bondad de ajuste de la función Gamma, la máxima diferencia observada (0,109) es menor que el valor crítico (0,27) para un nivel de significación de 0,01.

$$F(x) = P(X \leq x) = \int_0^x f(x) dx \quad (19)$$

La ecuación (19) indica que la probabilidad de que  $x$  sea menor que un determinado valor es  $F(x)$ . Como ejemplo, la figura No. 1 indica que la probabilidad de que el factor aforado de los Hoteles en el grupo de no infractores sea menor que el 40%, es de 0,875 para la función Gamma, 0,817 para la función Beta, y 0,909 para la distribución de frecuencias experimentales.

Ambas funciones teóricas parecen adaptarse bien a los resultados experimentales. Sin embargo, con un examen más cuidadoso, se observa que, para el juego particular de parámetros investigados, la función Beta no representa bien los valores pequeños, puesto que  $f(x)$  tiende a  $\infty$  cuando  $x$  tiende a 0.

Cuadro No.2

FUNCIONES INTEGRALES DE PROBABILIDAD  
ENCUESTA PILOTO HOTELES

| FACTOR DE<br>POTENCIA | FUNCION    | GAMMA  | FUNCION | BETA   | EXPERI-<br>MENTAL |           |
|-----------------------|------------|--------|---------|--------|-------------------|-----------|
|                       | $\phi = x$ | $f(x)$ | $F(x)$  | $f(x)$ | $F(x)$            | $F(\phi)$ |
| 0,000                 | 0,000      | 0,000  |         | 0,062  | 0,000             |           |
| 0,025                 | 3,949      | 0,049  | 4,383   | 0,118  |                   |           |
| 0,050                 | 4,049      | 0,149  | 3,710   | 0,219  |                   |           |
| 0,100                 | 3,489      | 0,337  | 2,901   | 0,384  | 0,394             | 0,057     |
| 0,200                 | 2,121      | 0,618  | 1,896   | 0,624  | 0,727             | 0,109     |
| 0,300                 | 1,187      | 0,783  | 1,232   | 0,780  | 0,818             | 0,035     |
| 0,400                 | 0,642      | 0,875  | 0,768   | 0,800  | 0,909             | 0,034     |
| 0,500                 | 0,341      | 0,924  | 0,446   | 0,941  | 0,939             | 0,015     |
| 0,600                 | 0,179      | 0,950  | 0,232   | 0,975  | 0,970             | 0,020     |
| 0,700                 | 0,093      | 0,964  | 0,101   | 0,992  | 0,970             | 0,006     |
| 0,800                 | 0,048      | 0,971  | 0,032   | 0,998  | 1,000             | 0,029     |
| 0,900                 | 0,025      | 0,974  | 0,004   | 1,000  | 1,000             | 0,026     |
| 1,000                 | 0,013      | 0,976  | 0,000   |        | 1,000             |           |

Para probar la bondad de ajuste de la función Gamma a los datos experimentales, se utiliza la prueba de Kolmogorov-Smirnov. Para ello se calculan los desvíos:

$$D(x) = |F(\phi) - F(x)| \quad (20)$$

y se formula la prueba de hipótesis:

$$H^0 : F(x) = F(\phi) \quad (21)$$

El máximo desvío observado es  $D(0,20) = 0,109$ , el cual resulta menor que el valor crítico  $D_{cr} = 0,27$  leído en las tablas de bondad de ajuste para un nivel de significación del 1%. En consecuencia, la hipótesis de que Gamma representa bien la curva experimental no puede ser rechazada.

En base a lo expuesto, y dentro de las limitaciones de la encuesta piloto, se acepta que la ecuación (15) es la curva de densidad de probabilidad poblacional de los hoteles no infractores.

Se asume entonces que la correspondiente curva de densidad de la clase L es también una función Gamma desplazada hacia la izquierda, cuya expresión es:

$$\mu = 0,15810 ; \sigma^2 = 0,02053$$

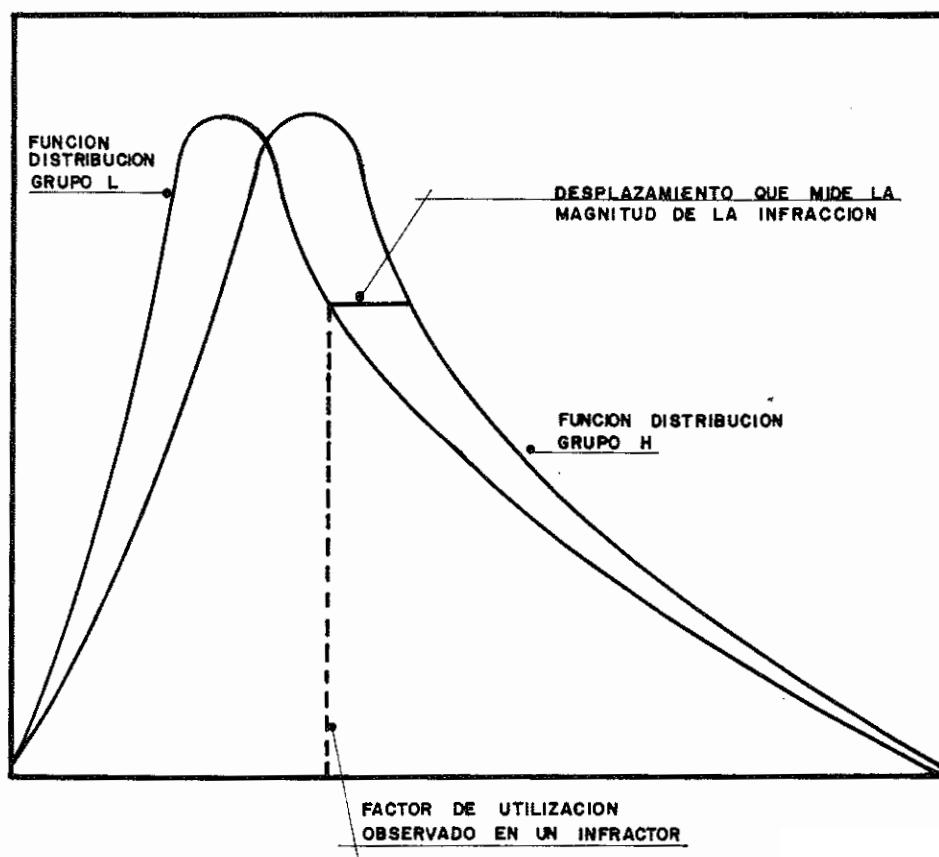
$$\lambda = 7,70232 ; r = 1,21774 ; \Gamma(r) = 0,914$$

$$g(x) = 13,14399 \times 0,21774 e^{-7,70232} \quad (22)$$

Los resultados mostrados por las ecuaciones (15) y (21) permiten proponer un modelo matemático para la facturación de infractores, que será ajustado con las encuestas definitivas. La idea es que si todos los infractores de una subpoblación del AEM fueran detectados, habría que facturarles un consumo tal que permita corregir el desplazamiento hacia la izquierda de su función de distribución. La cantidad a facturar estaría entonces medida por dicho desplazamiento, tal como se ilustra en la figura No. 1. El procedimiento es equitativo ya que castigaría a cada cual según "el lugar que ocupa en la función de densidad", la cual es un reflejo de la buena o mala situación económica del cliente. Al cabo de dicho procedimiento, la EEEB recuperaría las

Figura No. 1

ILUSTACION GRAFICA DEL PROCEDIMIENTO DE FACTURACION  
PROPUESTO PARA RECUPERAR LAS PERDIDAS POR INFRACCION



pérdidas de acuerdo con las ecuaciones (12) y (13), puesto que las medias de los factores de utilización aforados que aparecen en ellas son las mismas que se emplearon para calcular los parámetros de la función Gamma, y sus respectivas varianzas son también las varianzas de esa distribución.

Para cada factor de utilización observado en la clase L se trata de encontrar un incremento  $\delta$  tal, que sumado a ese factor transforme la función de distribución de los infractores en la de los no infractores. El procedimiento matemático para hallar  $\delta$  en función de  $x$  es bastante complicado ya que implica trabajar con las funciones integrales de probabilidad. La ecuación de equilibrio que permite estimar el incremento  $\delta$  es la siguiente:

$$\int_0^x \Gamma(r_L) \times r_L^{-1} e^{-\lambda_L x} dx = \int_0^{x+\delta} \Gamma(r_H) \times r_H^{-1} e^{-\lambda_H x} dx \quad (23)$$

Reemplazando en la ecuación (23) los parámetros de (15) en el primer miembro y los de (22) en el segundo, se obtiene la relación buscada que debe resolverse por aproximaciones.

## S. PROGRAMA DE ENCUESTAS DEFINITIVAS

Lo discutido anteriormente exige modificar el plan de encuestas originalmente propuesto, ya que el mismo había sido diseñado bajo el supuesto de que sería suficiente encontrar estimadores de intervalo para cumplir con los propósitos del estudio. La necesidad, demostrada a través de la encuesta piloto, de trabajar con funciones de distribución completas y aplicar tests de estadísticas no paramétricas, implica incrementar los tamaños muestrales respecto a los inicialmente previstos.

Los nuevos tamaños muestrales vienen determinados por una doble condición:

- a. El coeficiente de variación del estimador de proporción de clase tiene por expresión:

$$CV = \sqrt{\frac{N - n}{N} \cdot \frac{1 - \hat{p}(L)}{(n - 1) \hat{p}(L)}} \quad (24)$$

Fijando este coeficiente, que se llama también error relativo de muestreo, se tendrían ciertos tamaños muestrales. Como el muestreo es sin reposición, estrictamente se debería aplicar la distribución geométrica para el cálculo de los intervalos confidenciales; la aproximación binomial o aún normal es frecuentemente utilizada. En cualquier caso la ecuación (24) expresa que el tamaño muestral para un error prefijado aumenta cuanto más pequeño es el estimador de proporción, y éste solo se conoce después de haber tomado las muestras.

- b. El parámetro de bondad de ajuste de Kolmogorov-Smirnov, para tamaños mayores que 35 y niveles de significación del 1%, tiene por expresión:

$$\Delta(D) = \frac{1,63}{\sqrt{n}} \quad (25)$$

donde:

D es el desvío definido por la ecuación (20).

Como se puede apreciar, sería extremadamente difícil determinar a priori los tamaños muestrales requeridos para verificar ambas condiciones con la sola información de la encuesta piloto. Es más conveniente aplicar un MUESTREO EXPERIMENTAL RECURRENTE, que consiste en escoger una muestra inicial por medio de un sorteo abierto en cada estrato y cuyo tamaño muestral no sea excesivamente grande. Las muestras son luego analizadas, y se examina cómo se ajustan a las condiciones (24) y (25). Si ambas o alguna de esas condiciones no verifica los requerimientos de confiabilidad, el sorteo prosigue y el tamaño se incrementa. Con este método los tamaños muestrales son abiertos y solo se conocen cuando las muestras se juzgan satisfactorias.

Debe notarse que todo el estudio descansa en el hecho de que se verifique la inecuación (7), lo cual, vale la pena recordar, significa que el aforo permite medir el desplazamiento a la izquierda de la función de distribución de los infractores, y en base a ello montar el mecanismo matemático de la facturación a través de dicho desplazamiento. Ello quiere decir que, los efectos perturbadores, por grandes que puedan ser, afectan por igual a los grupos H y L.

Este hecho fue observado en ambas encuestas piloto y por eso se acepta como un supuesto de trabajo. Sin embargo, si alguna de las subpoblaciones no respondiera a la expresión (7), el modelo propuesto para ella ya no funcionaría y deberían emplearse otras herramientas de análisis, ya que entonces los efectos perturbado-

res (que reflejan la buena o mala situación económica) estarían correlacionados con las variables de clase H y L. El análisis se complicaría y posiblemente excedería los límites de este estudio, puesto que en vez de trabajar con funciones de densidad univariadas como las discutidas en el punto 3., se deberán considerar funciones dobles. Por ejemplo, la distribución conjunta del factor de utilización y la situación económica del negocio.

## 6. RESULTADOS

### 6.1 Análisis de las Muestras

El plan de muestreo propuesto se llevó a cabo en los siguientes grupos:

|     |                            |
|-----|----------------------------|
| TXT | Textil, Calzado y Cuero    |
| QMC | Químicos                   |
| PVC | Piedras, Vidrio y Cerámica |
| HTL | Hoteles                    |
| RST | Restaurantes               |
| LVN | Lavanderías                |

De las entrevistas planificadas, un número importante no pudieron realizarse; entre las razones por las cuales una encuesta no podía concretarse a pesar de haber hecho la visita, caben mencionar : i) direcciones inexistentes; ii) dirección existente pero que no correspondía a la actividad especificada por el código CIIU, al respecto se constató que hay ciertos errores de asignación de códigos en el AEM; iii) usuarios que se negaban a que se efectuara la encuesta de aforos; iv) usuarios que permitían la realización de la encuesta de aforos, pero no autorizaban que las cuadrillas de la EEEB practicaran los barridos sobre los contadores; y finalmente, v) como siempre sucede en trabajos de este tipo, un cierto número de encuestas deben rechazarse por inconsistencia en los datos.

Muchas de la unidades entrevistadas debieron visitarse dos y hasta tres veces para resolver problemas de subcaptación en los aforos.

El método de muestreo fue estratificado y se dividió el AEM en cuatro estratos:

- N1 Donde están los mayores consumidores que explican más del 60% del consumo.
- N2 Tramo intermedio con cobertura sobre el 20 ó 30% del consumo.

N3 Pequeños consumidores que explican un orden inferior al 10%.

-N Es una suerte de "cola" bastante numerosa de consumidores muy pequeños pero cuyos consumos son irrelevantes; en general no se tomaron muestras en este grupo.

La situación poblacional de los estratos se detalla en el cuadro No. 3.

En una primera inspección de las muestras, se nota que la carga contratada puede, en algunos casos, diferir significativamente de la aforada sin que haya un patrón definido para el signo de la diferencia; en otros casos, en cambio existe una notable coincidencia entre ambas magnitudes. Se concluye entonces que la carga contratada no refleja la realidad en todos los casos y ello se debe, entre otros motivos, a que no se verifica con la potencia instalada ni se actualiza con el tiempo.

Los factores de utilización de las muestras se comportan tal como se había previsto en la fase piloto, siendo  $\bar{\Phi}_L < \bar{\Phi}_H$  y sus respectivas desviaciones, del mismo orden de magnitud que las medias. Nuevamente se constata que la gran dispersión es una característica de los factores de utilización y que los valores medios no son suficientes para caracterizar a todos los usuarios de un grupo CLIU.

Las medias del último consumo facturado y del consumo promedio, por una parte para la clase no infractora y por otra la infractora, coinciden muy estrechamente, y las diferencias entre los factores  $\bar{\Phi}_L$  y  $\bar{\Phi}_H$  se mantienen, sea que los mismos hayan sido calculados con el último consumo o con el consumo promedio. Para los efectos de este estudio se trabajará con los factores referidos al último consumo facturado.

Las medias de las cargas contratadas y aforadas presentan diferencias debido a que las primeras, como ya se ha dicho, no siempre reflejan, en la realidad, la potencia instalada de los usuarios.

La situación de la carga contratada y el último consumo de los usuarios en el universo, está resumida en el cuadro No. 4.

Un test de gran importancia, antes de pasar al cálculo de los estimadores, es averiguar cuál es la influencia de la estratificación sobre el hecho de ser no infractor o infractor. En otros términos: cuál es la correlación entre los estimadores de clase H y L, y la posición que cada usuario ocupa en el AEM ordenado por consumos decrecientes. Se llega a la conclusión, no

sin sorpresa, que dicha correlación es nula y que el hecho de que un usuario consuma 10 000 ó 100 kWh al bimestre, no tiene nada que ver con que sea o no infractor. La hipótesis de no correlación había sido ya formulada a título simplificativo en la fase piloto, y es ampliamente verificada en todas las submuestras.

Esto significa que la estratificación adoptada, si bien es útil porque garantiza una buena representatividad de todos los niveles de consumo, no hace ningún aporte a la bondad de la estimación, de manera que la inferencia estadística puede hacerse con independencia del criterio de estratificación. En consecuencia, las ecuaciones (8) y (9), así como las que de ellas se deducen, resultan valederas y pueden ser utilizadas para la estimación.

## 6.2 Estimación de la Magnitud de las Infracciones

Se determinan para cada rama de la proporción  $\hat{p}$  y el total de la clase  $\hat{L}$ , que dan respectivamente el porcentaje y el número de infractores. Si en una muestra de tamaño  $n$  se observan  $l$  infractores, la distribución de probabilidades de  $l$  sigue una ley binomial.

$$P(l) = \frac{n!}{l!(n-l)!} p^l (1-p)^{n-l} \quad (26)$$

La varianzas de la proporción y el total de clase se estiman como:

$$\hat{V}(\hat{p}) = \frac{N-n}{N(n-1)} \hat{p}(1-\hat{p}) ; \quad \hat{V}(\hat{L}) = N^2 \hat{V}(\hat{p}) \quad (27)$$

Para el cálculo de los límites de confianza, y para tamaños muestrales relativamente grandes, como los de esta encuesta, se puede utilizar la aproximación normal de la distribución binomial agregando un término de corrección por continuidad, con lo cual el intervalo confidencial se vuelve simétrico. Si  $z$  es el valor de la densidad de probabilidad normal para el nivel de confiabilidad escogido, dicho intervalo resulta ser igual a:

$$IC = \pm z \sqrt{\hat{V}(\hat{p})} + \frac{1}{2n} \quad (28)$$

Cuadro No. 3

ESTRATOS EN EL UNIVERSO

| SECTOR | N1    | N2  | N3  | -N    | N     |
|--------|-------|-----|-----|-------|-------|
| TXT    | 106   | 636 | 714 | 417   | 1 873 |
| OMC    | 106   | 424 | 173 | 137   | 840   |
| PVC    | 159   | 106 | 122 | 0     | 387   |
| HTL    | 212   | 212 | 220 | 0     | 644   |
| RST    | 4 374 | 0   | 0   | 1 519 | 5 893 |
| LVN    | 544   | 0   | 0   | 131   | 675   |

Cuadro No. 4

CARGA Y CONSUMO REGISTRADO DE LOS GRUPOS  
ENCUESTADOS EN EL UNIVERSO

Septiembre de 1985

| SECTOR | Total Carga Contrada kW | Total Ultimo Consumo kWh/bimes. | Número Usuarios | Último Consumo Promedio kWh/bimes. |
|--------|-------------------------|---------------------------------|-----------------|------------------------------------|
| TXT    | 51 502,10               | 6 652 445                       | 1 873           | 3 532,00                           |
| QMC    | 45 396,20               | 9 269 119                       | 840             | 11.035,00                          |
| PVC    | 24 966,50               | 3 094 697                       | 387             | 7 996,00                           |
| HTL    | 8 736,50                | 1 313 790                       | 644             | 2 040,00                           |
| RST    | 44 215,40               | 7 779 769                       | 5 893           | 1 320,00                           |
| LVN    | 1 059 967               |                                 | 675             | 1 370,00                           |

En el cuadro No. 5 se observa que la proporción de infractores varía mucho con la actividad económica expresada por la rama del código CIIU, desde un mínimo del 10% en el Sector Piedras, Vidrio y Cerámica hasta un 37% en Hoteles. Asimismo los intervalos confidenciales están de acuerdo con las fracciones de muestreo empleadas y se consideran razonables.

Según los resultados, hay en el grupo de usuarios investigados alrededor de un 25% de infractores, lo que confirma la presunción de la encuesta piloto, en el sentido de que la infracción adquiriría niveles sumamente altos. De esta manera, de los 10 312 usuarios investigados 2 522 son infractores, y este total de clase se da con un intervalo de  $\pm 77$ , para un nivel de significación del 90%, resultando entonces una medida muy confiable. Como es obvio, es menos confiable decir en qué rama de actividad económica se encuentran esos infractores, pero cabe señalar que si se procede a una búsqueda sistemática de ellos, trabajando conjuntamente en todas las ramas, este procedimiento se beneficia de la alta probabilidad que se tiene de que el número total sea del orden de los 2 500. El alto grado de confianza con que se puede afirmar que si un infractor no está en una rama debe necesariamente estar en otra, respalda la búsqueda conjunta, ya que al fin de cuentas la empresa busca infractores que le permitan recuperar sus pérdidas, casi con independencia de en qué grupo estén. Los estimadores por grupo tienen gran utilidad para trazar líneas de acción, hecho lo cual hay que trabajar simultáneamente en todos ellos.

La infracción promedio por ramas es extremadamente variable (cuadro No. 6) y conduce a conclusiones curiosas. El grupo donde menos infractores hay es en el Sector Piedras, Vidrio y Cerámica, pero es al mismo tiempo de los que más usan en forma ilícita, ya que un 45% de lo que consumen no está registrado por los contadores. El grupo donde hay más infractores es Hoteles, pero la magnitud de su infracción es un discreto 17% de su consumo real. Los Sectores Químicos y Restaurantes tienen muchos infractores con una apreciable magnitud de uso ilícito, pero es en el Sector Lavanderías el caso crítico, presentando numerosos infractores con un nivel de utilización ilegal del 60%, que es el más alto de la muestra.

En el cuadro No. 7 se indica la resolución final del problema de estimar infracciones, indicando los consumos registrados en los listados del AEM y los totales usados ilícitamente estimados a partir de la encuesta de aforos. Al sumar las infracciones a los registros se obtiene el consumo real, y se ve que la infracción es un 5,54% del consumo real y que es mayor que lo que se factura a la totalidad de los Hoteles o a la totalidad de las Lavanderías.

Cuadro No. 5

ESTADISTICAS DE LA PROPORCIÓN Y EL TOTAL DE CLASE PARA INFRACTORES

| SECTOR | Proporción<br>Infraactores | Error<br>Estandar | Intervalo<br>Confidencial<br>para 90% | Total<br>de Clase<br>Infactor | Intervalo<br>Confidencial<br>para 90% |
|--------|----------------------------|-------------------|---------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|
| TXT    | 17,04                      | 3,93              | ± 6,57                                | 319                           | ± 120                                 |
| QMC    | 24,19                      | 5,27              | ± 8,91                                | 203                           | ± 72                                  |
| PVC    | 10,42                      | 4,17              | ± 7,23                                | 40                            | ± 26                                  |
| HTL    | 37,50                      | 5,78              | ± 9,92                                | 241                           | ± 61                                  |
| RST    | 25,48                      | 2,97              | ± 4,95                                | 1 501                         | ± 287                                 |
| LVN    | 32,26                      | 8,32              | ± 13,67                               | 218                           | ± 92                                  |
| TOTAL  | 24,47                      | 1,87              | ± 3,07                                | 2 522                         | ± 77                                  |

Cuadro No. 6

CARGA AFORADA Y CONSUMO REGISTRADO DE INFRACTORES Y NO INFRACTORES EN EL UNIVERSO

| SECTOR | Consumo Registrado Promedio<br>NO INFRACTOR INFRACTOR<br>en kWh por bimestre |          | Potencia<br>Aforada<br>Promedio<br>en kW | Infracción<br>Promedio<br>en kWh por<br>bimestre |
|--------|--|----------|--|--|
|        |  |          |  |  |
| TXT    | 3 600,47   | 3 315,59 | 13,72                                    | 284,88 ( 8%)                                     |
| QMC    | 11 569,73  | 9 353,18 | 38,73                                    | 2212,82 (20%)                                    |
| PVC    | 8 354,90   | 4 908,74 | 37,30                                    | 3443,16 (43%)                                    |
| HTL    | 2 177,48   | 1 811,56 | 8,86                                     | 365,92 (17%)                                     |
| RST    | 1 414,90   | 1 044,28 | 4,05                                     | 370,62 (26%)                                     |
| LVN    | 2 933,76   | 1 153,27 | 10,05                                    | 1780,49 (60%)                                    |

Cuadro No. 7

CONSUMO REGISTRADO, INFRACCION Y CONSUMO REAL

| SECTOR | Consumo Registrado<br>kWh/bimestre | Infracción<br>kWh/bimestre | Consumo Real<br>kWh/bimestre | Porcentaje de la Infracción |
|--------|------------------------------------|----------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| TXT    | 6 652 445                          | 90 922                     | 6 743 367                    | 1,35                        |
| QMC    | 9 269 119                          | 449 636                    | 9 718 755                    | 4,63                        |
| PVC    | 3 094 697                          | 138 847                    | 3 233 544                    | 4,29                        |
| HTL    | 1 313 790                          | 88 370                     | 1 402 160                    | 6,30                        |
| RST    | 7 779 769                          | 556 499                    | 8 336 268                    | 6,68                        |
| LVN    | 1 059 967                          | 387 711                    | 1 447 678                    | 26,78                       |
| TODOS  | 29 169 787                         | 1 711 985                  | 30 881 772                   | 5,54                        |

Comparando la situación entre las ramas de actividad, se observa que los mayores robos se localizan en el Sector Lavanderías y los menores en el Sector Textil, Calzado y Cueros. Los otros grupos tienen niveles de uso ilegal entre el 4 y 7%.

De acuerdo con la teoría implícita en la expansión de las muestras, los más altos niveles de infracción se producen cuando se cumplen dos condiciones: i) una elevada proporción de infractores y, ii) una gran diferencia entre los factores de utilización de H y L. Cuando se cumple solo con la primera, habrá "muchos infractores que hacen uso ilegal de poco" y si se cumple solo la segunda serán los "pocos que hacen uso ilegal de mucho". Como se ve, de todo hay en el AEM, y el caso extremo de "muchos que hacen uso ilegal de mucho" es el de las Lavanderías.

Los infractores de los sectores de Lavanderías y Piedras, Vidrio y Cerámica tienen factores de utilización especialmente bajos y es posible que esto se deba a que son sectores que hacen un uso térmico intensivo de la electricidad.

### 6.3 Modelo para la Recuperación de Pérdidas

El modelo discutido en el punto 3 se aplica aquí para representar el factor de utilización de no infractores e infractores. Para ello se emplea la función Gamma de la ecuación (14); para mayor simplicidad de notación se expresan como  $f(x)$  y  $F(x)$  las funciones de probabilidad de no infractores y con  $g(x)$  y  $G(x)$  las correspondientes a los infractores.

El modelo que da el mejor ajuste corresponde a una función Gamma truncada y que además cumple la condición de que la función de densidad de probabilidad de los infractores se origina al desplazar la de los no infractores hacia la izquierda, conservando la misma dispersión. Como al aplicar dicho procedimiento es posible que la función de densidad en el origen se haga infinita, el modelo se denomina Gamma Infinito.

En la figura No. 2 se presentan dos ejemplos de bondad de ajuste para los sectores de Restaurantes y Textiles, entre el modelo Gamma Infinito y los datos experimentales. La aplicación del test de Kolmogorov-Smirnov expresado por la ecuaciones (20), (21) y (25), conduce a aceptar la hipótesis de que el modelo representa bien los datos experimentales.

En el cuadro No. 8 se presentan los parámetros de calibración del modelo para cada una de las ramas. Se comprueba que el modelo adoptado funciona bien en todas las ramas investigadas. Sin embargo, los parámetros varían mucho de una rama a otra y no

es conveniente hacer extrapolaciones para grupos en que no se han realizado encuestas, puesto que la función de distribución Gamma truncada debe calibrarse sobre un conjunto de datos experimentales de agregados relativamente homogéneos, y no cabe duda que esos parámetros dependen estrechamente de la tecnología del consumo de energía. En el cuadro No. 9 se indican los valores de las funciones de ajuste y en ellas pueden apreciarse las diferencias por ramas. Se nota, por ejemplo, que para factores menores o iguales al 10% la función de distribución de no infractores cubre el 38% en TXT pero solamente el 24% en RST.

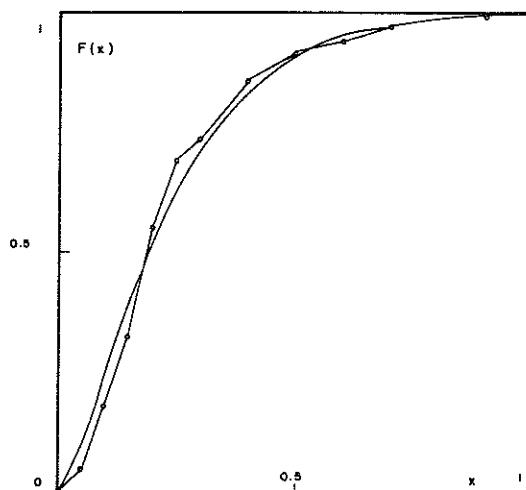
En la figura No. 3 se dan las gráficas de  $F(x)$  y  $G(x)$  para los 6 grupos investigados. El desplazamiento hacia la izquierda de  $G(x)$  con respecto a  $F(x)$  mide la infracción, que en términos del factor de utilización se designa por  $\delta$ , que es una función de  $x$  cuya esperanza es:

$$E(\delta) = \int_0^1 \delta(x)g(x)dx = \bar{\phi}_H - \bar{\phi}_L \quad (29)$$

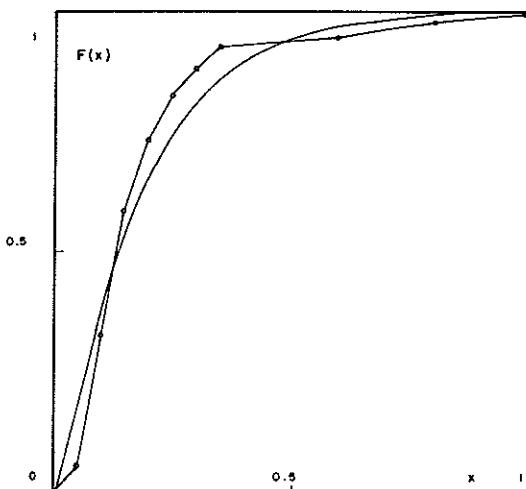
La ecuación (29) expresa que el desplazamiento es tal que en promedio debe producir las diferencias promediadas entre los factores de utilización de no infractores e infractores. Para encontrar el valor de  $\delta$  en cada punto, se debe resolver la ecuación (23); todo el proceso de cálculo que comienza con la calibración de las funciones de densidad de probabilidad y termina con el cálculo de los desplazamientos, implica grandes dificultades prácticas, aun en computador, debido a que se necesita hacer iteraciones recurrentes sobre funciones que, o bien tienen valores infinitos, o representan curvaturas muy pronunciadas con abruptos cambios de pendiente. Las respectivas soluciones solo pueden ser aproximadas y es conveniente primero efectuar una calibración gruesa para conocer sus propiedades. Se obtienen los resultados de la figura No. 4, que representa una familia de curvas de  $\delta$  como función de  $x$ : las ordenadas dan la cantidad que hay que aumentar al factor de utilización de un infractor perteneciente a una cierta rama para que, al hacer lo propio con todos los infractores que hay en esa rama, se obtenga un desplazamiento de la función de densidad hacia la derecha, como consecuencia de lo cual se recuperan las pérdidas.

Figura No. 2

AJUSTE DE LA FUNCION GAMMA TRUNCADA A LOS DATOS EXPERIMENTALES DE LA MUESTRA DE RESTAURANTES



AJUSTE DE LA FUNCION GAMMA TRUNCADA A LOS DATOS EXPERIMENTALES DE LA MUESTRA DE TEXTILES



Cuadro No. 8

MODELO GAMMA INFINITO

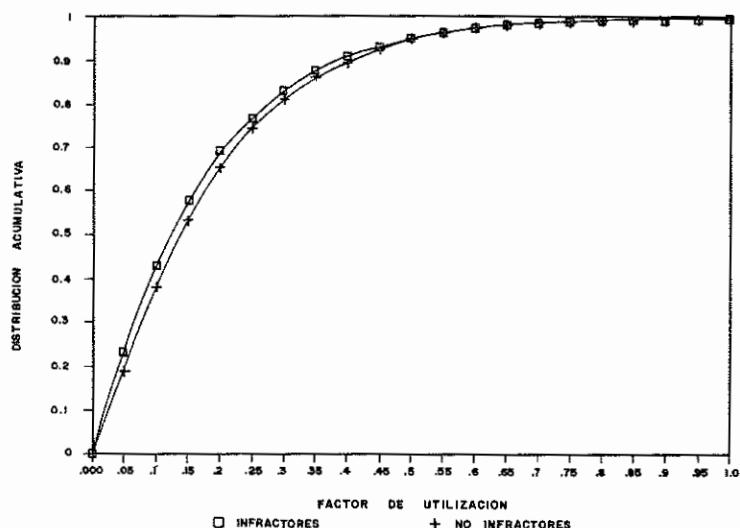
(Parámetros)

|                         | TXT     | QMC     | PVC     | HTL     | RST     | LVN      |
|-------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| MU:L                    | 16,782  | 16,776  | 9,139   | 14,199  | 17,906  | 7,969    |
| MU:H                    | 18,224  | 20,745  | 15,555  | 17,067  | 24,261  | 12,216   |
| SD:L                    | 11,355  | 16,506  | 5,537   | 13,449  | 17,564  | 3,862    |
| SD:H                    | 16,766  | 19,617  | 13,415  | 15,735  | 19,116  | 5,955    |
| r:L                     | 1,0019  | 0,7313  | 0,4641  | 0,8143  | 0,8774  | 1,7908   |
| $\lambda:L$             | 5,9701  | 4,3594  | 5,0783  | 5,7349  | 4,9001  | 22,4719  |
| $\Gamma(r):L$           | 1,0000  | 1,2507  | 1,9082  | 1,1471  | 1,0885  | 0,9288   |
| r:H                     | 1,1815  | 1,1183  | 1,3445  | 1,1765  | 1,6107  | 4,2082   |
| $\lambda:H$             | 6,4831  | 5,3907  | 8,6435  | 6,8932  | 6,6392  | 34,4481  |
| $\Gamma(r):H$           | 0,9237  | 0,9436  | 0,8922  | 0,9237  | 0,8947  | 7,8365   |
| $\lambda^r/\Gamma(r):L$ | 5,9905  | 2,3468  | 1,1141  | 3,6146  | 3,7048  | 283,5259 |
| $r-1:L$                 | 0,0019  | -0,2687 | -0,5359 | -0,1857 | -0,1226 | 0,7908   |
| $-\lambda:L$            | -5,9701 | -4,3594 | -5,0783 | -5,7349 | -4,9001 | -22,4719 |
| Trunc                   | 0,9723  | 0,9725  | 0,9886  | 0,9881  | 0,9899  | 1,0039   |
| $\lambda^r/\Gamma(r):H$ | 9,8530  | 6,9731  | 20,3657 | 10,4914 | 23,5797 | 375 448  |
| $r-1:H$                 | 0,1815  | 0,1183  | 0,3445  | 0,1765  | 0,6107  | 3,2082   |
| $-\lambda:H$            | -6,4831 | -5,3907 | -8,6435 | -6,8932 | -6,6392 | -34,4481 |
| Trunc                   | 0,9843  | 0,9808  | 0,9897  | 0,9858  | 0,9897  | 0,9724   |

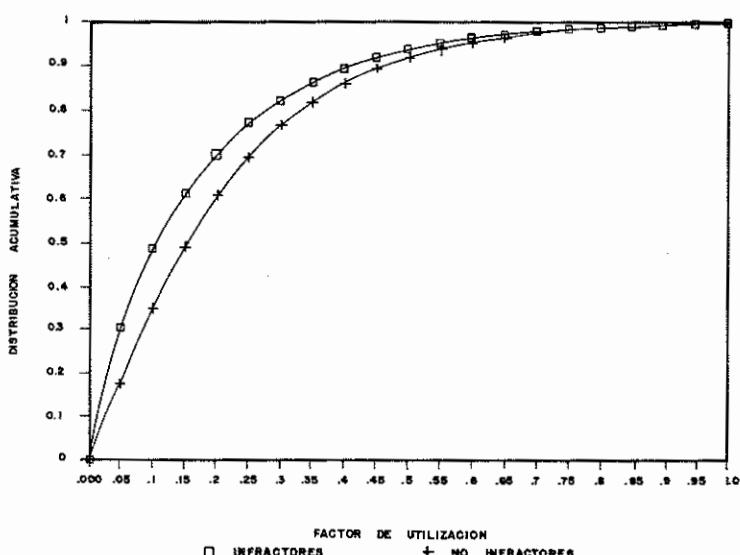
MU Media Aforada  
 SD Desviación Aforada

Figura No. 3

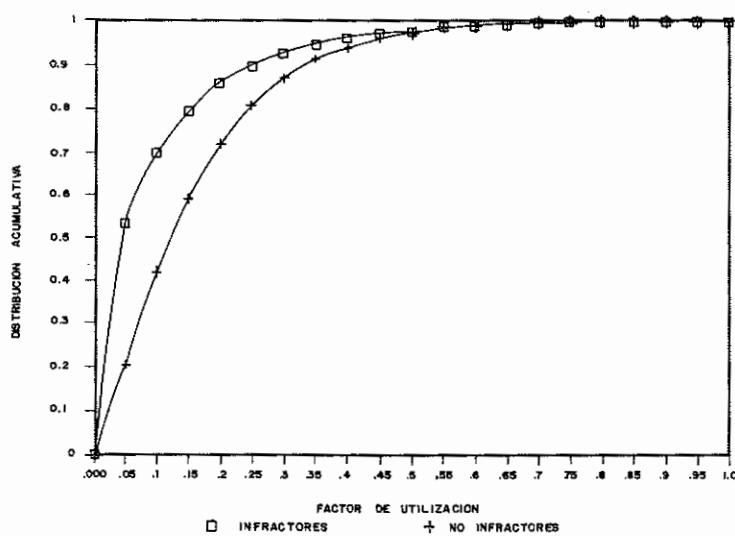
TEXTIL, CALZADO Y CUERO



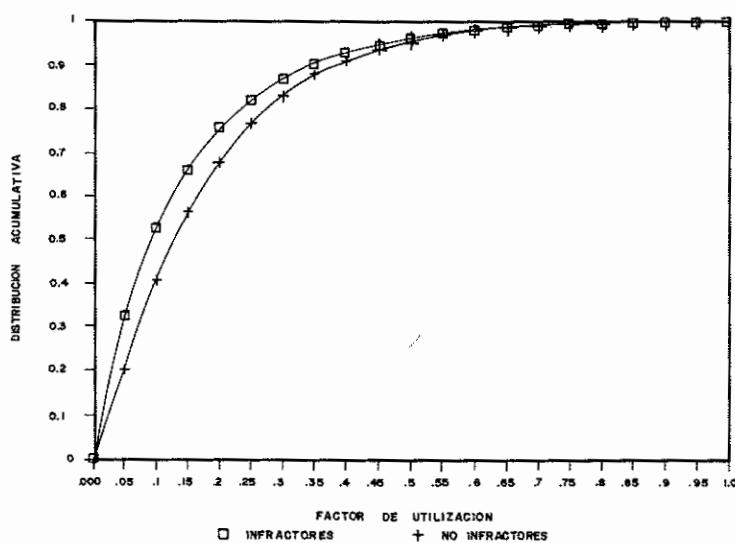
QUIMICOS



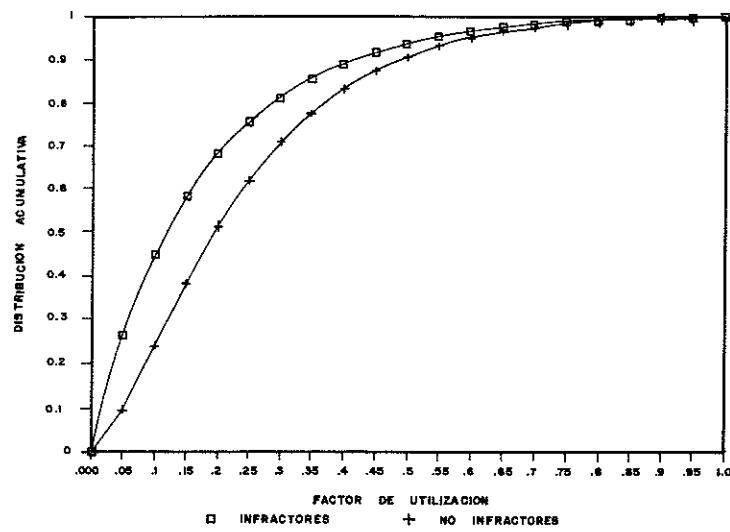
### PIEDRAS, VIDRIO Y CERAMICA



### HOTELES



### RESTAURANTES



### LAVANDERIAS

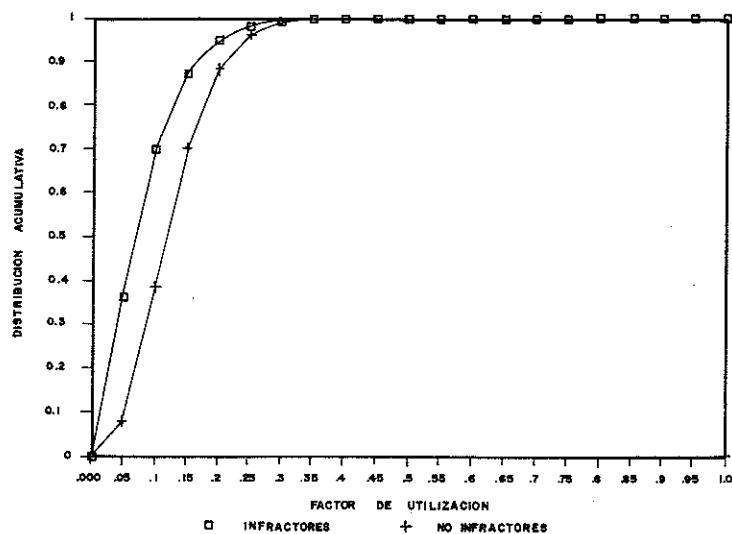
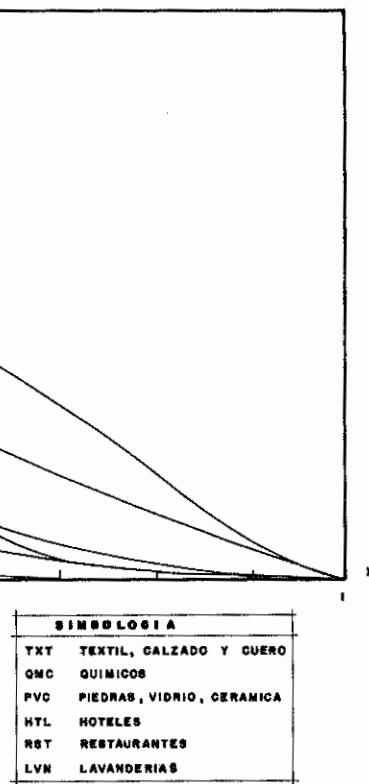


Figura No. 4

DESPLAZAMIENTO DEL FACTOR DE ACTUALIZACION DE LOS INFRACTORES  
PARA RECUPERAR LAS PERDIDAS POR INFRACTION



Cuadro No. 9

## MODELO GAMMA INFINITO PARA LOS DIFERENTES SECTORES

TEXTIL, CALZADO Y CUERO QUIMICOS

| x    | g(x)   | G(x)   | f(x)   | F(x)   | g(x)    | G(x)   | f(x)   | F(x)   |
|------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|
| 0,00 | 6,0271 | 0,0000 | 1,2387 | 0,0000 | 53,2028 | 0,0000 | 1,8209 | 0,0000 |
| 0,01 | 5,7535 | 0,0288 | 4,0673 | 0,0203 | 7,9616  | 0,0796 | 3,9069 | 0,0195 |
| 0,02 | 5,4273 | 0,0847 | 4,3229 | 0,0623 | 6,3269  | 0,1511 | 4,0182 | 0,0592 |
| 0,03 | 5,1167 | 0,1374 | 4,3609 | 0,1057 | 5,4318  | 0,2099 | 3,9924 | 0,0992 |
| 0,04 | 4,8228 | 0,1871 | 4,3062 | 0,1490 | 4,8134  | 0,2611 | 3,9159 | 0,1388 |
| 0,05 | 4,5453 | 0,2339 | 4,2027 | 0,1916 | 4,3399  | 0,3068 | 3,8096 | 0,1774 |
| 0,10 | 3,3767 | 0,4320 | 3,4465 | 0,3828 | 2,8969  | 0,4878 | 3,1582 | 0,3516 |
| 0,15 | 2,5072 | 0,5791 | 2,6826 | 0,5360 | 2,0891  | 0,6124 | 2,5305 | 0,4938 |
| 0,20 | 1,8612 | 0,6883 | 2,0439 | 0,6542 | 1,5550  | 0,7035 | 1,9996 | 0,6071 |
| 0,25 | 1,3814 | 0,7694 | 1,5391 | 0,7438 | 1,1777  | 0,7718 | 1,5680 | 0,6963 |
| 0,30 | 1,0253 | 0,8295 | 1,1504 | 0,8110 | 0,9018  | 0,8238 | 1,2236 | 0,7660 |
| 0,35 | 0,7609 | 0,8742 | 0,8555 | 0,8612 | 0,6957  | 0,8638 | 0,9517 | 0,8204 |
| 0,40 | 0,5647 | 0,9073 | 0,6338 | 0,8984 | 0,5398  | 0,8946 | 0,7384 | 0,8627 |
| 0,45 | 0,4190 | 0,9319 | 0,4682 | 0,9260 | 0,4205  | 0,9187 | 0,5719 | 0,8954 |
| 0,50 | 0,3110 | 0,9502 | 0,3451 | 0,9463 | 0,3287  | 0,9374 | 0,4422 | 0,9208 |
| 0,55 | 0,2308 | 0,9637 | 0,2539 | 0,9613 | 0,2577  | 0,9520 | 0,3416 | 0,9404 |
| 0,60 | 0,1712 | 0,9738 | 0,1866 | 0,9723 | 0,2024  | 0,9636 | 0,2636 | 0,9555 |
| 0,65 | 0,1271 | 0,9812 | 0,1369 | 0,9804 | 0,1593  | 0,9726 | 0,2032 | 0,9672 |
| 0,70 | 0,0943 | 0,9867 | 0,1003 | 0,9863 | 0,1256  | 0,9797 | 0,1566 | 0,9762 |
| 0,75 | 0,0700 | 0,9908 | 0,0735 | 0,9906 | 0,0991  | 0,9853 | 0,1206 | 0,9831 |
| 0,80 | 0,0519 | 0,9939 | 0,0537 | 0,9938 | 0,0783  | 0,9898 | 0,0928 | 0,9884 |
| 0,85 | 0,0385 | 0,9962 | 0,0393 | 0,9962 | 0,0620  | 0,9933 | 0,0714 | 0,9926 |
| 0,90 | 0,0286 | 0,9978 | 0,0287 | 0,9979 | 0,0491  | 0,9961 | 0,0549 | 0,9957 |
| 0,95 | 0,0212 | 0,9991 | 0,0210 | 0,9991 | 0,0389  | 0,9938 | 0,0422 | 0,9981 |
| 1,00 | 0,0157 | 1,0000 | 0,0153 | 1,0000 | 0,0309  | 1,0000 | 0,0324 | 1,0000 |

Cuadro No. 9

(Continuación)

## PIEDRAS, VIDRIOS Y CERAMICA

## HOTELES

| x    | g(x)     | G(x)   | f(x)   | F(x)   | g(x)    | G(x)   | f(x)   | F(x)   |
|------|----------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|
| 0,00 | 538,6685 | 0,0000 | 0,3899 | 0,0000 | 31,0282 | 0,0000 | 1,3953 | 0,0000 |
| 0,01 | 12,6358  | 0,2527 | 3,8626 | 0,0193 | 8,1238  | 0,0812 | 4,4072 | 0,0220 |
| 0,02 | 8,2838   | 0,3573 | 4,4983 | 0,0611 | 6,7445  | 0,1556 | 4,6489 | 0,0673 |
| 0,03 | 6,3359   | 0,4304 | 4,7443 | 0,1073 | 5,9067  | 0,2188 | 4,6611 | 0,1139 |
| 0,04 | 5,1618   | 0,4879 | 4,8047 | 0,1551 | 5,2873  | 0,2748 | 4,5772 | 0,1601 |
| 0,05 | 4,3532   | 0,5355 | 4,7590 | 0,2029 | 4,7900  | 0,3252 | 4,4439 | 0,2052 |
| 0,10 | 2,3292   | 0,7025 | 3,9222 | 0,4199 | 3,1616  | 0,5240 | 3,5580 | 0,4052 |
| 0,15 | 1,4540   | 0,7971 | 2,9275 | 0,5912 | 2,2012  | 0,6581 | 2,7077 | 0,5619 |
| 0,20 | 0,9668   | 0,8576 | 2,0982 | 0,7168 | 1,5665  | 0,7522 | 2,0182 | 0,6800 |
| 0,25 | 0,6655   | 0,8984 | 1,4706 | 0,8060 | 1,1283  | 0,8196 | 1,4872 | 0,7676 |
| 0,30 | 0,4682   | 0,9268 | 1,0166 | 0,8682 | 0,8188  | 0,8683 | 1,0881 | 0,8320 |
| 0,35 | 0,3344   | 0,9469 | 0,6958 | 0,9110 | 0,5973  | 0,9037 | 0,7921 | 0,8790 |
| 0,40 | 0,2415   | 0,9613 | 0,4729 | 0,9402 | 0,4374  | 0,9296 | 0,5746 | 0,9231 |
| 0,45 | 0,1759   | 0,9717 | 0,3197 | 0,9601 | 0,3213  | 0,9485 | 0,4156 | 0,9379 |
| 0,50 | 0,1290   | 0,9793 | 0,2152 | 0,9734 | 0,2365  | 0,9625 | 0,3000 | 0,9558 |
| 0,55 | 0,0951   | 0,9849 | 0,1443 | 0,9824 | 0,1744  | 0,9727 | 0,2161 | 0,9687 |
| 0,60 | 0,0704   | 0,9890 | 0,0965 | 0,9884 | 0,1288  | 0,9803 | 0,1555 | 0,9780 |
| 0,65 | 0,0523   | 0,9921 | 0,0644 | 0,9925 | 0,0953  | 0,9859 | 0,1117 | 0,9847 |
| 0,70 | 0,0390   | 0,9944 | 0,0429 | 0,9951 | 0,0706  | 0,9901 | 0,0802 | 0,9895 |
| 0,75 | 0,0292   | 0,9961 | 0,0285 | 0,9969 | 0,0523  | 0,9932 | 0,0575 | 0,9929 |
| 0,80 | 0,0218   | 0,9974 | 0,0189 | 0,9981 | 0,0388  | 0,9954 | 0,0412 | 0,9954 |
| 0,85 | 0,0165   | 0,9983 | 0,0125 | 0,9989 | 0,0288  | 0,9971 | 0,0295 | 0,9972 |
| 0,90 | 0,0123   | 0,9991 | 0,0083 | 0,9994 | 0,0214  | 0,9984 | 0,0211 | 0,9984 |
| 0,95 | 0,0093   | 0,9996 | 0,0055 | 0,9998 | 0,0159  | 0,9993 | 0,0151 | 0,9994 |
| 1,00 | 0,0070   | 1,0000 | 0,0036 | 1,0000 | 0,0118  | 1,0000 | 0,0108 | 1,0000 |

Cuadro No. 9

(Continuación)

|      | RESTAURANTES |        |        |        | LAVANDERIAS |        |        |        |
|------|--------------|--------|--------|--------|-------------|--------|--------|--------|
| x    | g(x)         | G(x)   | f(x)   | F(x)   | g(x)        | G(x)   | f(x)   | F(x)   |
| 0,00 | 15,3487      | 0,0000 | 0,0211 | 0,0000 | 0,0314      | 0,0000 | 0,0000 | 0,0000 |
| 0,01 | 6,2668       | 0,0627 | 1,3389 | 0,0067 | 5,9121      | 0,0296 | 0,1049 | 0,0005 |
| 0,02 | 5,4810       | 0,1214 | 1,9132 | 0,0230 | 8,1696      | 0,1000 | 0,6869 | 0,0045 |
| 0,03 | 4,9658       | 0,1736 | 2,2933 | 0,0440 | 8,9920      | 0,1858 | 1,7873 | 0,0169 |
| 0,04 | 4,5645       | 0,2213 | 2,5582 | 0,0682 | 9,0170      | 0,2758 | 3,1872 | 0,0417 |
| 0,05 | 4,2290       | 0,2653 | 2,7434 | 0,0948 | 8,5922      | 0,3639 | 4,6208 | 0,0808 |
| 0,10 | 3,0404       | 0,4470 | 3,0059 | 0,2385 | 4,8326      | 0,6995 | 7,6286 | 0,3870 |
| 0,15 | 2,2643       | 0,5796 | 2,7628 | 0,3827 | 2,1650      | 0,8744 | 5,0043 | 0,7028 |
| 0,20 | 1,7109       | 0,6790 | 2,3631 | 0,5108 | 0,8837      | 0,9506 | 2,2498 | 0,8842 |
| 0,25 | 1,3030       | 0,7543 | 1,9431 | 0,6185 | 0,3427      | 0,9813 | 0,8223 | 0,9610 |
| 0,30 | 0,9973       | 0,8118 | 1,5584 | 0,7060 | 0,1287      | 0,9931 | 0,2636 | 0,9881 |
| 0,35 | 0,7660       | 0,8559 | 1,2286 | 0,7757 | 0,0473      | 0,9975 | 0,0772 | 0,9966 |
| 0,40 | 0,5898       | 0,8898 | 0,9564 | 0,8303 | 0,0171      | 0,9991 | 0,0212 | 0,9991 |
| 0,45 | 0,4550       | 0,9159 | 0,7374 | 0,8727 | 0,0061      | 0,9997 | 0,0055 | 0,9998 |
| 0,50 | 0,3516       | 0,9361 | 0,5643 | 0,9052 | 0,0022      | 0,9999 | 0,0014 | 0,9999 |
| 0,55 | 0,2720       | 0,9517 | 0,4292 | 0,9301 | 0,0008      | 1,0000 | 0,0003 | 1,0000 |
| 0,60 | 0,2106       | 0,9638 | 0,3247 | 0,9489 | 0,0003      | 1,0000 | 0,0001 | 1,0000 |
| 0,65 | 0,1632       | 0,9731 | 0,2447 | 0,9632 | 0,0001      | 1,0000 | 0,0000 | 1,0000 |
| 0,70 | 0,1266       | 0,9804 | 0,1837 | 0,9739 | 0,0000      | 1,0000 | 0,0000 | 1,0000 |
| 0,75 | 0,0983       | 0,9860 | 0,1375 | 0,9819 | 0,0000      | 1,0000 | 0,0000 | 1,0000 |
| 0,80 | 0,0763       | 0,9903 | 0,1026 | 0,9879 | 0,0000      | 1,0000 | 0,0000 | 1,0000 |
| 0,85 | 0,0593       | 0,9937 | 0,0764 | 0,9924 | 0,0000      | 1,0000 | 0,0000 | 1,0000 |
| 0,90 | 0,0461       | 0,9964 | 0,0568 | 0,9957 | 0,0000      | 1,0000 | 0,0000 | 1,0000 |
| 0,95 | 0,0358       | 0,9984 | 0,0421 | 0,9982 | 0,0000      | 1,0000 | 0,0000 | 1,0000 |
| 1,00 | 0,0279       | 1,0000 | 0,0312 | 1,0000 | 0,0000      | 1,0000 | 0,0000 | 1,0000 |

#### 6.4 Ejemplo de Cálculo

Para un restaurante infractor cuyo factor de utilización aforado fuera  $x = 0,10$  y cuyo consumo registrado sea  $Cr = 850$  kWh/bimes. Para ese valor de  $x$ , se lee en la correspondiente curva  $\delta = 0,075$ . El factor de utilización corregido será igual a:  $x + \delta = 0,175$ . Si se aplica ahora la ecuación (2), siendo  $Cr'$  el consumo real, se tiene:

$$\frac{Cr}{Cr'} = \frac{x}{x + \delta} \quad (30)$$

con lo cual el consumo real resulta ser  $Cr' = 1\,487$  kWh/bimes. De modo que un restaurante de estas características está usando ilícitamente 637 kWh/bimestre, que es un 42,8% de lo que consume. Esto es así porque, dentro de la aproximación estadística del test de bondad de ajuste de Kolmogorov-Smirnov, los restaurantes no infractores se comportan de acuerdo con la función Gamma, con parámetros específicos del grupo de restaurantes, porque todo infractor sale de esa familia y se desplaza hacia la izquierda en una magnitud  $\delta$  que por definición corresponde a la magnitud de su infracción.

Si se recorre toda la curva del Sector de Restaurantes en la figura No. 4 y se aplica a la ecuación (30) para todos los infractores detectados en esa rama, la ecuación (29) asegura que se recobrarán las pérdidas a lo largo del proceso de recuperación, puesto que debe cumplirse que:

$$Cr' - Cr = 14,4 N \hat{W} a E(\delta) \quad (31)$$

Para obviar la aproximación gruesa del procedimiento gráfico, se elaboró un programa de computador que permite llegar a un ajuste más fino, de manera que, al introducir un valor de  $x$  y seleccionar la rama apropiada, se obtiene el desplazamiento por medio de un proceso iterativo.

COMPARACION ECONOMICA ENTRE CENTRALES GEOTERMOELECTRICAS  
Y PLANTAS TERMOELECTRICAS 1/

Gerardo Hiriart Le Bert \*

1. INTRODUCCION

Para determinar si se justifica la construcción de una planta geotermeléctrica, además de las consideraciones subjetivas de cada país, tales como política de diversificación de energéticos primarios, sustitución de importaciones, estrategias de aprovechamiento de sus recursos naturales, etc., es indispensable comparar en términos económicos la opción geotérmica con otras tecnologías disponibles. Es decir, comparar el costo que tiene para el país (o para la empresa de servicios eléctricos) la construcción de una central geotermeléctrica y el desarrollo del campo respectivo, con el que tendría la construcción de una central termoeléctrica. Luego, confrontar el costo que tiene la energía generada por cada una de estas opciones.

En este documento, la atención se centra en la comparación económica entre una Central Geotérmica y una Termoeléctrica convencional a combustible. El análisis comparativo se hace sobre bases económicas, sin incluir los aspectos financieros. El siguiente capítulo plantea la metodología para un análisis económico, que incluye un glosario de términos utilizados y una breve explicación de los conceptos básicos.

A continuación se presenta una relación de los costos que integran la construcción de una central geotérmica y el desarro-

---

1/ Este artículo fue presentado en el Seminario Centroamericano de Explotación Geotérmica, que se realizó del 17 al 21 de marzo de 1986, en Managua - Nicaragua.

\* Jefe del Departamento de Factibilidad de Proyectos, Comisión Federal de Electricidad (CFE), México.

llo propio del campo. Se enumeran los factores que hay que considerar por operación y mantenimiento, tanto del campo como de la central.

Para efectuar la comparación económica con una central termoeléctrica convencional, en el capítulo siguiente se indica el costo de ésta para diferentes tamaños de sus unidades. Con la presentación de toda esta información se está en condiciones de realizar el análisis económico entre ambas alternativas, tal como se presenta en el capítulo correspondiente.

Aunque es muy difícil asignar a priori costos al desarrollo de un proyecto geotermoeléctrico, para hacer más ilustrativas las explicaciones, se han puesto valores numéricos a cada actividad tomando como base la experiencia mexicana. El usuario podrá cambiar los valores que considere conveniente, manteniendo la metodología que se describe.

Finalmente se incluye un capítulo muy importante que corresponde al análisis necesario, una vez que se ha tomado la decisión de instalar una central geotérmica, en el que se presenta el método para optimizar el tamaño y características propias de la central y la forma de calcular los parámetros económicos que intervienen en la optimización.

## 2. METODOLOGIA

Para determinar la opción más económica, entre instalar una central geotérmica o una termoeléctrica, se deben comparar los costos de inversión y de generación de ambas opciones. En la geotérmica es indispensable partir de la base que se conoce con exactitud la capacidad del yacimiento. Las incertidumbres que pueda haber sobre este aspecto, requieren de un análisis de riesgos sobre la falsedad de las hipótesis y no se incluyen en la comparación económica.

Los costos de una central geotermoeléctrica se dividen en:

a. Inversión

Todo aquello que se eroga antes de la puesta en operación comercial de la planta.

b. Operación y mantenimiento

Todo aquello que se eroga después del inicio de la operación comercial (Para una central termoeléctrica aquí se agrega el consumo de combustible).

Esta división aparentemente contradictoria permite distinguir con claridad la reparación y reposición de pozos, de la perforación de los pozos productores necesarios para iniciar la operación.

Las actividades que corresponden a INVERSIÓN en una planta geotérmica, desde el punto de vista estrictamente contable, se dividen en:

- Exploración

Todo lo gastado en un determinado campo geotérmico hasta la fecha del análisis económico, sin incluir pozos.

- Pozos exploratorios

Se consideran exploratorios todos los pozos que se hayan perforado en ese campo, hasta la fecha del análisis económico. Esto aunque hayan resultado productores, inyectores o fallidos.

- Pozos productores

Todos los pozos que a juicio de los diseñadores se requiera perforar, desde el momento del análisis hasta antes del arranque de la central, incluyendo pozos inyectores, fallidos, etc.

- Pozos de respaldo

Se incluyen los costos de respaldo (inyectores, productores y fallidos) que habrá que construir antes del arranque de la planta. Generalmente representan el 25% de vapor adicional como respaldo para la central.

- Central

Todo lo que interviene en la construcción de la central dentro del perímetro o barda de la planta.

- Área de pozos y vaporductos

Separadores, vaporductos, válvulas esféricas y de seccionamiento, secadores, reguladores de presión y en general los accesorios para suministrar vapor de calidad adecuada a la planta.

- Indirectos

Los gastos por administración central y otros apoyos no considerados en los 6 puntos anteriores. Se dan como porcentaje del costo de cada inversión. Generalmente del orden del 11%.

Para la OPERACION Y MANTENIMIENTO (O y M), los conceptos se agrupan en:

- Operación y mantenimiento de la central

Los costos por mano de obra, refacciones, equipo especial, etc.

- Reparación de pozos

Los costos por reparar los pozos en caso de corrosión de tuberías, incrustaciones, fallas mecánicas, etc.

- Reposición de pozos

Los costos por perforar nuevos pozos, ya sea para reponer los que definitivamente hayan fallado o para complementar la producción de vapor o la capacidad de reinyección por el abatimiento propio del yacimiento, incluyendo aquí los nuevos pozos exploratorios para esta central.

- Operación y mantenimiento del campo

Todos los costos de reparación de vaporductos, caminos, tratamiento de desechos, etc. En general todo gasto que no sea directamente imputable a la central ni a los pozos.

- Indirectos por administración

Gastos no considerados en los puntos anteriores y que generalmente son del orden del 11%.

Para la generación de la planta geotérmica, se considera la energía que realmente entrega a la red. Es decir, la nominal del generador menos los auxiliares eléctricos, multiplicada por un cierto factor de planta.

Se calcula el costo de cada concepto, tanto de inversión como de O y M, a precios constantes al día de la realización del análisis económico. La suma de los siete conceptos de inversión, dividida por la potencia nominal de la central es el costo unitario de la inversión que se expresa en US\$/kW instalado, a precios del día del análisis.

Se le asigna a cada concepto de inversión y de O y M una fecha de erogación. Se calculan todos los costos, a valor presente a la fecha de inicio de la generación comercial de la central. Al equiparar la suma de estos gastos con lo que se produciría al vender esta energía, a valor presente, se obtiene el costo de la energía generada en US\$/kWh, a precios del día del análisis.

Estos valores de inversión unitaria (US\$/kW) y el costo de la energía generada (US\$/kWh) son comparados con los que se tendrían en una central termoeléctrica. La potencia de la planta termoeléctrica que se utilizará para la comparación deberá ser la de mayor tamaño aplicable a la zona donde la geotérmica suministraría la energía. Como la comparación se realiza sobre precios por unidad de kW o kWh, no es necesario que ambas plantas sean de igual potencia. La confrontación de los costos de inversión (US\$/kW) resulta ser solo indicativa y sirve principalmente para complementar un futuro análisis financiero. La relación de los costos de la energía generada (US\$/kWh) es la indicación más importante para decidir entre una planta termoeléctrica (ampliando alguna central cercana) o una planta geotérmica.

Esta metodología es válida cuando se está al comienzo de la exploración de un yacimiento, pero al mismo tiempo se tiene suficiente certeza para predecir la capacidad del mismo.

En el caso de un campo geotérmico en el que se ha invertido mucho dinero, la pregunta que se formula el gobierno (o la empresa de servicios eléctricos) es: Para satisfacer la demanda de la zona donde de podría conectar la planta geotérmica, qué es más económico: instalar una geotérmica o ampliar o construir una termoeléctrica. En este caso solo se deben examinar erogaciones a futuro y no se contabilizan los gastos ya hechos en la geotérmica; es decir, lo ya invertido se considera como costo perdido.

Queda claro en este documento que la comparación económica tiene sentido cuando se trata de tomar decisiones en el momento del análisis, en la búsqueda de las opciones más económicas, y que se parte de la base que la evaluación de la capacidad del yacimiento y la predicción de la frecuencia de reparación y reposición de pozos son correctas. La incertidumbre natural de estos últimos aspectos solo se considera en el análisis de sensibilidad y sirve en forma cualitativa como orientación para conocer el riesgo que se corre al tomar la decisión.

### 3. DEFINICION DE CONCEPTOS BASICOS

- Precios corrientes

Los precios que tuvo o que tendría alguna actividad o adquisición en el año en que se efectúa.

- Precios constantes

El precio de la actividad o adquisición en una fecha dada y que se aplica sin modificación a cualquier otra fecha de erogación.

- Tasa de descuento o de rendimiento  
Lo que rendiría anualmente una inversión en la actividad productiva del país en términos reales; es decir, si se considera la inflación igual a cero.
- Valor presente  
Valor que tendría el dinero a la fecha presente, si se hubiera invertido con la tasa de rendimiento arriba indicada.
- Factor de planta  
Energía generada por la central durante un año dividida por la energía total que es capaz de generar en ese tiempo.

#### 4. INTEGRACION DEL COSTO DE UNA PLANTA GEOTERMOELECTRICA

Los precios de una central varían según su tamaño, número de unidades, eficiencia y de un sinnúmero de factores que intervienen en la optimización. En cada análisis comparativo habrá que estudiar detenidamente los costos. En este documento se presenta la forma de agrupar dichos costos y solo a manera indicativa se presentan algunos valores obtenidos recientemente de la experiencia mexicana. Tomando como moneda base el dólar norteamericano (US\$), se tiene los valores presentados en el cuadro No. 1.

El área de pozos y vaporductos tiene un costo que también depende mucho de la topografía, distancia de los pozos a la central, etc. Si no se cuenta con esta información se puede considerar que este concepto representa aproximadamente el 15% del costo de la central completa, instalada. Como ejemplo ilustrativo se muestra el cuadro No. 2.

El costo de un pozo geotérmico varía mucho de un campo a otro, en función del tipo de roca, problemas que interfieren con la perforación, profundidad, etc., por lo que es indispensable en cada caso calcularlo detalladamente. Sin embargo, a modo de ilustración, en el cuadro No. 3 se indican precios representativos de un pozo a varias profundidades en un campo de roca volcánica, donde se esperan problemas frecuentes durante la perforación.

Cuadro No. 1

## COSTO DE LA CENTRAL GEOTERMICA

(Miles de US\$)

|                   | 2 x 110 MW | %       | 1 x 55 MW | 1 x 5 MW | %       |
|-------------------|------------|---------|-----------|----------|---------|
| Equipo Principal  | 37 400     | 37,0    | 12 210    | 1 600    | 71,3    |
| Equipo Secundario | 11 572     | 11,4    | 3 762     | 240      | 10,7    |
| Materiales        | 20 030     | 19,8    | 6 534     | 8        | 0,3     |
| Servicios         | 15 714     | 15,5    | 5 115     | 77       | 3,4     |
| Mano de Obra      | 14 227     | 14,0    | 4 620     | 261      | 14,0    |
| Ing. y Diseño     | 2 086      | 2,0     | 660       | 51       | 2,2     |
| Impuestos         | 330        | 0,3     | 99        | 13       | 0,5     |
| Total             | 101 359    | 100,0   | 33 000    | 2 250    | 100,0   |
| Total Unitario    | 460        | US\$/kW | 600       | 450      | US\$/kW |

Cuadro No. 2

## AREA DE POZOS Y VAPORDUCTOS

(Miles de US\$)

|                | 2 x 110 MW | 1 x 55 MW   | 1 x 5 MW   |
|----------------|------------|-------------|------------|
| Equipo         | 3 333      | 1 155       | 103        |
| Materiales     | 9 478      | 3 135       | 26         |
| Mano de Obra   | 1 995      | 600         | 16         |
| Otros          | 1 615      | 550         | 5          |
| Total          | 16 421     | 5 500       | 150        |
| Total Unitario | 75 US\$/kW | 100 US\$/kW | 30 US\$/kW |

Cuadro No. 3

COSTO APROXIMADO DE UN POZO EN ROCA VOLCANICA  
(Miles de US\$)

| PROF.<br>(m) | MAT         | M de O    | MAQ. Y<br>EQUIP. | CEMENT.     | PERF.         | TOTAL        |
|--------------|-------------|-----------|------------------|-------------|---------------|--------------|
| 1 000<br>%   | 434<br>29   | 24<br>1,6 | 84<br>5,6        | 153<br>10,2 | 805<br>53,6   | 1 500<br>100 |
| 1 500<br>%   | 586<br>29,5 | 33<br>1,7 | 114<br>5,7       | 156<br>7,8  | 1 097<br>55,3 | 1 986<br>100 |
| 2 000<br>%   | 775<br>29,8 | 44<br>1,7 | 150<br>5,8       | 161<br>6,3  | 1 463<br>56,4 | 2 593<br>100 |
| 2 500<br>%   | 963<br>29,8 | 54<br>1,7 | 187<br>5,8       | 198<br>6,1  | 1 828<br>56,6 | 3 230<br>100 |

Para el análisis se considera que el pozo típico será de 1 500 m de profundidad, por lo que un pozo productor, de exploración, inyector o fallido cuestan lo mismo; es decir, 1,986 millones de dólares. Para un pozo de reemplazo se establece que cuesta igual que un pozo nuevo.

La reparación de un pozo, que también depende de las particularidades de cada caso, se considera igual al 20% del costo del pozo; es decir, US\$ 397 000 por pozo reparado.

La operación y mantenimiento de la central se expresa como un costo por kWh generado. La experiencia ha mostrado que este valor es un 13% del costo del kWh.

La operación y mantenimiento del campo es menor que el mantenimiento de la central, y se estima en 7% del costo del kWh generado.

La exploración de un campo geotérmico es muy variable, más aún si se comparan campos que se pretende ampliar con otros recién descubiertos; sin embargo, esta cifra es despreciable si se compara con la perforación. Si no se tiene información precisa de lo gastado en exploración es recomendable tomar el 80% del

precio de un pozo como erogación total en exploración; es decir, US\$ 1 588 000.

La cantidad de pozos que requerirá la central varía enormemente de un campo a otro. Esa cifra solo la puede determinar el conocimiento del campo. Sin embargo, con fines ilustrativos se tomará las siguientes proporciones:

|                   |     |
|-------------------|-----|
| Pozos Productores | 50% |
| Pozos Inyectores  | 20% |
| Pozos Fallidos    | 30% |

y que cada pozo productor, una vez estabilizado, entregue 55 t/h a 10 bares de presión de separación.

El consumo total del vapor de una central depende de la forma en que se haya optimizado y del sistema de purga de las líneas que utilice. Para la comparación se considera que para producir 1 MW en la central se requiere extraer de los pozos 8 t/h de vapor. Es decir, para 55 MW se requieren 440 t/h, que en este caso implica 8 pozos productores.

Como respaldo es conveniente aumentar en un 25% la cantidad de vapor disponible; es decir, en este caso 2 pozos productores de respaldo.

Manteniendo las proporciones indicadas anteriormente, para este ejemplo se requieren:

|                   |    |
|-------------------|----|
| Pozos Productores | 10 |
| Pozos Inyectores  | 4  |
| Pozos Fallidos    | 6  |
| <hr/>             |    |
| Total Pozos       | 20 |

Para preparar las cifras que se usarán en el ejemplo final que ilustrará esta metodología, se toma el caso de una unidad de 55 MW con los precios en dólares americanos (US\$), que en resumen son:

|                         |                       |
|-------------------------|-----------------------|
| - Exploración           | US\$ 1 588 000        |
| - Pozos                 | US\$ 39 720 000       |
| - Central               | US\$ 33 000 000       |
| - Área de pozos         | US\$ 5 500 000        |
| - Reparación de un pozo | US\$ 397 000 c/u      |
| - Reposición de un pozo | US\$ 1 986 000 c/u    |
| - O y M central         | 13% adicional por kWh |
| - O y M del campo       | 7% adicional por kWh  |
| - Indirectos            | 11% adicional         |

La generación de la planta se considera con los siguientes factores que también pueden variar de un sitio a otro: potencia nominal 55 MW; potencia neta 52 MW; factor de planta 0,80; duración útil del proyecto 20 años; y, generación anual 365 GWh/año.

## 5. CALENDARIO DE INVERSIONES

Para una comparación económica es indispensable conocer la fecha en que se efectúa cada erogación. Para el ejemplo se toma como año cero el final de la construcción con sus pruebas, y como año 1 el del inicio de la generación.

- Calendario de perforación de 20 pozos:

| año | Pozos |
|-----|-------|
| - 8 | 1     |
| - 7 | 1     |
| - 6 | 1     |
| - 5 | 2     |
| - 4 | 3     |
| - 3 | 4     |
| - 2 | 4     |
| - 1 | 4     |
| 0   | 0     |

- Calendario de erogación en gastos de exploración:

| año |     |
|-----|-----|
| - 9 | 20% |
| - 8 | 30% |
| - 7 | 30% |
| - 6 | 10% |
| - 5 | 10% |

- Calendario de erogación en construcción de la central:

| año |     |
|-----|-----|
| - 3 | 20% |
| - 2 | 30% |
| - 1 | 40% |
| 0   | 10% |

- Calendario de erogación en construcción de vaporductos y área de pozos:

| año |     |
|-----|-----|
| - 4 | 20% |
| - 3 | 30% |
| - 2 | 40% |
| - 1 | 10% |

- Calendario de reparación y reposición de pozos:

| Año | Reparación | Reposición |
|-----|------------|------------|
| 5   | 1          | 0          |
| 6   | 1          | 1          |
| 7   | 1          | 1          |
| 8   | 1          | 1          |
| 9   | 1          | 1          |
| 10  | 1          | 2          |
| 11  | 1          | 2          |
| 12  | 1          | 2          |
| 13  | 1          | 2          |
| 14  | 1          | 2          |

- Calendario de venta de energía:

$$55\ 000\ \text{kW} \times 8\ 760\ \text{h/año} \times 0,8 \times (1 - Ae) = 365\ \text{GWh}$$

donde:

$$Ae = 0,052 \text{ (auxiliares eléctricos)}$$

| Año | Venta de Energía |
|-----|------------------|
| 1   | 365 GWh          |
| 2   | 365              |
| 3   | 365              |
| 4   | 365              |
| 5   | 365              |
| 6   | 365              |
| 7   | 365              |
| 8   | 365              |
| 9   | 365              |
| 10  | 365              |
| 11  | 365              |
| 12  | 365              |
| 13  | 365              |
| 14  | 365              |
| 15  | 365              |
| 16  | 365              |
| 17  | 365              |
| 18  | 365              |
| 19  | 365              |
| 20  | 365              |

## 6. ANALISIS ECONOMICO DE UNA PLANTA GEOTERMICA

Para el ejemplo de una planta hipotética de 55 MW en un campo de roca volcánica, se presenta a continuación el análisis económico, cuantificando a precios constantes todas las eroga-

ciones por INVERSIÓN, obteniendo así el costo unitario en US\$/kW instalado. Ver cuadro No. 4.

En cuanto a las erogaciones por operación y mantenimiento, para el ejemplo de la central de 55 MW, con una tasa de descuento del 10%, se obtiene las cifras presentadas en el cuadro No. 5.

Es importante señalar que el valor presente (VP) de una inversión o gasto se calcula por medio de la expresión:

$$VP = \frac{1}{(1 + r)^n}$$

donde:

r tasa de descuento.  
n año de la inversión o gasto.

Las erogaciones en valor presente son:

|                           |                  |
|---------------------------|------------------|
| - Inversión               | US\$ 104 527 000 |
| - Reparación y Reposición | US\$ 11 961.000  |
| TOTAL                     | US\$ 116 438 000 |

Los ingresos por energía vendida a un precio "C" en US\$, son en valor presente:

$$\text{Ventas (US$)} = C \times 3\ 107\ 000\ 000$$

$$\text{Costo C (kWh)} = 116\ 438\ 000 / 3\ 107\ 000\ 000$$

$$C = 0,0375 \text{ US$/kWh}$$

agregándole los siguientes gastos se obtiene:

|                    |                 |
|--------------------|-----------------|
| 13 % O y M Central | 0,0049          |
| 7 % O y M Campo    | 0,0026          |
| SUBTOTAL           | 0,0450          |
| 11 % Indirectos    | 0,0050          |
| TOTAL              | 0,0500 US\$/kWh |

En resumen para una geotérmica de este tipo, a precios en dólares de 1985 con una tasa de descuento del 10%, se obtuvo los siguientes costos:

- Potencia instalada 1 611 US\$/kW
- Energía generada 0,050 US\$/kWh

Cuadro No. 4

EROGACIONES POR INVERSIÓN

(miles de US\$)

| AÑO           | EXPLORAC. | POZOS  | AREA<br>POZOS | CENTRAL | TOTAL  | VALOR<br>PTE. |
|---------------|-----------|--------|---------------|---------|--------|---------------|
| - 9           | 318       |        |               |         | 318    | 750           |
| - 8           | 476       | 1 986  |               |         | 2 462  | 5 269         |
| - 7           | 476       | 1 986  |               |         | 2 462  | 4 801         |
| - 6           | 159       | 1 986  |               |         | 2 145  | 3 797         |
| - 5           | 159       | 3 972  |               |         | 4 131  | 6 651         |
| - 4           |           | 5 958  | 1 100         |         | 7 058  | 10 305        |
| - 3           |           | 7 944  | 1 650         | 6 600   | 16 194 | 21 530        |
| - 2           |           | 7 944  | 2 200         | 9 900   | 20 044 | 24 253        |
| - 1           |           | 7 944  | 550           | 13 200  | 21 694 | 23 863        |
| - 0           |           |        |               | 3 300   | 3 300  | 3 300         |
| Total         | 1 588     | 39 720 | 5 500         | 33 000  | 79 809 | 104 527       |
| 11% Indir.    | 175       | 4 369  | 605           | 3 630   | 8 779  |               |
| Total US\$/kW | 32        | 802    | 111           | 666     | 1 611  |               |

Cuadro No. 5

## EROGACIONES POR OPERACION Y MANTENIMIENTO

(millones de US\$)

| AÑO<br>n | REPARACION<br>RA | REPOSICION<br>RO | VP     | ENERGIA<br>(GWh/año) | VP VENTAS x C |
|----------|------------------|------------------|--------|----------------------|---------------|
| 1        |                  |                  |        | 365                  | 332 x C       |
| 2        |                  |                  |        | 365                  | 301 x C       |
| 3        |                  |                  |        | 365                  | 274 x C       |
| 4        |                  |                  |        | 365                  | 249 x C       |
| 5        | 397              |                  | 247    | 365                  | 227 x C       |
| 6        | 397              | 1 986            | 1 344  | 365                  | 206 x C       |
| 7        | 397              | 1 986            | 1 222  | 365                  | 187 x C       |
| 8        | 397              | 1 986            | 1 113  | 365                  | 170 x C       |
| 9        | 397              | 1 986            | 1 010  | 365                  | 155 x C       |
| 10       | 397              | 3 972            | 1 686  | 365                  | 141 x C       |
| 11       | 397              | 3 972            | 1 529  | 365                  | 128 x C       |
| 12       | 397              | 3 972            | 1 394  | 365                  | 116 x C       |
| 13       | 397              | 3 972            | 1 267  | 365                  | 106 x C       |
| 14       | 397              | 3 972            | 1 149  | 365                  | 96 x C        |
| 15       |                  |                  |        | 365                  | 87 x C        |
| 16       |                  |                  |        | 365                  | 80 x C        |
| 17       |                  |                  |        | 365                  | 72 x C        |
| 18       |                  |                  |        | 365                  | 66 x C        |
| 19       |                  |                  |        | 365                  | 60 x C        |
| 20       |                  |                  |        | 365                  | 54 x C        |
| TOTAL    |                  |                  | 11 961 |                      | 3 107 x C     |

Nota: Las cifras de los cuadros han sido redondeadas, por lo que en algunos casos los valores totales pueden diferir ligeramente de los expresados.

## 7. COSTOS DE UNA TERMOELECTRICA

En este caso, al tomar los valores que publica la Gerencia de Estudios de la Comisión Federal de Electricidad de México para plantas termoeléctricas de diferentes tamaños normalizados, y considerando el precio internacional del petróleo a 30 dólares por barril y luego a la mitad, se tiene los siguientes precios:

### COSTO DE LA ENERGIA DE UNA TERMOELECTRICA

(US\$)

| POTENCIA    | INVERSION | COMBUS. | O Y M  | TOTAL A | TOTAL B |
|-------------|-----------|---------|--------|---------|---------|
| 2 x 350 MW  | 0,01488   | 0,05928 | 0,0112 | 0,07528 | 0,04564 |
| 2 x 160 MW  | 0,01793   | 0,06163 | 0,0119 | 0,08146 | 0,05065 |
| 2 x 84 MW   | 0,02093   | 0,06364 | 0,0294 | 0,08751 | 0,05569 |
| 2 x 37,5 MW | 0,02490   | 0,06636 | 0,0502 | 0,09628 | 0,06310 |

El costo de la potencia instalada; es decir, el de la inversión, es el siguiente:

| Capacidad   | US\$/kW |
|-------------|---------|
| 2 x 350 MW  | 616     |
| 2 x 160 MW  | 749     |
| 2 x 84 MW   | 881     |
| 2 x 37,5 MW | 1 079   |

## 8. COMPARACION ECONOMICA

El costo de la planta geotérmica es el calculado en el punto 6; sin embargo, para la planta termoeléctrica se razona de la siguiente manera:

"Si no se construye la geotérmica, a la región a la cual se iba a suministrar energía habrá que abastecerla con una termoeléctrica. Esta última seguramente será una ampliación a las termoeléctricas ya instaladas que alimentan esa región, no necesariamente de la misma potencia que la geotérmica".

Para el ejemplo se considera la instalación adicional de una unidad de 84 MW, en una central cercana, la que abastecería la zona de la geotérmica y otras zonas aledañas. Así las cosas, la comparación es la siguiente:

|                     | GEOTERMICA     | TERMOELECTRICA   |
|---------------------|----------------|--|
| Inversión           | 1 611 US\$/kW  | 881 US\$/kW  |
| Costo de la Energía | 0,050 US\$/kWh | (a) 0,0875 US\$/kWh<br>(b) 0,0557 US\$/kWh   |
|                     |                | (a) Petróleo crudo internacional a US\$ 30/barril<br>(b) Petróleo crudo internacional a US\$ 15/barril |

Según la comparación económica la mejor opción es la geotérmica. Ahora queda por efectuar dos análisis posteriores que no se incluyen en este documento y que son:

- A pesar de ser atractiva la generación de energía con una central geotérmica, ¿se tienen los recursos para construir una? ¿Cuánto cuesta el dinero que será necesario obtener para cada opción? Esto es, se realizaría un análisis financiero.
- ¿Qué consecuencias traería el haber predicho equivocadamente que el yacimiento tenía vapor suficiente para 55 MW durante 20 años? Este sería un análisis de sensibilidad que habría que realizar.

#### 9. OPTIMIZACION DE UNA PLANTA GEOTERMICA

Cuando se ha decidido instalar una planta geotermoelectrica, en un campo donde ya se conoce la capacidad del yacimiento y algunas curvas características de los pozos, es necesario optimizar el sistema completo de generación.

Para ello, a continuación se presenta la metodología para calcular los diferentes parámetros económicos del proceso. En cada caso se ilustra la aplicación con un ejemplo numérico, tomando como base las cifras de los capítulos anteriores.

#### a. Potencia Adicional en Servicios Propios

El costo de la energía consumida en servicios propios es muy diferente si este consumo es eléctrico, de potencia en la flecha de la turbina o de vapor.

- Auxiliares Eléctricos: La instalación de equipo auxiliar eléctrico adicional se puede enfocar de dos maneras. La primera es dejar de vender esa energía eléctrica y, por lo tanto, en la red habrá que comprar, a precio promedio, la energía faltante. La segunda es ampliar hipotéticamente la central para satisfacer la demanda de potencia de esa ampliación en auxiliares y suministrar más vapor para satisfacer su consumo. En la geotérmica, donde hipotéticamente las posibilidades de aplicación son mínimas la forma correcta de evaluarlo, para la primera manera, es la siguiente:

Multiplicar el costo promedio de la energía eléctrica en la zona por el consumo anual de estos auxiliares. Luego, para 20 años de consumo continuo, multiplicar por el factor de planta y por el factor del valor presente.

Ejemplo: Para la planta de 55 MW ya analizada, instalar un compresor eléctrico de 250 kW cuesta, aparte del costo propio del compresor, el siguiente valor:

$$Cc = 250 \times 0,0557 \times 0,80 \times 8\ 760 \times 8,514$$

$$Cc = 830\ 000 \text{ US\$}$$

donde:

0,0557 costo promedio estimado del kWh en la zona (US\$)

0,8 factor de planta

8 760 horas de un año

8,514 factor del valor presente de 20 años al 10%

- Auxiliares que consumen potencia de la flecha: La instalación de un compresor u otra máquina rotatoria, directamente acoplada a la flecha de la turbina, se cuantifica con el siguiente razonamiento:

Para satisfacer la DEMANDA de potencia del compresor deberá instalarse una turbina un poco más grande o de más potencia. Además, suministrar vapor adicional a la central para satisfacer ese CONSUMO. Luego el costo será:

Demand (C1): Costo unitario de la central, por factor de ampliación, por potencia adicional demandada.

Demanda (C2): Costo del kWh calculado por producción de vapor, por factor de planta, por factor de valor presente.

Costo Total: La suma de ambas demandas para un compresor de 500 HP (375 kW).

$$C1 = 666 \times 0,2 \times 375 = 49\ 950 \text{ US\$}$$

donde:

666 costo unitario de la central  
0,2 factor de aplicación  
375 kW del compresor

$$C2 = 0,031 \times 0,8 \times 8\ 760 \times 375 \times 8,514 = 694\ 000 \text{ US\$}$$

donde:

0,031 costo del kWh correspondiente a la producción de vapor  
0,8 factor de planta  
8 760 numero de horas en 1 año  
375 potencia del compresor  
8,514 factor de valor presente en 20 años al 10%

$$\text{Costo Total} = 744\ 000 \text{ US\$}$$

$$1\ 984 \text{ US\$/kW}$$

- Auxiliares que consumen vapor: Se calcula solamente el costo requerido para producir ese vapor. Por ejemplo: un turbocompresor que consume 5 t/h de vapor.

En el campo en cuestión se producen 440 t/h de vapor firme (es decir hay de respaldo 25% adicional) y para lo cual fue necesaria una inversión, en valor presente, en exploración, perforación e instalaciones de vaporductos y área de pozos por US\$ 66 347 000.

$$\begin{aligned} \text{Costo por t/h} &= 66\ 347\ 000 / 440 \\ &= 150\ 000 \text{ US\$} \end{aligned}$$

a este valor se le suma la proporción correspondiente a O y M del campo, reparación y reposición de pozos y costos indirectos.

|                  |        |          |
|------------------|--------|----------|
| O y M Campo      | 0,0026 | US\$/kWh |
| Repar. y Repos.  | 0,0039 | US\$/kWh |
| Subtotal         | 0,0065 | US\$/kWh |
| Indirectos       | 0,0007 | US\$/kWh |
| Total con Indir. | 0,0072 | US\$/kWh |

Si para producir 1 kWh, en esta planta, se requieren 8 kg de vapor a un costo de 0,0072 US\$, producir 1 tonelada costará:

$$\text{Costo por t} = 0,0072 \times 1\ 000/8 = 0,9 \text{ US\$}$$

Luego: consumir 1 tonelada por hora durante 20 años costará:

$$\text{Costo t/h} = 0,9 \times 8\ 760 \times 0,8 \times 8,514 = 53\ 700 \text{ US\$}$$

donde:

0,9 costo de una tonelada de vapor por concepto de reparación y reposición de pozos, O y M del campo e indirectos

8 760 horas/año

0,8 factor de planta

8,514 factor de valor presente 20 años al 10%

Costo por inversión 150 000 US\$/t/h

Costo por O y M 53 700 US\$/t/h

Costo Total 203 700 US\$/t/h

Es decir, consumir permanentemente una tonelada por hora cuesta 203 700 US\$. Para el compresor que consume 5 t/h, además del costo del compresor habrá que sumarle  $5 \times 203\ 700 \text{ US\$} (1\ 018\ 500 \text{ US\$})$ .

#### b. Costo de 1 kg/h de Vapor Adicional

Para producir 1 kg/h de vapor adicional se requiere incrementar proporcionalmente la instalación de pozos en el campo, con el siguiente razonamiento:

Para producir 440 t/h de vapor firme, para el caso del ejemplo, fue necesario invertir en el campo US\$ 66 347 000.

Es decir que, para producir 1 kg/hora se requiere:

$$\text{Costo por kg/h} = 66\ 347\ 000 / 440\ 000 = 150 \text{ US\$}$$

Para darle mantenimiento al campo y pozos, más indirectos, se calculó en el punto anterior 53,7 US\$ (53 700 US\$ por t/h).

Total costo por kg/hora de vapor adicional:

$$\text{Costo Total} = 203,7 \text{ US\$/kg/h}$$

c. Kilocaloría por hora Perdida

Como en la geotermia generalmente el vapor que llega a la turbina es saturado seco, las pérdidas de calor se cuantifican en dinero de la siguiente forma:

Por cada 490 kilocalorías que se pierden, se condensa 1 kilo de vapor. Como un kilo de vapor por hora durante 20 años cuesta US\$ 203,7, por lo tanto 1 kilocaloría por hora durante 20 años cuesta:

$$\text{Costo Pérdidas} = 203,7 / 490 = 0,42 \text{ US\$}$$

DOCUMENTO REGIONAL DE EXPERIENCIAS NACIONALES EN  
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

(Tercera Entrega)

PRESENTACION

Esta tercera entrega del "Documento Regional de Experiencias Nacionales en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas" contiene los aportes de los países de Ecuador, El Salvador, Guyana, Honduras, Jamaica, México y Panamá.

Estos países han logrado un relativo grado de avance en el desarrollo de proyectos de pequeñas centrales generadoras de electricidad que aprovechan recursos hídricos, en función de sus disponibilidades económicas, aspecto que en general aparece como una limitante para alcanzar una difusión más amplia de esta tecnología en la Región.

Los Países Miembros de la Organización Latinoamericana de Energía cuentan con un nivel de desarrollo tecnológico para la fabricación de equipo electromecánico, experiencias que OLADE ha estimado conveniente divulgarlas por medio de su Revista Energética.

## PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS: ECUADOR

### A. INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION, INECEL

#### 1. INTRODUCCION

La República del Ecuador está localizada al noroeste de la América del Sur, limitada al norte por Colombia, al sur y oriente por el Perú y al oeste por el Océano Pacífico.

La cordillera de los Andes, que cruza el país de norte a sur, le divide en tres regiones naturales: la región de la Costa y la región Oriental que se caracterizan por su clima tropical y, la región de la Sierra, zona montañosa cuya altitud va desde 2 000 a 3 500 m sobre el nivel del mar, tiene un clima templado.

La actual población del Ecuador es de alrededor de los 10 millones de habitantes, de los cuales aproximadamente el 45% vive en las zonas rurales, dedicándose a la agricultura en poca escala.

El 60% de la población en general cuenta con el servicio de energía eléctrica, y el 30% de la población rural tiene este servicio.

El Ecuador es un país que dispone de un gran potencial de recursos hídricos, aprovechables para la generación de energía hidroeléctrica.

Desafortunadamente, el servicio de energía eléctrica que se ha venido dando al sector rural, en la mayoría de los casos ha resultado insuficiente, produciéndose un desbalance con relación al sector urbano, principalmente en el campo socio-económico; transformándose esto en una de las principales causas que han dado paso al movimiento migratorio del campo a la ciudad.

En el año de 1979, como respuesta a varias investigaciones de demanda de energía eléctrica en el sector rural realizadas por las Escuelas Politécnicas de Quito y Guayaquil, altos funcionarios del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), conjuntamente con autoridades del Consejo Nacional de Desarrollo (CONADE), y de otras Instituciones públicas relacionadas con el desarrollo nacional, dan paso a la implementación del Programa

Nacional de Electrificación Rural, el mismo que sería canalizado por INECEL a través del Plan Maestro de Electrificación.

El objetivo de la Electrificación Rural básicamente se circunscribe dentro de los siguientes puntos:

- Mejorar la situación de vida de la población rural, contribuyendo a la implementación de una infraestructura adecuada para un desarrollo integrado.
- Sustituir por energía eléctrica el consumo de recursos energéticos no renovables y de alto costo que actualmente se utilizan en el sector rural.
- Propiciar el aumento de la producción y productividad del sector agropecuario, estimulando principalmente el establecimiento de la agroindustria.
- Reducir las corrientes migratorias de los habitantes del campo hacia la ciudad, al incorporar las áreas marginales a los servicios de la electrificación.

Dentro de este Programa Nacional de Electrificación Rural, previsto a ejecutarse en el período 1981-1986, a través de dos grandes programas: uno para las regiones de la Costa y Sierra y otra para la región Oriental y Galápagos, se contemplaron obras relacionadas con la ejecución de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas, Obras de Distribución a través de la construcción de líneas y redes primarias, secundarias y mixtas, instalación de transformadores y acometidas e instalaciones internas en las viviendas de los usuarios del sector rural.

Específicamente, refiriéndose a la ejecución de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en el período indicado, las metas fijadas fueron las siguientes:

|   |                               |           |
|---|-------------------------------|-----------|
| - | Regiones de Costa y Sierra    |           |
|   | Período de ejecución:         | 1984-1985 |
|   | Inversión (millones de sures) | 82        |
|   | Generación:                   | 819 kW    |
| - | Región Oriental               |           |
|   | Período de ejecución:         | 1982-1985 |
|   | Inversión (millones de sures) | 131       |
|   | Generación:                   | 1 262 kW  |

Por política interna de la Institución, de los 2 071 kW programados se instalaron 462 kW, en cuatro centrales, a un costo de 28 millones de sures.

Como se puede observar, en lo anteriormente señalado, el Programa de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se inicia como tal, en el año de 1982. Previamente se habían instalado centrales de pequeña capacidad en diversas poblaciones, como respuesta a la iniciativa de gobiernos seccionales o entidades de desarrollo regional, y no como parte integrante de un plan trazado.

Dentro de la definición adoptada por las Naciones Unidas para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, las centrales construidas antes de la implementación del Programa de Electrificación Rural a cargo de INECEL, básicamente son los siguientes:

- Microcentrales Hidroeléctricas (Hasta 100 kW)
  - . La Esperanza 60 kW Provincia de Cotopaxi
  - . Macas 80 kW Provincia de Morona-Santiago
  - . Gualaqueza 80 kW Provincia de Morona-Santiago
- Minicentrales Hidroeléctricas (De 101 kW a 1 000 kW)
  - . Coyocotor 360 kW Provincia del Azuay
  - . Tabacay 480 kW Provincia del Cañar
  - . Monay 868 kW Provincia del Azuay
- Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (De 1 001 kW a 10 MW)
  - . San Ramón 2 400 kW Provincia de Zamora-Chinchipe
  - . Papallacta 5 000 kW Provincia del Napo
  - . Alao 8 000 kW Provincia del Chimborazo
  - . Sancay 8 000 kW Provincia del Azuay
  - . Saymirín 6 000 kW Provincia del Azuay

## 2. ESTRUCTURA ORGÁNICA INSTITUCIONAL ENCARGADA DEL PROGRAMA NACIONAL DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

En el Ecuador el Organismo Ejecutor de los Programas de Electrificación Rural a nivel nacional es el Instituto Ecuatoriano de Electrificación, institución estatal dependiente del Ministerio de Energía y Minas, con personería jurídica, patrimonio, recursos propios y autonomía económica y administrativa.

INECEL está normado por la Ley Básica de Electrificación, en la cual se establece que el suministro de energía es función privativa del Estado. Adicionalmente, la ley le concede a INECEL la atribución de conformar Empresas Filiales para la distribución y comercialización de la energía.

Dentro de la organización de INECEL se cuenta con las Direcciones de Planificación y de Distribución y Comercialización, las cuales intervienen conjuntamente en la ejecución de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Anexo No. 1.

La Dirección de Planificación realiza el inventario de localidades sin servicio de energía eléctrica, censo de la población, recursos hídricos disponibles, análisis de la demanda, etc., información que se entrega a la Dirección de Distribución y Comercialización con el fin de que la Unidad Ejecutora de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, perteneciente a esta Dirección, realice los estudios de prefactibilidad, factibilidad, y en caso de éstos ser favorables, ejecute los diseños y la construcción de las centrales para su posterior interconexión con los centros poblados a servirse y su puesta en marcha, a través de otros departamentos especializados de la Dirección de Distribución y Comercialización.

El Plan Maestro de Electrificación de INECEL incorpora a las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas como base para la electrificación rural, en especial, para atender la demanda de las poblaciones aisladas del Sistema Nacional Interconectado.

La ejecución de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se divide en dos etapas: la primera desde la creación del Programa en el año 1982, hasta el año 1985, caracterizándose por la implementación de cuatro centrales hidroeléctricas con equipos electromecánicos reubicados, para suplir la necesidad de servicio en las localidades respectivas. Dichas centrales son:

| CENTRAL               | POTENCIA<br>(kW) | LOCALIZACION   | POBLACIONES<br>A SERVIRSE           | No.<br>HABITANTES |
|-----------------------|------------------|----------------|-------------------------------------|-------------------|
| REGION ORIENTAL       |                  |                |                                     |                   |
| Baeza                 | 150              | Prov. Napo     | Baeza, Cosanga                      | 3 850             |
| Cuyuja                | 32               | Prov. Napo     | Cuyuja                              | 1 327             |
| Borja                 | 200              | Prov. Napo     | Borja, Chaco,<br>Linares, Sta. Rosa | 3 848             |
| REGION COSTA Y SIERRA |                  |                |                                     |                   |
| Pucayacu              | 80               | Prov. Cotopaxi | Pucayacu y Guasaganda               | 5 500             |

Una segunda etapa, con la implementación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas que se está realizando actualmente y está basada principalmente en la oportunidad de contar con equipos financiados con créditos blandos a largo plazo y con créditos no reembolsables. En el primer caso nos referimos al Convenio existente entre INECEL y COMPLANT, de la República Popular China y en el segundo, a la Cooperación del Instituto Italo Latinoamericano, IILA y al Gobierno de Francia.

#### CONVENIO INECEL-COMPLANT (CHINA)

| CENTRAL      | POTENCIA (kW) | LOCALIZACION       |
|--------------|---------------|--------------------|
| - Quinsaloma | 800           | Provincia Los Ríos |
| - El Estado  | 1 700         | Provincia Cotopaxi |
| - Lumbaqui   | 400           | Provincia Napo     |

#### CONVENIO INECEL-IILA

|              |     |                        |
|--------------|-----|------------------------|
| - Valladolid | 200 | Prov. Zamora-Chinchipe |
| - Oña        | 110 | Prov. Loja             |
| - Zumba      | 600 | Prov. Zamora-Chinchipe |

#### COOPERACION GOBIERNO DE FRANCIA

|           |    |                |
|-----------|----|----------------|
| - Cosanga | 30 | Provincia Napo |
|-----------|----|----------------|

Adicionalmente a lo indicado, la Unidad Ejecutora de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, creada con el propósito de implementar estas obras a nivel nacional, ha elaborado un Programa Quinquenal 1986-1990 que aspira a la construcción de 30 pequeñas centrales repartidas en la geografía del país como se muestra en los Anexos No. 2, 3 y 4.

A su vez, la Unidad Ejecutora de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, al momento, se encuentra empeñada en realizar contactos con otras Instituciones Estatales con el propósito de realizar varios proyectos utilizando la tecnología nacional desarrollada en el país.

Es así como, se encuentra en marcha un Convenio entre el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y el Instituto Nacional de Energía (INE), para ejecutar conjuntamente la microcentral Oyacachi de 50 kW, con la utilización específica de una turbina tipo Michell Banki totalmente construida en el Ecuador.

Por otro lado, la Unidad Ejecutora de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas está considerando dentro de su Plan de acción el

realizar los proyectos de electrificación integrados con el desarrollo de la agroindustria en las zonas a servirse.

Un primer paso en este sentido se ha dado con los contactos sostenidos con el Ministerio de Industrias e Integración, el Ministerio de Agricultura y el Consejo Provincial de Pichincha, para desarrollar el plan piloto en las centrales Angamarca o Chiriboga, aprovechando la donación de un equipo electromecánico por parte del Gobierno del Canadá y cuyo contenido está en marcha a través del Ministerio de Energía y Minas y OLADE.

En cuanto a la participación de los organismos seccionales en la implementación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, su colaboración ha sido prácticamente limitada, pocos Municipios han intervenido en los trabajos de forma puntual, mediante convenios con INECEL para la provisión de construcción de las obras civiles.

Por otra lado, la participación del sector privado se ha limitado a la consultoría referente a estudios y diseños de las centrales, a la construcción de las obras civiles, fabricación de tableros de control, a la fabricación, suministro y montaje de equipos electromecánicos y en algunos casos a la reconstrucción de turbinas a ser reubicadas.

En lo que se refiere al empleo de equipos electromecánicos fabricados localmente, éste se encuentra en fase de experimentación, siendo su principal gestor el Instituto Nacional de Energía y las Escuelas Politécnicas.

En el plano internacional, la Unidad Ejecutora de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, ha buscado la intercooperación técnica a través de la participación activa en los seminarios organizados por las Naciones Unidas, en China, Marruecos y en Latinoamérica.

### 3. METODOLOGIA BASICA PARA EL DESARROLLO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

La metodología a seguirse para la implementación de las centrales hidroeléctricas, básicamente se circumscribe a lo siguiente:

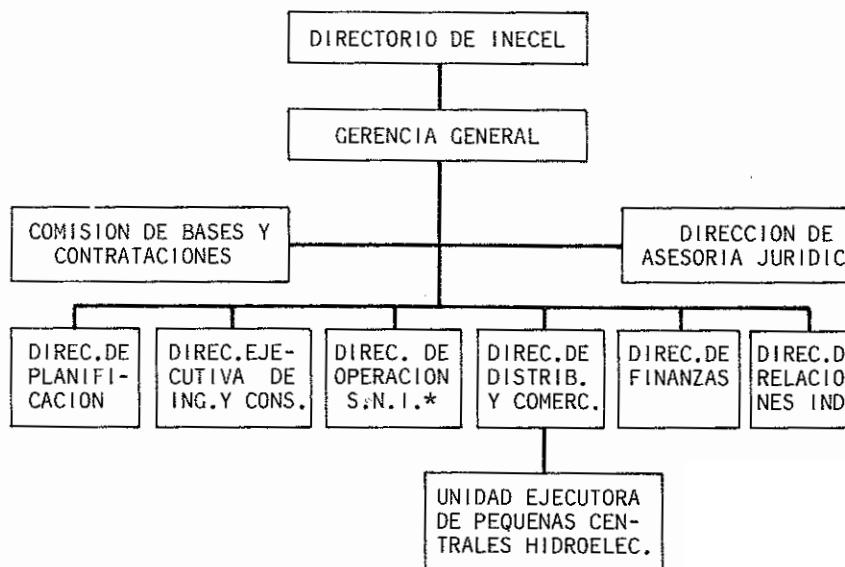
- a. Inventario de poblaciones sin servicio eléctrico.
- b. Identificación del recurso hídrico.
- c. Identificación del aprovechamiento.

- d. Estudios hidrológicos, especialmente con determinación de caudales, registro de precipitaciones de áreas de drenaje.
- e. Estudios socio-económicos.
- f. Análisis de la demanda.
- g. Estudios topográficos.
- h. Estudios expeditivos y generales de geología y de suelos.
- i. Diseños definitivos.
- j. Documentos de contratación para la construcción de las obras civiles.
- k. Convenios o contratación para el suministro de equipos electromecánicos.
- l. Construcción de obras civiles.
- m. Montaje de los equipos.
- n. Diseño y construcción de líneas y redes de distribución.
- o. Puesta en marcha de la central.
- p. Operación y mantenimiento a través de la Dirección de Distribución y Comercialización.

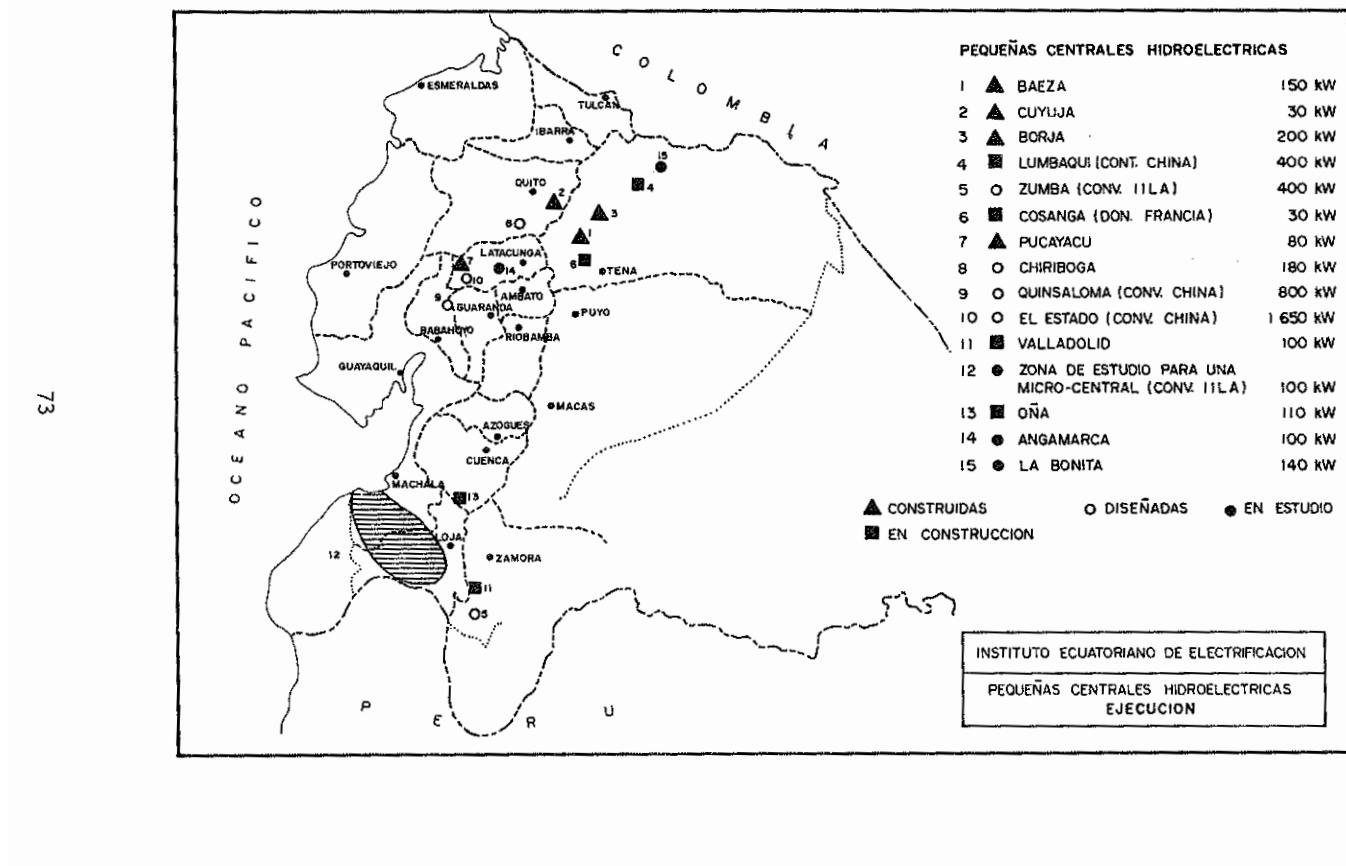
El diagrama de flujo de estas actividades se resume en el Anexo No. 5.

Anexo No. 1

ESTRUCTURA ORGANICA DE INECEL



\* S.N.I. Sistema Nacional Interconectado



## DESCRIPCION DE LOS PROYECTOS

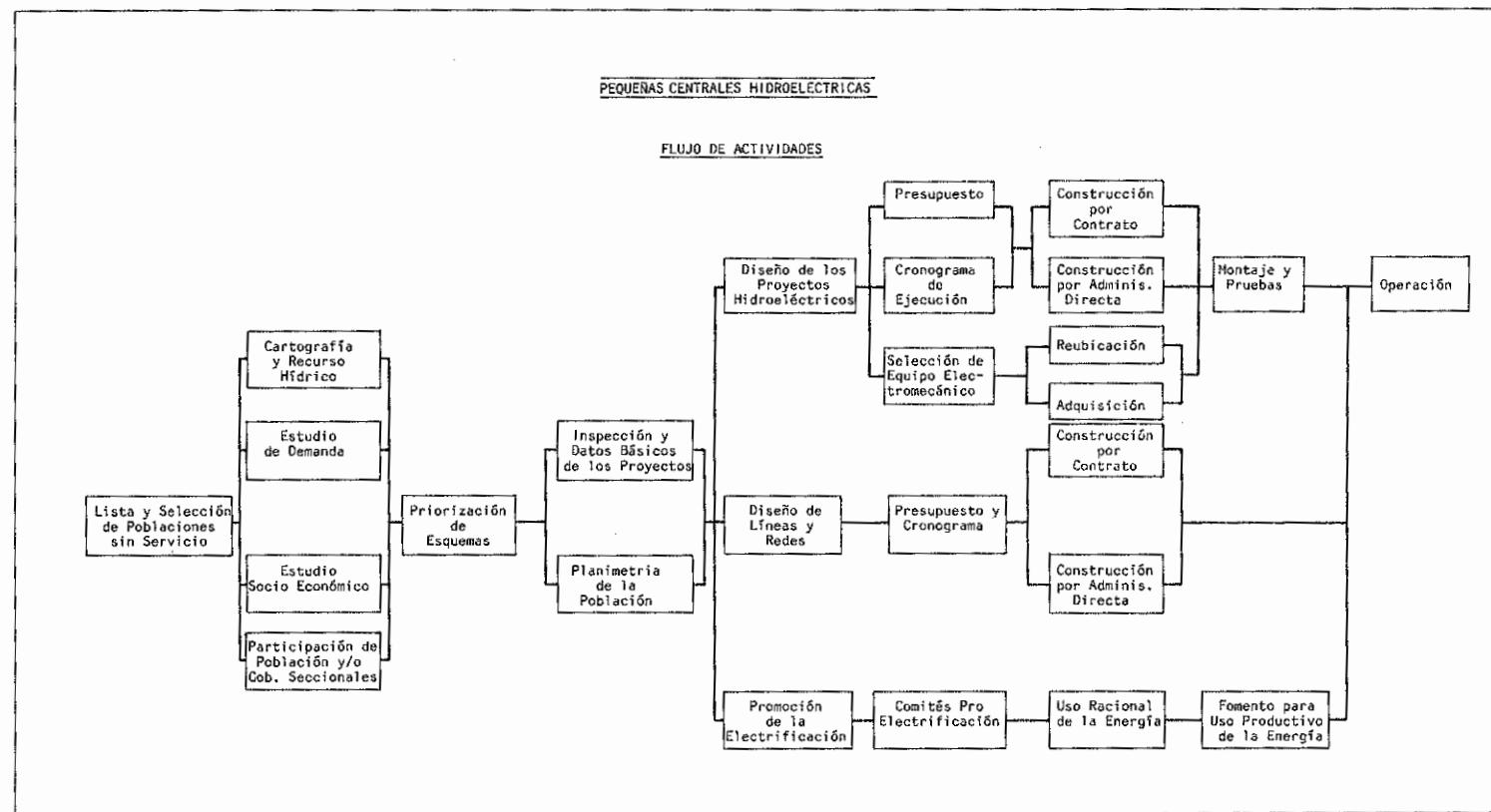
| PROYECTO       | PROVINCIA        | APROVECHAMIENTO (RÍO) | POTENCIA (kW) | $\frac{m^3}{s}$ | CAIDA BRUTA | POBLACIONES A SERVIRSE  | OBSERVACIONES        |
|----------------|------------------|-----------------------|---------------|-----------------|-------------|---|----------------------|
| Quinsaloma     | Los Ríos         | Angamarca             | 800           | 2,7             | 40          | Quinsaloma, Las Juntas, Moraspungo, El Corazón y otras aledañas | Construcción 1987    |
| El Estado      | Cotopaxi         | Pilaló                | 1700          | 2,0             | 110         | Macuchi, La Esperanza, Guasanga, Pucayacu, Pilaló, La Mana      | Construcción 1987    |
| Lumbaqui       | Napo             | Lumbaqui              | 400           | 1,2             | 40,55       | Lumbaqui y Cascales   | En construcción      |
| Valladolid     | Zamora Chinchipe | Valladolid            | 200           | 1,0             | 29,20       | Valladolid y Palanda  | Construcción 1986-87 |
| Oña            | Loja             | Oña                   | 110           | 0,67            | 25          | Tablón y Oña  | En construcción      |
| Zumba          | Zamora Chinchipe | Isimanchi             | 600           | 4,5             | 20          | Zumba, Isimanchi, Chito, El Chorro y otras aledañas             | Construcción 1986-87 |
| Cosanga        | Napo             | Chonta                | 30            | 1,05            | 5,3         | Cosanga   | En construcción      |
| Borja          | Napo             | Sardinas Chico        | 200           | 0,6             | 46          | Borja, Chaco, Linares, Santa Rosa                               | Construida           |
| Angamarca      | Cotopaxi         | Angamarca             | 350           | 1,0             | 50          | Varias comunidades rurales                                      | Estudios 1986        |
| La Bonita      | Napo             | Quebrada              | 140           | 1,0             | 20          | La Bonita   | Estudios 1986        |
| Oyacachi       | Napo             | Chorrera sin nombre   | 45            | 0,1             | 60          | Oyacachi  | Estudios 1986-87     |
| Chaucha        | Azuay            | Malacatos             | 168           | 0,2             | 120         | Chaucha   | Estudios 1986        |
| S.F.Sigsipamba | Imbabura         | Blanco                | 240           | 0,85            | 40          | Sigsipamba, San Miguel, Bellavista, El Carmelo                  | Estudios 1987        |
| Agua Santa     | Cotopaxi         | Angamarca             | 420           | 1,5             | 40          | El Corazón, Pinlopata Ramón Campaña                             | Estudios 1987        |
| Molleturo      | Azuay            | Utul-Síticay          | 160           | 0,25            | 90          | Molleturo   | Estudios 1987        |
| Goatal         | Carchi           | Blanco                | 100           | 0,67            | 20          | El Goatal, Huachán, Primavera                                   | Estudios 1988        |

|                 |                  |                           |      |      |     |  |                   |
|-----------------|------------------|---------------------------|------|------|-----|--|-------------------|
| J.J. y Caamaño  | Carchi           | Blanco                    | 140  | 0,67 | 30  | J.J. y Caamaño                               | Estudios 1987     |
| Chuga           | Imbabura         | Mataquí                   | 140  | 0,5  | 40  | Chuga  | Estudios 1987     |
| Angochagua      | Imbabura         | Tahuando                  | 180  | 0,63 | 40  | Angochagua y Pinconada                       | Estudios 1987     |
| Chiriboga       | Pichincha        | Quebrada<br>Máquina Vieja | 135  | 0,55 | 113 | Chiriboga, Zapaderos y Palmeras              | Construcción 1987 |
| El Carmen       | Azuay            | Pucul                     | 240  | 0,84 | 40  | El Carmen de Pujilli,<br>Mangar, San Isidro  | Estudios 1988     |
| S.M. de Cuyes   | Morona Santiago  | Cuyes                     | 880  | 2,5  | 50  | Nueva Tarqui                                 | Estudios 1988     |
| Acho            | Morona Santiago  | Bombaliza                 | 300  | 0,6  | 70  | San Luis de El Ancho, Tapuca,<br>Chupianza   | Estudios 1988     |
| Yacuambi        | Zamora Chinchipe | Cambana                   | 320  | 1,5  | 30  | Veinte y ocho de mayo                        | Estudios 1988     |
| Rumipamba       | Pichincha        | Pita                      | 130  | 0,9  | 20  | Rumipamba                                    | Estudios 1988     |
| Chaupi          | Pichincha        | Blanco                    | 90   | 0,3  | 40  | El Chaupi                                    | Estudios 1988     |
| Bimbe           | Pichincha        | Bimbe                     | 1200 | 3    | 80  |  | Estudios 1988     |
| Esmeraldas      | Cotopaxi         | Esmeraldas                | 420  | 0,3  | 200 | San Francisco de las Pampas                  | Estudios 1988     |
| Juan de Velasco | Chimborazo       | Pingar                    | 100  | 0,2  | 70  | Juan de Velasco                              | Estudios 1988     |
| Cañí            | Chimborazo       | Cañí                      | 150  | 0,6  | 35  | Cañí   | Estudios 1988     |
| La Bocana       | El Oro           | Piedras                   | 80   | 0,23 | 50  | La Bocana, Piedras, Sta, Teresita, El Carmen | Estudios 1988     |

## CRONOGRAMA DE EJECUCION DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

| PROYECTOS       | 1986 |   |   |   | 1987                   |   |   |   | 1988 |                                 |   |   | 1989 |   |   |   | 1990 |   |   |   |
|-----------------|------|---|---|---|------------------------|---|---|---|------|---------------------------------|---|---|------|---|---|---|------|---|---|---|
|                 | 1    | 2 | 3 | 4 | 1                      | 2 | 3 | 4 | 1    | 2                               | 3 | 4 | 1    | 2 | 3 | 4 | 1    | 2 | 3 | 4 |
| Quinsaloma      |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| El Estado       |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Lumbaqui        |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Valladolid      |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Oña             |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Zumba           |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Cosanga         |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Borja           |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Angamarca       |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| La Bonita       |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Oyacachi        |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Chaucha         |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Chiriboga       |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Agua Santa      |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Molleturo       |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Goaltal         |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| J.J. y Caamaño  |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Chuga           |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Angochagua      |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| S.F. Sigsipamba |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| El Carmen       |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| S.M. de Cuyes   |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Acho            |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Yacuambi        |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Rumipamba       |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Chaupi          |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Bimbe           |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Esmeraldas      |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Juan de Velasco |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Cañi            |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| La Bocona       |      |   |   |   |                        |   |   |   |      |                                 |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
|                 |      |   |   |   | Programa en Desarrollo |   |   |   |      | Programa al nivel de Inventario |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |

Anexo No. 5



## B. INSTITUTO NACIONAL DE ENERGIA, INE

### 1. RESEÑA HISTORICA

Dada la posición geográfica y su conformación geológica, el Ecuador cuenta con un importante potencial hídrico disperso en su territorio, que ha permitido que sus habitantes dispongan y aprovechen de este recurso para suplir sus requerimientos de energía mecánica y eléctrica, entre las varias aplicaciones que implica su aprovechamiento.

Inicialmente, en forma muy elemental y rudimentaria, con diseños y construcción simples, productos de la iniciativa propia, los habitantes especialmente del sector rural, produjeron equipos para la generación de energía.

Cabe destacar que en lo que se relaciona con la generación de energía hidroeléctrica en pequeña escala, de lo que se conoce, los primeros equipos fueron construidos e instalados a comienzos del presente siglo, estimándose que en el país hasta la fecha, se han instalado unos 200 equipos de fabricación local e importados. De un sondeo preliminar, se ha establecido que se encuentran en operación alrededor de 80 equipos, bajo diferentes condiciones de funcionamiento; es decir, un porcentaje de ellos trabaja normalmente, en tanto que otros en forma deficiente.

Lo anteriormente expuesto da un marco de referencia de que el Ecuador tiene una cierta tradición histórica relacionada con la tecnología de la microhidrogeneración eléctrica, para emprender las diferentes fases de desarrollo de estos proyectos, y que van desde la concepción de las obras hidráulicas, construcción de equipos, distribución de la energía hasta el mantenimiento de estos sistemas.

### 2. ESTRUCTURA ORGANICA INSTITUCIONAL

En el Ecuador, la política energética está regida por el Ministerio de Energía y Minas, el que a su vez cuenta con instituciones adscritas especializadas en las diferentes áreas del sector energético, siendo una de ellas el Instituto Nacional de Energía (INE), entidad estatal con personería jurídica propia.

El INE como una institución técnico-científica tiene a su cargo la formulación de mecanismos tendientes a desarrollar el sector energético del país, elaborar la política energética na-

cional, así como el coordinar y orientar las actividades de todos los organismos del área energética. Estas funciones de asesoramiento se complementan con otras funciones relacionadas y encajadas a lograr la utilización racional de los recursos de este sector.

Dentro de la organización del INE, el nivel operativo está constituido por la Dirección de Planificación y Recursos Energéticos y, la Dirección de Desarrollo Energético, esta última integrada por las Divisiones de Conservación Energética, Energías no Convencionales y Difusión Tecnológica.

Como se ha mencionado anteriormente, el Ecuador cuenta con un potencial hidráulico importante y una población de 10 millones de habitantes, de los cuales el 50% se encuentra bastante dispersa en su geografía, y los proyectos de electrificación y distribución a gran escala no permiten cubrir con los requerimientos de energía eléctrica en el sector rural marginal.

Con el objeto de que el país, mediante los entes de electrificación nacional y de instituciones de desarrollo regional, pueda emprender proyectos de generación hidroeléctrica en pequeña escala y dar la oportunidad a que el sector rural aislado disponga de este recurso energético a corto plazo, el INE vislumbró, a través de la División de Energías no Convencionales y su Unidad de Microcentrales Hidroeléctricas, la posibilidad de desarrollar una tecnología propia, basada en metodologías y diseños adecuados a la realidad del país, para la construcción de las obras civiles hidráulicas y la fabricación de equipos electromecánicos.

En este sentido, la institución ha tomado a su cargo una serie de acciones tendientes al desarrollo de esta tecnología, para lo cual cuenta con la participación del sector privado nacional, en la realización de estudios específicos y la construcción de los equipos electromecánicos, así como la participación del sector estatal a través de centros de educación superior e institutos de investigación, en la realización de estudios investigativos que avalen la factibilidad de implantación de proyectos de Micro Centrales Hidroeléctricas (MCH).

### 3. DESARROLLO TECNOLÓGICO ACTUAL

El programa de Microcentrales Hidroeléctricas del INE se ha orientado a la implantación de algunos proyectos piloto, con el objeto de experimentar y probar los equipos electromecánicos diseñados en el INE y fabricados en talleres y empresas locales, lo que ha permitido demostrar que en el país existe la capacidad

tecnológica suficiente para la producción de estos equipos en condiciones de bajo costo y sencilla ejecución.

Con este criterio, el INE ha considerado la difusión a una escala más amplia de la tecnología de las MCH, a fin de introducir y promover su aplicación a través de los entes de electrificación nacional como INECEL, Empresas Eléctricas Regionales, instituciones de desarrollo regional y otros.

Como punto de partida hacia el desarrollo tecnológico, se tomó el diseño y fabricación de turbinas modelo Michell Banki, que por sus características, se presta para la fácil construcción con materiales disponibles y de fácil acceso en el mercado local.

Los primeros prototipos a nivel experimental fabricados con la industria nacional fueron de 10 y 30 kW, en colaboración con la EPN. Posteriormente se construyó una turbina de 50 kW, primer prototipo de aplicación práctica, que fue instalado en la localidad de Apuela en 1983, con buenos resultados.

Esta experiencia permitió la construcción de un modelo de turbina de 30 kW con la inclusión de nuevos elementos tendientes a facilitar su construcción, montaje y mejorar su rendimiento. Con el objeto de analizar y evaluar la tecnología de diseños externos, se fabricó una turbina Michell Banki modelo SKAT, con su correspondiente guía tecnológica, a través de la cual se define todo el proceso constructivo del equipo.

Los resultados y experiencias obtenidas permitieron estandarizar los diseños de este tipo de turbinas con rangos de potencias de 5 hasta 150 kW y caídas de 10 hasta 70 metros.

Para caídas más altas, se da opción a la turbina Pelton, actualmente en proceso de desarrollo con miras a su estandarización, habiéndose construido un primer prototipo de 40 kW con eficiencias aceptables de funcionamiento.

Con la Escuela Politécnica del Chimborazo (ESPOCH), y mediante un convenio de cooperación conjunta, se realizó la investigación y construcción de una turbina Pelton de 15 kW a instalarse en un proyecto demostrativo.

En forma paralela se trabajó en el diseño y construcción de tableros de control con regulación electrónica, a fin de complementar los equipos electromecánicos que intervienen en los sistemas de microgeneración hidroeléctrica.

La experiencia obtenida se ha basado en diseños y fabricación de reguladores electrónicos con sistema de tiristores y triacs con disipación de energía. El primer sistema fue instalado en el proyecto Apuela con resultados satisfactorios.

El diseño y construcción de estos primeros prototipos han permitido su optimización mediante el diseño y construcción de un regulador programable con un sistema microprocesado. Su aplicación se prevé para futuros proyectos de microgeneración hidroeléctrica.

En igual forma, y como mecanismo para facilitar la concepción de obras civiles hidráulicas, se ha trabajado con la Escuela Politécnica Nacional en un manual de diseño de dichas obras, que servirá de guía y soporte en la toma de decisiones para el desarrollo de esquemas y dimensionamiento hidráulico de esas estructuras en proyectos de MCH.

Estas actividades han dado lugar a la construcción de varios proyectos demostrativos que confirman la capacidad para la implantación de microcentrales hidroeléctricas en el país. Estos proyectos han contado con la participación directa de las empresas eléctricas regionales e instituciones de educación superior.

Luego de esta primera etapa, el INE en forma conjunta con el INECEL y otras instituciones del sector público y privado, espera llevar a cabo un programa nacional para la ejecución de proyectos de MCH como alternativa para electrificar al sector rural productivo, con utilización y desarrollo de la tecnología nacional.

- Centro de Pruebas

Adicionalmente y a fin de realizar pruebas de turbinas y equipos eléctricos, el INE construyó un laboratorio de pruebas, ubicado en Guangopolo a corta distancia de Quito. Este laboratorio es de gran ayuda a los centros de educación superior e institutos técnicos, para la capacitación de estudiantes y personal que está a cargo del manejo y operación de equipos electromecánicos de proyectos de generación hidroeléctrica en pequeña escala. Este laboratorio cuenta con los instrumentos necesarios para probar equipos electromecánicos en condiciones reales, comprobar su funcionamiento, determinar su rendimiento, etc.

#### 4. PARTICIPACION DEL SECTOR ESTATAL Y PRIVADO

El hecho de que el país en forma secuencial desarrolle una tecnología propia de microgeneración hidroeléctrica en lo referente al equipamiento y concepción de esquemas hidráulicos hace que los entes involucrados en tal fin entren en una estrecha relación.

Bajo este enfoque, el INE ha coordinado actividades con instituciones del sector público. Con los centros de educación superior e institutos de investigación se han desarrollado varios estudios de tipo investigativo tales como la "Guía de Diseño de Obras Hidráulicas para Mini/Microcentrales Hidroeléctricas" con la EPN; el diseño y construcción de un prototipo de regulación electrohidráulica con la EPN; la asistencia en el desarrollo tecnológico de una turbina Pelton de 15 kW y su implantación en un proyecto demostrativo con la ESPOCH; actividades de capacitación a estudiantes de Ingeniería Mecánica, etc.

A través de la consultoría nacional y bajo la supervisión del INE, se han realizado estudios de factibilidad y diseño de obras hidráulicas de varios proyectos de MCH, así como estudios metodológicos para la implantación de estos esquemas.

La disponibilidad de los diseños estandarizados para turbinas Michell Banki y tableros de control con regulación electrónica, así como los estudios investigativos realizados son una valiosa herramienta para la difusión y transferencia tecnológica.

El contacto mantenido por el INE con la industria metalmeccánica y electrónica nacional, durante la construcción de varios prototipos de turbinas y tableros de control con regulación electrónica, ha promovido la mutua transferencia de experiencias técnicas en los diseños y construcción de los equipos, lo que permitirá determinar, cada vez, mejores soluciones a la problemática tecnológica nacional para los esquemas de MCH.

Todas estas acciones de trabajo conjunto conducen al aprovechamiento de la capacidad técnica local, obtención de mano de obra barata, precios competitivos con relación a equipos similares importados, ahorro de divisas e inclusive se vislumbra la posibilidad de exportación de equipos a países con iguales características a las del Ecuador.

## 5. DESARROLLO DE LAS FASES DE UN PROYECTO

La implantación de un proyecto de microgeneración hidroeléctrica, implica el análisis de varias etapas secuenciales que se requieren para su ejecución.

### 5.1 Ubicación de Poblaciones y Recursos Hídricos

El punto de partida para la implantación de un sistema de microgeneración hidroeléctrica se refiere a la identificación de los asentamientos poblacionales aislados, que disponiendo de recursos hídricos cercanos presentan las posibilidades de ser atendidos con estos sistemas, tanto por la viabilidad socioeconómica como técnica.

A continuación se consulta con los programas de electrificación rural nacional a fin de no duplicar esfuerzos.

De ser procedente, entonces se recurre a la recopilación y análisis de toda la información cartográfica, censal, planimétrica, fotografía aérea, hidrometeorología, etc.

### 5.2 Estudios Preliminares

Una actividad importante es la de realizar visitas técnicas de reconocimiento visual para apreciar las características físico-topográficas del área de interés y otros aspectos que no fue posible detectar en la fase previa. Este reconocimiento también permite ratificar o revisar la selección inicial del esquema de aprovechamiento en condiciones reales.

Esta etapa del estudio determina, a nivel de prefactibilidad, la caracterización del proyecto relacionada con su ubicación geográfica, accesos, características físico-climáticas, geológicas, ecológicas y geomorfológicas generales, posible determinación del recurso hídrico aprovechable y definición preliminar de las alternativas de ubicación y emplazamiento de las obras de la microcentral hidroeléctrica. El estudio se complementa con el justificativo socio-económico y de demanda eléctrica del área a servirse.

La elaboración del esquema da lugar a la obtención de costos indicativos aproximados del proyecto, que permiten a los entes involucrados tomar una decisión respecto al financiamiento y participación de cada una de las partes.

### 5.3 Estudios de Factibilidad

Estos estudios establecen en forma definitiva el esquema general de la microcentral hidroeléctrica, apoyados en análisis de campo y gabinete que demuestran su viabilidad, tomando como base la disponibilidad de todos los elementos necesarios para su implantación como son: existencia garantizada del recurso hídrico a captarse; facilidad topográfica para el emplazamiento de las obras civiles hidráulicas; y, caídas apropiadas que suplan los requerimientos energéticos del sector cercanas al centro de la demanda.

La prefactibilidad del proyecto se complementa con el justificativo económico de inversión, comparado con otras fuentes de energía o el de una línea de transmisión, así como con el beneficio social y desarrollo agroindustrial del sector a servirse.

### 5.4 Diseño de los Componentes del Proyecto

Establecido el esquema definitivo del proyecto y definido sus parámetros técnicos de caudal aprovechable, caída y potencia a generarse, complementado con el estudio de demanda eléctrica correspondiente, se procede al diseño y dimensionamiento tanto de las obras civiles hidráulicas (obra de toma, conducción, tubería de presión, casa de máquinas y obras complementarias) como la definición de las características del equipo electromecánico (turbina, transmisión turbina-generador, tablero de control, transmisión y distribución de la energía).

### 5.5 Definición del Compromiso

Una vez definido el posible aprovechamiento para la ubicación de una microcentral hidroeléctrica y antes de dar inicio a los estudios definitivos de factibilidad, diseño y construcción del proyecto, se procede a establecer el compromiso legal para su implantación.

Con este fin, y en el caso del INE, con el afán de promocionar la utilización de tecnología nacional en la construcción de equipos electromecánicos, se ha procedido a firmar convenios de cooperación interinstitucional con las Empresas Eléctricas Regionales o instituciones de investigación y de desarrollo regional, bajo la modalidad de que la contraparte sea la que ejecute y administre directamente la microcentral hidroeléctrica y el INE aporte con los estudios definitivos, diseño y construcción del equipo electromecánico de fabricación nacional, excepto el generador que es importado.

Con el INECEL se tiene previsto dar inicio a trabajos conjuntos, mediante la firma de un convenio de cooperación interinstitucional que permita a las dos instituciones llevar adelante un programa de implantación de microncentrales hidroeléctricas con desarrollo y aplicación de tecnología nacional, con miras a su difusión masiva en el país.

## 6. CONSTRUCCION DEL PROYECTO

El INE ha realizado la implantación de proyectos de microgeneración hidroeléctrica mediante la firma de convenios con las Empresas Eléctricas Regionales, Centros de Investigación o instituciones de desarrollo regional, mediante las cuales dichas entidades toman a cargo la ejecución total del proyecto en lo referente a las obras civiles, con materiales de construcción y mano de obra bajo su control directo y supervisión. El sistema de transmisión y distribución eléctrica corre a cargo de las empresas eléctricas del sector a servirse. Adicionalmente y en determinados casos, el INE ha entregado un cierto aporte económico para la construcción de las obras.

El equipo electromecánico de fabricación nacional, según la modalidad de trabajo del INE, es construido de acuerdo a los diseños especificados por la institución y previo a la calificación mediante concurso de ofertas, de las firmas especializadas del medio local. Con la empresa adjudicada se firma un contrato de construcción por el valor ofertado y dentro del plazo establecido.

Durante la construcción de los equipos, el personal técnico del INE realiza el seguimiento y supervisión correspondientes, a fin de que estos sean construidos de conformidad con las exigencias técnicas establecidas; igualmente en la construcción de las obras civiles, se entrega la asistencia puntual correspondiente.

## 7. INSTALACION Y MONTAJE DE LA MCH

El equipo electromecánico construido en el medio local es sometido a pruebas de funcionamiento en el laboratorio que dispone el INE y, una vez aceptado en su funcionamiento, es instalado y montado en el sitio, sometiéndole al mismo tipo de pruebas en condiciones reales y críticas, que asegure su normal funcionamiento posterior.

Esta actividad la realizan los técnicos del INE, conjuntamente con los técnicos que tomarán a su cargo la operación y mantenimiento de la MCH.

#### 8. PUESTA EN MARCHA

La puesta en marcha y entrega definitiva de la MCH se hace una vez que se ha probado el equipo y se tiene la certeza del buen funcionamiento y operación del sistema, bajo las condiciones para la que fue diseñada la planta.

#### 9. OPERACION Y MANTENIMIENTO

La operación y mantenimiento de la MCH, queda a cargo de las instituciones de electrificación nacional y/o regional.

El INE dicta al personal local involucrado en esta actividad charlas técnicas y seminarios cortos de capacitación para el buen manejo y mantenimiento de la MCH.

#### 10. SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE LA MCH

La implantación de una MCH implica que en forma periódica se realice un seguimiento y evaluación del funcionamiento de la planta, a través de visitas a la misma, y recepción de información técnica registrada en formularios diseñados para este propósito.

En caso de detectarse alguna anomalía en el funcionamiento de la microcentral, se procede a chequear tanto el equipo electromecánico como las obras civiles, con el objeto de determinar las fallas causantes del mal funcionamiento.

Paralelamente al seguimiento técnico, se hace un seguimiento en el aspecto socio-económico del sector, con el objeto de tener criterios referentes al impacto y desarrollo comunitario producidos por la MCH. Esto permitirá refinear metodologías de financiamiento, costo de tarificación, proyección de demandas eléctricas, etc., que podrán ser consideradas en otras zonas de iguales características y de aplicación a estos esquemas.

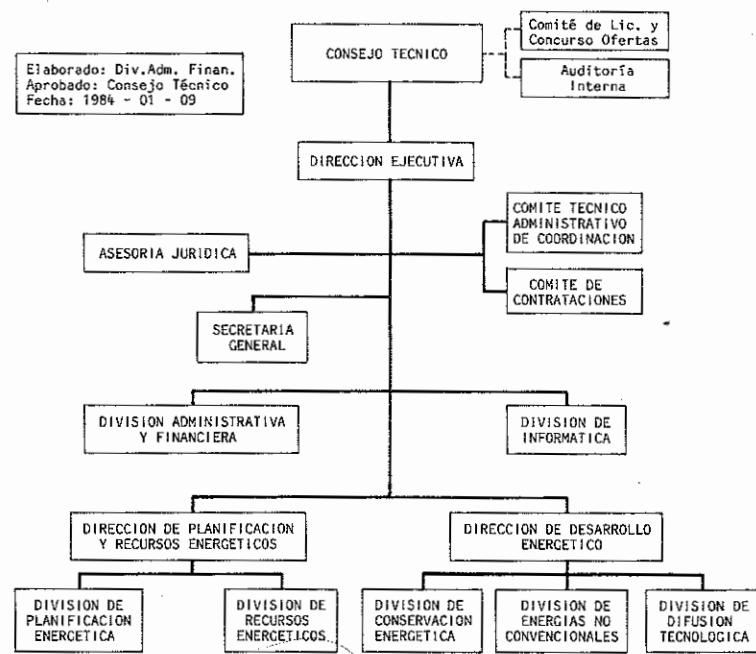
## 11. INNOVACION TECNOLOGICA

El seguimiento permanente de los equipos y proyectos implementados permitirá establecer nuevos criterios técnicos para la innovación, mejoramiento de los diseños y fabricación de equipos electromecánicos y de los esquemas hidráulicos de una MCH con tecnología nacional, soportados por la constante investigación y actualización de conocimientos técnicos a través de seminarios y cursos de capacitación a nivel nacional y en el extranjero.

## 12. ADMINISTRACION DE LA MCH

La administración de la MCH está a cargo de INECEL, Empresas Eléctricas Regionales o instituciones de desarrollo regional con las cuales se haya ejecutado el proyecto, las mismas que toman bajo su responsabilidad los costos, por operación, mantenimiento y servicio eléctrico al usuario.

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL DEL INSTITUTO NACIONAL DE ENERGIA



## PROYECTO MICROCENTRALES HIDROELECTRICAS - INE

| PROYECTO                  | PROVINCIA  | RECURSO HIDRICO (RIO) | CAUDAL (M3/SEG) | CAIDA (Mts) | POTENCIA (KW) | POBLACION A SERVIRSE                                     | OBSERVACIONES   |
|---------------------------|------------|-----------------------|-----------------|-------------|---------------|--|---|
| Apuela                    | Imbabura   | Apuela                | 0,313           | 30          | 50            | Apuela, Peñaherra, Cuellaje                              | En funcionamiento con equipo electromecánico  |
| La Merced de Buenos Aires | Imbabura   | Tupiza y Rumichaca    | 0,380           | 35          | 75            | Buenos Aires   | En construcción. Equipo electromecánico nacional  |
| La Plata                  | Carchi     | La Plata              | 0,670           | 13 *        | 60            | Maldonado, Untal   | A construirse. Posible ampliación a 200 kW  |
| Tacón                     | Chimborazo | Canal de Riego        | 0,020           | 100         | 15            | Comunidad Tacón  | En construcción. Turbina de construcción nacional                                       |
| Lita                      | Imbabura   | Baboso                | 0,450           | 40          | 150           | Lita, Pareque, Chontal Guadal                            | Estudios definitivos  |
| Cuellaje                  | Imbabura   | San Joaquín           | 0,230           | 60          | 100           | Cuellaje, San Joaquin, La Loma, La Magdalena, Cristal    | Estudios definitivos  |
| Juan de Velasco           | Chimborazo | Pangor                | 0,300           | 50          | 100           | Juan de Velasco, Parras, Pamba, Aguas Parba, San Vicente | Estudios definitivos  |
| Chiriboga                 | Pichincha  | Q. Máquina Vieja      | 0,55            | 113         | 135           | Chiriboga, Zapadores Palmeras                            | Reconocimiento. Posible cooperación externa para construcción de equipo electromecánico |
| Angamarca                 | Cotopaxi   | Angamarca             | 1,0             | 50          | 350           | Angamarca y aledaños                                     | Reconocimiento. Posible cooperación externa para construcción de equipo electromecánico |
| Cochalo                   | Cotopaxi   | Cumbijín              | 0,200           | 40          | 50            | Cochalo  | Reconocimiento y prefactibilidad  |
| Cañí                      | Chimborazo | Cañí                  | 0,600           | 35          | 150           | Cañí y aledaños  | Reconocimiento  |
| Miguer                    | Azuay      | Miguir                | 0,100           | 50          | 35            | Miguir y aledaños  | Reconocimiento y prefactibilidad  |
| Río Palto                 | El Oro     | Palto                 | 0,460           | 34          | 100           | Paccha, Ayaparba, Buso y aledaños                        | Reconocimiento  |
| Santa Rosa                | Morona     | Guapula               | 0,500           | 6           | 20            | Santa Rosa   | Reconocimiento  |
| Oyacachi *                | Napo       | Yamuyacu              | 0,10            | 60          | 45            | Oyacachi   | Reconocimiento y prefactibilidad  |
| Río Amarillo              | El Oro     | Amarillo              | 0,910           | 18          | 104           | Ortega, Salvias y aledaños                               | Reconocimiento  |

\* MCH ha implantarse conjuntamente con INECEL

## PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS: EL SALVADOR

### 1. INTRODUCCION

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas representan una de las fuentes no convencionales de energía que ofrece excelentes posibilidades de desarrollo y aprovechamiento. En los últimos años, el brusco aumento del costo de los combustibles ha provocado la necesidad de aumentar la producción interna de energía. La generación de electricidad con pequeñas centrales hidráulicas se ha venido incrementando tanto en el mundo desarrollado como en los países en vías de desarrollo; aunque en estos últimos este aspecto se vuelve más crítico, puesto que tienen por lo general que importar tecnología para la realización de los proyectos.

Por otra parte, a través del tiempo se ha observado una serie de obstáculos para el desarrollo de los pequeños recursos energéticos, ya que gran parte de técnicos y administradores están todavía convencidos de que los recursos de gran magnitud son los únicos que deben utilizarse porque su rentabilidad es innegable.

En El Salvador, solo el río Lempa ha sido explotado para generar energía eléctrica, aunque existen otros ríos con caudales menores, que podrían ser explotados para generar por medio de micro, mini y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Esto favorecería mucho, para aprovechar hasta el último recurso hidroenergético existente y su interconexión al sistema eléctrico nacional, así como a las poblaciones rurales alejadas y pequeñas agroindustrias cuya demanda es relativamente pequeña.

Por tanto, el presente trabajo pretende dar una idea general del concepto de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y un resumen histórico de las mini-centrales existentes en nuestro país. En igual forma se hace una descripción del Proyecto de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), para aprovechar el recurso energético de nuestros pequeños ríos.

Además, se efectúa un breve análisis del potencial hidroenergético a nivel de todo El Salvador, que permitirá cuantificar el recurso, lo cual facilitará el establecimiento del rol que la hidroelectricidad pueda tener en el desarrollo energético del país.

## 2. CEL COMO INSTITUCION ENCARGADA DEL PROGRAMA NACIONAL DE PCH

CEL es una institución autónoma de servicio público, creada por decreto del Poder Ejecutivo el 3 de octubre de 1945, con el objeto de desarrollar, conservar, administrar y utilizar los recursos hidráulicos de El Salvador, particularmente los del río Lempa y de otros que se consideren adecuados para la atención del servicio de generación y transmisión de energía eléctrica en El Salvador. En septiembre de 1948, a través de un Decreto Legislativo, fue transformada en Institución Autónoma de Servicio Público, que depende del Ministerio de Economía.

El 24 de octubre de 1980, la Junta Revolucionaria de Gobierno emitió el Decreto No. 484, mediante el cual se modifica la Ley Constitutiva de la CEL, para encargársela de todo el Sector Energía del país. El Artículo 2 de dicho Decreto textualmente dice: "La Comisión tendrá por objeto desarrollar, conservar, administrar y utilizar los recursos energéticos y fuentes de energía de El Salvador, de conformidad a lo que disponga la presente Ley, las demás leyes, reglamentos y disposiciones de carácter general aplicables a la materia."

Por tanto, la CEL como institución encargada de desarrollar los recursos energéticos del país, tendrá bajo su responsabilidad la de llevar adelante el programa nacional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas a nivel de todo El Salvador.

## 3. CONCEPTO Y CLASIFICACION DE PCH

Antes de analizar la información relativa a los proyectos de PCH existentes en nuestro país y el proyecto de CEL sobre el estudio técnico-económico de PCH en El Salvador, es conveniente precisar, aunque brevemente, los conceptos: ¿Qué se entiende por PCH? ¿Qué diferencias guarda una PCH con las grandes y medianas Centrales Hidroeléctricas?

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se definen como el conjunto de obras civiles e instalaciones electromecánicas que utilizan la energía hidráulica para generar energía eléctrica en cantidades reducidas.

El criterio de la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, establece que las PCH deben tener una capacidad instalada menor de 5 000 kW, para poder considerarlas pequeñas, esto equivale a 5 MW.

Los países industrializados extienden este límite y para ellos las PCH pueden tener capacidades hasta 10 MW o bien 15 MW.

Asimismo, ampliando la clasificación, las minicentrales hidroeléctricas son las pequeñas plantas cuya capacidad está comprendida entre 50 y 500 kilowatts (según expertos de las Naciones Unidas varía entre 101 y 1 000 kW). La capacidad instalada de las microcentrales hidroeléctricas varía de 1 a 50 kilowatts o bien puede ser hasta 100 kW, según los expertos de las Naciones Unidas.

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, por su origen, sí guardan mucha semejanza con las grandes y medianas Centrales Hidroeléctricas. Sin embargo, no deben confundirse con las Centrales Hidroeléctricas convencionales, puesto que no corresponden al concepto de Centrales Hidroeléctricas de tamaño reducido. Las principales diferencias son: (sobre todo en las PCH de capacidad menor a 1 MW) que estas plantas se diseñan y construyen con tecnología, materiales y equipamiento no convencionales. Además los criterios de operación y mantenimiento tampoco son los mismos que se utilizan en las Centrales Hidroeléctricas de gran tamaño.

Las PCH pueden proporcionar un buen apoyo a los programas de electrificación rural, sobre todo para el beneficio de comunidades aisladas y alejadas, o integrarse a la red nacional de electrificación.

En El Salvador se ha adoptado la siguiente clasificación:

De 0 a 100 kW : Microcentrales Hidroeléctricas

De 101 a 1 000 kW : Minicentrales Hidroeléctricas

De 1 001 a 10 000 kW : Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

#### 4. VENTAJAS Y LIMITACIONES DE LAS PCH

##### 4.1 Ventajas

Los principales beneficios de una unidad hidrogeneradora, en relación con un proyecto de desarrollo rural, se mencionan a continuación:

a. Ventajas Técnico-económicas

- La disminución de costos en la fabricación de estas unidades y las dificultades en el abastecimiento de hidrocarburos, principalmente en zonas alejadas y rurales.
- Larga vida útil y bajo costo de operación y mantenimiento de las instalaciones.
- La energía es generada cerca de los consumidores implicando esto, ahorro en redes de distribución y líneas de transmisión.
- Pueden ser proyectadas, diseñadas y construidas por personal técnico nacional, lo que reduce los costos.

b. Ventajas Socio-económicas

- Contribución a la promoción del desarrollo industrial, socio-económico y cultural de la zona rural.
- Puede compatibilizarse con el uso de agua para otros fines (riego, agua potable, etc.), mejorando los procedimientos de inversiones.
- Impacto ambiental reducido o nulo.

#### 4.2 Limitaciones

Dentro de las limitaciones de este tipo de proyectos podemos citar las siguientes:

- Su aplicación está condicionada a la disponibilidad de recursos hidroenergéticos, generalmente localizados en la proximidad de los puntos de demanda.
- La necesidad de resolver eventuales contradicciones en las prioridades del uso de agua, principalmente con respecto al riego.
- La producción de energía puede ser afectada por condiciones meteorológicas y estacionales.
- Su continuidad operativa depende de adecuados esquemas administrativos.

## 5. RESUMEN HISTORICO DE LAS PCH EXISTENTES EN EL SALVADOR

El Salvador cuenta con varias unidades pequeñas de generación, algunas de ellas funcionando desde principios del siglo XX, siendo éstas precursoras de la generación hidroeléctrica a gran escala en nuestro país.

La Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), fue constituida sociedad el 17 de noviembre de 1890 y comienza a funcionar con la Planta Agua Caliente, con una unidad hidrogeneradora de 15 kW, la que servía para mover un molino para arroz y a la vez para el alumbrado público de la calle que conduce a Soyapango. La unidad hidrogeneradora utilizaba el agua proveniente del nacimiento conocido como "caite del diablo", situado en las proximidades del beneficio "Agua Caliente". Esta planta dejó de funcionar en 1907, al iniciar sus operaciones la Central Hidroeléctrica Milingo, por cuanto al tener ésta una capacidad mucho mayor, ya no era económicamente rentable la primera.

En 1920 se construye la Central Hidroeléctrica "Zapuyo", en 1924 la Central Hidroeléctrica "Río Sucio", en 1925 la Central Hidroeléctrica "San Sebastián" y en 1935 las Centrales Hidroeléctricas "Acahuapa" y el "Chorrerón", de las cuales se encuentran aún funcionando cuatro de ellas. El hecho de que algunas centrales hidroeléctricas estén fuera de servicio no obedece a razones técnicas, sino a causas socio-políticas.

En 1952 nace la Sociedad Roberto de Matheu y Cía. y se dedica exclusivamente a la electrificación rural. Se inicia en Juayúa y luego en 1958 se extiende a Salcoatitán y en la actualidad se encuentra interconectada al sistema de la CEL. Esta compañía aprovecha las aguas del río Grande de Sonsonate y también ha realizado diseños de la turbina Michell Banki, para su mayor aprovechamiento en el área centroamericana.

Han existido también otras unidades pequeñas de generación, las cuales fueron creadas con el fin de suplir necesidades en el área rural y en el campo agroindustrial, y que desaparecieron por razones socio-políticas y administrativas. Entre ellas podemos mencionar las siguientes:

- Planta Cutumay ubicada sobre la carretera que conduce de Santa Ana a Metapán con capacidad de 200 kW de propiedad de CLESA.
- Planta Chala, situada en el Río de San Antonio, kilómetro 1 a Huizúcar-Zaragoza, Departamento de La Libertad, de una capacidad de 45 kW, propiedad de la familia Muyshondt.

- Microcentral Hidroeléctrica situada en la Hacienda "El Plantar", Departamento de San Miguel, de una capacidad de 45 kW, propiedad de la firma Daglio y Cía.
- Planta situada en Juayúa, de una capacidad de 45 kW, la cual abastecía un beneficio de café, propiedad de la familia Jacques.

En los cuadros adjuntos se muestran las centrales existentes por empresa distribuidora y su situación actual, así como algunos datos técnicos disponibles de pequeñas unidades generadoras de nuestro país. Cabe mencionar que estas pequeñas centrales pertenecen en su totalidad al sector privado y algunas de ellas ya están siendo administradas por CEL, por haber finalizado, para algunas de estas empresas, su período de concesión.

## 6. DESCRIPCION DEL PROYECTO DEL CEL PARA ESTUDIAR LAS MINI CENTRALES HIDROELECTRICAS EN EL SALVADOR

Con el objeto de desarrollar las zonas rurales del país y de generar nuevas fuentes de trabajo es necesario continuar con la política del uso intensivo de los recursos naturales propios, para la generación de energía y potencia eléctrica, que contribuyen a elevar la productividad y mejorar el nivel de vida de la población rural. Por otra parte, es lógico aprovechar la experiencia acumulada y las investigaciones que se han venido realizando en el campo de las PCH. Estos y otros factores relacionados con aspectos financieros y de reactivación económica del país, hacen conveniente realizar un esfuerzo que permita la explotación del recurso no convencional que representan estas plantas.

### 6.1 Justificación y Objetivos del Estudio

#### a. Justificación del estudio

El inventario de proyectos hidroeléctricos disponible del subsector eléctrico para efectos de la elaboración de Planes de Expansión de la Generación del CEL, considera las PCH, ya que justifica un estudio por asociarse a ellas notables atractivos, como son:

- Constituye un recurso renovable no convencional disponible.
- La vida útil de las obras y del equipo, si se diseñan adecuadamente es prolongada.

- Los costos de generación son competitivos con los de otras alternativas, aun si se automatizan. Comparativamente con plantas que requieren combustibles importados resultan muy favorables.
- Generalmente los requerimientos de divisas para estos proyectos son muy inferiores a las grandes plantas generadoras.
- Algunos tipos de motores hidráulicos, al igual que el control de las plantas, pueden construirse localmente, constituyéndose en factor de desarrollo de la industria local encargada de su construcción y mantenimiento.
- Contribuyen a la creación y expansión de agroindustrias y pequeñas industrias en la zona de influencia del lugar donde se instalan.
- Contribuyen a la promoción de la conservación hídrica para fines agrícolas y contribuyen al desarrollo agrícola del sitio de su instalación.

Dada la situación económico-financiera de la CEL y del país, y como un resultado directo de los atractivos que se asocian a las PCH, se considera conveniente la realización de un estudio preliminar sobre este recurso, cuya ejecución ha iniciado la CEL. De resultar favorable para el estudio se planificará, a corto plazo, la construcción de este tipo de Centrales.

#### b. Objetivos del estudio

- Recopilación y revisión de los estudios existentes sobre PCH.
- Recopilación de los cuadrantes Cartográficos Esc: 1:50 000 e identificación de las cuencas de los ríos a estudiar.
- Estudio preliminar en algunos sitios de características distintas; con el objeto de obtener parámetros y establecer claramente la metodología que se aplicará en el estudio de los restantes proyectos.
- Recopilación de la información topográfica Esc: 1:50 000 y 1:10 000 y elaboración de los perfiles de los ríos seleccionados. Asimismo, la obtención de la información hidrometeorológica respectiva.
- Aplicación de la metodología a todos los ríos y sitios seleccionados.
- Aplicación de la metodología a los parámetros hidráulicos para la determinación del equipo electromecánico.

- Aplicación de la metodología para establecimiento de montos de inversión, costo anual de generación para determinación del factor de planta óptimo.
- Elaboración del inventario preliminar de sitios para el establecimiento de PCH.

Para cumplir con el segundo objetivo del estudio, consistente en seleccionar 5 sitios comprendidos en el inventario, que se consideren con mejores ventajas técnico-económicas, para continuar con las etapas de diseño subsiguientes hasta completar el proyecto desde el punto de vista técnico-económico, se ha propuesto establecer un método de evaluación que permita discriminar de entre los sitios del inventario a aquellos que presenten mayores ventajas.

Las actividades a desarrollar serán las siguientes:

- Selección de parámetros y criterios a utilizar en la evaluación del inventario preliminar para la selección de los 5 sitios comprendidos en el inventario.
- Ponderación de los parámetros de acuerdo a los criterios fijados en la etapa anterior.
- Preselección de sitios, con mayor puntaje después de aplicar la metodología de evaluación por puntos.
- Selección final de los cinco sitios más ventajosos para completarlos con las etapas de diseño subsiguientes.

Se entiende que el grado de detalle de los proyectos para los cinco sitios seleccionados, corresponde a los que es posible especificar a nivel de estudios de prefactibilidad.

La presentación de los resultados del estudio se hará cubriendo el siguiente contenido:

- Metodología General
- Inventario de sitios para el establecimiento de plantas hidroeléctricas de hasta 1 000 kW.
- Estudios de prefactibilidad de cinco plantas hidroeléctricas en los sitios seleccionados.

## 7. DESCRIPCION BREVE DE LAS CUENCAS PREVIAMENTE ESTUDIADAS CON PEQUEÑAS, MEDIANAS Y GRANDES CENTRALES HIDROELECTRICAS

### 7.1 Cuenca del Río Lempa

El río Lempa es el de mayor importancia, su cuenca internacional tiene un área de 18 240 kilómetros cuadrados compartida con Guatemala y Honduras, correspondiendo a El Salvador 10 225 kilómetros cuadrados, es decir, el 56% del territorio nacional con un recurso hídrico equivalente al 68% del total del país. En este río se encuentran ubicadas, actualmente en operación, las Centrales de mayor producción de energía eléctrica: la presa "5 de Noviembre" (1954), "Cerrón Grande" (1977) y "15 de Septiembre" (1984), así como también los proyectos de mayor envergadura a ser construidos en un futuro próximo. El conjunto de proyectos se muestra en el mapa topológico adjunto al presente trabajo.

### 7.2 Cuenca del Río Paz

La cuenca del río Paz tiene un área de drenaje de 2 111,8 km<sup>2</sup> distribuidos así: 929,3 km<sup>2</sup> como parte de la cuenca que corresponde a El Salvador y 1 182,5 km<sup>2</sup> a Guatemala.

En su totalidad la cuenca está comprendida entre los Departamentos de Aguachapán y Santa Ana en El Salvador, Jutiapa en Guatemala. Los límites son: al norte, el parte aguas del río Lempa y del complejo de los ríos San Pedro y Sensunapán, al poniente con la cuenca del río Los Esclavos y al sur con el parte aguas de las cuencas de pequeños ríos que desembocan al Océano Pacífico.

En esta cuenca se han identificado tres proyectos:

- |                            |   |         |
|----------------------------|---|---------|
| - El Jobo-La Angostura     | - | 72,0 MW |
| - Piedra de Toro-La Cabaña | - | 67,0 MW |
| - Arce                     | - | 9,5 MW  |

### 7.3 Cuenca del Río Jiboa

Esta cuenca está constituida por la vertiente costera, desde el estero del río Quayabo en el extremo oriental hasta la divisoria de aguas entre las cuencas de los ríos Comalapa y Titihuapa en el extremo occidental. El límite Norte es la divisoria de aguas entre las cuencas que drenan el río Lempa. El área está ubicada en la parte Central de la franja sur del territorio de El

Salvador en las pequeñas zonas en los Departamentos de La Paz y San Vicente, comprendiendo también pequeñas zonas en los de San Salvador y Cuscatlán. Ocupa una superficie de 1 717,1 km aproximadamente, de la cual 224,7 km corresponden al lago de Ilopango y su cuenca.

En esta cuenca se han identificado los siguientes proyectos:

|   |                                      |   |         |
|---|--------------------------------------|---|---------|
| - | Hacienda Vieja                       | - | 15,8 MW |
| - | Santa Rita                           | - | 7,6 MW  |
| - | Malancola con desviación<br>Jaiponga | - | 8,0 MW  |
| - | San José con desviación<br>Jaiponga  | - | 5,6 MW  |

#### 7.4 Cuenca del Río Grande de San Miguel

Esta región comprende la cuenca del río Grande de San Miguel con una área de 2 250 km localizada en los Departamentos de San Miguel, Morazán y Usulután.

El límite natural de la cuenca, al norte lo constituye la cordillera de Cacahuatique, las Puntas, etc., al sur está limitada por una pequeña zona de la Bahía de Jiquilisco, área donde se desagua al mar y Lempa, pasando por los volcanes de San Miguel, Usulután, Cerro El Tigue y Laguna Seca El Pacayal; al este por la cuenca del río Goascarán con los cerros Ventarrón, Yayautique, Juana Pancha y El Arco.

En esta cuenca se han identificado los siguientes proyectos:

|   |             |   |         |
|---|-------------|---|---------|
| - | San Esteban | - | 20,0 MW |
| - | San Juan    | - | 4,5 MW  |
| - | San José    | - | 3,2 MW  |

#### 7.5 Cuenca del Río Goascarán

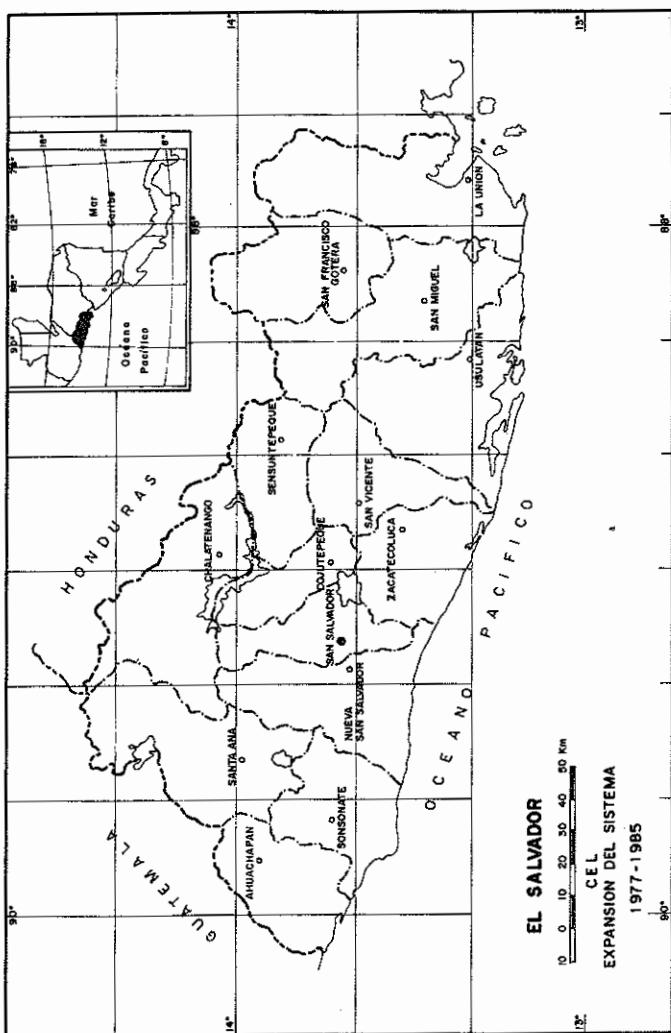
Esta cuenca comprende un área de drenaje de 2 718,68 km, de los cuales 986,7 km corresponden a El Salvador y 1 713,98 km a Honduras. En su totalidad la cuenca está comprendida entre los Departamentos de La Unión y Morazán en El Salvador y los Departamentos de Valle y La Paz en Honduras. Los límites son: al norte la cuenca del río Ulúa, al oriente el parte aguas del río Grande

de San Miguel y al sur las montañas de Conchagua y el Golfo de Fonseca.

En esta cuenca se ha identificado un solo proyecto:

- El Platanal - 12,5 MW

Anexo No. 1



## Anexo No. 2

## EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

| EMPRESAS CENTRAL |                    | No.<br>UNIDADES | CAPACIDAD<br>INSTALADA<br>kW | SITUACION<br>ACTUAL |
|------------------|--------------------|-----------------|------------------------------|---------------------|
| CAESS            | Milango            | 3               | 880                          | en operación        |
|                  | Zapuyo             | 2               | 60                           | fueras de operación |
|                  | Acahuapa           | 2               | 120                          | fueras de operación |
|                  | Río Sucio          | 3               | 2 320                        | en operación        |
|                  | San Esteban        | 2               | 310                          | en operación        |
|                  | El Chorrerón       | 1               | 110                          | en operación        |
|                  | Sub-total          |                 | 3 800                        |                     |
| CLESA            | San Luis 1         | 2               | 920                          | fueras de operación |
|                  | San Luis 2         | 2               | 1 280                        | fueras de operación |
|                  | Cutumay            | 1               | 200                          | en operación        |
|                  | Sub-total          |                 | 2 400                        |                     |
| CLES             | Sonsonate          | 1               | 150                          | fueras de operación |
|                  | Bululí             | 2               | 680                          | en operación        |
|                  | Sub-total          |                 | 830                          |                     |
| CECSA            | Cucumacayán        | 2               | 2.268                        | en operación        |
| CLEA             | Atehuecilla        | 2               | 675                          | en operación        |
| HSDMCO           | La Calera          | 4               | 602                          | en operación        |
| TOTAL GENERAL    |                    |                 | 10 575                       |                     |
| Resumen:         | En operación       |                 | 8 045                        |                     |
|                  | Fuera de operación |                 | 2 530                        |                     |
|                  | Total              |                 | 10 575                       |                     |

Anexo No. 3

Entre los datos generales disponibles de algunas de las pequeñas unidades generadoras de nuestro país, se tienen los siguientes:

| PLANTA | UNIDAD | TIPO DE TURBINA | MARCA | KVA | VOLTIOS |
|--------|--------|-----------------|-------|-----|---------|
|--------|--------|-----------------|-------|-----|---------|

CAESS

|             |   |            |                  |       |       |
|-------------|---|------------|------------------|-------|-------|
| Río Sucio   | 1 | Francis    | Westinghouse     | 2 000 | 2 300 |
| Río Sucio   | 2 | Francis    | General Electric | 450   | 2 300 |
| Río Sucio   | 3 | Francis    | General Electric | 450   | 2 300 |
| Milingo     | 1 | Francisis  | General Electric | 300   | 2 300 |
| Milingoucio | 2 | Francis    | General Electric | 400   | 2 300 |
| Milingo     | 3 | Francis    | General Electric | 400   | 2 300 |
| Chorrerón   | 1 | Francis    | Lawrence Scott   | 137,5 | 2 300 |
| Chorrerón   |   | Horizontal |                  |       |       |
| San Esteban | 1 | Francis    | Lawrence Scott   | 187,5 | 5 000 |
| San Esteban | 3 | Francis    | Brown Bovars     | 200   | 5 000 |
| + Acahuapa  | 1 | Francis    | General Electric | 75    | 2 300 |
| + Acahuapa  | 2 | Francis    | General Electric | 75    | 2 300 |
| + Zapuyo    | 1 | Francis    | General Electric | 37,5  | 2 300 |

ROBERTO DE MATHEU

|        |     |             |                              |
|--------|-----|-------------|------------------------------|
| Juayua | 1   | Francis     | Gilbert Gilkes & Gordon Ltd. |
| Juayua | 2   | Francis     | Gilbert Gilkes & Gordon Ltd. |
|        | ++3 | Horizontal  | Neyret Brenier               |
|        | ++4 | Horizontal  | Neyret Brenier               |
|        | 5   |             | Gilbert Gilkes & Gordon Ltd. |
|        | 6   | Leffel & Co |                              |
| *7     |     | Michell     | Diseño Ing. Axel             |
|        |     | Banki       | Soderberg                    |

FAMILIA MENDOZA GONZALEZ

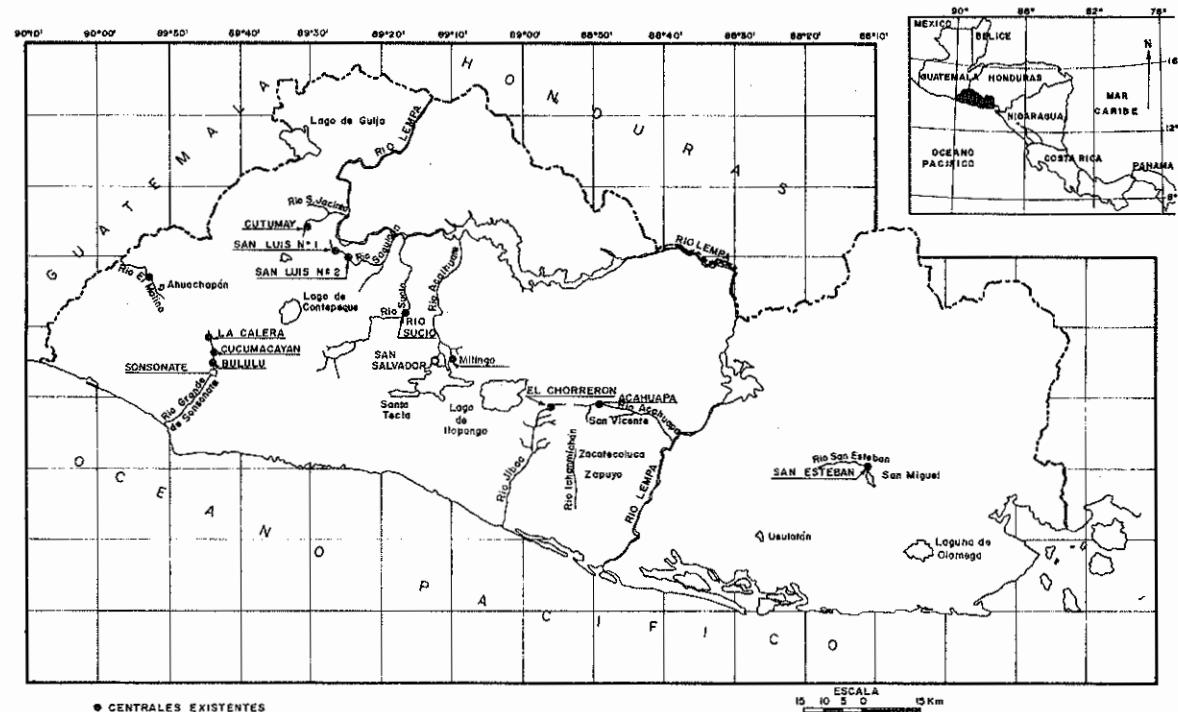
+ Chala      \*\*1      Rueda Hidráulica,  
                          flujo de agua por encima

+ Se encuentra fuera de servicio, por razones socio-políticas.

++ Fuerde servicio.

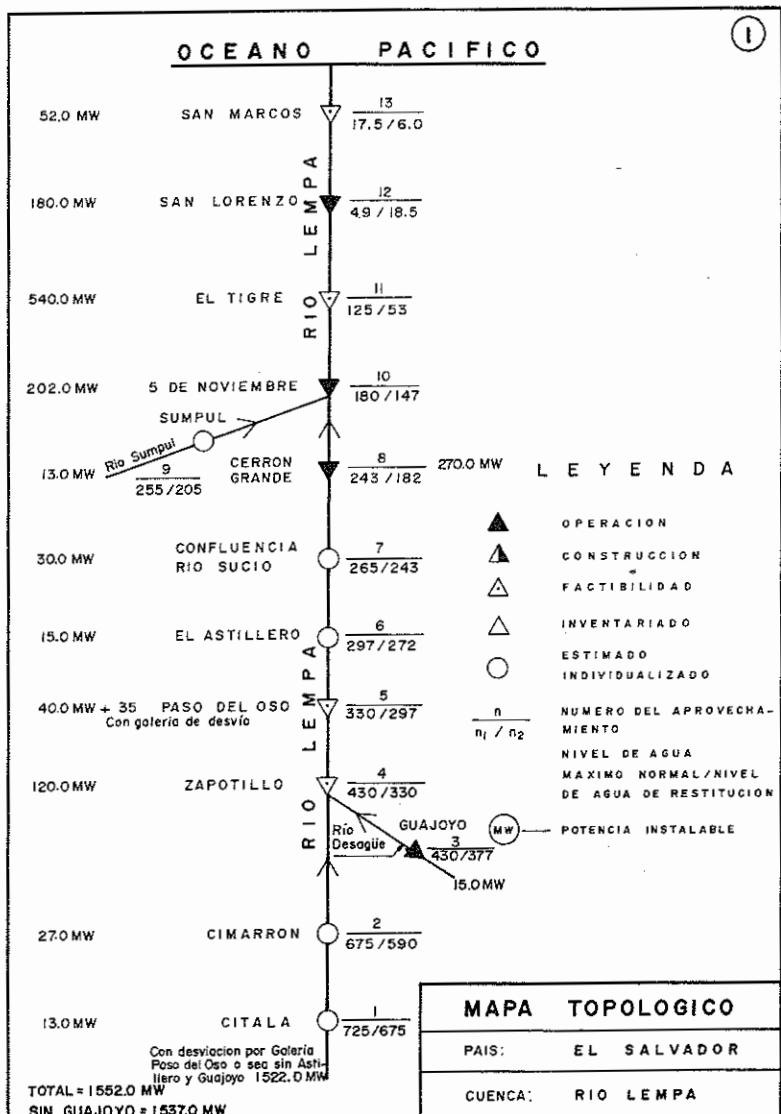
\* Esta unidad se encuentra actualmente en prueba y servirá para poner 2, así como para dar servicio interno. Su diseño es netamente nacional su control automático de velocidad.

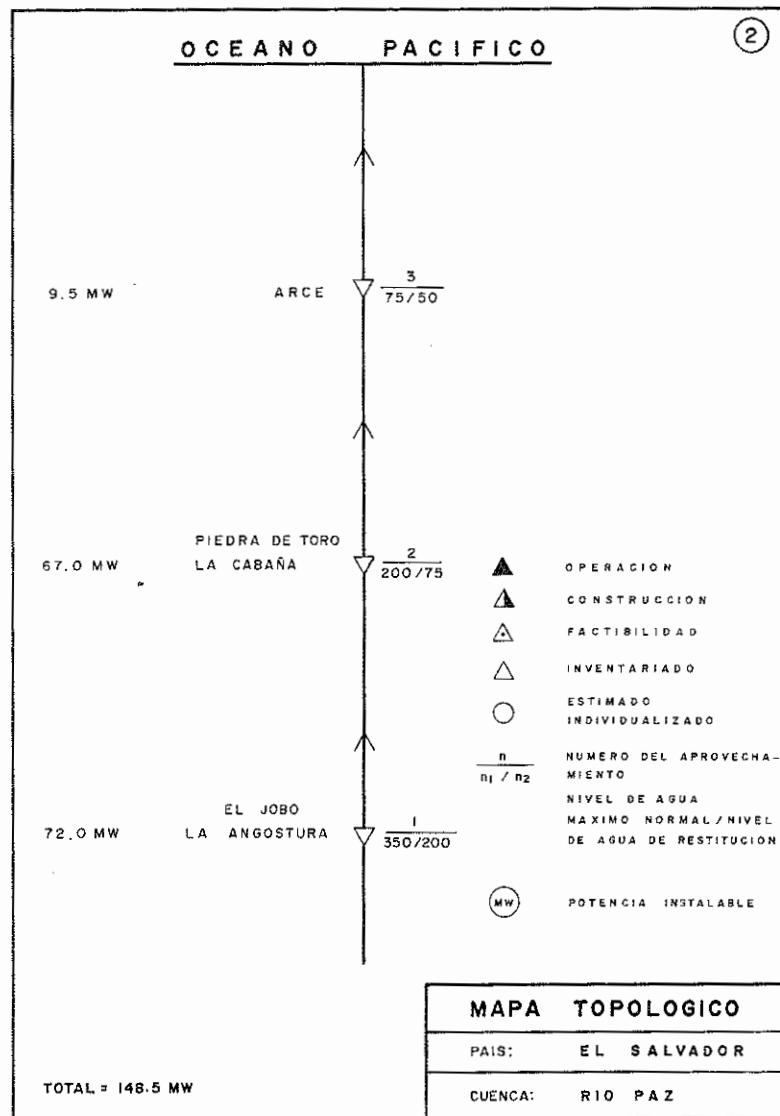
\*\* Esta rueda hidráulica fue construida en nuestro país.

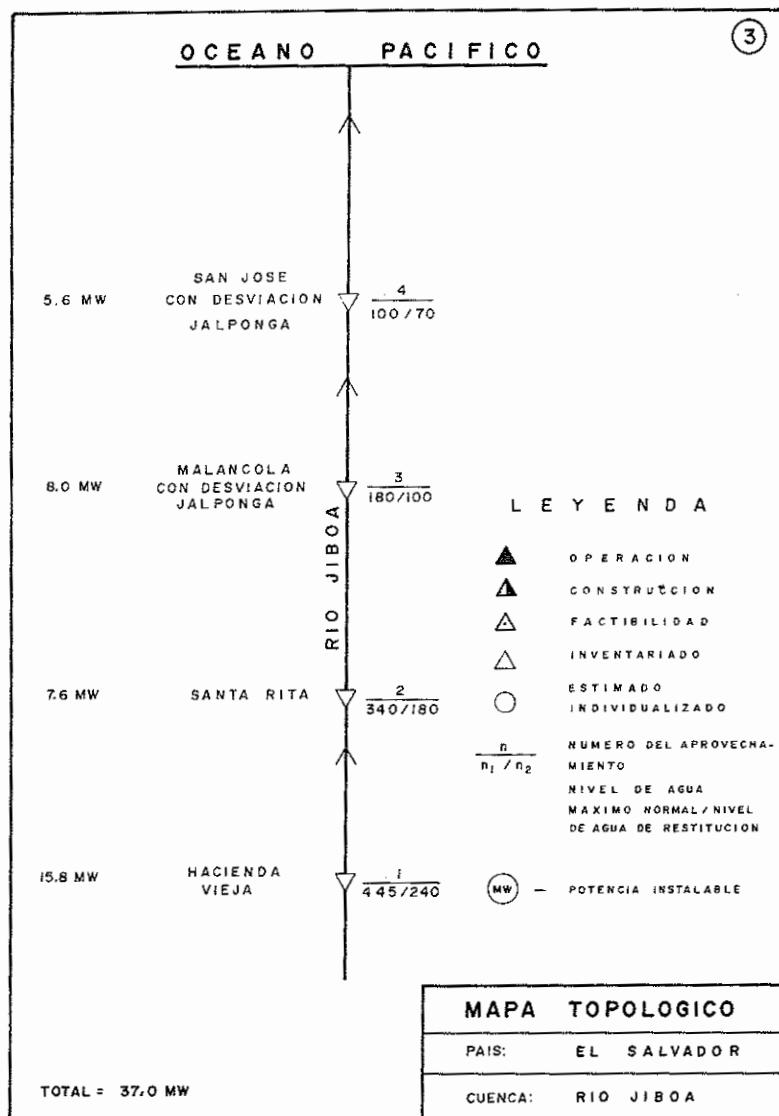


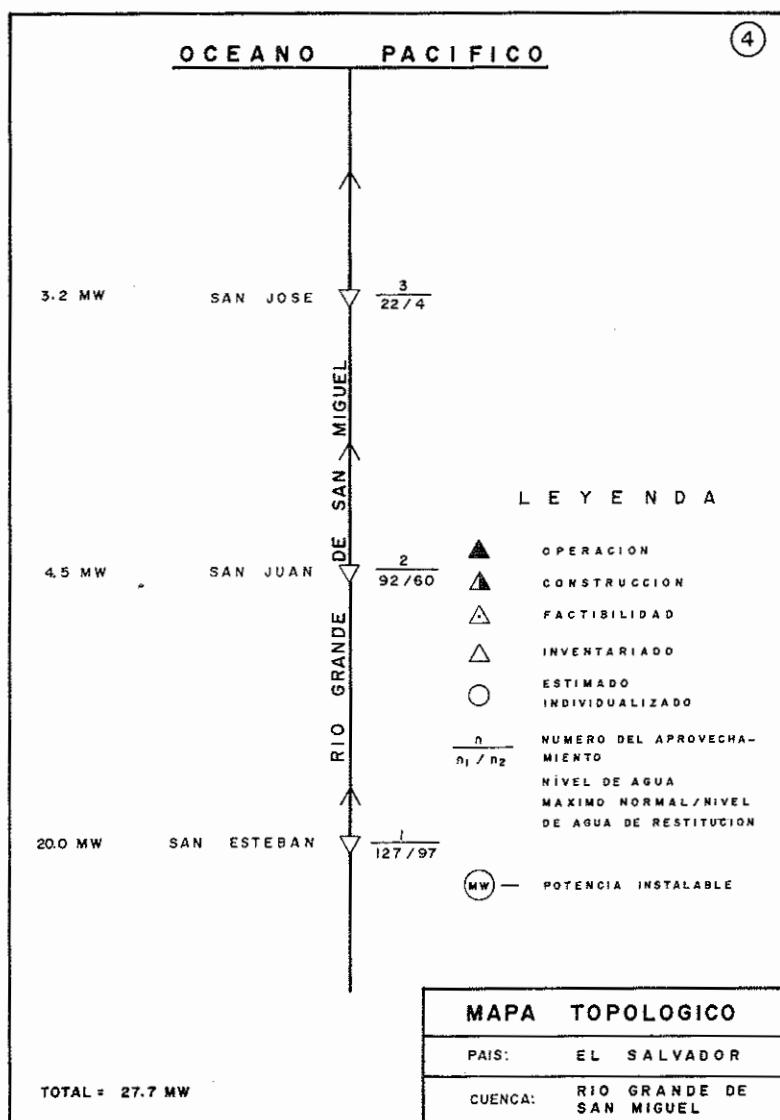
UBICACION GEOGRAFICA DE LAS MINI Y PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES EN  
EL SALVADOR

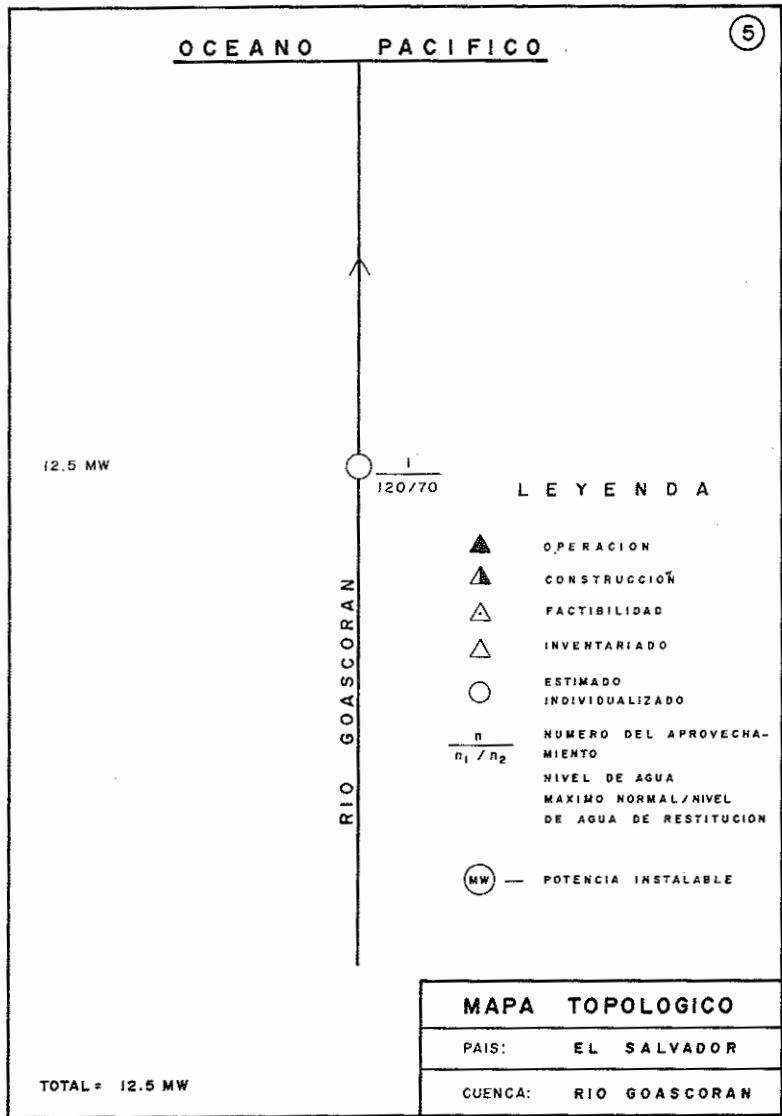
Anexo No. 5











## PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS: GUYANA

### 1. INTRODUCCION

La República Cooperativa de Guyana está ubicada en la costa nororiental de Sudamérica, entre las latitudes 1° y 8° del hemisferio norte una superficie total de 215 000 km<sup>2</sup>. La población asciende a aproximadamente 800 000 habitantes, de los cuales el 60% reside a lo largo de la costa atlántica, en una estrecha faja de suelos aluviales. El interior del país es escasamente poblado y cuenta con densos bosques, salvo la región suroccidental, donde los bosques tropicales ceden a las sabanas accidentadas de Rupununi. La parte más alta del país y la fuente del potencial hidroeléctrico más atractiva es la zona de la Cordillera Pakaraima, en la región centrooccidental. Esta zona recibe hasta 4 060 mm de precipitación pluvial (por la influencia de la zona de convergencia intertropical), en comparación con cantidades tan bajas como 1 270 mm en las sabanas. En estas montañas surgen ríos como el Mazaruni, el Potaro y el Kuribrong, los cuales tienen escurreimientos que varían de 0,05 a 0,08 m<sup>3</sup>/s/km<sup>2</sup> y que pasan por una gran escarpa, antes de caer más de 244 m. El salto libre de las magníficas cascadas Kaieteur (Kaieteur Falls) en el río Potaro es de casi 226 m.

Guyana es en su mayoría un país agrícola, que produce principalmente azúcar, arroz, otros productos de la tierra y ganadería. La minería de bauxita, oro y diamantes, junto con la pesca marina, representan importantes aportes a la economía nacional.

El suministro eléctrico actual de Guyana se basa en la generación térmica, utilizando primordialmente combustibles importados. Una parte de la generación eléctrica dentro de la industria azucarera es a base del bagazo, pero esta energía constituye una parte comparativamente reducida de la generación eléctrica total. La contribución de la hidroelectricidad a la oferta actual es insignificante y existe solo una pequeña central hidroeléctrica en operación, la cual alimenta un pequeño sistema aislado de distribución.

El drástico cambio de la situación energética mundial, a partir de 1973, ha tenido repercusiones sobre la política energética de Guyana. Los enormes aumentos de los precios del petróleo entre 1973 y 1979, y las restricciones ocasionales del mercado internacional, han creado graves problemas económicos. Entre los resultados figuran incrementos permanentes en el costo de la vida, continuas amenazas de escasez energética, problemas con el balance comercial y una factura petrolera cada vez mayor. De hecho, Guyana gasta más del 50% de sus ingresos de

divisas en la factura petrolera. Por lo tanto, en la actualidad una reevaluación de la política energética de Guyana se torna más imprescindible que nunca. El interés en el desarrollo hidroeléctrico y en las fuentes no convencionales de energía, como la biomasa, el carbón vegetal, la solar y la eólica, se han intensificado. Se están encaminando planes para iniciar exploraciones petroleras y se han tomado medidas para mejorar el patrón de consumo de la energía eléctrica, a fin de conservar energía y combustibles.

## 2. ANTECEDENTES Y ESTADO DEL ARTE DEL DESARROLLO HIDROELECTRICO EN GUYANA

El potencial hidroeléctrico de Guyana es considerable y en los últimos 60 años se han realizado varios estudios sobre el posible aprovechamiento de este recurso. En los últimos años de la década del 40 y los primeros de la del 50, se intensificaron las investigaciones y la recopilación de sofisticados datos hidráulicos, topográficos, geológicos y otros que fueran relevantes. A fin de determinar las potencialidades hidroeléctricas de diversos ríos del país, el Gobierno emprendió un programa para monitorear los recursos hídricos. En 1946 la Compañía Demerara de Bauxita, Ltda. (DEMBA), inició un programa de monitoreo de la descarga de determinados ríos. Durante el período 1946-1950, la DEMBA estableció siete centrales en los principales ríos: el Cuyuni, el Potaro, el Mazaruni, el Demerara y el Essequibo. Más tarde, se estableció el Servicio Hidrometeorológico para supervisar todas las estaciones de registro existentes y establecer otras. Para fines de 1980, hubo un total de 68 estaciones de registro, ubicadas en los principales ríos de Guyana. Desafortunadamente, hoy en día muchas de ellas están fuera de servicio.

El primer plan de construcción de una central hidroeléctrica grande en Guyana provino de la DEMBA. La Laboratorios de Aluminio, Ltda. de Canadá, fue contratada para investigar el potencial del río Demerara en el sitio de Great Falls. Un informe de factibilidad para el aprovechamiento de Tiger Hill fue concluido en 1959. Nunca se pretendió que la potencia generada se destinara exclusivamente a la Empresa de Bauxita en McKenzie (ahora Linden). A pesar de su alcance social, la construcción nunca se llevó a cabo.

La hidroeléctrica de Potaro, una subsidiaria de la Minería de Oro Consolidada de Guyana Británica, Ltda., bajo una concesión de la Guyana Británica en 1956 y financiada por la Corporación Colonial para el Desarrollo, comenzó la construcción de la primera central hidroeléctrica en las Cascadas de Tumatumari en el río Potaro, con una capacidad instalada de 1 500 kW (2 de 750 kW). La energía eléctrica generada fue destinada a las operaciones de dragado de oro. La construcción nunca ha sido

terminada, aunque fueron instaladas las dos unidades. Hoy solamente una de ellas es operacional y la estación es controlada por el Servicio Nacional de Guyana. Suministra energía a dos Centros Nacionales de Servicio, en Tumatumari y Konawaruk.

Guyana se independizó de Gran Bretaña en 1966 y el Gobierno lanzó un programa integral de investigación y estudio en algunos de los potenciales aprovechamientos hidroeléctricos en Guyana, con la esperanza de generar electricidad barata para satisfacer las futuras demandas de carga del país. La empresa Levantamientos Terra de Canadá, fue contratada y comenzó los levantamientos topográficos aéreos en 1968. Terminó el trabajo en 1975 y ahora existen mapas topográficos a una escala de 1:50 000 con intervalos de contornos de 50 pies, para casi todo el país. Un levantamiento del Desarrollo Eléctrico, a través del Consejo Directivo del Fondo Especial de las Naciones Unidas, llevó a la identificación de dos sitios prometedores:

- Tiger Hill, en el río Demerara
- Tiboku Falls, en el río Mazaruni

La compañía Shawinigan de Ingeniería, de Montreal-Canadá, realizó los estudios. Estos proyectos estuvieron bajo consideración para responder a la carga nacional proyectada para el período 1975-1985, junto con la carga metalúrgica superpuesta (Fundición de Bauxita) de 60 o 130 MW. Sin embargo, nunca se llegó a atraer un socio inversionista de la fundición y nunca arrancó ninguno de los proyectos.

Continuó la dependencia de Guyana de las importaciones energéticas, y los problemas económicos asociados se agravaron cada vez más. Por lo tanto, en los años 70 y los posteriores, el Gobierno de Guyana, como parte de sus esfuerzos por desarrollar sus recursos hidroeléctricos y reducir dicha dependencia de los combustibles importados, contrató a varias empresas extranjeras para la realización de estudios hidroeléctricos en diversos ríos. Las empresas que se destacan son:

- Energoproject (Compañía de Ingeniería y Consultoría, Ltda.)
- SWECO
- Motor Columbus, Suiza
- Compañía de Ingeniería de Montreal, Ltda. (MONENCO)

Mediante una donación del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), en 1974 el Gobierno emprendió otro levantamiento hidroeléctrico a gran escala. El PNUD nombró al Banco Internacional para la Reconstrucción y Fomento como la

Agencia Ejecutora y se contrató a la MONENCO como la consultora. El levantamiento abarcó un reconocimiento e inventario de los recursos hídricos de todo el país, así como estudios de prefactibilidad en un número reducido de localidades, con miras al desarrollo de una adecuada hidroelectricidad que proporcionara energía eléctrica de bajo costo a la minería, a una planta fundidora de aluminio, al sistema de electrificación de todo el país y para el suministro futuro de las zonas que ya contaban con servicios eléctricos.

Para el inventario, fueron considerados todos los posibles aprovechamientos hidroeléctricos con una capacidad de por lo menos 20 MW, con un factor de capacidad anual del 30% (promedio de 6 MW de energía), y el país fue dividido entre las principales cuencas hidrográficas o, en el caso de algunas cuencas pequeñas, en regiones. En la figura No. 1 se pueden apreciar las cuencas y regiones. El cuadro No. 1 muestra la energía potencial de las diversas áreas, tal como fue revelado por el levantamiento, así como el número de los sitios más prometedores seleccionados en cada cuenca. El potencial total se calcula entre 7 200 y 7 600 MW. La figura No. 2 indica la ubicación de los principales aprovechamientos hidroeléctricos (potencial en MW continuos medios).

Cuadro No. 1

POTENCIAL HIDROELECTRICO  
Factor de Capacidad del 60% Anual

| CUENCA HIDROGRAFICA O REGION | MW    | MW    | PROYECTOS |
|------------------------------|-------|-------|-----------|
| Litoral NO                   | 11    | --    | --        |
| Cuyuni                       | 726   | 671   | 2         |
| Mazaruni                     | 3 816 | 3 641 | 9         |
| Potaro                       | 1 088 | 1 066 | 3         |
| Litoral NO                   | 35    | --    | --        |
| New                          | 298   | 178   | --        |
| Essequibo                    | 1 633 | 1 610 | 1         |
| TOTAL                        | 7 607 | 7 166 | 15        |

De estos estudios surgió un esquema atractivo. El Proyecto Hidroenergético del Mazaruni Alto es un esquema de desviación y los trabajos preparatorios, como los caminos de acceso y campamentos de trabajadores, fueron iniciados. Se planeó construir

este proyecto por etapas, con una potencia instalada inicial de 750 MW, a ampliarse con el tiempo hasta 2 500 MW. Las principales cargas eléctricas serían una planta de fundición en Guymine y una planta de fertilizantes. Desafortunadamente, a raíz de las restricciones financieras, este proyecto ha tenido que ser suspendido.

En 1980, como seguimiento al levantamiento hidroeléctrico de 1974-1976, el Gobierno de Guyana, por medio de un préstamo del Banco Mundial, contrató con la MONENCO la realización de estudios para pequeñas centrales hidroeléctricas que suministraran a tres importantes zonas en Guyana: i) el noreste, Región 1; ii) el Rupununi, Región 9; y iii) Tumatumari/Mahdia/Konawaruk, Región 8. Estos estudios se llevaron a cabo en las siguientes etapas.

- Etapa 1: Prefactibilidad
- Etapa 2: Factibilidad
- Etapa 3: Documentos de Licitación

Se consideraron tres localidades:

- a. Eclipse Falls, en el río Barima, en la zona noroccidental, fue investigada hasta el nivel de prefactibilidad, siendo su capacidad aprovechable 5 500 kW. En 1985-86, con la ayuda de técnicos expertos de la República Popular de Corea, este proyecto fue estudiado hasta el nivel de diseño final. Un esquema de embalse, considerando una capacidad instalada de 3 000 kW. Esta capacidad ha sido definida con miras a satisfacer las demandas de energía de las minas de manganeso de Matthews Ridge, si éstas fueran rehabilitadas, y de las comunidades de Matthews Ridge, Arakaka y Puerto Kaituma. Este proyecto fue suspendido indefinidamente en vista de las altas inversiones de capital requeridas y a la inviabilidad de la rehabilitación de las mismas.
- b. Wamakuru en el río Wamakuru, en la zona de Rupununi, fue estudiada hasta el nivel de factibilidad, siendo su capacidad aprovechable de 3 500 kW. Un proyecto conjunto con Brasil, para satisfacer las demandas de carga de las poblaciones de Lethem, en Guyana, y Bom Fim, en Brasil, parece ser el más atractivo.
- c. En un informe preliminar con fecha del 26 de agosto de 1980, "Estudio de Prefactibilidad para el Aprovechamiento Hidroeléctrico Tumatumari", MONENCO señaló que lo mejor sería desarrollar Tumatumari con una capacidad instalada de unos 50 MW, a fin de suministrar electricidad a la red nacional existente, a un costo menor que el correspondiente a la

energía producida por las centrales termoeléctricas. Por lo tanto, se estudió Tumatumari Falls hasta el nivel de los documentos de licitación. Se ha concebido un proyecto a filo-de-riío, con la instalación de tres turbinas Kaplan tipo bulbo ( $3 \times 10,5$  MW). Debido a su ubicación estratégica con respecto a las principales cargas eléctricas del país, y a su acceso relativamente bueno, el Proyecto Tumatumari es considerado como prioritario.

Sin embargo, como resultado del alto costo de ejecutar instalaciones de esta magnitud, particularmente dado el estado actual de la economía guyanesa, se ha adoptado una alternativa: la mejor propuesta ahora parece ser el desarrollo de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos adecuados para satisfacer las necesidades de zonas remotas o semi-remotas, a fin de mejorar las condiciones de vida de sus pobladores y promover el crecimiento de pequeñas industrias.

### 3. ESTADO ACTUAL DEL DESARROLLO HIDROELECTRICO EN GUYANA

A veces se refiere a Guyana como la "Tierra de Muchas Aguas" y aunque varios estudios han revelado el rico potencial hídrico del país, hasta la fecha este recurso ha permanecido mayormente sin explotar. El Proyecto Tumatumari, construido hace casi 30 años con una capacidad instalada de  $2 \times 750$  kW, es hoy en día la única central hidroeléctrica que opera en Guyana. Solamente una de sus unidades es operacional y todo el proyecto afronta una marcada necesidad de mantenimiento.

Las principales cargas industriales y residenciales de Guyana se concentran en la estrecha franja del litoral atlántico y en el pueblo minero de Linden, que se hallan a una distancia considerable de los principales aprovechamientos eléctricos. Por supuesto, el énfasis siempre ha sido puesto en el desarrollo de centrales hidroeléctricas grandes o medianas, orientadas a satisfacer las demandas de los centros de carga más importantes. También se ha considerado el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas, pero en menor grado, ya que el número de posibles aprovechamientos pequeños en las zonas de las principales cargas eléctricas es bajo o nulo. Guyana nunca logró obtener fondos para desarrollar los recursos grandes o medianos, así que su dependencia de los combustibles fósiles importados continúa siendo fuerte hasta el presente.

El 10. de agosto de 1986, se estableció una corporación pública, la Agencia de Recursos Naturales de Guyana (GNRA), para reemplazar al Ministerio de Energía y Minas. Es función de dicha Agencia planear el óptimo desarrollo, explotación y administración de los recursos naturales: i) el petróleo, ii) la hidroelec-

tricidad y iii) todos los demás recursos naturales de Guyana, para los cuales no se haya establecido ninguna otra corporación pública, a fin de asegurar el máximo beneficio al pueblo de Guyana.

La GNRA ha reconocido la carencia de una Política Energética Nacional y actualmente se está formulando una. El interés inicial enfoca una política para el desarrollo de los recursos hídricos nacionales, con la construcción de centrales hidroeléctricas de mediana, pequeña, mini y micro generación.

La mini y micro hidroelectricidad pueden tener un impacto importante en el desarrollo de comunidades rurales, aisladas y remotas, donde la alternativa de los combustibles fósiles puede ser muy costosa. En junio de 1987 a la Unidad de Hidroelectricidad de la GNRA se le encargó la recopilación de un inventario de los posibles aprovechamientos hidroeléctricos pequeños, mini y micro en toda Guyana. En el inventario, la modalidad de trabajo de la Unidad es la de concentrarse en aquellas localidades que puedan satisfacer las demandas actuales y futuras de electricidad de los centros de carga existentes. Se busca y se alienta la colaboración con organismos como las Administraciones Regionales, el Servicio Nacional de Guyana y la Compañía Nacional de Aceites Comestibles, Ltda.

El curso de acción y los lineamientos para la ejecución del inventario son los siguientes:

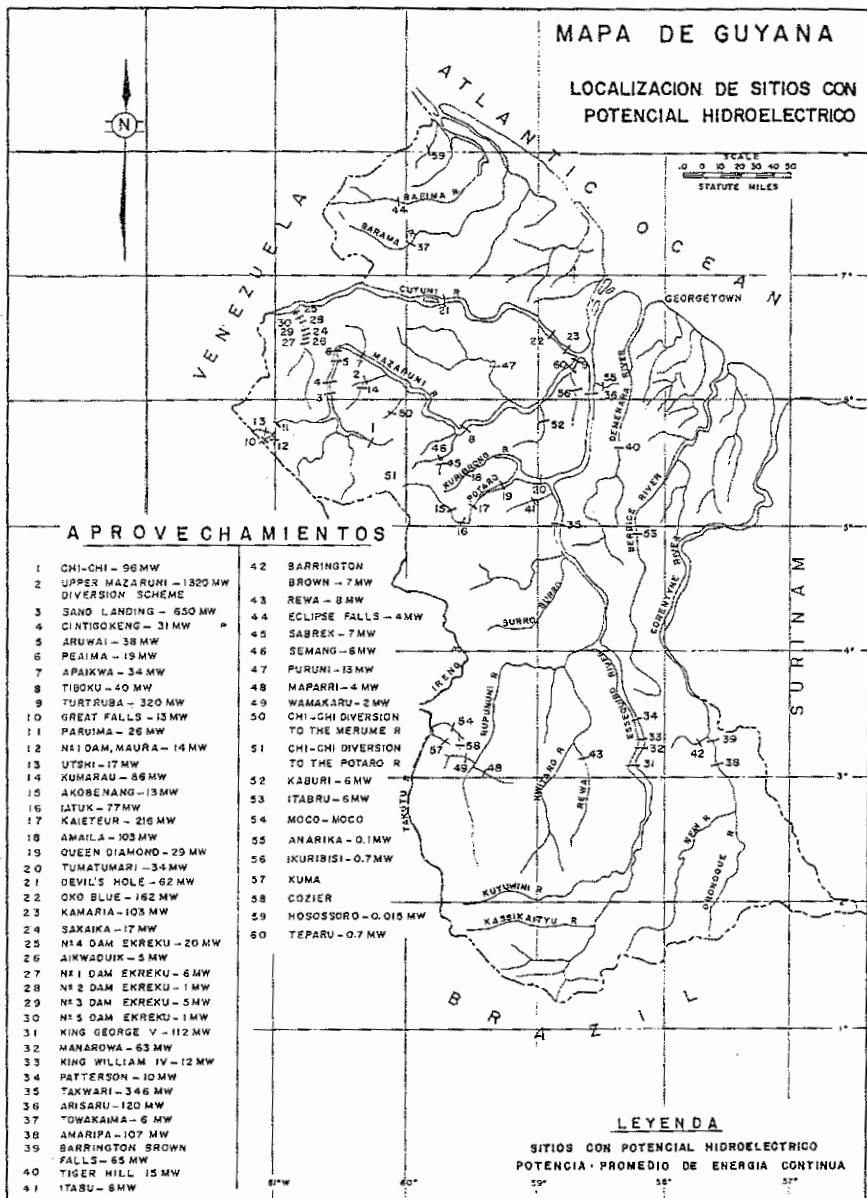
- a. Identificar las comunidades remotas/semi-remotas en donde las actividades económicas justifican el uso de energía eléctrica.
- b. Establecer si una determinada comunidad dispone de recursos hídricos cercanos.
- c. Estimar las demandas de carga actuales y proyectadas para la comunidad, dentro del marco del Plan Regional de Desarrollo. Considerar aquí las actividades socioeconómicas. Incluir cotizaciones para el costo de la generación eléctrica a partir de instalaciones del tipo existente.
- d. Evaluar los recursos hídricos identificados en el paso (b). Esto incluiría hidrología, topografía, disponibilidad de materiales de construcción y geotécnica.
- e. Hacer un planteamiento preliminar para el diseño general de una instalación hidroeléctrica en cada uno de los sitios identificados en el paso (b), adaptándose a las condiciones del paso (c). Esto incluiría tipo de desarrollo, ubicación de la toma de agua/re presa, sistema de ductos de agua, ubicación de la casa de máquinas y ruta de las líneas de transmisión.

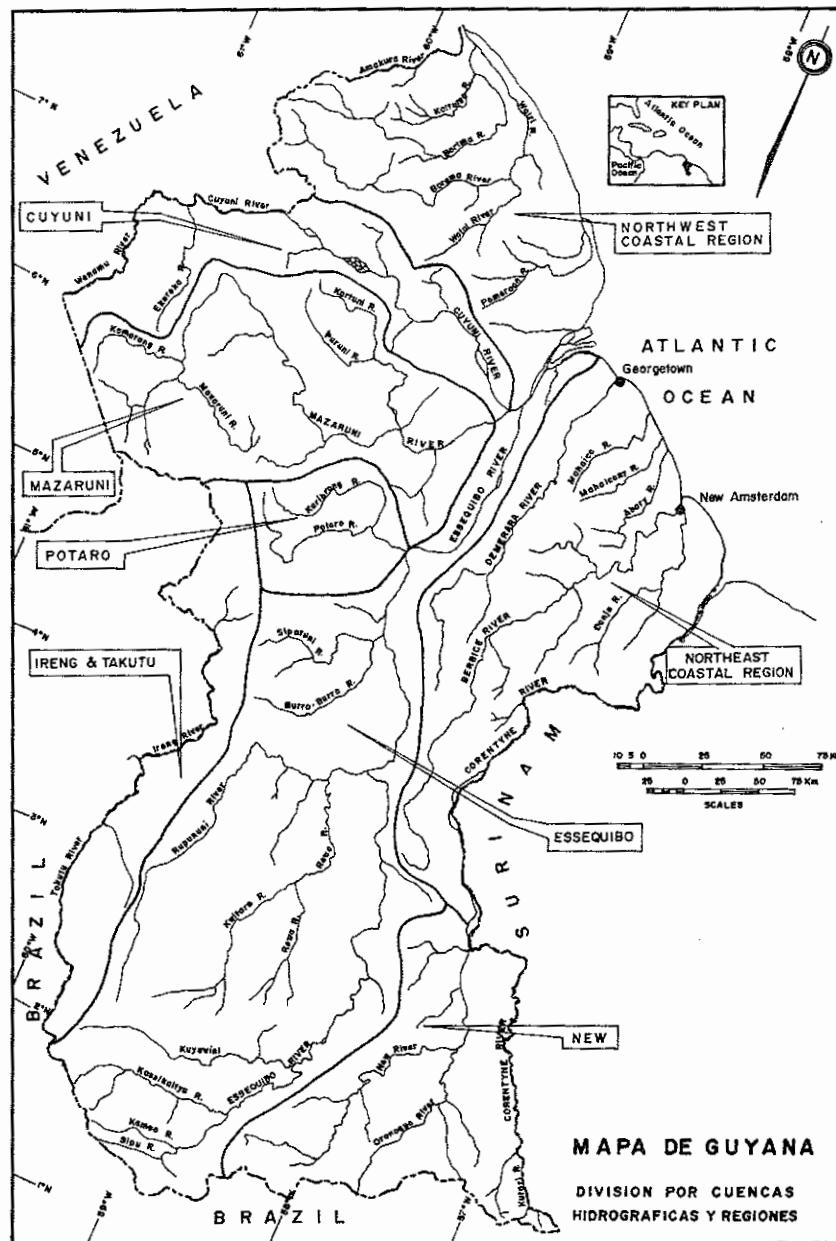
- f. Preparar el cálculo preliminar de los costos de capital, operación y mantenimiento, para el diseño propuesto en el paso (e).
- g. Comparar los recursos financieros disponibles para las actividades identificadas en (c), con los costos estimados en (f) y determinar si cada proyecto debería proseguir hasta el nivel de factibilidad o ser abandonado por antieconómico.
- h. Considerar aquellos proyectos prometedores para ser recomendados a agencias locales y extranjeras capaces de llevarlos a los niveles de factibilidad y diseño final.

Existen planes concretos para desarrollar dos minicentrales hidroeléctricas a corto plazo. La Compañía Energética del Caribe, Ltda. está en trámites para adquirir una concesión y construir una central de 100 kW en Teperu, en la Región 7. Dicha central suministrará potencia complementaria a la cantera de Teperu.

Con asistencia del Intercambio Alemán y el Banco de Desarrollo del Caribe, que prevé asistencia técnica en la instrumentación del Plan de Acción Energética Regional (REAP), el estudio de factibilidad para el desarrollo de una central hidroeléctrica en Moco Moco, Región 9, fue terminado en septiembre de 1987. Se han considerado dos alternativas: i) Potencia instalada de 1 x 250 kW y ii) Potencia instalada de 2 x 250 kW. Se suministrará electricidad a la población de Moco Moco, al Centro Administrativo de Lethem y a St. Ignatius. Uno de los aspectos interesantes de este proyecto es la posibilidad de Bom Fim. Si se pudieran obtener suficientes recursos financieros para la implementación de este proyecto, la GATE, en cooperación con el Banco de Desarrollo del Caribe (CDB) ofrecería asistencia adicional en la preparación del diseño final y los documentos de licitación.

En cualquier aprovechamiento hidroeléctrico, se promueve la máxima utilización de materiales y expertos locales. La Empresa de Fundición de Aluminio al Bronce y Hierro Forjado (BASIF) ya está involucrada en investigaciones sobre la construcción de tuberías de presión (usando maderas locales) para el Proyecto Moco Moco. Además, la GATE se ha comprometido a brindar asistencia en la implantación de una pequeña fábrica de turbinas hidráulicas en Guyana, para satisfacer las necesidades del Caribe.





## PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS: HONDURAS

### 1. INTRODUCCION

Se considera que la explotación hidroeléctrica en Honduras data desde comienzos del presente siglo, cuando comenzaron a desarrollarse Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) para atender las necesidades locales de las municipalidades y de las Empresas Transnacionales.

Desde que se tiene registro, en 1935 había 17 plantas hidroeléctricas pequeñas a filo de agua que constituyan aproximadamente el 55% de la capacidad instalada del país, estas PCH se encontraban diseminadas en las principales ciudades del país y sus capacidades variaban desde los 2 hasta los 1 340 kW, sumando una capacidad instalada de 4 300 kW.

A pesar de que a comienzos del siglo se formó cierta infraestructura de generación a base de PCH, se estima que su desarrollo decayó, durante las décadas de los años 40 y 50, debido a la comercialización del motor de combustión interna como fuente de generación y al incremento de las vías de comunicación que permitió transportar económicamente un combustible barato y de alto contenido energético, no obstante, gran parte de las PCH fueron operadas hasta llegar a un deterioro insalvable.

Hasta entonces, la participación del gobierno central había sido a través de las municipalidades y fue hasta el año de 1957, cuando éste decidió formar un organismo especializado con el objeto de promover el desarrollo de la electrificación a mayor escala, creando la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), mediante decreto No. 48 del 20 de febrero del mismo año. A partir de la creación de esta institución, se adopta la construcción de Grandes Centrales Hidroeléctricas y en 1968 la ENEE pone en operación la Central Hidroeléctrica de Cañaveral con una capacidad instalada de 28,5 MW, iniciando a la vez la red del sistema interconectado y su extensión hacia las regiones del norte y centro del país.

En vista de las pérdidas económicas de los proyectos a nivel de PCH, la ENEE no continuó fomentando su desarrollo hasta hoy día, cuando ésta intenta su uso para atender las regiones apartadas, donde no se justifica la interconexión ni el empleo de plantas a diesel.

A fin de poder ilustrar en parte la disminución del desarrollo alcanzado por las PCH y el crecimiento de otras fuentes de

energía para suplir la demanda nacional, se presenta el cuadro No. 1.

Cuadro No. 1

CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE CENTRAL EN HONDURAS (1)

|                                |       |        |         |
|--------------------------------|-------|--------|---------|
| PCH (2) (kW)                   | 4 300 | 3 500  | 1 500   |
| Número de PCH en operación     | 17    | 10     | 5       |
| G.C.H (3) (kW)                 | 0     | 28 500 | 423 000 |
| Número de GCH en operación     | 0     | 1      | 4       |
| CENTRALES HIDROELECTRICAS (kW) | 4 300 | 32 000 | 424 500 |
| Centrales Diesel y/o Gas       | 400   | 26 500 | 49 000  |
| Centrales Vapor (kW)           | 3 200 | 0      | 86 600  |
| CENTRALES TERMICAS (kW)        | 3 600 | 26 500 | 135 600 |
| CAPACIDAD INSTALADA TOTAL (kW) | 7 900 | 58 500 | 560 100 |

- (1) Las cifras contenidas en el cuadro están redondeadas a centécimas.
- (2) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (capacidad menor de 5 000 kW).
- (3) Grandes Centrales Hidroeléctricas (capacidad mayor de 5 000 kW).

2. PROGRAMA NACIONAL DE PCH

En la actualidad Honduras no cuenta con un Programa Nacional destinado al desarrollo de las PCH; sin embargo dadas las ventajas que podrían ofrecer las PCH como parte de un plan de electrificación rural, se advierte el interés gubernamental por la implantación de este tipo de programa. El Plan Nacional de Desarrollo de Honduras, para el período 1987 a 1990, establece entre otras políticas, que para alcanzar los objetivos generales del Sector Energía se deberán realizar esfuerzos para determinar la factibilidad de explotación de las PCH, así como de otras fuentes no convencionales de energía.

Con el objeto de poder establecer algunos vínculos de los aspectos institucionales relacionados con la posible implementación de un Programa Nacional de PCH, se estima conveniente presentar una caracterización del Sector Energía, así como una descripción general del comportamiento reciente en el desarrollo de las PCH. Por otra parte, se omite la presentación del desarrollo de las fases de proyectos desde su construcción, considerando que no tendría relevancia dada la experiencia casi nula en la implementación de proyectos de PCH en Honduras.

## 2.1 Sector Energía

El Sector energía de Honduras está conformado por los Subsectores Electricidad, Hidrocarburos, Dendroenergía y otras fuentes. Le caracteriza una fuerte presencia de la energía vegetal y una alta dependencia de la energía importada, así como una creciente participación de la electricidad.

El subsector electricidad es patrimonio estatal, que a través de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica cubre los principales centros de consumo, aun cuando persisten los sistemas independientes como es el caso de las municipalidades no integradas a la red central y las empresas autogeneradoras, dichos sistemas tienen poca relevancia en el contexto general de los sistemas de generación y distribución nacionales.

La participación estatal en el subsector hidrocarburos a través de la Dirección General de Minas e Hidrocarburos se ha limitado al otorgamiento de permisos de exploración para los derivados del petróleo.

La dendroenergía, por otra parte, es manejada en forma indirecta por la Corporación Hondueña de Desarrollo Forestal (COHDEFOR), interesándose por iniciar algunos programas de reforestación con fines energéticos y el uso de los residuos del bosque.

El subsector otras fuentes comprende todos los recursos biomásicos (exceptuando la leña), las microcentrales hidroeléctricas, la energía solar, geotermia y la energía eólica. Estos recursos prácticamente no han contribuido al balance energético, ya que el desconocimiento de su potencial y las limitaciones tecnológicas nacionales han inhibido su aprovechamiento.

En su aspecto institucional, las relaciones del subsector otras fuentes no son relevantes y no están precisadas, por cuanto éste no existe como tal, y las acciones que al respecto se lle-

van, son producto de iniciativas particulares, por atribución propia y no institucionales.

En definitiva, el sector energético se caracteriza por una alta presencia de la energía no comercial, especialmente leña, importación total de hidrocarburos y una participación mínima, aunque creciente, de la hidroenergía, así como por la inexistencia de estructuras formales para algunos de los subsectores y la ausencia de un organismo rector de todo el Sistema. Ello hace que el sector no se desarrolle integralmente y no se aproveche al máximo los recursos nacionales disponibles.

## 2.2 Desarrollo Reciente de PCH

Con el fin de abastecer de energía a las pequeñas comunidades apartadas de la red nacional del sistema interconectado, posterior a la crisis mundial del petróleo, en el año de 1977, la ENEE suscribió un contrato de asistencia técnica con la Taiwan Power Company de la República de China y al mismo tiempo creó el Departamento de Pequeños Proyectos Hidroeléctricos, haciéndole contar con la asesoría técnica de la Misión Técnica de China. Durante el período comprendido entre 1977 a 1985 se han elaborado en ese Departamento 21 estudios de PCH a diferente nivel, además de otros estudios realizados de Medianas Centrales Hidroeléctricas; sin embargo, debido a problemas de planeamiento y financiamiento, únicamente se ha construido la Central Hidroeléctrica de Santa María del Real, la cual comenzó a operar en el año 1985 con una capacidad instalada de 1 200 kW.

Actualmente el Departamento de Pequeños Proyectos Hidroeléctricos dedica todos sus esfuerzos a la identificación, por cuencas hidrográficas, del potencial hidroeléctrico nacional para el desarrollo de Centrales Hidroeléctricas con capacidades entre 5 y 30 MW, perdiéndose relativamente el objetivo de desarrollar las PCH.

## PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS: JAMAICA

### 1. RESUMEN HISTORICO

Jamaica, una de las islas de mayor tamaño en el Caribe, está ubicada 145 km al sur de Cuba. Tiene una superficie terrestre de 12 000 km<sup>2</sup> y una población de 2,1 millones de habitantes. Jamaica importa combustible para generar 92% de su producción total de energía. El 8% restante es suministrado por hidroelectricidad. Entre 1980 y mediados de 1985, cuando los precios del petróleo comenzaron a bajar, Jamaica gastaba aproximadamente 45% de sus ganancias netas de divisas en pagar la factura de sus importaciones de combustible, dejando sumas reducidas para la importación de materia prima para la industria manufacturera, los medicamentos esenciales y los alimentos no producidos a nivel local.

El pago de la factura petrolera, junto con las menores ganancias bajo el concepto de exportaciones de bauxita, que anteriormente había sido nuestro mayor generador de ingresos, crearon graves problemas económicos durante este período.

#### 1.1 Centrales Hidroeléctricas Existentes

La primera central hidroeléctrica construida en Jamaica fue comisionada en 1898, en Bog Walk, parroquia de St. Catherine. Tuvo una capacidad de 1,0 MW. En 1960 una fuerte inundación derrumbó grandes tramos del ducto, llenando el resto de arena e inundando la casa de máquinas.

El análisis de lo que quedó de la central comprobó que sería antieconómico rehabilitarla, así que fue retirada del servicio en 1960.

Una segunda central, construida en 1920 en una hacienda azucarera particular en la Isla Serge en St. Thomas, también fue dañada en la inundación de 1960. La represa se llenó de grava y la central fue retirada de servicio a fines de 1960. Sin embargo se está rehabilitando esta central, esperándose que para octubre de 1986 entre en funcionamiento una planta de 280 kW.

Entre 1949 y 1959, se construyeron las cinco centrales hidroeléctricas existentes, con una capacidad instalada conjunta de 21,4 MW. Ver Cuadro No. 1. El financiamiento para el desarrollo de estos proyectos fue proporcionado bajo convenios bilaterales con los gobiernos del Reino Unido y Canadá.

En la actualidad las cinco centrales juntas generan entre 6 y 8% de la producción anual de energía de la Jamaica Public Service Co. (J.P.S.Co.), la única empresa eléctrica de Jamaica.

### 1.2 Planes Dentro de la Política del Gobierno para el Desarrollo Energético

El Gobierno de Jamaica se ha dado cuenta de que el futuro bienestar económico de la Nación depende del avance hacia una posición de menor dependencia de la energía importada. En un esfuerzo por lograr algún grado de autosuficiencia energética, el gobierno ha trazado la siguiente política energética:

- Mayor eficiencia energética.
- Optimización de las importaciones de combustibles.
- Desarrollo de todos los proyectos rentables de energía renovable autóctona.

## 2. PARTICIPACION DE LOS SECTORES PUBLICO Y PRIVADO

### 2.1 Participación del Sector Privado

Hasta la fecha, el sector privado no ha tenido participación en las acciones del desarrollo propuesto para los proyectos hidroeléctricos, habiéndose limitado a:

- Suministro de materiales de construcción.
- Suministro de ductos y tuberías de presión de acero.
- Construcción de obras civiles.
- Prestación de servicios de ingeniería.

### 2.2 Participación del Sector Público

A nivel nacional, son varias las agencias gubernamentales que participan en el desarrollo de los proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas:

- La Autoridad de Agua Subterránea es el depositario de todos los datos hidrológicos. Proporciona los datos sobre los caudales y registros pluviométricos y da asistencia en el análisis de dichos datos.

- La Jamaica Public Service Co. (J.P.S.Co.) es la única empresa eléctrica; es dueña y operaria de la red nacional y de las pequeñas centrales hidroeléctricas. La J.P.S.Co. ayuda con:
  - . El diseño y distribución del patio.
  - . El diseño de interconexiones sincrónicas o asincrónicas con el sistema de la red.
  - . El diseño del sistema de líneas de transmisión.
  - . El suministro de información sobre los costos de operación y mantenimiento
  - . La administración y operación de la misma como propia una vez comisionada la pequeña central hidroeléctrica.
- La P.C.J. Engineering (agencia del M.M.E.T.), como la agencia ejecutora, proporciona:
  - . Apoyo logístico.
  - . Apoyo de ingeniería (geólogos, expertos en medio ambiente, ingeniería civil, dibujo técnico, etc.).
  - . Administración del proyecto y supervisión de la ingeniería de contraparte.
- La Dirección de Energía del Ministerio de Minas y Energía presta apoyo de ingeniería hidráulica y vela por el avance de los proyectos.
- El Instituto de Planificación de Jamaica, una división del Ministerio de Finanzas (P.I.O.J.), gestiona el financiamiento (préstamo o donaciones de asistencia técnica), para el desarrollo e instrumentación de proyectos.
- La Dirección de Conservación de los Recursos Naturales (N.R.C.D.) brinda apoyo para las evaluaciones del impacto ambiental.
- El Departamento de Investigaciones Geológicas (G.S.D.) brinda apoyo de campo para el mapeo geológico, ingeniería geotécnica, registro y análisis de testigos.
- El Departamento de Investigaciones proporciona mapas topográficos, servicios de mapeo y fotografías aéreas.

- Un Comité Hidroeléctrico (que se reporta al Ministro de Energía), tiene representantes de las agencias arriba señaladas, analiza los informes de los estudios de prefactibilidad y factibilidad. Recomienda para su desarrollo aquellos proyectos que sean económica y técnicamente factibles.

### 3. DISEÑO DEL PROYECTO

El proyecto normalmente es diseñado por ingenieros consultores (del país donante) que trabajan estrechamente con los ingenieros de apoyo de la P.C.J., MMET y J.P.S.Co. De los diseños preliminares proporcionados por los consultores, se selecciona el óptimo por el Comité Hidroeléctrico y los consultores. Entonces se prepara un diseño definitivo de ingeniería acompañado de los documentos de licitación.

#### 3.1 Construcción

Se solicitan licitaciones para las obras civiles, las cuales son evaluadas por la P.C.J. Engineering y se concede un contrato a un contratista local de obras civiles. De los planos de ingeniería proporcionados por los ingenieros consultores, y bajo la supervisión de los mismos, el contratista implementa los contratos de las obras civiles.

- La P.C.J. proporciona un director de proyecto como contraparte para ayudar a supervisar la construcción de las obras civiles.
- La J.P.S.Co. proporciona un supervisor para acompañar en la construcción del patio, la edificación de las líneas de transmisión y la interconexión con la red.

#### 3.2 Puesta en Marcha y Comisionamiento

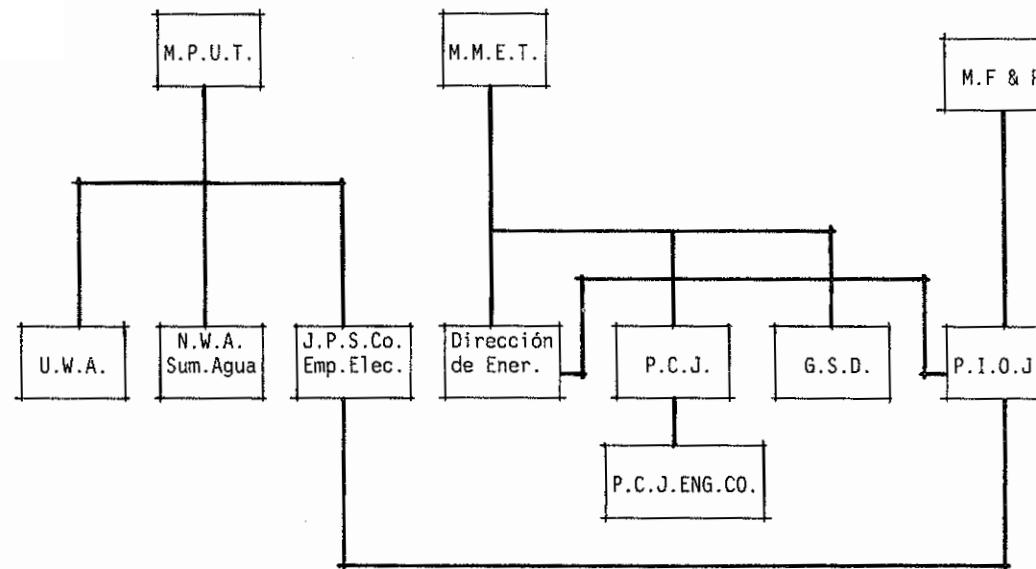
- El fabricante de la turbina y generador supervisa la instalación de los equipos electromecánicos y controles a través de un contratista eléctrico local, en asociación con el personal de ingeniería eléctrica de la J.P.S.Co.
- Un representante del fabricante de los equipos electromecánicos, junto con personal de operación y mantenimiento de la J.P.S.Co., prueban y comisionan la planta.
- Una vez comisionada, la planta pasa a ser propiedad de la J.P.S.Co. y su operación, mantenimiento y administración es responsabilidad de la misma empresa.

Cuadro No. 1  
TIPO Y CLASIFICACION DE PLANTAS  
UNIDADES GENERADORAS INSTALADAS AL 31 DE DICIEMBRE DE 1984

| Central           | Tipo  | No. Uni-dades             | Marca                     | Fecha Comis. | Capacidad Placa MW | MCR Neto Normal MW | Diferencia Debida a             | Capacidad Total Base MCR MW |
|-------------------|-------|---------------------------|---------------------------|--------------|--------------------|--------------------|---------------------------------|-----------------------------|
|                   |       |                           | Caldera/Turbina           |              |                    |                    |                                 |                             |
| Old Harbour Bay   | Vapor | 1                         | Francontosi/Francontosi   | 1968         | *33,0              | 30,0               | Capacidad calderas              |                             |
|                   |       | 2                         | Mitsubishi/Hitachi        | 1970         | 60,0               | 60,0               |                                 |                             |
|                   |       | 3                         | Foster Wheeler/Gen. Elec. | 1972         | 68,5               | 55,0               | Rehabil. mayor                  |                             |
|                   |       | 4                         | Foster Wheeler/Gen. Elec. | 1972         | 68,5               | 68,5               |                                 | 213,50                      |
| Hunts Bay         | Vapor | Babcock & Wilcox/Brush    |                           | 1953         | 12,5               | 9,0                | Capacidad calderas              |                             |
|                   |       | Babcock & Wilcox/Brush    |                           | 1955         | 12,5               | 9,0                | Capacidad calderas              |                             |
|                   |       | Babcock & Wilcox/Parsons  |                           | 1958         | 15,0               | 10,0               |                                 |                             |
|                   |       | Babcock & Wilcox/Parsons  |                           | 1960         | 15,0               | 10,0               |                                 |                             |
|                   |       | Babcock & Wilcox/Ass.Ele. |                           | 1962         | 20,0               | 20,0               |                                 |                             |
|                   |       | Foster Wheeler/Gen. Elec. |                           | 1976         | 68,5               | 68,5               | Picos de tiempo corto solamente |                             |
|                   |       | General Electric          |                           | 1968         | 16,5               | 14,0               |                                 |                             |
|                   |       | General Electric          |                           | 1969         | 16,5               | 14,0               |                                 |                             |
|                   |       | John Brown                |                           | 1974         | 22,75              | 17,0               |                                 |                             |
|                   |       | John Brown                |                           | 1974         | 22,75              | 20,0               |                                 | 191,50                      |
| Bogue             | Dies. | General Motors            |                           | 1965         | 1,7                | 0,5                |                                 |                             |
|                   |       | "                         |                           | 1965         | 1,7*               | 0,0*               | *Retirada                       |                             |
|                   |       | "                         |                           | 1966         | 1,7*               | 0,0*               | *Retirada                       |                             |
|                   |       | "                         |                           | 1966         | 1,7*               | 0,0*               | *Retirada                       |                             |
|                   |       | "                         |                           | 1966         | 1,7*               | 0,0*               | *Retirada                       |                             |
|                   |       | "                         |                           | 1966         | 2,1*               | 0,0*               | *Retirada                       |                             |
|                   |       | "                         |                           | 1966         | 2,1*               | 0,0*               | *Retirada                       |                             |
|                   |       | "                         |                           | 1966         | 2,1*               | 0,0*               | *Retirada                       |                             |
|                   |       | "                         |                           | 1966         | 2,1*               | 0,0*               | *Retirada                       |                             |
|                   |       | Mirrlees                  |                           | 1959         | 2,0*               | 0,0*               | *Retirada                       |                             |
|                   |       | John Brown                |                           | 1973         | 20,0               | 20,0               |                                 | 20,5                        |
|                   |       |                           |                           |              |                    |                    |                                 |                             |
|                   |       |                           |                           |              |                    |                    |                                 |                             |
|                   |       |                           |                           |              |                    |                    |                                 |                             |
| Lower White River | Hidro | Harland Engineering       |                           | 1952         | 4,75               | 1,9                | Condición Flujo                 |                             |
|                   |       | Harland Engineering       |                           | 1949         | 4,05               | 2,8                | Falla Estator                   |                             |
|                   |       | Harland Engineering       |                           | 1945         | 3,60               | 1,4                | Condición Flujo                 |                             |
|                   |       | Harland Engineering       |                           | 1959         | 6,37               | 1,5                | Condición Flujo                 |                             |
|                   |       | Harland Engineering       |                           | 1956         | 2,50               | 1,7                | Condición Flujo                 | 9,30                        |
| TOTAL             |       |                           |                           |              | 497,72             |                    |                                 | 434,80                      |

ESTRUCTURA ORGANICA INSTITUCIONAL

NOTA: 1) PARTICIPACION E INTERACCION TOTAL ENTRE AGENCIAS GUBERNAMENTALES



130

**LEYENDA:**

- M.P.U.T. - Ministerio de Servicios y Transporte \*
- M.M.E.T. - Ministerio de Minas, Energía y Turismo
- M.F.&P. - Ministerio de Finanzas y Planificación
- U.W.A. - Autoridad de Agua Subterránea
- N.W.C. - Comisión Nacional de Aguas
- P.C.J. - Corporación Petrolera de Jamaica
- G.S.D. - Departamento de Investigaciones Geológicas
- P.I.O.J. - Instituto de Planificación de Jamaica

## PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS: MEXICO

### 1. ANTECEDENTES

México tiene una tradición muy importante en lo que se refiere a la construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH). Se tiene conocimiento de que en el año 1890 tan solo en la parte central del país, había en operación unos 150 molinos que empleaban pequeñas caídas de agua como fuente primaria de energía y de potencia hidráulica; se ponen en servicio dos PCH de unos 12 kW cada una para las Minas de Batónillas en Chihuahua. Cinco años más tarde, en 1894 entra en operación la PCH de Santa Gertrudis, utilizando el agua del río Blanco para generar 3 730 kW. En 1896 se inició el proyecto hidroeléctrico Necaxa y en 1897, en la Mina Real del Monte del Estado de Hidalgo, se construye una PCH cuya energía eléctrica se utilizó para el bombeo de agua de los tiros más profundos y para la molienda, con la característica importante de transportar su energía a través de una línea de 24 kilómetros.

En México, con el desarrollo y aplicación de la tecnología para transmitir energía eléctrica a grandes distancias y bajo el concepto de los sistemas interconectados, las centrales hidroeléctricas medianas y grandes empezaron a ser más atractivas económicamente y como consecuencia, las PCH vinieron a tener menos participación. Sin embargo, desde hace algunos años, nuevamente las Pequeñas Centrales vuelven a cobrar interés no solo en nuestro país sino a nivel mundial, y a la fecha constituyen una de las fuentes de energía no convencionales más prometedoras, sobre todo para aquellas comunidades rurales alejadas de las grandes redes, que cuentan con algún tipo de recurso hidráulico.

### 2. ESTRUCTURA ORGANICA INSTITUCIONAL DE APOYO

En México pese a que no se cuenta con un Programa Nacional específico propiamente dicho, sobre PCH, sí existen programas institucionales que sirven de apoyo para la promoción e implantación de Pequeñas Centrales. Si se tiene el Programa Nacional de Energéticos en el cual uno de los objetivos básicos es garantizar la autosuficiencia energética presente y futura del país, derivándose de este documento dos subprogramas de grandes alcances y de íntima relación con el desarrollo de las PCH: el subprograma de Energetización Rural y el subprograma de Diversificación Energética Rural.

Ambos subprogramas aparecen vinculados con varios programas de sensible importancia, institucionalizados por el Gobierno

Federal: el Programa de Electrificación Rural de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Programa Nacional de Desarrollo Rural Integral de la Secretaría de Agricultura y Recursos Hídricos (SARH).

La incorporación del sector rural al desarrollo económico y social del país es el objetivo común de los subprogramas antes mencionados. Con esta base, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), a través de la Dirección General de Investigación y Desarrollo, cabeza del sector en materia de aprovechamientos microhidráulicos para generación de energía, ha iniciado una serie de acciones tendientes a la realización de proyectos prioritarios mediante la energetización que incumben proyectos productivos o de beneficio social específicos, relacionados con las agencias de desarrollo rural.

A continuación se mencionan algunas experiencias que en apoyo a la implementación de PCH se han llevado a cabo por diversas instituciones.

La Dirección General de Investigación y Desarrollo de la SEMIP realizó un estudio sobre la Evaluación Técnico-Económica Preliminar del Proyecto de Microhidráulica en el Distrito de Riego de Tomatlán, Jalisco. El estudio logró resultados positivos y se pretende instalar una pequeña planta piloto que demuestre las bondades de este tipo de aprovechamientos y sirva de base a nivel nacional, para poner en operación las unidades necesarias en aquellos distritos de riego que lo requieran.

En el marco del Programa Nacional de Energetización Rural, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), ha formulado un Programa de Investigación Tecnológica sobre Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, cuyo objetivo principal es desarrollar la tecnología necesaria para optimizar el diseño, la construcción y la operación de pequeñas centrales hidroeléctricas (2). El programa se divide en tres subprogramas principales, a saber:

- Subprograma de Ingeniería Civil. Pretende desarrollar tecnología y formular guías de diseño de obras civiles e instalaciones para PCH, destacando lo relacionado con la investigación de opciones tecnológicas no convencionales, métodos y materiales.
- Subprograma de Equipamiento Electromecánico. A base de proyectos específicos se desarrollará y adaptará la tecnología de diseño, fabricación y selección de materiales para el suministro de equipos para PCH.
- Subprograma de Sistemas Piloto de PCH. Incluye diseño, construcción y operación de un sistema piloto de PCH con

carácter demostrativo en la etapa inicial y experimental en una segunda etapa.

Cabe mencionar que el IIE ha realizado varios anteproyectos para uso de PCH en comunidades rurales del país, llegando en algunos casos hasta la etapa de ingeniería de detalle.

En forma conjunta la Universidad Nacional Autónoma de México y el Instituto Politécnico Nacional han venido trabajando en varios proyectos sobre PCH, destacándose algunos estudios sobre las posibilidades de uso del recurso hidráulico en pequeña escala, para algunas comunidades rurales aisladas, y el diseño y construcción de una pequeña turbina tipo "Francis".

En otras instituciones de educación superior, como la Universidad de Michoacán y la Universidad Panamericana, se ha mostrado interés en sistemas de PCH, siendo importante señalar la realización de un par de trabajos de tesis, uno sobre el diseño de una turbina tipo "Michell Banki" y otro sobre el diseño de la Casa de Máquinas para una pequeña central hidroeléctrica.

### 3. POSIBILIDADES Y PERSPECTIVAS DE DESARROLLO

Las posibilidades de lograr un desarrollo nacional para pequeñas centrales hidroeléctricas, requiere que, además del apoyo que brinden los programas institucionales, se examinen otros factores importantes que influencian significativamente la definición de una política de apoyo a la implementación de las PCH. A continuación se mencionan algunos aspectos:

#### 3.1 Potencial del Recurso

En México, la Comisión Federal de Electricidad ha realizado varios estudios encaminados a la cuantificación del Potencial Hidroeléctrico Nacional. En la primera evaluación, publicada en 1964, se estimó un potencial de 65 000 GWh/año. En 1988, tomando como base la información cartográfica más reciente, se evaluó un potencial de 162 871 GWh/año con 581 proyectos hidroeléctricos. De este total, a la fecha se ha aprovechado un 14% (22 684 GWh); un 6,2% (10 050 GWh) se encuentra en etapa de construcción y diseño; y, con aproximadamente el 80% (130 137 GWh) en posibilidad de aprovecharse.

Es importante destacar que el estudio antes mencionado no comprende los recursos hidroenergéticos con potencia media inferior a 5 MW, sin embargo, conviene señalar que de los 581 proyec-

tos identificados 317 (54,5%) tienen una potencia media inferior a los 50 MW y 171 (29,4%) registran menos de 10 MW de potencia media.

Por otro lado, si bien estrictamente hablando, no se ha realizado una evaluación detallada de los recursos hidroenergéticos en pequeña escala (menores de 5 MW de acuerdo a la clasificación de OLADE), sí se han dado a conocer algunos valores que dan idea de las posibilidades del recurso; así por ejemplo, se estima que en México existen aproximadamente 2 000 comunidades no electrificadas que cuentan con un río o arroyo permanente o temporal con posibilidades de aprovechamiento (5). Igualmente importante resulta el hecho de que en nuestro país existe una infraestructura importante en los Distritos de Riego, en cuyas obras existen posibilidades de producir energía eléctrica por medio de pequeñas centrales con costos de inversión competitivas y sin descuidar el fin para el que fueron edificadas las obras. 1/

El Instituto de Investigaciones Eléctricas acaba de terminar un estudio, cuyo objetivo principal fue el estimar de manera preliminar el potencial hidroenergético de los Distritos de Riego del país, obteniéndose los siguientes resultados: en los 79 Distritos estudiados se estimó un potencial de 303 333 kW; procedentes de los sistemas de canales principales 163 760 kW; y, presas de almacenamiento y derivación 139 575 kW. Esta estimación permite afirmar que de establecerse un programa de implementación para estos sistemas se requerirá de 1 725 minicentrales hidroeléctricas con capacidades comprendidas en el intervalo de 50 a 200 kW, según las hipótesis de trabajo desarrolladas en el estudio.

De lo anteriormente mencionado es posible afirmar que México cuenta con recursos hidráulicos suficientes para desarrollar un programa de implementación masiva de PCH que, bien estructurado, podría atender las necesidades básicas de un buen porcentaje de sus comunidades rurales aisladas, que actualmente no disponen de la energía suficiente para promover su desarrollo.

### 3.2 Normalización y Producción de Equipos

La normalización de proyectos, en lo que se refiere a los criterios de diseño, construcción y operación es un requerimiento

---

1/ Distrito de Riego: Área dominada por obras e infraestructura hidráulica y manejada por el Gobierno Federal, en la que interactúan los factores que posibilitan una agricultura tecnificada: agua, suelo, clima, hombre y capital.

indispensable para lograr una solución económica para la implantación y desarrollo nacional de las pequeñas centrales hidroeléctricas. La normalización de proyectos permite obtener soluciones tipo, para varios intervalos de capacidad de las PCH logrando disminuir significativamente los costos de las instalaciones.

Los aspectos de normalización permiten, además, apoyar el desarrollo nacional de las PCH. México cuenta con la infraestructura industrial básica para la producción de la mayor parte de los insumos del sistema eléctrico de las pequeñas centrales hidroeléctricas.

Conviene destacar que en los países en desarrollo, el financiamiento de las instalaciones constituye uno de los problemas fundamentales a resolver, si se desea impulsar la difusión e implantación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

#### 4. EXPERIENCIAS NACIONALES EN LA OPERACION DE PCH

En México, al crearse en 1937 la Comisión Federal de Electricidad, se estableció por Ley que esta empresa es la única en el país facultada para atender la Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, por lo que las experiencias en operación recaen principalmente en esta compañía, que si bien ha centrado su atención en la construcción de medianas y grandes centrales de generación, atiende también un buen número de plantas pequeñas que se tiene en servicio.

Sin embargo debemos destacar que existen aproximadamente unos 150 microsistemas particulares instalados en los estados Chiapas y Veracruz, donde se registra la siguiente información.

- En general se practica un mantenimiento preventivo cada 8 o 15 días, que consiste básicamente en limpieza de carbones, engrase de chumaceras y baleros de carga. Cuando el contenido de arena en el agua es excesivo, se hace necesario reponer los rodetes de la turbina cada 6 o 7 años, y las carcásas aproximadamente cada 13 años, para turbinas tipo "Michell Banki".

Las fallas más frecuentes en el equipo eléctrico son la rotura de bandas y descargas eléctricas no controladas (condiciones atmosféricas e internas), sobre todo por carecer de los equipos de protección más elementales. Comúnmente ha sucedido que cuando el personal de la finca ha reparado de

emergencia los equipos e instalación, los daños posteriores resultan de mayor importancia, por no contar con manuales de operación y mantenimiento.

- Por otro lado, se ha encontrado que existen talleres mecánicos que, además de dedicarse a los trabajos ordinarios, construyen microturbinas del tipo Michell Banki e inclusive llegan a diseñar y modificar tanto los rodetes como gobernadores y transmisiones, de acuerdo a las necesidades particulares y en capacidades que oscilan entre 5 y 55 HP. En general, en el tipo de talleres mencionados se observó que no se cuenta con información técnica actualizada para sus trabajos en materia de PCH por lo que, de asesorarlos técnicamente, se espera lograr mejoras importantes que redunden en calidad, cantidad y costo.

Es necesario destacar el propósito de las autoridades del ramo de coordinar los esfuerzos que en la materia se están dando en el país, así como considerar los avances que en el extranjero se han logrado, con el propósito de lograr la mayor efectividad en los programas y proyectos que se implementen en relación con las PCH.

## 5. REFERENCIAS

- (1) La unificación de la frecuencia eléctrica en la República Mexicana.
- (2) Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, julio/agosto 1985.
- (3) SEMIP, Subsecretaría de Energía, DGID, Programa Nacional de Energetización Rural, abril 1984.
- (4) SEMIP, Dirección General de Investigación y Desarrollo, Evaluación Técnico-Económica del Proyecto de Microhidráulica en el Distrito de Riego de Tomatlán, Jalisco, enero 1985.
- (5) Valdez, L.H., y Rangel, A., Aprovechamiento de Microsistemas Hidráulicos. Boletín IIE, junio 1978.
- (6) Estado Actual del Potencial Hidroeléctrico Nacional, CFE, Gerencia de Proyectos Hidroeléctricos, Departamento de Anteproyectos, México, agosto 1986.
- (7) Estimación del Potencial Hidroenergético de los Distritos de Riego del País, IIE, División de Estudios de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Civil, México, marzo 1986.

## PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS: PANAMA

### 1. INTRODUCCION

La República de Panamá está localizada en el extremo sur de América Central, limita al norte con el Mar Caribe, al sur con el Océano Pacífico, al este con la República de Colombia, y al oeste con la República de Costa Rica. Tiene una extensión territorial de 77 000 km<sup>2</sup> y una población aproximada de 2,0 millones de habitantes.

El clima característico de Panamá es tropical con dos estaciones bien definidas: la estación seca de diciembre a mayo y la estación lluviosa de mayo a diciembre. La precipitación promedio anual es de alrededor de 3 000 mm. Geomorfológicamente el país presenta tierras bajas hacia las vertientes del Atlántico y Pacífico y tierras altas constituidas por la Cordillera Central que corre de este a oeste, cuyo punto de mayor altitud es el Volcán Barú con 3 475 m de altura sobre el nivel del mar.

Aproximadamente el 50% de la población se agrupa en el área metropolitana aledaña al Canal, constituida por las ciudades de Panamá y Colón.

Los patrones generales para el desarrollo de la República de Panamá han sido considerados teniendo en cuenta todos los recursos naturales y económicos de la nación. Analizando estos patrones, se llega a la conclusión de que uno de los elementos más significativos para el logro de este objetivo es el sector energía.

La energía puede ser obtenida en muchas formas posibles, pero por limitaciones en los recursos del país, debe seleccionarse aquella cuya obtención sea, en términos generales, la más barata.

En Panamá, los derivados del petróleo fueron en un tiempo la fuente de energía de más fácil obtención y, consecuentemente, la más barata, debido a que no se requerían grandes inversiones. La generación de energía se lograba en un tiempo relativamente corto después del primer desembolso y el costo del combustible fósil era bajo. Este último factor ha sufrido una variación considerable en los últimos años.

Debido a lo anterior, se ha considerado otras fuentes alternativas de energía, que en otro tiempo resultaron poco competitivas.

- Centrales hidroeléctricas de mediana capacidad hasta 100 MW.
- Pequeñas centrales hidroeléctricas, hasta 10 MW.
- Minicentrales hidroeléctricas, hasta 1 000 kW.
- Microcentrales hidroeléctricas, hasta 100 kW.

Esta clasificación fue hecha con el objeto de adaptar un procedimiento específico para el nivel de estudio, diseño y detalle de construcción requerido para cada central, según el rango en que se ubique.

El presente documento nacional se adapta a la clasificación que rige en la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), que determina las PCH como sigue: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, hasta 5 MW. Lo anterior abarca, en el caso de Panamá, las micro, mini y parte de las pequeñas centrales existentes (aquellas cuya capacidad instalada no excede el límite superior del rango de OLADE).

## 2. BREVE RESEÑA DEL DESARROLLO DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EN LA REPUBLICA DE PANAMA

Panamá, como la gran mayoría de los países en desarrollo, basó su solución para satisfacer la demanda energética en la sustitución del petróleo como fuente de generación de entrega eléctrica. Esto lo hizo consciente de que la generación hidroeléctrica se logra a través de una fuente renovable, lo que resulta en una mayor independencia de los países en desarrollo y de los países exportadores de petróleo. Solo de esta forma, la economía del país no estará sujeta a las continuas variaciones del precio del petróleo; la planificación de las erogaciones tendría una base más sólida; y principalmente, se lograría que gran parte de los gastos que normalmente se asignan al sector energía, sean utilizados para otros fines de mayor beneficio social, como lo son las obras de infraestructura.

Aunque la iniciativa privada logró la construcción de algunas pequeñas centrales hidroeléctricas a finales de los años 30, no fue sino hasta fines de la década de los 60 que el sector público construyó la primera central hidroeléctrica en la Yeguada, Provincia de Veraguas, con una capacidad instalada de 6 MW.

Sin embargo, como las regiones apartadas de los grandes centros de consumo no obtuvieron los beneficios de estos proyectos, debido a que la interconexión de dichas comunidades a la red nacional requería inversiones cuantiosas, fue necesario iniciar

un programa de Mini y Microcentrales Hidroeléctricas, a principios de los años 80. Así fue como entraron en operación las Minicentrales Hidroeléctricas Santa Fe (350 kW) y Coclesito (250 kW) y las Microcentrales Hidroeléctricas Buenos Aires (10 kW) y Pueblo Nuevo (50 kW). Las Microcentrales fueron concebidas como proyectos pilotos para determinar la tecnología apropiada, para utilizar en la construcción de proyectos que entraban en este rango de capacidades. Siguiendo este patrón, el Gobierno de Panamá, a través del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación, inventarió más de 200 microcentrales hidroeléctricas, de las cuales se estudió la factibilidad de 40; y de éstas, dos entraron en operación en julio de 1986: La Tronosa (60 kW) y Entradero de Tijeras (50 kW).

Otras dos comenzaron a generar en enero de 1987: La Pintada (30 kW) y El Cedro (35 kW).

El desarrollo de las pequeñas centrales hidroeléctricas en la República de Panamá, en su orden cronológico, se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 1

DESARROLLO DE PCH EN PANAMA

| NOMBRE DE LA CENTRAL | CAPACIDAD INSTALADA (kW) | PROVINCIA  | INICIO DE OPERACION |
|----------------------|--------------------------|------------|---------------------|
| Dolega               | 3 030                    | Chiriquí   | 1937 y 1965         |
| Macho de Monte       | 770                      | Chiriquí   | 1938                |
| Boquete              | 250                      | Chiriquí   | --                  |
| Caldera              | 5 000                    | Chiriquí   | 1954                |
| Chorrera             | 150                      | Panamá     | --                  |
| La Yeguada           | 6 000                    | Veraguas   | 1967                |
| Santa Fe             | 350                      | Veraguas   | 1980                |
| Conclesito           | 250                      | Colón      | 1981                |
| Buenos Aires         | 10                       | Veraguas   | 1981                |
| Pueblo Nuevo         | 50                       | Veraguas   | 1981                |
| La Tronosa           | 60                       | Los Santos | 1986                |
| Entradero de Tijeras | 50                       | Herrera    | 1986                |
| La Pintada           | 30                       | Los Santos | 1987                |
| El Cedro             | 35                       | Herrera    | 1987                |

Dentro de los planes futuros del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación, se tiene un total de cinco mini,

micro y pequeñas centrales hidroeléctricas en la etapa de estudio de factibilidad, cuya prioridad de ejecución depende tanto de la fuente de financiamiento como de la conveniencia de construirlas, después de terminadas las obras de integración de las comunidades beneficiadas al Sistema Nacional de Electrificación. Estas son:

| NOMBRE DE LA CENTRAL | CAPACIDAD INSTALADA (kW) | PROVINCIA |
|----------------------|--------------------------|-----------|
| Jaque I              | 320                      | Darién    |
| Jaque II             | 60                       | Darién    |
| Río Sereno           | 1 950                    | Chiriquí  |
| El Valle de Antón    | 1 800                    | Coclé     |
| Coiba                | 300                      | Veraguas  |

Así como los Proyectos Pilotos de Buenos Aires y Pueblo Nuevo determinaron la tecnología apropiada para este tipo de centrales, la experiencia obtenida con la entrada en operación de las Microcentrales de La Tronosa y Entraderro de Tijeras ha introducido cambios en la concepción original de estos proyectos. En base a esto, en octubre de 1986, se realizó el proyecto de Cooperación Técnica de Corta Duración en el campo de Microcentrales Hidroeléctricas y Cooperativas Rurales de Electricidad, en donde se asesoró al Instituto Panameño Autónomo Cooperativo (IPACOOP), en la institucionalización de Cooperativas Rurales que fueran la infraestructura adecuada para la administración de las Microcentrales; y al Instituto de Recursos Hídricos y Electrificación (IRHE), en la actualización del diseño de obras civiles, estudios de campo e hidrológicos, selección del equipo electromecánico y revisión de los parámetros utilizados en el análisis económico. Del resultado de este estudio depende la ejecución de los Proyectos de Microcentrales Hidroeléctricas Bajo Grande (75 kW) y Chepo (50 kW), en 1987.

Otras entidades gubernamentales, además del IPACOOP, han participado activamente en el Programa de Desarrollo de PCH en Panamá. Tal es el caso del Ministerio de Planificación y Política Económica (MIPPE), que como parte de su política de desarrollar la región indígena del país, ha tomado bajo su responsabilidad la ejecución de los Proyectos Los Valles (30 kW), Chichica (40 kW) y San Juanito (40 kW). Como en el caso del IPACOOP, el IRHE brindará todo el apoyo técnico al MIPPE. Se espera que este programa comience en 1987.

Por último, además de las once microcentrales que se encuentran en etapas de generación, inicio de operación y programación para su construcción, se presenta la lista completa de Microcentrales Hidroeléctricas estudiadas, a nivel de

factibilidad, por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación. (Ver Anexo)

### 3. ESTRUCTURA ORGÁNICA INSTITUCIONAL ENCARGADA DEL PROGRAMA NACIONAL DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Para el desarrollo de los proyectos de PCH y posterior ejecución de la etapa de construcción de los mismos, la República de Panamá cuenta con los servicios profesionales de las Secciones de Recursos Hidroeléctricos y Proyectos, con el apoyo de la Sección de Investigaciones Geológicas, y del Departamento de Estudios de la Dirección Ejecutiva de Desarrollo del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación.

El Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación es una institución autónoma del Estado, creada por la Ley No. 37 de 1961, subrogada por el Decreto de Gabinete No. 235 de 1969, con el objeto de planificar, incrementar, diversificar y racionar la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en todo el territorio de la República de Panamá. Hasta ahora, es la única institución que suministra este servicio, exceptuando la Comisión del Canal de Panamá, sistemas aislados de abastecimiento de energía municipales con asistencia de la Institución y ciertas centrales privadas que abastecen sus demandas domésticas.

Para efectos de coordinación el Ministerio de Planificación y Política Económica, a través de la Dirección General de Ingeniería, labora en conjunto con el Ministerio de Salud, el Ministerio de Obras públicas, el Instituto de Recursos Naturales Renovables, el Ministerio de Desarrollo Agropecuario y la Dirección General para el Desarrollo de la Comunidad. En el caso de fuentes de generación a nivel de Micro y Minicentrales, se coordina con el Instituto Panameño Autónomo Cooperativo.

### 4. PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS EN LOS ESTUDIOS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas son estudiadas a través de las etapas siguientes:

- Estudio de Prefactibilidad: con toda la información de gabinete que pueda obtenerse incluyendo mapas, fotografías, aéreas, visitas a campo, correlaciones hidrológicas, etc.
- Estudio de Factibilidad: una vez que el estudio de prefactibilidad resulta positivo, se procede a levantar en detalle

toda la información topográfica y geológica del sitio seleccionado. Se efectúan simulaciones de la operación en computadora, se prediseñan las estructuras, se considera la posibilidad de integrar el proyecto al Sistema Nacional de electrificación, se estudia la factibilidad económica del proyecto y su posible financiamiento.

- Diseño: en esta etapa se definen los planos de construcción que son requeridos.
- Licitación.
- Construcción.
- Pruebas de funcionamiento.
- Inicio de Operaciones.

En ocasiones, el financiamiento de estos proyectos se efectúa con la banca internacional, lo que ha determinando el empleo de algunos consultores.

Las Minicentrales Hidroeléctricas son estudiadas con un grado de detalle menor que las de pequeña capacidad, debido a la magnitud de la inversión, menor complejidad técnica de las estructuras que las constituyen y menor impacto de la confiabilidad del servicio eléctrico de estos proyectos, que por lo general operarán en sistemas eléctricos aislados y no formarán parte del Sistema Nacional de Electrificación, por ubicarse en sitios muy alejados de la red.

La iniciativa para la instalación de una Minicentral Hidroeléctrica puede originarse por los motivos siguientes:

- Comunidades aisladas que están actualmente servidas por la planta diesel. Se le ha dado prioridad a la sustitución del mayor número posible de plantas térmicas de generación, donde las condiciones naturales lo permitan, para ahorrar altos costos de combustibles y de operación debido a su difícil acceso.
- Comunidades no electrificadas que, debido a su grado de aislamiento y dispersión, están fuera del alcance de las líneas de distribución del Sistema Nacional de Electrificación. En muchos casos estas comunidades son tan pequeñas y se encuentran tan aisladas que resulta demasiado costoso construir líneas de transmisión y subestaciones para suplir pequeñas cantidades de energía.

- La creación de una infraestructura adecuada que detenga la emigración hacia los centros urbanos.

Los pasos que se siguen en este tipo de proyectos son:

- Identificación: en Panamá se dispone de mapas topográficos a escala 1:50 000 de casi todo el territorio nacional al oeste del canal; también se cuenta con mapas a escala 1:25 000 de la cuenca hidrográfica del canal de Panamá. La primera identificación se efectúa con base en estos mapas y la información es luego confirmada con una visita al campo y levantamiento topográfico posterior.
- Hidrología: en Panamá existe una red hidrológica que cubre gran parte del país, encontrándose información tan solo en los ríos más importantes y en los que, por lo general, la instalación de minicentrales hidroeléctricas se hace costosa debido a la magnitud de la sobre protección contra las crecidas. Otro inconveniente que se tiene es la brevedad de los históricos hidrológicos.
- Topografía: se llevan a cabo los trabajos topográficos correspondientes, determinándose:
  - . Planta y perfil de la presa, alineamiento de los canales y tubería de presión, según el esquema que se adopte.
  - . Topografía especial de la toma, cámara de oscilación y casa de máquinas.
- Geología: se lleva a cabo la inspección de los lugares en que van a ubicarse las cargas (presa y casa de máquinas). También se efectúa el recorrido del alineamiento del canal y en caso que se considere necesario se efectúan pruebas de permeabilidad, con el fin de determinar la posibilidad de que éstos puedan construirse sin revestimiento.
- Estudio de Factibilidad: se confecciona un informe en el que queda determinada la factibilidad del proyecto. Este informe contiene un análisis económico, en el que se considera el costo de inversión inicial para la Minicentral Hidroeléctrica y se compara con la alternativa de generación diesel, que tiene costos iniciales de inversión bajos, pero gastos de operación más altos, debido al precio y el transporte del combustible fósil a estas comunidades localizadas en áreas remotas de difícil acceso.

La comparación económica se efectúa de dos maneras:

- Método del valor presente
- Método del costo anual equivalente, que permite obtener el costo de la energía que se va a generar.

Estos dos métodos se emplean para obtener, finalmente, la relación Costo/Beneficio que constituye el indicativo para que un proyecto pase a la etapa de diseño final.

- Diseño: considerando toda la información recolectada, se dimensionan las estructuras mediante los procedimientos normales de ingeniería hidráulica y luego se confeccionan los planos de construcción.
- Construcción: se procede a la construcción en base a los diseños elaborados de la planta y de acuerdo con la disponibilidad del financiamiento y las condiciones que se negocien.

Las Microcentrales Hidroeléctricas, por la magnitud de su capacidad instalada y la dificultad que se presenta para la recolección de información, siguen un tratamiento diferente.

Esta categoría de plantas fue considerada para el desarrollo de pequeñas comunidades (de hasta 100 viviendas aproximadamente) y pequeñas industrias rurales.

Con el objeto de reducir los costos en el estudio de factibilidad y concentrar todo lo posible en la construcción de las mismas Microcentrales, se condensaron todas las etapas descritas para las Minicentrales en tan sólo dos:

- Estudios de Factibilidad: se identifican sobre los mapas, todos los sitios posibles para la instalación de una Minicentral Hidroeléctrica y se efectúa la visita al campo, en la que se obtiene:
  - Un reconocimiento del sitio para la determinación del esquema.
  - Un aforo puntual de la corriente, con el objetivo de obtener una idea de lo que está escurriendo, para luego referenciarlo con las correlaciones de caudales.
  - Una encuesta que se orienta para medir la demanda eléctrica probable de la comunidad.

Después de procesar toda esta información, se dimensionan hidráulicamente todas las estructuras. Para disminuir el tiempo de elaboración de un estudio de factibilidad de esta clase, se procedió a la normalización de las estructuras de toma y casa de máquinas.

El análisis económico que se efectúa conlleva la relación Costo/Beneficio, similarmente al de las Minicentrales Hidroeléctricas.

- Construcción: una vez obtenido el financiamiento, se procede al trazado final del esquema en el campo y se inicia la construcción.

La experiencia en este tipo de obras nos lleva a las conclusiones siguientes:

- La normalización de las estructuras abarata los costos de los estudios de factibilidad, al reducir el tiempo de elaboración.
- El empleo de materiales no convencionales disminuye el costo de construcción; sobre todo, el uso de materiales de los tendidos eléctricos en buen estado que han sido retirados por ampliación o modernización de los sistemas existentes.
- El desarrollo de un paquete de proyectos, en lugar de proyectos aislados, tiende a abaratar el costo del equipo electromecánico, al licitarse por un gran número de equipos normalizados.

Por último, las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas que entran, según sus capacidades instaladas, en el rango establecido por OLADE (5 kW a 5 MW) son estudiadas bajo el criterio del máximo aprovechamiento del recurso hidráulico disponible, ya que se analiza su integración al Sistema Nacional de Electrificación. Existe el caso de Minicentrales Hidroeléctricas cuya capacidad instalada es de 500 kW, pero superior a la capacidad necesaria para satisfacer la demanda de energía eléctrica del sistema aislado, a través de los años. Tal es el caso de la central Santa Fe (350 kW), que será integrada en el año 1987 y la energía no consumida por el sistema original será transmitida por la red nacional.

La administración, operación y mantenimiento de casi la totalidad de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en la República de Panamá, son responsabilidad del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación. Las tarifas de consumo establecidas por el IRHE están diseñadas para cubrir los costos de operación y mantenimiento de las centrales existentes e inversiones

futuras. En términos generales, las tarifas no son iguales para todos los usuarios de las áreas rurales. También se dispone de tarifas especiales para los sectores industrial, comercial y agrícola.

En el caso de las Minicentrales Hidroeléctricas, es indispensable que éstas cuenten con una infraestructura adecuada para su administración. Lo anterior obedece a que los beneficios obtenidos de la Microcentral no lograrían justificar los gastos administrativos y de operación de la Institución que ejecutó el proyecto (IRHE). Una vez finalizada la obra y puesta en operación, esta fuente de generación pasa a ser propiedad y utilidad exclusiva de sus propios beneficiarios. Así las cosas, la comunidad organiza un Comité de Energía y elige por votación a sus miembros. Este Comité tiene como objetivo: i) Coordinar la mano de obra durante la construcción del proyecto y ii) Administrar la Microcentral cuando ésta entre en operación. El IRHE, por su parte, brinda todo el apoyo técnico necesario para el funcionamiento óptimo de la Microcentral, durante toda su vida útil.

Para 1987, mediante la intervención del Instituto Panameño Autónomo Cooperativo, la estructura administrativa de los proyectos de Microcentrales Bajo Grande y Chepo será una Cooperativa Rural de Electricidad. Así, las comunidades beneficiadas tendrán un canal de acceso a las fuentes convencionales de crédito en el país y tendrán la capacidad de proponer actividades productivas comunitarias en que se utilice la energía eléctrica.

##### 5. PROBLEMAS INHERENTES AL DESARROLLO DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Los principales problemas que confronta la Institución en el desarrollo de los recursos hidráulicos para la generación de energía eléctrica son los siguientes:

- Consecución del financiamiento, a través de organismos internacionales, de préstamo cuyos intereses son a nivel social.
- Obtención del equipo electromecánico a un precio más accesible, a través de fabricantes cuyos países quedan dentro de las zonas de exclusión determinadas en los términos de estos proyectos.
- En el caso de las microcentrales, la organización de las comunidades beneficiadas para la construcción de las obras civiles de estos proyectos.

- En el caso de las minicentrales, su nivel de generación exige, en la mayoría de los casos, préstamos que no excedan el 6% del interés económico anual para que, debido a su elevado costo de inversión, sigan siendo económicamente factibles.
- Falta de proponentes en la licitación para la fabricación del equipo electromecánico. En este tipo de concurso la República de Panamá tiene la desventaja de no contar, hasta ahora, con fabricantes nacionales de turbinas.
- El acceso a las áreas es difícil, debido a que están situadas, en la mayoría de los casos, muy lejos de los caminos existentes.
- Los sitios con potencial hidroeléctrico quedan casi siempre alejados de las comunidades que serán beneficiadas. Así las cosas, las líneas de transmisión suelen resultar muy onerosas, a veces al grado de hacer poco factible la construcción de la pequeña central hidroeléctrica.

Aunque estos problemas no son de fácil solución, el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación ha considerado tomar las siguientes medidas tendientes a solucionar esta situación:

- Motivar, mediante un plan coordinado, al Gobierno Nacional para que intensifique la construcción de caminos de acceso en el área rural del país.
- Utilización de los materiales de construcción y mano de obra de la localidad. Coordinar con el Ministerio de Obras Públicas los parámetros utilizados en los caminos de acceso y líneas de transmisión, para reducir los costos en este rubro.
- Estudiar la posibilidad de que los elementos mecánicos del equipo electromecánico sean fabricados en la República de Panamá.
- Conseguir que el financiamiento para la construcción de estas centrales hidroeléctricas sea en términos de préstamos a bajo interés y largo plazo.

**INSTITUTO DE RECURSOS HIDRAULICOS Y ELECTRIFICACION**  
**DIRECCION EJECUTIVA DE DESARROLLO**  
**DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS**  
**SECCION PROYECTOS**  
**CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS PROYECTOS MICROCENTRALES**  
**HIDROELECTRICAS**

| PROYECTO             | RECURSO HIDRAULICO | CORREGIMIENTO | DISTRITO            | CAIDA NETA<br>m³/s | CAUDAL MAX<br>m³/s | CAUDAL DISEÑO<br>m³/s | CAUDAL MIN<br>m³/s | CAPACIDAD<br>kW | DIAMETRO<br>in | LONGITUD<br>m | CONSTRUCCION COMIENZO<br>/9/81 16-9-81 | CONSTRUCCION FINAL<br>2/10/81 2/10/81 | CASAS      | COSTO TOTAL (\$) |
|----------------------|--------------------|---------------|---------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------|----------------|---------------|--|---------------------------------------|------------|------------------|
| Buenos Aires         | Cabuya             | El Prado      | Las Palmas          | 20                 | 2,2                | 0,057                 | 0,010              | 10              | 10"            | 90            | /9/81 16-9-81                          | 30                                    | 53 818,00  |                  |
| Pueblo Nuevo         | San Antonio        | Chitra        | Calobre             | 58                 | 0,0                | 0,130                 | 0,050              | 50              | 10"            | 650           | 2/10/81 2/10/81                        | 50                                    | 9 078,00   |                  |
| El Cedro             | El Cacao           | El Cedro      | Los Pozos           | 31                 | 6,1                | 0,150                 | 0,050              | 35              | 15"            | 775           | 30/3/82 1/87                           | 50                                    | 129 500,00 |                  |
| La Pintada           | Del Medio          | El Cortezo    | Tonosi              | 22                 | 21,0               | 0,235                 | 0,055              | 30              | 15"            | 640           | 15/5/82 1/87                           | 46                                    | 100 000,00 |                  |
| Entraderro de Tijera | Ponuga             | Los Llanos    | Ocú                 | 33                 | 10,9               | 0,240                 | 0,070              | 50              | 15"            | 350           | 31/3/82 31/7/88                        | 80                                    | 119 430,00 |                  |
| La Tronosa           | La Tronosa         | La Tronosa    | Tonosi              | 26                 | 11,8               | 0,300                 | 0,085              | 60              | 15"            | 715           | 10/5/82 10/7/88                        | 46                                    | 167 500,00 |                  |
| Quema                | La Canoa           | Mogollón      | Macaracas           | 32                 | 11,8               | 0,100                 | 0,030              | 20              | 8"             | 150           |  | 20                                    | 61 200,00  |                  |
| Mogollón             | Los Sánchez        | Mogollón      | Macaracas           | 60                 | 5,5                | 0,50                  | 0,015              | 20              | 8"             | 400           |  | 20                                    | 54 600,00  |                  |
| Camutal              | La Palma           | Cuanico       | Tonosi              | 57                 | 7,8                | 0,050                 | 0,018              | 25              | 10"            | 1240          |  | 60                                    | 86 900,00  |                  |
| Chepo                | Marlato            | Chepo         | Las Minas           | 41                 | 3,0                | 0,165                 | 0,030              | 50              | 15"            | 320           |  | 30                                    | 111 800,00 |                  |
| El Cortezo           | Mario Prieto       | El Cortezo    | Tonosi              | 35                 | 31,0               | 0,275                 | 0,065              | 60              | 15"            | 575           |  | 45                                    | 136 000,00 |                  |
| Aguas Blancas        | Chorrera           | El Coco       | Penonomé            | 11                 | 20,5               | 0,250                 | 0,050              | 20              | 15"            | 85            |  | 25                                    | 63 270,00  |                  |
| Aquabueña            | La Pita            | Cañas         | Tonosi              | 10                 | 91,9               | 0,325                 | 0,125              | 20              | 15"            | 130           |  | 20                                    | 72 660,00  |                  |
| Guaramul             | Risagua            | Cerro Largo   | Ocú                 | 22                 | 25,5               | 0,300                 | 0,100              | 50              | 15"            | 600           |  | 60                                    | 125 000,00 |                  |
| Los Valles           | Coritilla          | Los Valles    | Cañazas             | 33                 | 4,0                | 0,175                 | 0,025              | 40              | 12"            | 480           |  | 40                                    | 95 860,00  |                  |
| Los Llanos           | Cuay               | El Guay       | Santa Fé            | 29                 | 36,2               | 0,170                 | 0,170              | 30              | 15"            | 675           |  | 50                                    | 103 860,00 |                  |
| Alto de Jesús        | Caacilla           | El Prado      | Las Palmas          | 37                 | 32,5               | 0,130                 | 0,270              | 35              | 12"            | 620           |  | 70                                    | 77 100,00  |                  |
| Alto Ortiga          | Camarón            | Calovedra     | Santa Féas          | 43                 | 5,4                | 0,100                 | 0,032              | 30              | 10"            | 125           |  | 70                                    | 61 300,00  |                  |
| Chichica             | Barreiro           | Chichica      | Tolé                | 60                 | 10,5               | 0,200                 | 0,070              | 30              | 10"            | 280           |  | 35                                    | 72 500,00  |                  |
| San Juanito          | San Juan           | La Soledad    | Sona                | 30                 | 13,9               | 0,200                 | 0,135              | 40              | 12"            | 115           |  | 90                                    | 71 000,00  |                  |
| Bajo Grande          | Bejuco             | El Cope       | Ola                 | 25                 | 14,0               | 0,220                 | 0,050              | 40              | 15"            | 390           |  | 39                                    | 105 400,00 |                  |
| El Cope              | Corona             | El Higo       | San Carlos          | 38                 | 17,5               | 0,275                 | 0,150              | 75              | 15"            | 178           |  | 110                                   | 122 850,00 |                  |
| El Nanjal            | El Nanjal          | Cative        | Sona                | 13                 | 40,2               | 0,300                 | 0,100              | 30              | 15"            | 308           |  | 25                                    | 92 150,00  |                  |
| El Rascador          | Gudeo              | Los Llanos    | Ocú                 | 1,9                | 10,7               | 0,225                 | 0,025              | 25              | 15"            | 300           |  | 30                                    | 59 970,00  |                  |
| Guzmán               | Qda. Los Valles    | Guzmán        | Hata                | 25                 | 2,9                | 0,150                 | 0,025              | 25              | 12"            | 425           |  | 30                                    | 69 362,00  |                  |
| El Toro              | Río Tebario        | El Toro       | Las Minas           | 24,9               | 39,2               | 0,150                 | 0,050              | 25              | 15"            | 600           |  | 30                                    | 86 525,00  |                  |
| Piayón Chico         | Río Alligandi      | Alligandi #2  | Comarca de San Blas | 12,8               | 29,9               | 0,300                 | 0,050              | 25              | 15"            | 600           |  | 30                                    | 86 525,00  |                  |
| Olivera              | Río Olivita        | Flores        | Tonosi              | 27,25              | 40                 | 0,250                 | 0,150              | 70              | 15"            | 108           |  | 208                                   | 142 090,00 |                  |
| El Tiro              | Río Farallón       | El Retiro     | Antón               | 13,3               | 96,6               | 0,300                 | 0,100              | 30              | 15"            | 140           |  | 22                                    | 63 035,00  |                  |
| Panames              | Qda. Barniz        | San Marcelo   | Cañazas             | 8,8                | 6,38               | 0,350                 | 0,140              | 20H 2ST         | 15"            | 700           |  | 70                                    | 120 480,00 |                  |
| Pilatozo             |                    |               |                     | 29,5               | 50,8               | 0,300                 | 0,150              | 65              | 15"            | 278           |  | 70                                    | 150 150,00 |                  |
| Arriba               | Río Tebario        | La Pilatozo   | Los Pozos           | 24,0               | 38,7               | 0,220                 | 0,130              | 40              | 15"            | 620           |  | 78                                    | 126 200,00 |                  |
| Tolú Abajo           | Río Tolú           | Bajo Cueru    | Macaracas           | 12,5               | 65,1               | 0,300                 | 0,150              | 25              | 15"            | 840           |  | 40                                    | 124 600,00 |                  |
| Aquacatal            | R. Las Guías       | El Potrero    | Calobre             | 22,7               | 32,8               | 0,300                 | 0,100              | 50              | 15"            | 600           |  | 46                                    | 114 720,00 |                  |
| La Estancia          | Q. Las Marzelas    | El Cocla      | Calobre             | 43,8               | 24,2               | 0,100                 | 0,050              | 30              | 10"            | 460           |  | 40                                    | 98 300,00  |                  |
| Hato Chami           | Río Calobevera     | Hato Chami    | Remedios            | 28,0               | 1,8                | 0,370                 | 0,370              | 75              | 15"            | 400           |  | 60                                    | 160 705,00 |                  |
| El Guibino           | Río Tole           | Las Lajas     | Tole                | 45,5               | 46,2               | 0,110                 | 0,052              | 40              | 15"            | 812           |  | 30                                    | 140 051,00 |                  |
| Río Teta             | Río Teta           | La Laguna     | Chame               | 37,15              | 45,0               | 0,200                 | 0,100              | 50              | 15"            | 500           |  | 30                                    | 131 200,00 |                  |
| Corezal              | R. Seguidal        | Corezal       | La Palma            | 16,27              | 168,0              | 0,400                 | 0,200              | 50              | 15"            | 425           |  | 40                                    | 144 570,00 |                  |

H = Hidroeléctrica  
T = Térmica

The Energy Magazine is published once every four months by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE).

The signed articles are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the official position of the Permanent Secretariat or of the Member Countries.

Articles, contributions and correspondence concerning the Energy Magazine should be addressed to the Department of Informatics and Communications, P.O. Box 6413 CCI, Quito, Ecuador.

LATIN AMERICAN  
ENERGY ORGANIZATION

DEPARTMENT OF INFORMATICS AND  
COMMUNICATIONS

# **REVISTA ENERGETICA**

## **ENERGY MAGAZINE**

Year 12, Number 2

May-June-July-August  
1988

August 1988

|   |     |
|---|-----|
| NOTE FROM THE EDITOR.....   | 155 |
| METHODOLOGIES FOR ASSESSING NON-TECHNICAL<br>POWER LOSSES.....                        | 157 |
| ECONOMIC COMPARISON BETWEEN GEOTHERMAL POWER<br>PLANTS AND THERMOELECTRIC PLANTS..... | 191 |
| REGIONAL DOCUMENT ON NATIONAL EXPERIENCES<br>WITH SMALL HYDROPOWER STATIONS.....      | 211 |

#### NOTE FROM THE EDITOR

A country's energy system is optimized to the extent that its current energy supply mix is suitably tapped and that other sources are incorporated when they are technically and economically viable. This has led OLADE to undertake a series of general and specific activities offering alternatives for improving the energy supply of the countries in the Region. The electric power subsector has merited special attention because of the technologies, the volumes of investment and the technical and non-technical losses that it involves, and also because of its socioeconomic implications.

This issue thus begins with an article on the methods used to assess the non-technical losses which occur in the electric power subsector. On the basis of statistical theory, this research paper relates losses of electricity to the volume of non-paying energy users by consumption sectors. The second article is a study which, using the present value method, compares the economic cost of power generation from geothermal power plants to that of diesel-fired plants.

In addition, the third part of the "Regional Document of National Experiences with Small Hydropower Stations" is included, covering Ecuador, El Salvador, Guyana, Honduras, Jamaica, Mexico and Panama.

## METHODOLOGIES FOR ASSESSING NON-TECHNICAL POWER LOSSES 1/

Jose Luis Calabrese \*

### 1. INTRODUCTION

In an interconnected power system, the non-technical losses constitute a significant element meriting assessment. However, it is worthwhile to note that the lack of previous studies on the subject under analysis makes it a topic for research, where hypotheses will be formulated for later confirmation or rejection based on in-the-field investigations.

The aim of this study is to determine:

- The number of non-paying energy users and of paying energy users in various branches of industry, commerce and services.
- The amounts of underbilled energy due to infractions.
- An equitable billing system making it possible to recover the losses due to infractions.

To do this, sampling techniques and statistical theory will be used to obtain the most suitable indicators to respond to the issues set forth above.

---

1/ This document may be considered as the basis for an article to be presented to the Latin American Symposium on Power Loss Reduction, which will be held in Bogota, Colombia, from October 10 to 13, 1988.

\* Engineer Consultant.

## 2. GENERAL DEFINITIONS

This study covers the industrial, commercial and service sector customers of the Bogota Electric Power Company (EEEB), in keeping with the following items under the ISIC international code:

|                    |                 |
|--------------------|-----------------|
| Industrial         | Major Heading 3 |
| Commercial         | Major Heading 6 |
| Financial Services | Major Heading 8 |
| General Services   | Major Heading 9 |

The universe is numerous and quite heterogeneous, with two- and four-digit subdivisions. The more refined the subdivisions, the more homogeneous the behavior of the groups with respect to electricity consumption.

In the universe in question there is a considerable, but unknown, number of non-paying energy users who, by altering their meters, manage to reduce real consumption by a magnitude also unknown.

Consequently, the main purpose of this study is to investigate whether, by applying statistical methods, it is possible to contribute quantitative criteria for tackling and solving the problems of underbilling due to infractions.

The EEEB has a Master Electronic File (AEM), in which each customer is identified by the following characteristics:

- Four-digit ISIC code number.
- Granted load,  $W_c$ , which is the number of kW which the customer contracts for with the power company.
- Last billed consumption, in kWh,  $C_f$ .
- Average recent consumption.
- Load factor,  $\phi_c$ .

This last characteristic is defined as:

$$\phi_c = \frac{C_f \times 100}{W_c \times 1400} \quad (1)$$

where 1 440 is the number of hours in a two-month period, which is the billing period.

The proposal is to conduct surveys on the samples drawn from the AEM, in order to measure the nominal power of all of the equipment found in an establishment. This new power will be termed "measured" or "real" power,  $W_a$ , which defines a new factor:

$$\phi_a = \frac{C_f \times 100}{W_a \times 1\,440} \quad (2)$$

The factors defined by equations (1) and (2) are the utilization factors for granted and measured load, respectively.

Through a review of the sampling, it is possible to determine which clients are non-paying energy users and which are not, by analyzing the meters. The former will be denoted by "L" and the latter by "H".

For the paying energy users, real consumption  $C_r$  is equal to billed consumption:

$$C_r = C_f = 14,40 \phi_a W_a ; \quad (H) \quad (3)$$

Whereas for the non-paying energy users:

$$C_r = C_f = 14,40 \phi_a W_a ; \quad (L) \quad (4)$$

A fairly reasonable hypothesis is that there is no correlation between the measured power and the factor calculated from equation (2). This hypothesis, which may be verified by sampling, means that high (low) installed loads do not necessarily imply a greater (lesser) use of the loads. In fact, the load responds to expectations for economic level or size of the business, while the use of the equipment depends on the actual economic movement that the establishment had when its last consumption was billed.

This hypothesis is expressed by:

$$\text{COV} (\phi_a, W_a) = 0 \quad (5)$$

The proportion estimators  $p(H)$  and  $p(L)$ , which respectively represent the number of paying energy users and non-paying energy users in the AEM, have a binomial distribution, with a variance equal to  $p(1-p)/n-1$ , where  $n$  is the respective sample size and the number of individuals in the universe  $N$  is much larger than  $n$ . Otherwise, it will be necessary to correct for the corresponding finite term ( $N-n/N$ ).

The reference universe contained in the AEM has the following sizes:

| ISIC      | SECTOR                                     | SIZE   |
|-----------|--|--------|
| 31        | Food, Beverages and Tobacco                | 2 427  |
| 32        | Textiles, Apparel, Footgear<br>and Leather | 1 874  |
| 33        | Wood and Furniture                         | 2 459  |
| 34        | Paper and Pulp                             | 933    |
| 35        | Chemicals, Rubber, Plastics                | 840    |
| 36        | Stone, Glass, Ceramics                     | 387    |
| 37        | Iron, Steel and Non-Ferrous<br>Metals      | 286    |
| 38        | Machinery and Equipment                    | 2 977  |
| 39        | Unclassified                               | 162    |
| 3         | TOTAL INDUSTRIES                           | 12 345 |
| 6310      | Restaurants                                | 5 893  |
| 6320      | Hotels                                     | 644    |
| 8         | Financial Services                         | 9 929  |
| 9         | Community Services                         | 12 573 |
| Rest of 6 | General Commerce                           | 21 536 |
|           | TOTAL COMMERCE AND SERVICES                | 50 575 |
|           | GRAND TOTAL                                | 62 920 |

Each one of the groups listed is considered to be a sub-population of the AEM, without detriment to which more refined divisions may be taken if advised.

### 3. PILOT SURVEY: FINDINGS AND CONCLUSIONS

To focus the study, two pilot surveys were taken in Group 6320 (Hotels) and in Sector 36 (Stone, Glass and Ceramics). The aim of the survey was to determine the nominal power of each establishment for the following groups:

MOTORS  
LIGHT BULBS  
FURNACES  
OTHERS

This nominal power is assimilated in the measured power. In the cases in which the power ratings are not legible or simply do not exist, they can be inferred from the brand name and other equipment features. When this is not possible either, measurements can be taken using voltiamperometric pins to determine the instantaneous power. In this way, a quick procedure is employed to make it possible to cover as many establishments as possible in the shortest time.

A stratified sample is done on the AEM subpopulations, in order of decreasing consumption; the strata are arbitrarily formed by ranges of consumption, and within each stratum simple random sampling is done. This makes it possible for all of the consumption ranges to be duly represented.

The proportion estimators obtained are:

|              | HOTELS | STONE, ETC. |
|--------------|--------|-------------|
| $\hat{p}(H)$ | 66.67% | 85.71%      |
| $\hat{p}(L)$ | 33.33% | 14.28%      |

As can be seen, the proportion of non-paying energy users is high; for the specific case of hotels, surprisingly so. The phenomenon of infractions takes on sizeable dimensions and seems to depend heavily on the type of economic activity, which is represented well by the ISIC code. This proves that the proposed sampling method is the most suitable for estimating the number of non-paying energy users.

The averages and deviations found in Table No. 1 will be useful in examining the utilization factor for the measured and granted loads. In the case of hotels (which is considered to be very representative due to the large number of non-paying energy users), it can be seen that the measured load and the granted load practically do no differ in class H. However, in class L:

$$\phi_a < \phi_c ; \quad (L) \quad (6)$$

This inequality in class L is seen in the Stone Sector, where the sample is less representative due to the lower number of non-paying energy users. As for class H in the same sector, the measured factor is slightly higher than the contractual load.

Table No. 1

AVERAGES AND DEVIATIONS FOR THE SAMPLES'  
UTILIZATION FACTORS

UTILIZATION FACTOR FOR THE PILOT SAMPLE OF HOTELS

| GROUP | MEASURED<br>LOAD   | GRANTED<br>LOAD    |
|-------|--------------------|--------------------|
| H     | 18 473<br>(16 278) | 18 221<br>(25 258) |
| L     | 15 810<br>(14 327) | 20 386<br>(19 764) |

UTILIZATION FACTOR FOR THE PILOT SAMPLE OF THE  
STONE, GLASS AND CERAMICS SECTOR

| GROUP | MEASURED<br>LOAD   | GRANTED<br>LOAD    |
|-------|--------------------|--------------------|
| H     | 15 571<br>(14 806) | 12 946<br>(11 567) |
| L     | 9 295<br>(7 775)   | 12 946<br>(10 972) |

On comparing the two classes, it can be seen that:

$$\phi_a (L) < \phi_a (H) \quad (7)$$

Note that this inequality does not necessarily hold true for the granted factors.

Another important observation is the enormous scattering around the mean values, both for the measured factors as well as for the granted ones. This scattering is also maintained in the ratio between  $\phi_a$  and  $\phi_c$  for each customer: in fact, in a given case it may occur that a high (low)  $\phi_c$  would yield a high (low)  $\phi_a$ , no matter whether the customer is H or L.

How can these findings be interpreted?

With respect to the average factors and independently of the large deviation, equation (7) indicates that the assessment reduces the factor of group L with respect to group H, i.e. on average the non-paying energy users have a larger load than the one they have contracted for, but this can only be learned through an assessment. In the case of group H, the ratio between the two factors cannot be predicted, although it is to be expected that the assessment will not introduce appreciable differences, and this is what the sample results seem to indicate. This is merely a verification of experimental findings which are already known by the EEEB, and which gave this study its initial orientation.

Thus, the type of sampling and sample size in the pilot survey, in addition to enabling a sound estimate of the proportion of non-paying energy users, permits a sound estimate of the mean factors and determination of the volumes of energy used illegally. The reasoning would be as follows:

In the AEM, the actual consumption expected for class H is obtained by taking expectations in equation (3). In the absence of correlations, this is:

$$E [Cr (H)] = 14.40 E [\phi_a (H)] E [Wa (H)] \quad (8)$$

For class L, it may be supposed that, if not made up of non-paying energy users, the expected value for its measured factor would coincide with the one for those in class H, within a statistical approximation.

$$E [Cr (L)] = 14.40 E [\phi_a (H)] E [Wa (L)] \quad (9)$$

Since the expected measured load would also be the same for both classes, it may be concluded that the expected consumption would be the same for the two. The expected consumption billed by the firm to members of class L would be apparent and would be calculated as follows:

$$E [Cf (L)] = 14.40 E [\phi_a (L)] E [Wa (L)] \quad (10)$$

In finding the difference between equations (9) and (10), the expected magnitude of fraudulent use expected in the universe is obtained:

$$E [\Delta C (L)] = 14.40 E [Wa (L)] E [\phi_a (H) - \phi_a (L)] \quad (11)$$

By replacing the expectations in the universe by means from the sample, the average magnitude of infraction estimated with a standard error is obtained:

$$\hat{E} [\Delta C (L)] = 14.40 \bar{W}_a (L) [\bar{\phi}_a (H) - \bar{\phi}_a (L)] \quad (12)$$

Consequently, the total number of kilowatts used illegally would be:

$$\Delta \hat{C} = 14.40 \hat{p}(L) N \bar{W}_a (L) [\bar{\phi}_a (H) - \bar{\phi}_a (L)] \quad (13)$$

where:

N is the total number of establishments in the subpopulation.

The reliability of this estimator can be analyzed without difficulty following the applied sampling method, even though the pilot surveys are too small to yield reliable results.

Equation (12) is valid for expected values and (13) for estimated totals but not for individual cases. Only if the variances were sufficiently small could those equations be applied to individual cases, and this is the situation presented by the samples. The disturbing effect of the economic situation of both classes, H and L, is too large to be overlooked. The variance which captures this effect should also be incorporated into the billing model.

#### 4. PROPOSAL FOR A STATISTICAL MODEL FOR BILLING INFRACTIONS

The preceding section has shown that numerous factors are involved in the measured utilization factor for any given establishment, whether the customer is a violator or not. An industry or business may have a given installed power which it does not necessarily use constantly. Since the average values do not reflect the particular situations of each user, if what is sought is a billing method valid for all cases, it is necessary to work with the distribution function of the utilization factors, known as  $f(\phi)$ .

Following a series of analyses on the pilot surveys, one arrives at the conclusion that it is possible to reasonably represent  $f(\phi)$  by means of technical functions other than normal distribution. A series of these functions was reviewed, and it was concluded that the GAMMA FUNCTION and the BETA FUNCTION offer interesting properties, similar to those offered by the utilization factor; for example, both make it possible to detect biases to the left or right. Both pilot surveys show notable biases to the left, but what does a bias to the left in the measured utilization factor mean? It reflects an economic situation which is not very prosperous, where there are many establishments with large installed loads but little use. However, there are some thriving establishments in the midst of an overall poor situation, which is reflected in tails to the right.

The gamma function is expressed by:

$$f(x) = \frac{\lambda^r}{\Gamma(r)} x^{r-1} e^{-\lambda x} \quad (14)$$

for:

$$\begin{aligned}\lambda &> 0 \\ r &> 0\end{aligned}$$

and,

$$\mu = \frac{r}{\lambda} ; \sigma^2 = \frac{r}{\lambda^2}$$

where  $\mu$  and  $\sigma$  are the mean and the variance of  $x$ , and:

$$\Gamma(r) = \int_0^{\infty} t^{r-1} e^{-t} dt \quad (15)$$

To test the gamma function for class H in the sample of Hotels, the values for  $\mu$  and  $\sigma^2$  can be obtained from Table No. 1.

$$\mu = 0.18473 \quad ; \quad \sigma^2 = 0.02650$$

So that:

$$\lambda = 6.97165 \quad r = 1.28787 \quad \Gamma(r) = 0.897$$

The function is then adjusted:

$$f(x) = 13.59296 x^{0.28787} e^{-6.97165} \quad (16)$$

The beta function is expressed by:

$$f(x) = \frac{1}{\beta(a,b)} x^{a-1} (1-x)^{b-1} ; \quad \begin{matrix} 0 < x < 1 \\ a > 0 \\ b > 0 \end{matrix} \quad (17)$$

$$\mu = \frac{a}{a+b} ; \quad \sigma^2 = \frac{ab}{(a+b+1)(a+b)^2} ;$$

$$\beta(a,b) = \frac{\Gamma(a) \Gamma(b)}{\Gamma(a+b)}$$

and replacing the values for  $\mu$  and  $\sigma^2$  in the parametric equations:

$$a = 0.86513 ; \quad b = 3.81807 ; \quad \frac{1}{\beta(a,b)} = 2.86195$$

So that:

$$f(x) = 2.86195 x^{-0.13487} (1-x)^{2.81807} \quad (18)$$

Table No. 2 compares the values for the theoretical functions (15) and (17) with the experimental findings. To do

Table No. 2

INTEGRAL PROBABILITY FUNCTIONS IN THE  
PILOT SURVEY OF HOTELS

167

| POWER<br>FACTOR | GAMMA      | FUNCTION | BETA   | FUNCTION | EXPERI-<br>MENTAL |           |
|-----------------|------------|----------|--------|----------|-------------------|-----------|
|                 | $\phi = x$ | $f(x)$   | $F(x)$ | $f(x)$   | $F(x)$            | $F(\phi)$ |
| 0.000           | 0.000      | 0.000    |        | 0.062    | 0.000             |           |
| 0.025           | 3.949      | 0.049    | 4.383  | 0.118    |                   |           |
| 0.050           | 4.049      | 0.149    | 3.710  | 0.219    |                   |           |
| 0.100           | 3.489      | 0.337    | 2.901  | 0.384    | 0.394             | 0.057     |
| 0.200           | 2.121      | 0.618    | 1.896  | 0.624    | 0.727             | 0.109     |
| 0.300           | 1.187      | 0.783    | 1.232  | 0.780    | 0.818             | 0.035     |
| 0.400           | 0.642      | 0.875    | 0.768  | 0.800    | 0.909             | 0.034     |
| 0.500           | 0.341      | 0.924    | 0.446  | 0.941    | 0.939             | 0.015     |
| 0.600           | 0.179      | 0.950    | 0.232  | 0.975    | 0.970             | 0.020     |
| 0.700           | 0.093      | 0.964    | 0.101  | 0.992    | 0.970             | 0.006     |
| 0.800           | 0.048      | 0.971    | 0.032  | 0.998    | 1.000             | 0.029     |
| 0.900           | 0.025      | 0.974    | 0.004  | 1.000    | 1.000             | 0.026     |
| 1.000           | 0.013      | 0.976    | 0.000  |          | 1.000             |           |

this, it is more comfortable to work with the integral probability functions obtained from the pilot survey on hotels, e.g.: the experimental cumulative distribution function of the measured utilization factor, the theoretical functions of gamma and beta, and the differences observed between the experimental function and the gamma Function.

According to the Kolmogorov-Smirnov test for a sound fit (consistency) in the gamma function, the maximum difference observed (0.109) is less than the critical value (0.27) for a significance level of 0.01.

$$F(x) = P(X \leq x) = \int_0^x f(x) dx \quad (19)$$

Equation (19) indicates that the probability that  $x$  is less than a given value is  $F(x)$ . Figure No. 1 indicates, for example, that the probability that the measured factor of hotels in the non-violator group is lower than 40%, is 0.875 for the gamma function, 0.817 for the beta function, and 0.909 for the distribution of experimental frequencies.

These theoretical functions may fit in well with the experimental findings. However, with a more careful review, it can be seen that, for the particular play of the parameters under analysis, the beta function does not represent the small values well, since  $f(x)$  tends to  $\infty$  when  $x$  tends to 0.

To test the soundness of the gamma function's fit to the experimental findings, the Kolmogorov-Smirnov test is used. The deviations are calculated:

$$D(x) = | F(\phi) - F(x) | \quad (20)$$

and the hypothesis est is formulated:

$$H^0 : F(x) = F(\phi) \quad (21)$$

The maximum deviation observed is  $D(0.20) = 0.109$ , which is smaller than the critical value  $D_{cr} = 0.27$  found in the fit tables for a significance level of 1%. Consequently, the hypothesis that gamma offers a good representation of the experimental curve well may not be discounted.

On the basis of the aforesaid, and within the limitations of the pilot survey, it is accepted that equation (15)

is the curve for population probability density for non-violator hotels.

It is then assumed that the corresponding density curve for class L is also a gamma function displaced to the left and expressed by:

$$\mu = 0.15810 ; \sigma^2 = 0.02053$$

$$\lambda = 7.70232 ; r = 1.21774 ; \Gamma(r) = 0.914$$

$$g(x) = 13.14399 x^{0.21774} e^{-7.70232} \quad (22)$$

The results shown in equations (15) and (21) make it possible to propose a mathematical model for billing non-paying energy users, to be adjusted according to the final surveys. The idea is that if all the non-paying energy users in one subpopulation of the AEM were detected, it would be necessary to bill their consumption so as to correct for the displacement to the left in the distribution function. The amount to be billed would then be measured by the displacement, as illustrated in Figure No. 1. Such a procedure would be equitable, since it would penalize each one according to "the place it occupies in the density function", which is a reflection of the good or poor economic situation of the customer. At the end of the procedure, the EEEB would recover the losses according to equations (12) and (13), since the means for the measured utilization factors which appear therein are the same ones used to calculate the parameters of the gamma function; and the respective variances are also the variances of this distribution.

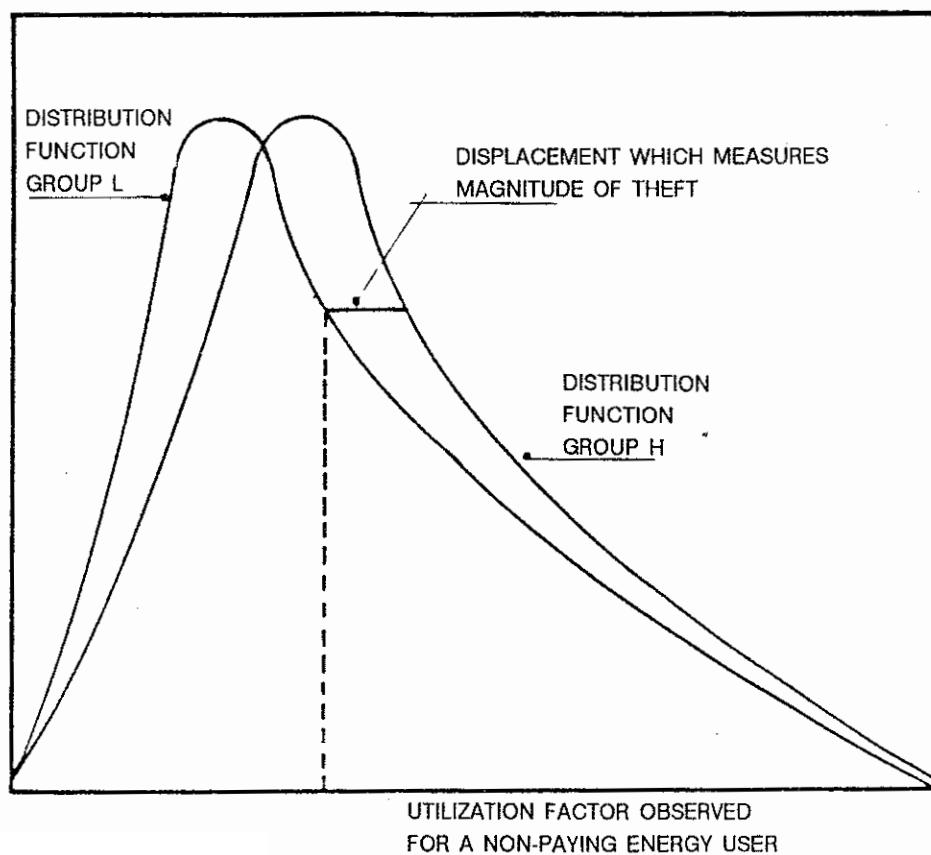
For each utilization factor observed in class L, an effort is made to find an increase  $\delta$  such that, when added to this factor it transforms the distribution factor for the non-paying energy users into the one for the paying energy users. The mathematical procedure for finding  $\delta$  as a function of x is quite complicated since it involves working with the integral probability functions. The equilibrium equation which makes it possible to estimate the increment  $\delta$  is as follows:

$$\int_0^x \Gamma(r_L) \times r_L^{-1} e^{-\lambda_L x} dx = \int_0^{x+\delta} \Gamma(r_H) \times r_H^{-1} e^{-\lambda_H x} dx \quad (23)$$

Replacing the parameters of (15) in the first member and those of (22) in the second member of equation (23), the ratio can be obtained, but it must be solved through approximations.

Figure No. 1

PROPOSED BILLING PROCEDURE, GEARED TO RECOVERING  
LOSSES DUE TO ENERGY THEFT



## 5. PROGRAM OF FINAL SURVEYS

On the basis of the foregoing, it is necessary to introduce modifications into the original survey proposal, since the plan was designed under the assumption that, for the purpose of the study, it would be sufficient to find interval estimators. The pilot survey demonstrated the need to work with complete distribution functions and to apply non-parametric statistical tests; this calls for increasing sample size over the size originally foreseen.

The new sample sizes will be determined by two conditions:

- a. The variation coefficient for the classes' proportional estimator, expressed by:

$$CV = \sqrt{\frac{N - n}{N} \cdot \frac{1 - \hat{p}(L)}{(n - 1) \hat{p}(L)}} \quad (24)$$

Once this coefficient (known also as relative sampling error) has been set, certain sample sizes will be obtained. Since the sample is without replacement, the geometric distribution must be applied to calculate the reliability intervals; a binomial approximation or even normal function could be used. In any case, equation (24) indicates that the smaller the proportion estimator, the larger the sample size for a pre-set error. However, this can only be known after sampling.

- b. The fitness parameter of Kolmogorov-Smirnov, for sizes larger than 35 and significance levels of 1%, is expressed by:

$$J_N(D) = \frac{1.63}{\sqrt{n}} \quad (25)$$

where:

D is the deviation defined by equation (20).

It would be extremely difficult to determine a priori the sample sizes required to verify the two conditions with only the information from the pilot survey. It is more convenient to apply a RECURRENT EXPERIMENTAL SAMPLING, which consists of choos-

ing an initial, not very large, sample by drawing lots in each stratum. The samples would then be analyzed and the adjustments to conditions (24) and (25) examined. If either or both of these conditions did not verify the reliability requirements, the drawing would continue and the size would increase. With this method, the sample sizes are open and can only be known when the samples are judged to be satisfactory.

The study rests on the fact that inequality (7) is verified, and it is worthwhile to recall that the assessment makes it possible to measure the displacement to the left of the violators' distribution function and, on that basis, to mount a mathematical mechanism for billing for that displacement. This means that, no matter how large, any disturbing effect would affect both groups H and L.

This fact was observed in both the pilot surveys and is therefore accepted as a working assumption. However, if one of the subpopulations should not respond to expression (7), the model proposed for it would no longer function; other analytical tools would have to be used, since the disturbing effects (which reflect a good or poor economic situation) would be correlated to the variables for class H or L. The analysis would become more complicated and would possibly exceed the scope of this study, since, instead of working with one-variable density functions such as those discussed under section 3, bivariate functions would have to be considered; for example, the joint distribution of the utilization factor and the economic situation of the business.

## 6. FINDINGS

### 6.1 Analysis of the Samples

The proposed sampling was done in the following groups:

TXT Textiles, Leather and Footgear  
QMC Chemicals  
PVC Stone, Glass and Ceramics  
HTL Hotels  
RST Restaurants  
LVN Laundries

Many of the planned interviews could not be held, although the visits were actually made. Among the reasons for this, it is worthwhile to mention: i) non-existent addresses; ii) addresses not corresponding to the activity specified in the ISIC code, i.e. errors were detected in the AEM designations; iii) users'

refusal to permit the assessment; iv) users which permitted the assessment but did not authorize the EEEB teams to examine the meters; and finally v), as always occurs in efforts of this kind, rejection of a certain number of surveys due to inconsistent data.

Many of the interviewed units had to be visited two or three times in order to solve the problems of under-representativity in the assessment.

A stratified method was used, dividing the AEM into four strata:

- N1 The largest consumers, which account for over 60% of total consumption.
- N2 The intermediate consumers, which account for 20 or 30%.
- N3 Small consumers, which account for less than 10%.
- N A fairly numerous "tail" of very small consumers having a negligible consumption. This group was not sampled.

The population breakdown of the strata is detailed in Table No. 3.

A first inspection of the samples reveals that the granted load may in some cases differ significantly from the measured load, although there is no definite pattern for the sign of the difference. In other cases, however, there is a notable coincidence between the two values. It can thus be concluded that the granted load is not always a reliable figure; among other reasons, because the installed power is not brought up-to-date.

The utilization factors of the samples behave as foreseen in the pilot phase,  $\bar{\phi}_L$  being lower than  $\bar{\phi}_H$  and its respective deviations of the same magnitude as the means. Again, it can be seen that the great deal of scattering is a characteristic of the utilization factors and that the mean values are not sufficient to characterize all of the users in an ISIC grouping.

The means for the last billed consumption and the average consumption-- for the non-violator group and for the non-paying energy users-- coincide closely, and the differences between the factors  $\bar{\phi}_L$  and  $\bar{\phi}_H$  are maintained, whether they have been calculated using last or average consumption. For the purposes of this study, the factors referring to the last billed consumption will be used.

The means for the contractual and measured loads show differences due to the fact that the former, as mentioned previously, do not always really reflect the users' installed power.

The situation of the contractual load and the last consumption of the users in the universe is summarized in Table No. 4.

Prior to calculating estimators, it is very important to test the influence of stratification on the fact that a user is or is not a violator; in other words, the correlation between the estimators for classes H and L and the position each user occupies in the AEM, ordered according to decreasing consumption. One arrives at the conclusion that, somewhat surprisingly, the correlation is null and that whether a user consumes 10 000 or 100 kWh per bimester has nothing to do with whether he is or is not a violator. The hypothesis of non-correlation had been formulated for the sake of simplification in the pilot phase and has been widely verified in all of the subsamples.

This means that the stratification adopted, although useful because it guarantees good representativity at all levels of consumption, does not afford a sounder estimate, so the statistical inference may be made independently of the stratification criterion. Consequently, equations (8) and (9), as well as those deduced therefrom, prove to be valid and may be used for the estimate.

## 6.2 Estimation of the Magnitude of Non-Paying Energy Users

For each branch, the proportion  $\hat{p}$  and the total are determined for class  $\hat{L}$ ; these yield the percentage and the number of non-paying energy users, respectively. If in a sample size  $n$  there are  $l$  non-paying energy users, the probability distribution of  $l$  follows a binomial law.

$$P(l) = \frac{n!}{l! (n-l)!} p^l (1-p)^{n-l} \quad (26)$$

The variances in the proportion and the total are estimated as follows:

$$\hat{V}(\hat{p}) = \frac{N-n}{N(n-1)} \hat{p} (1-\hat{p}) ; \quad \hat{V}(L) = N^2 \hat{V}(\hat{p}) \quad (27)$$

Table No. 3  
STRATA IN THE UNIVERSE

| SECTOR | N1    | N2  | N3  | -N    | N     |
|--------|-------|-----|-----|-------|-------|
| TXT    | 106   | 636 | 714 | 417   | 1 873 |
| OMC    | 106   | 424 | 173 | 137   | 840   |
| PVC    | 159   | 106 | 122 | 0     | 387   |
| HTL    | 212   | 212 | 220 | 0     | 644   |
| RST    | 4 374 | 0   | 0   | 1 519 | 5 893 |
| LVN    | 544   | 0   | 0   | 131   | 675   |

Table No. 4  
GRANTED LOAD AND MEASURED CONSUMPTION IN THE  
GROUPS SURVEYED IN THE UNIVERSE

September 1985

| SECTOR | Total Granted Load kW | Total Last Consumption kWh/bimes. | Number of Users | Average Last Consumption kWh/bimes. |
|--------|-----------------------|-----------------------------------|-----------------|-------------------------------------|
| TXT    | 51 502.10             | 6 652 445                         | 1 873           | 3 532.00                            |
| QMC    | 45 396.20             | 9 269 119                         | 840             | 11 035.00                           |
| PVC    | 24 966.50             | 3 094 697                         | 387             | 7 996.00                            |
| HTL    | 8 736.50              | 1 313 790                         | 644             | 2 040.00                            |
| RST    | 44 215.40             | 7 779 769                         | 5 893           | 1 320.00                            |
| LVN    |                       | 1 059 967                         | 675             | 1 370.00                            |

To calculate the reliability limits, and for relatively large sample sizes such as in this survey, the normal approximation for the binomial distribution may be used by adding a term of correction for continuity, with which the reliability interval becomes symmetrical. If  $z$  is the value of the normal probability density for the chosen level of reliability, this interval comes from the following formula:

$$IC = \pm z \sqrt{\hat{V}(\hat{p})} + \frac{1}{2n} \quad (28)$$

Table No. 5 shows that the proportion of non-paying energy users varies a great deal according to economic activity as expressed by the ISIC code: from a minimum of 10% in the Stone, Glass and Ceramics Sector, up to 37% in Hotels. The reliability levels are also in line with the sample fraction used and are considered reasonable.

According to the results, the non-paying energy users constitute around 25% of the groups of users studied. This confirms the assumption of the pilot survey in the sense that infractions would acquire extremely high levels. Of the 10 312 users studied, 2 522 are non-paying energy users, and this group total occurs with an interval of  $\pm 77$ , for a significance level of 90%, thus being a very reliable measure. Obviously, the branch of economic activity in which these non-paying energy users are found cannot be affirmed with the same reliability. However, it is worthwhile to note that if a systematic search is done in all the branches, this procedure is benefitted by the high degree of probability that the total number will be on the order of 2 500. The high degree of confidence with which it may be affirmed that if a violator is not in one branch he will necessarily be in another supports the joint search, since in the end the firm seeks non-paying energy users that will allow it to recover its losses, no matter what group they are in. The group estimators are very useful for formulating lines of action, after which work should be done simultaneously in all of them.

The average infraction by branches is extremely variable (Table No. 6) and leads to curious conclusions. The group having the fewest non-paying energy users is the Stone, Glass and Ceramics Sector, but, at the same time, it has the most illicit use: since 45% of the consumption is not registered by the meters. The group having the most non-paying energy users is Hotels, but the magnitude of their infraction is a discreet 17% of the actual consumption. The sectors Chemicals and Restaurants have many non-paying energy users with an appreciable magnitude of illicit use, but the Laundry Sector is the critical case; it has numerous non-paying energy users with an illegal level of utilization of 60%, which is the highest in the sample.

Table No. 5

STATISTICS ON THE PROPORTION AND TOTAL OF  
NON-PAYING ENERGY USERS BY SECTOR

| SECTOR | Proportion<br>Non-Paying<br>Users | Standard<br>Error | Confidence<br>Interval<br>90% | Total<br>Non-Paying<br>Group | Confidence<br>Interval<br>90% |
|--------|-----------------------------------|-------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| TXT    | 17.04                             | 3.93              | 6.57                          | 319                          | 120                           |
| QMC    | 24.19                             | 5.27              | 8.91                          | 203                          | 72                            |
| PVC    | 10.42                             | 4.17              | 7.23                          | 40                           | 26                            |
| HTL    | 37.50                             | 5.78              | 9.92                          | 241                          | 61                            |
| RST    | 25.48                             | 2.97              | 4.95                          | 1 501                        | 287                           |
| LVN    | 32.26                             | 8.32              | 13.67                         | 218                          | 92                            |
| TOTAL  | 24.47                             | 1.87              | 3.07                          | 2 522                        | 77                            |

Table No. 6

MEASURED LOAD AND CONSUMPTION FOR PAYING AND  
NON-PAYING ENERGY USERS IN THE UNIVERSE

| SECTOR | Measured Average Consumption  |            | Measured<br>Average<br>Load<br>in kW | Average Amt.<br>of Theft<br>in kWh per<br>bimester |
|--------|-------------------------------|------------|--------------------------------------|--|
|        | PAYING<br>in kWh per bimester | NON-PAYING |                                      |  |
| TXT    | 3 600.47                      | 3 315.59   | 13.72                                | 284.88 ( 8%)                                       |
| QMC    | 11 569.73                     | 9 353.18   | 38.73                                | 2212.82 (20%)                                      |
| PVC    | 8 354.90                      | 4 908.74   | 37.30                                | 3443.16 (43%)                                      |
| HTL    | 2 177.48                      | 1 811.56   | 8.86                                 | 365.92 (17%)                                       |
| RST    | 1 414.90                      | 1 044.28   | 4.05                                 | 370.62 (26%)                                       |
| LVN    | 2 933.76                      | 1 153.27   | 10.05                                | 1780.49 (60%)                                      |

Table No. 7 indicates the final solution to the problem of estimating infractions, by indicating the consumption recorded in the AEM lists and the totals used illegally as estimated on the basis of the assessment survey. By adding the infractions to the records, real consumption is obtained. It can be seen that infractions are 5.45% of real consumption, and this is greater than what is billed to all of the Hotels or all of the Laundries put together.

By comparing the situation among the branches of activity, it can be seen that the largest thefts are located in the Laundry Sector and the lowest in the Textiles, Leather and Footgear Sector. The other groups have levels of illegal use of between 4 and 7%.

According to the theory implicit in the sample expansion, the highest levels of infraction occur when two conditions are fulfilled: i) a high proportion of non-paying energy users and ii) a large difference between the utilization factors for H and L. When only the first holds true, there will be "many non-paying energy users who make illegal use of little". If only the second holds true, there will be "a few making illegal use of much". Since there is a little bit of everything in the AEM, the extreme case of "many making illegal use of much" is the case of the Laundries.

The non-paying energy users in the Laundry Sector and the Stone, Glass and Ceramics Sector have especially low utilization factors, and it is possible that this is due to the fact that they are sectors which make intensive use of electricity for thermal purposes.

### 6.3 Model for Recovering Losses

The model discussed under section 3 is applied here to represent the utilization factor for the paying energy users and the non-paying energy users. To do this, the gamma function of equation (14) is used; for the sake of simplicity, the probability functions for the paying energy users are expressed as  $f(x)$  and  $F(x)$  and as  $g(x)$  and  $G(x)$  for the non-paying energy users.

The model which offers the best fit corresponds to a truncated gamma function; it also fulfills the condition that the probability density function for the non-paying energy users originates with the displacement of the function for the paying energy users to the left, with the same scattering. When this procedure is applied, it is possible for the density at the origin to become infinite; the model is therefore termed "infinite gamma".

Table No. 7

## MEASURED LOAD, THEFT AND ACTUAL CONSUMPTION

| SECTOR | Measured Load<br>kWh/bimester | Theft<br>kWh/bimester | Actual Consumption<br>kWh/bimester | Percentage<br>of<br>Theft |
|--------|-------------------------------|-----------------------|------------------------------------|---------------------------|
| TXT    | 6 652 445                     | 90 922                | 6 743 367                          | 1.35                      |
| QMC    | 9 269 119                     | 449 636               | 9 718 755                          | 4.63                      |
| PVC    | 3 094 697                     | 138 847               | 3 233 544                          | 4.29                      |
| HTL    | 1 313 790                     | 88 370                | 1 402 160                          | 6.30                      |
| RST    | 7 779 769                     | 556 499               | 8 336 268                          | 6.68                      |
| LVN    | 1 059 967                     | 387 711               | 1 447 678                          | 26.78                     |
| ALL    | 29 169 787                    | 1 711 985             | 30 881 772                         | 5.54                      |

Figure No. 2 presents two examples of sound fit between the infinite gamma model and the experimental data, for the Restaurants Sector and the Textiles Sector. The application of the Kolmogorov-Smirnov test expressed by equations (20), (21) and (25) leads to acceptance of the hypothesis that the model is a good representation of the experimental data.

Table No. 8 presents the parameters for gauging the model for each branch. It can be proven that the adopted model works well in all of the branches studied. However, the parameters vary a great deal from one branch to another, so it is advisable not to extrapolate to groups in which no surveys have been done, since the truncated gamma distribution function should be gauged according to a set of experimental data of relatively homogeneous aggregates. Undoubtedly, these parameters depend heavily on energy consumption technologies. Table No. 9 indicates the values for the fit functions and shows the differences by branches. It can be seen, for example, that for factors less than or equal to 10%, the distribution function for the non-non-paying energy users covers 38% in TXT but only 24% in RST.

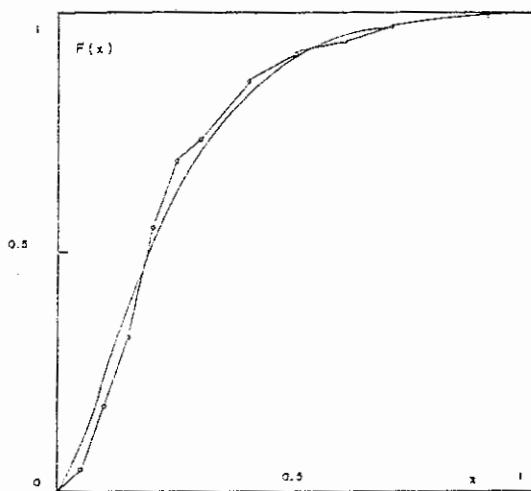
Figure No. 3 provides the graphs for  $F(x)$  and  $G(x)$  for the six groups under study. The displacement of  $G(x)$  to the left with respect to  $F(x)$  measures the infraction. In terms of the utilization factor, it is designated by  $\delta$ , which is a function of  $x$  whose expectation is:

$$E(\delta) = \int_0^1 \delta(x)g(x)dx = \bar{\phi}_H - \bar{\phi}_L \quad (29)$$

Equation (29) expresses that the displacement is such that, on average, it should produce the averaged differences between the utilization factors for the paying energy users and the non-paying energy users. To find the value of  $\delta$  for each point, equation (23) must be solved. The calculation procedure which begins with the gauging of the probability density functions and ends with the calculation of displacements entails major practical difficulties, even by computer, because it is necessary to do recurrent iterations on functions which either have infinite values or represent very sharp curves with abrupt changes in slope. The solution can only be approximate, and it is useful to first do a rough calibration to learn about properties. The results provided in Figure No. 4 represent a family of curves for  $\delta$  as a function of  $x$ : the ordinates show the amount that the utilization factor for a violator belonging to a given branch must be increased by so that, when this is done for all of the non-paying energy users in that branch, there will be a density function shift to the right, as a consequence of which the losses will be recovered.

Figure No. 2

FIT OF THE TRUNCATED GAMMA FUNCTION TO THE  
EXPERIMENTAL DATA FROM THE SAMPLE OF RESTAURANTS



FIT OF THE TRUNCATED GAMMA FUNCTION TO THE  
EXPERIMENTAL DATA FROM THE SAMPLE OF TEXTILES

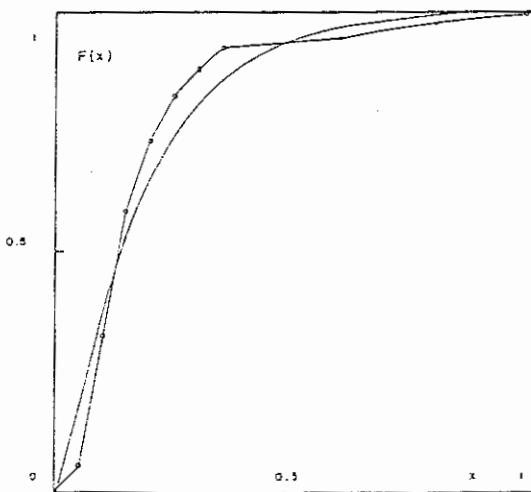


Table No. 8

## INFINITE GAMMA MODEL

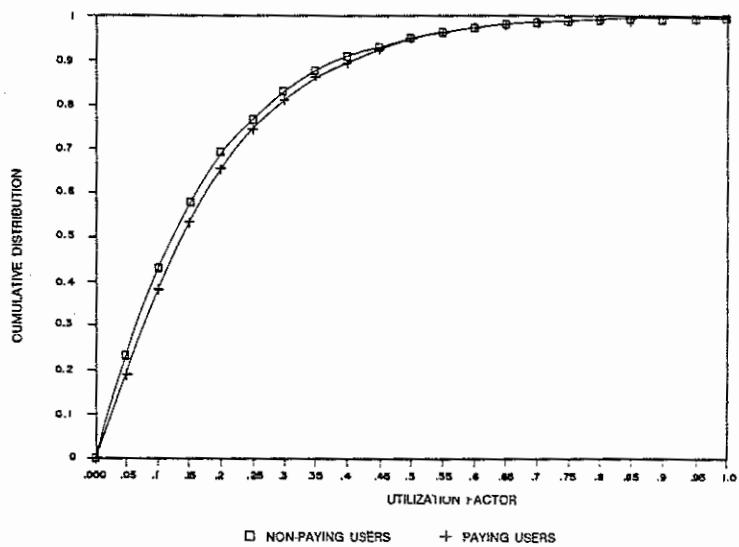
(Parameters)

|                         | TXT     | QMC     | PVC     | HTL     | RST     | LVN      |
|-------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| MU:L                    | 16.782  | 16.776  | 9.139   | 14.199  | 17.906  | 7.969    |
| MU:H                    | 18.224  | 20.745  | 15.555  | 17.067  | 24.261  | 12.216   |
| SD:L                    | 11.355  | 16.506  | 5.537   | 13.449  | 17.564  | 3.862    |
| SD:H                    | 16.766  | 19.617  | 13.415  | 15.735  | 19.116  | 5.955    |
| r:L                     | 1.0019  | 0.7313  | 0.4641  | 0.8143  | 0.8774  | 1.7908   |
| $\lambda$ :L            | 5.9701  | 4.3594  | 5.0783  | 5.7349  | 4.9001  | 22.4719  |
| $\Gamma(r):L$           | 1.0000  | 1.2507  | 1.9082  | 1.1471  | 1.0885  | 0.9288   |
| r:H                     | 1.1815  | 1.1183  | 1.3445  | 1.1765  | 1.6107  | 4.2082   |
| $\lambda$ :H            | 6.4831  | 5.3907  | 8.6435  | 6.8932  | 6.6392  | 34.4481  |
| $\Gamma(r):H$           | 0.9237  | 0.9436  | 0.8922  | 0.9237  | 0.8947  | 7.8365   |
| $\lambda^r/\Gamma(r):L$ | 5.9905  | 2.3468  | 1.1141  | 3.6146  | 3.7048  | 283.5259 |
| $r-1:L$                 | 0.0019  | -0.2687 | -0.5359 | -0.1857 | -0.1226 | 0.7908   |
| $-\lambda :L$           | -5.9701 | -4.3594 | -5.0783 | -5.7349 | -4.9001 | -22.4719 |
| Trunc                   | 0.9723  | 0.9725  | 0.9886  | 0.9881  | 0.9899  | 1.0039   |
| $\lambda^r/\Gamma(r):H$ | 9.8530  | 6.9731  | 20.3657 | 10.4914 | 23.5797 | 375.448  |
| $r-1:H$                 | 0.1815  | 0.1183  | 0.3445  | 0.1765  | 0.6107  | 3.2082   |
| $-\lambda :H$           | -6.4831 | -5.3907 | -8.6435 | -6.8932 | -6.6392 | -34.4481 |
| Trunc                   | 0.9843  | 0.9808  | 0.9897  | 0.9858  | 0.9897  | 0.9724   |

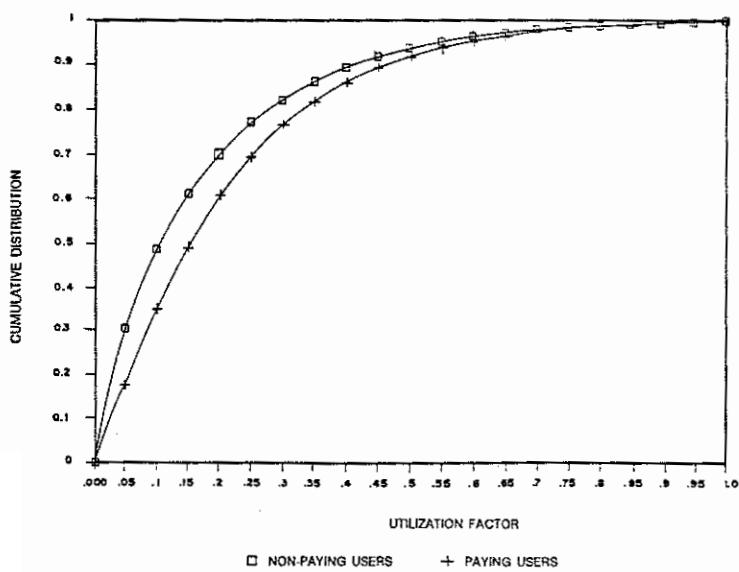
MU Measured Average

SD Measured Deviation

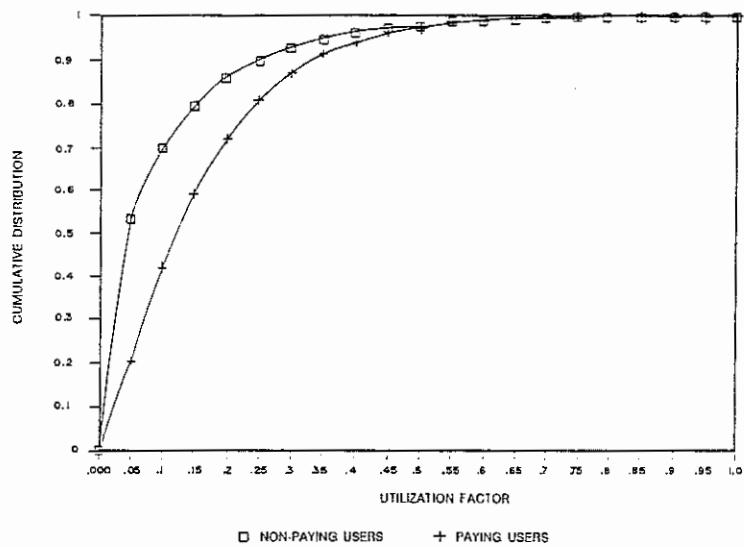
TEXTILES, LEATHERS AND FOOTGEAR



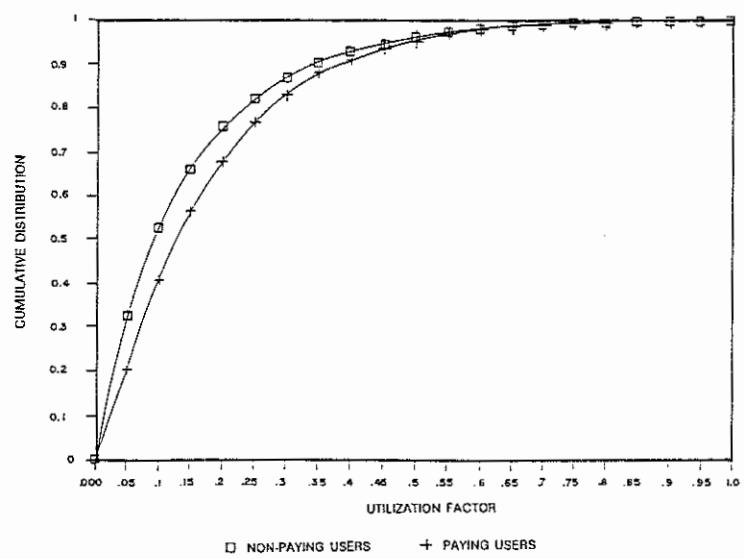
CHEMICALS



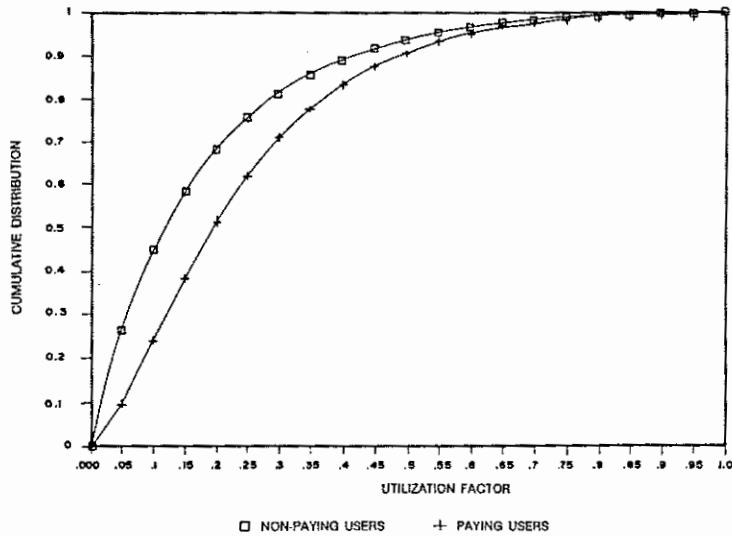
### **STONE, GLASS AND CERAMICS**



### **HOTELS**



### RESTAURANTS



### LAUNDRIES

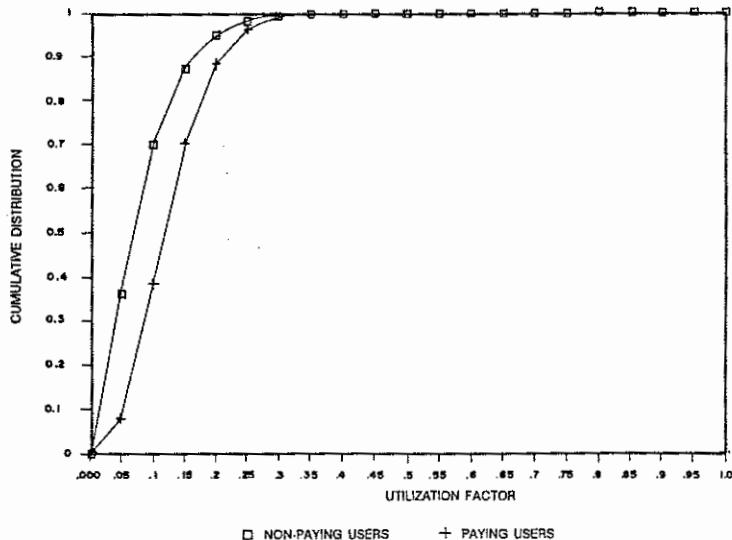


Figure No. 4

DISPLACEMENT OF THE UPDATING FACTOR FOR NON-PAYING ENERGY USERS  
IN ORDER TO RECOVER LOSSES DUE TO THEFT

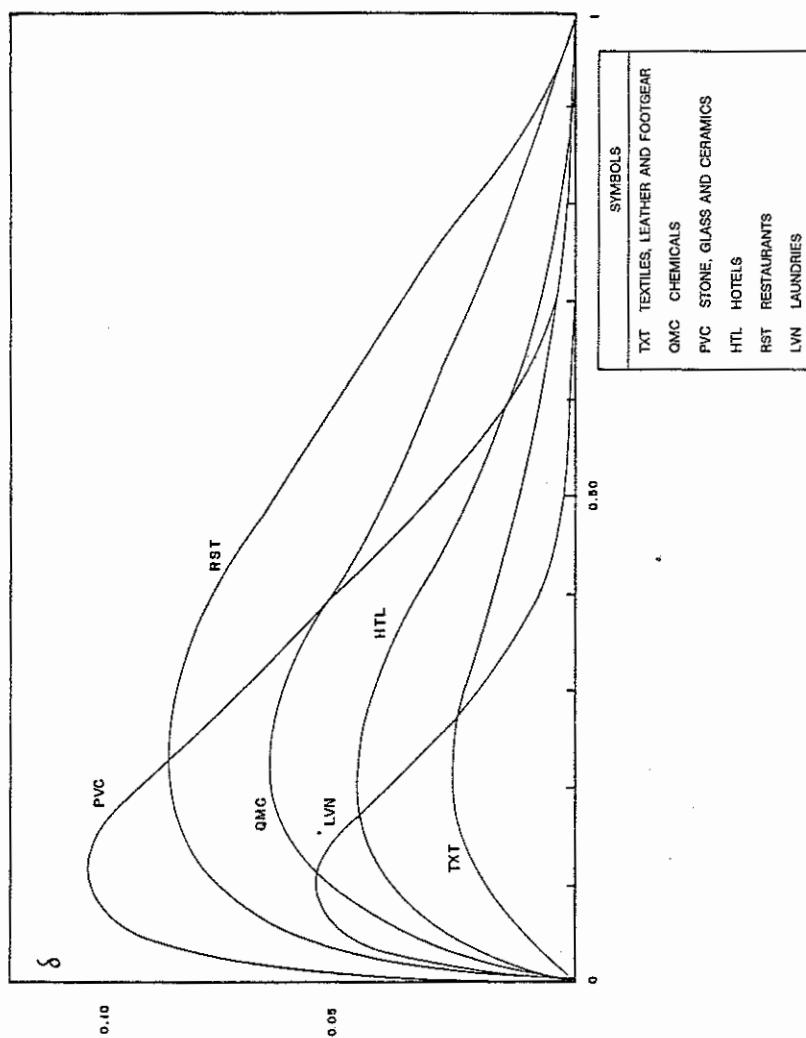


Table No. 9

## INFINITE GAMMA MODEL FOR THE DIFFERENT SECTORS

| TEXTILES, LEATHER AND FOOTGEAR |        |        |        |        | CHEMICALS |        |        |        |  |
|--------------------------------|--------|--------|--------|--------|-----------|--------|--------|--------|--|
| x                              | g(x)   | G(x)   | f(x)   | F(x)   | g(x)      | G(x)   | f(x)   | F(x)   |  |
| 0.00                           | 6.0271 | 0.0000 | 1.2387 | 0.0000 | 53.2028   | 0.0000 | 1.8209 | 0.0000 |  |
| 0.01                           | 5.7535 | 0.0288 | 4.0673 | 0.0203 | 7.9616    | 0.0796 | 3.9069 | 0.0195 |  |
| 0.02                           | 5.4273 | 0.0847 | 4.3229 | 0.0623 | 6.3269    | 0.1511 | 4.0182 | 0.0592 |  |
| 0.03                           | 5.1167 | 0.1374 | 4.3609 | 0.1057 | 5.4318    | 0.2099 | 3.9924 | 0.0992 |  |
| 0.04                           | 4.8228 | 0.1871 | 4.3062 | 0.1490 | 4.8134    | 0.2611 | 3.9159 | 0.1388 |  |
| 0.05                           | 4.5453 | 0.2339 | 4.2027 | 0.1916 | 4.3399    | 0.3068 | 3.8096 | 0.1774 |  |
| 0.10                           | 3.3767 | 0.4320 | 3.4465 | 0.3828 | 2.8969    | 0.4878 | 3.1582 | 0.3516 |  |
| 0.15                           | 2.5072 | 0.5791 | 2.6826 | 0.5360 | 2.0891    | 0.6124 | 2.5305 | 0.4938 |  |
| 0.20                           | 1.8612 | 0.6883 | 2.0439 | 0.6542 | 1.5550    | 0.7035 | 1.9996 | 0.6071 |  |
| 0.25                           | 1.3814 | 0.7694 | 1.5391 | 0.7438 | 1.1777    | 0.7718 | 1.5680 | 0.6963 |  |
| 0.30                           | 1.0253 | 0.8295 | 1.1504 | 0.8110 | 0.9018    | 0.8238 | 1.2236 | 0.7660 |  |
| 0.35                           | 0.7609 | 0.8742 | 0.8555 | 0.8612 | 0.6957    | 0.8638 | 0.9517 | 0.8204 |  |
| 0.40                           | 0.5647 | 0.9073 | 0.6338 | 0.8984 | 0.5398    | 0.8946 | 0.7384 | 0.8627 |  |
| 0.45                           | 0.4190 | 0.9319 | 0.4682 | 0.9260 | 0.4205    | 0.9187 | 0.5719 | 0.8954 |  |
| 0.50                           | 0.3110 | 0.9502 | 0.3451 | 0.9463 | 0.3287    | 0.9374 | 0.4422 | 0.9208 |  |
| 0.55                           | 0.2308 | 0.9637 | 0.2539 | 0.9613 | 0.2577    | 0.9520 | 0.3416 | 0.9404 |  |
| 0.60                           | 0.1712 | 0.9738 | 0.1866 | 0.9723 | 0.2024    | 0.9636 | 0.2636 | 0.9555 |  |
| 0.65                           | 0.1271 | 0.9812 | 0.1369 | 0.9804 | 0.1593    | 0.9726 | 0.2032 | 0.9672 |  |
| 0.70                           | 0.0943 | 0.9867 | 0.1003 | 0.9863 | 0.1256    | 0.9797 | 0.1566 | 0.9762 |  |
| 0.75                           | 0.0700 | 0.9908 | 0.0735 | 0.9906 | 0.0991    | 0.9853 | 0.1206 | 0.9831 |  |
| 0.80                           | 0.0519 | 0.9939 | 0.0537 | 0.9938 | 0.0783    | 0.9898 | 0.0928 | 0.9884 |  |
| 0.85                           | 0.0385 | 0.9962 | 0.0393 | 0.9962 | 0.0620    | 0.9933 | 0.0714 | 0.9926 |  |
| 0.90                           | 0.0286 | 0.9978 | 0.0287 | 0.9979 | 0.0491    | 0.9961 | 0.0549 | 0.9957 |  |
| 0.95                           | 0.0212 | 0.9991 | 0.0210 | 0.9991 | 0.0389    | 0.9938 | 0.0422 | 0.9981 |  |
| 1.00                           | 0.0157 | 1.0000 | 0.0153 | 1.0000 | 0.0309    | 1.0000 | 0.0324 | 1.0000 |  |

Table No. 9

(Continued)

| STONE, GLASS AND CERAMICS |          |        |        |        | HOTELS  |        |        |        |
|---------------------------|----------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|
| x                         | g(x)     | G(x)   | f(x)   | F(x)   | g(x)    | G(x)   | f(x)   | F(x)   |
| 0.00                      | 538.6685 | 0.0000 | 0.3899 | 0.0000 | 31.0282 | 0.0000 | 1.3953 | 0.0000 |
| 0.01                      | 12.6358  | 0.2527 | 3.8626 | 0.0193 | 8.1238  | 0.0812 | 4.4072 | 0.0220 |
| 0.02                      | 8.2838   | 0.3573 | 4.4983 | 0.0611 | 6.7445  | 0.1556 | 4.6489 | 0.0673 |
| 0.03                      | 6.3359   | 0.4304 | 4.7443 | 0.1073 | 5.9067  | 0.2188 | 4.6611 | 0.1139 |
| 0.04                      | 5.1618   | 0.4879 | 4.8047 | 0.1551 | 5.2873  | 0.2748 | 4.5772 | 0.1601 |
| 0.05                      | 4.3532   | 0.5355 | 4.7590 | 0.2029 | 4.7900  | 0.3252 | 4.4439 | 0.2052 |
| 0.10                      | 2.3292   | 0.7025 | 3.9222 | 0.4199 | 3.1616  | 0.5240 | 3.5580 | 0.4052 |
| 0.15                      | 1.4540   | 0.7971 | 2.9275 | 0.5912 | 2.2012  | 0.6581 | 2.7077 | 0.5619 |
| 0.20                      | 0.9668   | 0.8576 | 2.0982 | 0.7168 | 1.5665  | 0.7522 | 2.0182 | 0.6800 |
| 0.25                      | 0.6655   | 0.8984 | 1.4706 | 0.8060 | 1.1283  | 0.8196 | 1.4872 | 0.7676 |
| 0.30                      | 0.4682   | 0.9268 | 1.0166 | 0.8682 | 0.8188  | 0.8683 | 1.0881 | 0.8320 |
| 0.35                      | 0.3344   | 0.9469 | 0.6958 | 0.9110 | 0.5973  | 0.9037 | 0.7921 | 0.8790 |
| 0.40                      | 0.2415   | 0.9613 | 0.4729 | 0.9402 | 0.4374  | 0.9296 | 0.5746 | 0.9231 |
| 0.45                      | 0.1759   | 0.9717 | 0.3197 | 0.9601 | 0.3213  | 0.9485 | 0.4156 | 0.9379 |
| 0.50                      | 0.1290   | 0.9793 | 0.2152 | 0.9734 | 0.2365  | 0.9625 | 0.3000 | 0.9558 |
| 0.55                      | 0.0951   | 0.9849 | 0.1443 | 0.9824 | 0.1744  | 0.9727 | 0.2161 | 0.9687 |
| 0.60                      | 0.0704   | 0.9890 | 0.0965 | 0.9884 | 0.1288  | 0.9803 | 0.1555 | 0.9780 |
| 0.65                      | 0.0523   | 0.9921 | 0.0644 | 0.9925 | 0.0953  | 0.9859 | 0.1117 | 0.9847 |
| 0.70                      | 0.0390   | 0.9944 | 0.0429 | 0.9951 | 0.0706  | 0.9901 | 0.0802 | 0.9895 |
| 0.75                      | 0.0292   | 0.9961 | 0.0285 | 0.9969 | 0.0523  | 0.9932 | 0.0575 | 0.9929 |
| 0.80                      | 0.0218   | 0.9974 | 0.0189 | 0.9981 | 0.0388  | 0.9954 | 0.0412 | 0.9954 |
| 0.85                      | 0.0165   | 0.9983 | 0.0125 | 0.9989 | 0.0288  | 0.9971 | 0.0295 | 0.9972 |
| 0.90                      | 0.0123   | 0.9991 | 0.0083 | 0.9994 | 0.0214  | 0.9984 | 0.0211 | 0.9984 |
| 0.95                      | 0.0093   | 0.9996 | 0.0055 | 0.9998 | 0.0159  | 0.9993 | 0.0151 | 0.9994 |
| 1.00                      | 0.0070   | 1.0000 | 0.0036 | 1.0000 | 0.0118  | 1.0000 | 0.0108 | 1.0000 |

Table No. 9

(Continued)

|      | RESTAURANTS |        |        |        | LAUNDRIES |        |        |        |
|------|-------------|--------|--------|--------|-----------|--------|--------|--------|
| x    | g(x)        | G(x)   | f(x)   | F(x)   | g(x)      | G(x)   | f(x)   | F(x)   |
| 0.00 | 15.3487     | 0.0000 | 0.0211 | 0.0000 | 0.0314    | 0.0000 | 0.0000 | 0.0000 |
| 0.01 | 6.2668      | 0.0627 | 1.3389 | 0.0067 | 5.9121    | 0.0296 | 0.1049 | 0.0005 |
| 0.02 | 5.4810      | 0.1214 | 1.9132 | 0.0230 | 8.1696    | 0.1000 | 0.6869 | 0.0045 |
| 0.03 | 4.9658      | 0.1736 | 2.2933 | 0.0440 | 8.9920    | 0.1858 | 1.7873 | 0.0169 |
| 0.04 | 4.5645      | 0.2213 | 2.5582 | 0.0682 | 9.0170    | 0.2758 | 3.1872 | 0.0417 |
| 0.05 | 4.2290      | 0.2653 | 2.7434 | 0.0948 | 8.5922    | 0.3639 | 4.6208 | 0.0808 |
| 0.10 | 3.0404      | 0.4470 | 3.0059 | 0.2385 | 4.8326    | 0.6995 | 7.6286 | 0.3870 |
| 0.15 | 2.2643      | 0.5796 | 2.7628 | 0.3827 | 2.1650    | 0.8744 | 5.0043 | 0.7028 |
| 0.20 | 1.7109      | 0.6790 | 2.3631 | 0.5108 | 0.8837    | 0.9506 | 2.2498 | 0.8842 |
| 0.25 | 1.3030      | 0.7543 | 1.9431 | 0.6185 | 0.3427    | 0.9813 | 0.8223 | 0.9610 |
| 0.30 | 0.9973      | 0.8118 | 1.5584 | 0.7060 | 0.1287    | 0.9931 | 0.2636 | 0.9881 |
| 0.35 | 0.7660      | 0.8559 | 1.2286 | 0.7757 | 0.0473    | 0.9975 | 0.0772 | 0.9966 |
| 0.40 | 0.5898      | 0.8898 | 0.9564 | 0.8303 | 0.0171    | 0.9991 | 0.0212 | 0.9991 |
| 0.45 | 0.4550      | 0.9159 | 0.7374 | 0.8727 | 0.0061    | 0.9997 | 0.0055 | 0.9998 |
| 0.50 | 0.3516      | 0.9361 | 0.5643 | 0.9052 | 0.0022    | 0.9999 | 0.0014 | 0.9999 |
| 0.55 | 0.2720      | 0.9517 | 0.4292 | 0.9301 | 0.0008    | 1.0000 | 0.0003 | 1.0000 |
| 0.60 | 0.2106      | 0.9638 | 0.3247 | 0.9489 | 0.0003    | 1.0000 | 0.0001 | 1.0000 |
| 0.65 | 0.1632      | 0.9731 | 0.2447 | 0.9632 | 0.0001    | 1.0000 | 0.0000 | 1.0000 |
| 0.70 | 0.1266      | 0.9804 | 0.1837 | 0.9739 | 0.0000    | 1.0000 | 0.0000 | 1.0000 |
| 0.75 | 0.0983      | 0.9860 | 0.1375 | 0.9819 | 0.0000    | 1.0000 | 0.0000 | 1.0000 |
| 0.80 | 0.0763      | 0.9903 | 0.1026 | 0.9879 | 0.0000    | 1.0000 | 0.0000 | 1.0000 |
| 0.85 | 0.0593      | 0.9937 | 0.0764 | 0.9924 | 0.0000    | 1.0000 | 0.0000 | 1.0000 |
| 0.90 | 0.0461      | 0.9964 | 0.0568 | 0.9957 | 0.0000    | 1.0000 | 0.0000 | 1.0000 |
| 0.95 | 0.0358      | 0.9984 | 0.0421 | 0.9982 | 0.0000    | 1.0000 | 0.0000 | 1.0000 |
| 1.00 | 0.0279      | 1.0000 | 0.0312 | 1.0000 | 0.0000    | 1.0000 | 0.0000 | 1.0000 |

#### 6.4 Example of Calculation

For a violating restaurant whose measured utilization factor is  $x = 0.10$  and whose recorded consumption is  $Cr = 850$  kWh/bimester. For this value of  $x$ , one reads  $\delta = 0.075$  in the corresponding curve. The corrected utilization factor will be equal to  $x + \delta = 0.175$ . If equation (2) is now applied, with  $Cr'$  as the actual consumption:

$$\frac{Cr}{Cr'} = \frac{x}{x + \delta} \quad (30)$$

so that the actual consumption results in  $Cr' = 1487$  kWh/bimester. Thus, a restaurant having these features is illegally using 637 kWh/bimester, which is 42.8% of what it consumes. This is true because, within the statistical approximation of the sound-fit test of Kolmogorov-Smirnov, the non-violating restaurants behave according to the gamma function, with specific parameters for the group of restaurants, because all the violators come from this family and shift to the left in a magnitude  $\delta$ , which by definition corresponds to the magnitude of their infraction.

If the entire curve for the Restaurant Sector is traced in Figure No. 4 and equation (30) is applied for all of the violators detected in this branch, equation (29) assures that the losses will be recovered during the recovery period, provided that the following condition is met:

$$Cr' - Cr = 14.4 N \bar{W}_a E(\delta) \quad (31)$$

To omit the rough estimate of the graphing procedure, a computer program has been prepared to arrive at a more refined fit, so that, when a value for  $x$  is introduced and the appropriate branch is selected, the displacement is obtained by means of an iterative procedure.

ECONOMIC COMPARISON BETWEEN GEOTHERMAL POWER PLANTS AND  
THERMOELECTRIC PLANTS 1/

Gerardo Hiriart Le Bert \*

1. INTRODUCTION

To determine whether the construction of a geothermal power plant is justifiable or not, each country's subjective considerations must be taken into account, i.e. its policies for diversifying primary energy, substituting imports, and utilizing natural resources. However, it is also indispensable to compare the geothermal option with other available technologies, in economic terms; in other words, to compare the cost which the construction of a geothermal power plant and the development of the respective field would involve for the country (or power company), as opposed to the construction of a thermoelectric plant, and then to compare the cost of the energy generated by each one of these options.

This document centers attention on the economic comparison between a geothermal power plant and a conventional fuel-run thermoelectric plant. The comparative analysis is done on economic bases without including financial aspects. The following chapter proposes the methodology for an economic analysis, including a glossary of terms and a brief explanation of basic concepts.

Then, the costs involved in the construction of a geothermal power plant and the development of the field are enumerated, and the factors to be considered in terms of operation and maintenance of both the plant and the field are discussed.

---

1/ This article was presented at the Central American Seminar on Geothermal Exploitation, held in Managua, Nicaragua from March 17 to 21, 1986.

\* Head of the Project Feasibility Department, Federal Electricity Commission (CFE), Mexico.

To facilitate the economic comparison between these alternatives, the following chapter indicates the cost of a conventional thermoelectric plant latter for different unit sizes. This information makes it possible to perform the economic analysis presented in the corresponding chapter.

Although it is very difficult to formulate an a priori breakdown of costs for the development of a geothermal power project, for the sake of illustration, the explanations have used numerical values for each activity, on the basis of the Mexican experience. The user will be able to change the values as considered necessary, as long as the methodology is maintained.

Finally, there is a very important chapter corresponding to the analysis which must be carried out once that the decision has been made to install a geothermal power plant. Here, the method for optimizing the size and features of the plant are discussed, as well as the way to calculate the economic parameters involved in optimization.

## 2. METHODOLOGY

To determine whether the installation of a geothermal power plant is more economical than the installation of a thermoelectric plant, the costs of investment and generation in the two options must be compared. In the first case, it is indispensable to work on the basis of an accurate knowledge of reservoir capacity. The uncertainty that may exist in this regard calls for a separate risk analysis on the soundness of the hypothesis.

The costs of a geothermal power plant are divided as follows:

a. Investment

All of the expenditures prior to commercial start-up of the plant.

b. Operation and Maintenance

All of the expenditures following start-up of commercial operations (for a thermoelectric plant this includes fuel consumption).

This apparently contradictory division makes it possible to clearly distinguish well repair and replacement from drilling of the production wells needed to initiate operations.

From a strictly accounting standpoint, the activities corresponding to investment in a geothermal power plant, may be divided as follows:

- Exploration

All those expenses in a given geothermal field up to the date of the economic analysis, without including wells.

- Exploratory wells

Those wells which have been drilled in the field up to the date of the economic analysis, whether they have been production wells, injection wells or dry wells.

- Production wells

All of the wells which, in the opinion of the designers, need to be drilled, from the moment of their analysis until plant start-up, including injection wells, dry wells, etc.

- Back-up wells

Including the costs of support (injection, production and dry wells) which will have to be built prior to plant start-up; usually representing a 25% reserve of additional steam as back-up for the plant.

- Plant

All that involved in the construction of the plant, within the perimeter or limits of the plant.

- Well area and steam pipelines

Separators, steam pipelines, globe valves and sectioners, dryers, pressure regulators and accessories, to supply steam of suitable quality to the plant.

- Indirect

The expenses for central administration (overhead) and other support not considered in the above six points. Given as a percentage of the cost of each investment, usually around 11%.

Under OPERATION AND MAINTENANCE (O & M), the items are grouped as follows:

- Plant operation and maintenance

The cost of labor, spare parts, special equipment, etc.

- Well repair

The cost of repairing wells in the case of corrosion of pipes, scaling, mechanical breakdowns, etc.

- Well replacement

The cost of drilling new wells, whether to replace those that have definitely proven to be dry or to supplement steam production or reinjection capacity due to natural reservoir drawdown, including new exploratory wells to supply the same plant.

- Field operation and maintenance

All the costs involved in repairing steam pipelines, roads, waste treatment, etc. In general, any expense not directly imputable to the plant or wells.

- Overhead

Expenses not considered under the above points, usually on the order of 11%.

For the generation of a geothermal power plant, the energy actually delivered to the grid is considered, i.e. the nominal energy from the generator minus the power auxiliaries, multiplied by a given plant factor.

Both for investment and for O & M, the cost of each item is calculated at constant prices for the date of the economic analysis. The sum of the seven investment items divided by the plant's nominal power rating is the unit cost of the investment, expressed in US\$/kW, in prices at the date of the analysis.

Each investment and O & M item is assigned a disbursement date. All costs are calculated at the present value at the date of start-up of the plant's commercial generation. By comparing the sum of these expenses to what would be earned from the sale of energy, at present value, the cost of the energy generated in US\$/kWh is obtained, in prices at the date of analysis.

These unit investment values (US\$/kW) and the cost of the energy generated (US\$/kWh) are compared with those of a thermo-electric plant. For the latter, the largest size applicable to the area in which the geothermal power plant would supply energy should be used. Since the comparison is made for prices per unit kW or kWh, it is not necessary for the two plants to have the same capacity. The comparison of investment costs (US\$/kW) will be merely indicative and will primarily serve as a supplement to the later financial analysis. The ratio of the cost of the

energy generated (US\$/kWh) is the most important indicator for deciding between a thermoelectric plant (expansion of a nearby plant) or a geothermal power plant.

This methodology is valid even when reservoir exploration is incipient, if there is sufficient certainty regarding its potential.

In the case of a geothermal field in which a great deal of money has been invested, the question raised for the government (or the power company) is: To satisfy the demand of the area where the geothermal plant would be connected, is it more economical to install a geothermal plant or to expand or construct a thermoelectric plant? In this case, only future expenses should be considered; the costs already incurred in the geothermal plant should not be taken into account, i.e. what has already been invested is considered as a loss.

It is clear in this document that the economic comparison makes sense when decisions are to be made at the time of analysis, in the search for the most economical options, and when the evaluation of the reservoir capacity and the prediction of the frequency of well repair and replacement are assumed to be accurate. The natural uncertainty surrounding these aspects is only considered in the sensitivity analysis and serves qualitatively to orient knowledge about the risks involved in the decision.

### 3. DEFINITIONS OF BASIC CONCEPTS

- Current prices

Prices which some activity or purchase had or would have in the year when undertaken.

- Constant prices

Prices of activities or purchases on a given date applied without modification to any other disbursement date.

- Rate of discount or yield

What an investment would yield annually in the country's productive activities in real terms, i.e., considering inflation equal to zero.

- Present value

Value which money would have at the present date, if the investment had been made with the rate of yield indicated above.

- Plant factor

Energy generated by the plant during one year, divided by the total energy it is capable of generating during the same period.

#### 4. BREAKDOWN OF THE COST OF A GEOTHERMAL POWER PLANT

The prices of a plant vary according to size, number of units, efficiency, and numerous factors involved in optimization. In each comparative analysis, it will be necessary to study costs at length. This document discusses the way to group such costs and, for the sake of illustration, presents some values recently obtained from the Mexican experience. Taking the United States dollar (US\$) as the base currency, the values are presented in Table No. 1.

TABLE No. 1  
COST OF A GEOTHERMAL POWER PLANT  
(thousands of US\$)

|                  | 2 x 110 MW | %       | 1 x 55 MW   | 1 x 5 MW    | %     |
|------------------|------------|---------|-------------|-------------|-------|
| Main equipment   | 37 400     | 37.0    | 12 210      | 1 600       | 71.3  |
| Sec. equipment   | 11 572     | 11.4    | 3 762       | 240         | 10.7  |
| Materials        | 20 030     | 19.8    | 6 534       | 8           | 0.3   |
| Services         | 15 714     | 15.5    | 5 115       | 77          | 3.4   |
| Labor            | 14 277     | 14.0    | 4 620       | 261         | 14.0  |
| Eng. & design    | 2 086      | 2.0     | 660         | 51          | 2.2   |
| Taxes            | 330        | 0.3     | 99          | 13          | 0.5   |
| Total            | 101 359    | 100.0   | 33 000      | 2 250       | 100.0 |
| Total Unit Value | 460        | US\$/kW | 600 US\$/kW | 400 US\$/kW |       |

The cost of the well area and the steam pipelines depends to a great extent on topography, distance between the wells and the plant, etc. If suitable information is not available, this item may be taken as approximately 15% of the cost of the entire installed plant. See the example in Table No. 2.

TABLE No. 2

WELL AREA AND STEAM PIPELINES  
(thousands of US\$)

|                         |                   |                    |                   |
|-------------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| Equipment               | 3 333             | 1 155              | 103               |
| Materials               | 9 478             | 3 135              | 26                |
| Labor                   | 1 995             | 600                | 16                |
| Others                  | 1 615             | 550                | 5                 |
| <b>Total</b>            | <b>16 421</b>     | <b>5 500</b>       | <b>150</b>        |
| <b>Total Unit Value</b> | <b>75 US\$/kW</b> | <b>100 US\$/kW</b> | <b>30 US\$/kW</b> |

The cost of a geothermal well varies a great deal from one field to another. It depends on the type of rock, problems that might interfere with drilling, depth, etc. It is therefore indispensable to calculate cost in detail for each case. However, for the sake of illustration, Table No. 3 provides representative prices for wells at various depths in a volcanic-rock field, where frequent problems could be expected to arise during drilling.

TABLE No. 3  
APPROXIMATE COST OF A WELL IN VOLCANIC ROCK  
(thousands of US\$)

| DEPTH<br>(m) | MAT.        | LABOR     | MACH./<br>EQUIP. | CEMENT.     | DRILL.        | TOTAL        |
|--------------|-------------|-----------|------------------|-------------|---------------|--------------|
| 1 000<br>%   | 434<br>29   | 24<br>1.6 | 84<br>5.6        | 153<br>10.2 | 805<br>53.6   | 1 500<br>100 |
| 1 500<br>%   | 586<br>29.5 | 33<br>1.7 | 114<br>5.7       | 156<br>7.8  | 1 097<br>55.3 | 1 986<br>100 |
| 2 000<br>%   | 775<br>29.8 | 44<br>1.7 | 150<br>5.8       | 161<br>6.3  | 1 463<br>56.4 | 2 593<br>100 |
| 2 500<br>%   | 963<br>29.8 | 54<br>1.7 | 187<br>5.8       | 198<br>6.1  | 1 828<br>56.6 | 3 230<br>100 |

The present analysis considers that a typical well will be 1 500 m deep; that a production well, exploratory well, injection well, or dry well will cost the same (US\$ 1 986 000), and that a replacement well will cost the same as a new one.

The cost of well repairs will also depend on the particular circumstances of each case, but it is considered as 20% of the well cost, i.e. US\$ 397 000 per repaired well.

The cost of plant operation and maintenance is expressed as a cost per kWh generated. Experience has shown that this value is 13% of the cost per kWh.

The cost of field operation and maintenance is lower than the cost of plant maintenance; and it is estimated as 7% of the cost per kWh generated.

The cost of geothermal exploration is quite variable, even more so when the cost of expanding a field is compared with the cost of developing others only recently discovered. However, this figure is negligible alongside the cost of drilling. If no exact information is available on exploration expenses, it is recommended that 80% of the price of a well be taken as the total exploration cost, i.e. US\$ 1 588 000.

The number of wells required by the plant varies enormously from one field to another as well. This figure can only be determined once the field is known. However, for the sake of illustration, the following proportions may be used:

|                  |     |
|------------------|-----|
| Production Wells | 50% |
| Injection Wells  | 20% |
| Dry Wells        | 30% |

and it may be assumed that each production well, once stabilized, will deliver 55 tons/hour (t/h) of steam at a separation pressure of 10 bars.

A plant's total steam consumption depends on the optimization process and the bleeding systems used in the lines. For the sake of comparison, it is considered that to produce 1 MW in the power plant requires the extraction of 8 t/h of steam from the wells, i.e. for 55 MW, 440 t/h are required, in this case implying eight production wells.

For back-up purposes, it is advisable to increase the amount of available steam by 25%; i.e. in this case, two production wells would be needed as back-up.

Maintaining the proportions indicated above, this example calls for:

|                  |    |
|------------------|----|
| Production Wells | 10 |
| Injection Wells  | 4  |
| Dry Wells        | 6  |
| Total Wells      | 20 |

To prepare the figures to be used in the final example which will illustrate this methodology, the case of a 55-MW unit is taken with prices in U.S. dollars, summarized as follows:

|                    |                     |
|--------------------|---------------------|
| - Exploration      | US\$ 1 588 000      |
| - Wells            | US\$ 39 720 000     |
| - Station          | US\$ 33 000 000     |
| - Well Area        | US\$ 5 500 000      |
| - Well Repair      | US\$ 397 000 each   |
| - Well Replacement | US\$ 1 986 000 each |
| - Station O & M    | 13% more per kWh    |
| - Field O & M      | 7% more per kWh     |
| - Indirect         | 11% more            |

The generation of the plant is considered with the following factors, which can also vary from one site to another: nominal power, 55 MW; net power, 52 MW; plant factor, 0.8; project lifetime, 20 years; and annual generation, 365 GWh/year.

## 5. DISBURSEMENT SCHEDULE

For an economic comparison, it is indispensable to know the date for each disbursement. For the example, the last year of construction and testing is taken as Year 0, and the year of generation start-up as Year 1.

### - Drilling schedule for 20 wells:

| year - 8 | wells - 1 |
|----------|-----------|
| - 7      | 1         |
| - 6      | 1         |
| - 5      | 2         |
| - 4      | 3         |
| - 3      | 4         |
| - 2      | 4         |
| - 1      | 4         |
| 0        | 0         |

- Disbursement schedule for exploration:

|          |     |
|----------|-----|
| year - 9 | 20% |
| - 8      | 30% |
| - 7      | 30% |
| - 6      | 10% |
| - 5      | 10% |

- Disbursement schedule for station construction:

|          |     |
|----------|-----|
| year - 3 | 20% |
| - 2      | 30% |
| - 1      | 40% |
| 0        | 10% |

- Disbursement schedule for construction of the well area and steam pipelines:

|          |     |
|----------|-----|
| year - 4 | 20% |
| - 3      | 30% |
| - 2      | 40% |
| - 1      | 10% |

- Schedule for well repair and replacement:

| Year | Repair | Replacement |
|------|--------|-------------|
| 5    | 1      | 0           |
| 6    | 1      | 1           |
| 7    | 1      | 1           |
| 8    | 1      | 1           |
| 9    | 1      | 1           |
| 10   | 1      | 2           |
| 11   | 1      | 2           |
| 12   | 1      | 2           |
| 13   | 1      | 2           |
| 14   | 1      | 2           |

- Schedule for energy sales:

$$55\ 000 \text{ kW} \times 8\ 760 \text{ h/year} \times 0.8 \times (1 - Ae) = 365 \text{ GWh}$$

where:

$$Ae = 0.052 \text{ (power auxiliaries)}$$

| Year | Energy Sales |
|------|--------------|
| 1    | 365 GWh      |
| 2    | 365          |
| 3    | 365          |
| 4    | 365          |
| 5    | 365          |
| 6    | 365          |
| 7    | 365          |
| 8    | 365          |
| 9    | 365          |
| 10   | 365          |
| 11   | 365          |
| 12   | 365          |
| 13   | 365          |
| 14   | 365          |
| 15   | 365          |
| 16   | 365          |
| 17   | 365          |
| 18   | 365          |
| 19   | 365          |
| 20   | 365          |

## 6. ECONOMIC ANALYSIS OF A GEOTHERMAL POWER PLANT

For the example of a hypothetical 55-MW plant in a volcanic-rock field, an economic analysis is provided below, quantifying all of the expenses under the item of INVESTMENT at constant prices and thus obtaining a unit cost in US\$/kW installed. See Table No. 4.

As for the expenses under the item of OPERATION AND MAINTENANCE, for the example of a 55-MW plant with a 10% rate of discount, the figures presented in Table No. 5 are obtained.

It is worthwhile to note that the present value (PV) of an investment or expense is calculated by means of the following expression:

$$VP = \frac{1}{(1 + r)^n}$$

where:

r rate of discount

n year of the investment or expenditure

TABLE No. 4

INVESTMENT COSTS  
(thousands of US\$)

| YEAR          | EXPLOR. | WELL<br>WELLS | AREA  | STATION | TOTAL  | PRESENT<br>VALUE |
|---------------|---------|---------------|-------|---------|--------|------------------|
| - 9           | 318     |               |       |         | 318    | 750              |
| - 8           | 476     | 1 986         |       |         | 2 462  | 5 269            |
| - 7           | 476     | 1 986         |       |         | 2 462  | 4 801            |
| - 6           | 159     | 1 986         |       |         | 2 145  | 3 797            |
| - 5           | 159     | 3 972         |       |         | 4 131  | 6 651            |
| - 4           | 5 958   |               | 1 100 |         | 7 058  | 10 305           |
| - 3           | 7 944   |               | 1 650 | 6 600   | 16 194 | 21 530           |
| - 2           | 7 944   |               | 2 200 | 9 900   | 20 044 | 24 253           |
| - 1           | 7 944   |               | 550   | 13 200  | 21 694 | 23 863           |
| - 0           |         |               |       |         | 3 300  | 3 300            |
| Total         | 1 588   | 39 720        | 5 500 | 33 000  | 79 809 | 104 527          |
| 11% Indir.    | 175     | 4 369         | 605   | 3 630   | 8 779  |                  |
| Total US\$/kW | 32      | 802           | 111   | 666     | 1 611  |                  |

In present value, the expenses are as follows:

|                          |                  |
|--------------------------|------------------|
| - Investment             | US\$ 104 527 000 |
| - Repair and replacement | US\$ 11 961 000  |
| TOTAL                    | US\$ 116 438 000 |

In present value, the income from energy sold at a price "C" in US\$ is as follows:

$$\begin{aligned} \text{Sales (US$)} &= C \times 3 107 000 000 \\ \text{Cost } C (\text{kWh}) &= 116 438 000 / 3 107 000 000 \\ C &= 0.0375 \text{ US$/kWh} \end{aligned}$$

and when the following expenses are added:

$$\begin{aligned} 13 \% \text{ Plant O \& M} & 0.0049 \\ 7 \% \text{ Field O \& M} & 0.0026 \\ \text{SUBTOTAL} & 0.0450 \\ 11 \% \text{ Indirect} & 0.0050 \\ \text{TOTAL} & 0.0500 \text{ US$/kWh} \end{aligned}$$

TABLE No. 5  
OPERATION AND MAINTENANCE COSTS  
(millions of US\$)

| YEAR<br>n | REPAIR<br>RA | REPLACEMENT<br>RO | PV     | ENERGY<br>(GWh/year) | PV SALES X C |
|-----------|--------------|-------------------|--------|----------------------|--------------|
| 1         |              |                   |        | 365                  | 332 x C      |
| 2         |              |                   |        | 365                  | 301 x C      |
| 3         |              |                   |        | 365                  | 274 x C      |
| 4         |              |                   |        | 365                  | 249 x C      |
| 5         | 397          |                   | 247    | 365                  | 227 x C      |
| 6         | 397          | 1 986             | 1 344  | 365                  | 206 x C      |
| 7         | 397          | 1 986             | 1 222  | 365                  | 187 x C      |
| 8         | 397          | 1 986             | 1 113  | 365                  | 170 x C      |
| 9         | 397          | 1 986             | 1 011  | 365                  | 155 x C      |
| 10        | 397          | 3 972             | 1 686  | 365                  | 141 x C      |
| 11        | 397          | 3 972             | 1 529  | 365                  | 128 x C      |
| 12        | 397          | 3 972             | 1 394  | 365                  | 116 x C      |
| 13        | 397          | 3 972             | 1 267  | 365                  | 106 x C      |
| 14        | 397          | 3 972             | 1 149  | 365                  | 96 x C       |
| 15        |              |                   |        | 365                  | 87 x C       |
| 16        |              |                   |        | 365                  | 80 x C       |
| 17        |              |                   |        | 365                  | 72 x C       |
| 18        |              |                   |        | 365                  | 66 x C       |
| 19        |              |                   |        | 365                  | 60 x C       |
| 20        |              |                   |        | 365                  | 54 x C       |
| TOTAL     |              |                   | 11 961 |                      | 3 107 x C    |

Note: The figures in the tables have been rounded off; therefore, in some cases, the total values vary slightly from those shown.

In sum, for a geothermal power plant of this type, in 1985 dollars with a discount rate of 10%, the following costs were obtained:

- Power installed 1 611 US\$/kW
- Energy generated 0.050 US\$/kW

## 7. COSTS OF A THERMOELECTRIC POWER PLANT

In this case, by taking the values published by the Studies Division of the Federal Electricity Commission of Mexico for thermoelectric plants of different standard sizes, and considering the internal price of oil as 30 dollars per barrel and then only 15, the following prices are obtained:

COST OF ENERGY FROM A THERMOELECTRIC PLANT  
(US\$)

| POWER    |    | INVESTMENT | FUEL    | O & M  | TOTAL A | TOTAL B |
|----------|----|------------|---------|--------|---------|---------|
| 2 X 350  | MW | 0.01488    | 0.05928 | 0.0112 | 0.07528 | 0.04564 |
| 2 X 160  | MW | 0.01793    | 0.06163 | 0.0119 | 0.08146 | 0.05065 |
| 2 X 84   | MW | 0.02093    | 0.06364 | 0.0294 | 0.08751 | 0.05569 |
| 2 X 37.5 | MW | 0.02490    | 0.06636 | 0.0502 | 0.09628 | 0.06310 |

The cost of the installed power capacity, i.e., the investment, is as follows:

| Capacity    | US\$/kW |
|-------------|---------|
| 2 x 350 MW  | 616     |
| 2 x 160 MW  | 749     |
| 2 x 84 MW   | 881     |
| 2 x 37.5 MW | 1 079   |

#### 8. ECONOMIC COMPARISON

The cost of the geothermal power plant is calculated in section 6; however, in calculating the cost of the thermoelectric plant, the following reasoning should be kept in mind:

"If the geothermal power plant is not built, the region to which it would have supplied energy would have to be served by a thermoelectric plant which would most likely be an expansion of a plant already installed to serve the region, and which would not necessarily offer the same power capacity as the geothermal power plant."

The example considers the installation of an additional 84-MW unit in a nearby plant, to supply the geothermal zone and neighboring areas. Thus, the comparison would be as follows:

|                | GEOTHERMAL   | THERMOELECTRIC                           |
|----------------|--|--|
| Investment     | 1 611 US\$/kW  | 881 US\$/kW                              |
| Cost of Energy | 0.050 US\$/kWh   | a) 0.0875 US\$/kWh<br>b) 0.0557 US\$/kWh |
|                | (a) International crude oil at US\$ 30/barrel<br>(b) International crude oil at US\$ 15/barrel |  |

According to the economic comparison, the best option is the geothermal power plant. However, two more analyses, not included in this document, remain to be done:

- Despite the fact that geothermal power generation is an attractive option, are there resources to build one? How much would the money needed for each option cost? In other words, a financial analysis would have to be done.
- If the prediction that the reservoir could provide enough steam for a 55-MW plant over a 20-year period proved to be incorrect, what consequences would that entail? This would be a sensitivity analysis.

## 9. OPTIMIZATION OF A GEOTHERMAL POWER PLANT

Once the decision has been made to install a geothermal power plant in a field where there is a known reservoir capacity and some characteristic curves for the wells, it is necessary to optimize the overall generating system.

The methodology for calculating the various economic parameters involved in the process is presented below. Each application is illustrated through a numerical example, working with the figures from previous chapters.

### a. Additional Power in Services for the Plant Itself

The cost of the energy consumed in services for the plant itself varies a great deal, depending on whether the consumption is electric power from the turbine shaft or steam.

- Electric Power Auxiliaries: The installation of auxiliary power equipment can be approached in two ways. The first is

that the plant will not sell this electricity and therefore that the grid will have to purchase the needed energy at an average price. The second is to hypothetically expand the plant to satisfy the power demand in auxiliary equipment and supply more steam to satisfy consumption needs. In the geothermal plant, where the application possibilities are hypothetically minimal, the correct way to assess is in the first case is as follows:

Multiply the average cost of electricity in the area by the annual consumption of the auxiliary equipment. Then, for 20 years of continuous consumption, multiply by the plant factor and by the present value factor.

Example: for the 55-MW plant already analyzed, to install a 250-kW electric compressor would entail the cost of the compressor itself plus:

$$Cc = 250 \times 0.0557 \times 0.80 \times 8760 \times 8.514$$

$$Cc = 830\,000 \text{ US\$}$$

where:

0.0557 estimated average cost per kWh in the area (US\$)  
0.8 plant factor  
8 760 hours in a year  
8.514 present value factor for 20 years at 10%

Auxiliaries which consume power from the shaft: The installation of a compressor or other rotary engine directly coupled to the turbine shaft, is quantified as follows:

To satisfy the compressor's power demand, a slightly larger or more powerful turbine must be installed. Furthermore, additional steam must be supplied to the plant to satisfy this consumption. Thus, the cost will be:

Demand (C1): Unit cost of the plant, times the expansion factor times the additional power demand.

Demand (2): Estimated cost per kWh times steam production time plant factor times present value.

Total Cost: The sum of the two demands, for a 500-HP (375-kW) compressor.

$$C1 = 666 \times 0.2 \times 375 = 49\,950 \text{ US\$}$$

where:

666 unit cost of the station  
0.2 application factor  
375 kW of the compressor

$$C_2 = 0.031 \times 0.8 \times 8760 \times 375 \times 8.514 = 694\ 000 \text{ US\$}$$

where:

0.031 cost per kWh for steam production  
0.8 plant factor  
8 760 number of hours in a year  
8.514 present value factor for 20 years at 10%

$$\text{Total Cost} = 744\ 000 \text{ US\$}$$

$$= 1\ 984 \text{ US\$/kW}$$

- Auxiliaries which consume steam: Only the cost of producing this steam is calculated. For example, a turbocompressor which consumes 5 t/h of steam:

In the field in question, 440 t/h of firm steam are produced (in other words, there is a 25% margin), for which the investment needed in exploration, drilling, steam pipeline installations and the well area amounts to US\$ 66 347 000 in present value.

$$\text{Cost per t/h} = 66\ 347\ 000 / 440$$

$$= 150\ 000 \text{ US\$}$$

To this value is added the proportion corresponding to O and M in the field, well repairs and replacement, and indirect costs.

|                   |                  |
|-------------------|------------------|
| Field O & M       | 0.0026 US\\$/kWh |
| Repair & Replace. | 0.0039 US\\$/kWh |

---

|           |                  |
|-----------|------------------|
| Subtotal: | 0.0065 US\\$/kWh |
|-----------|------------------|

|           |                  |
|-----------|------------------|
| Indirect: | 0.0007 US\\$/kWh |
|-----------|------------------|

---

|                   |                  |
|-------------------|------------------|
| Total, incl. Ind. | 0.0072 US\\$/kWh |
|-------------------|------------------|

If 8 kg of steam are needed to produce 1 kWh in this plant, at a cost of 0.0072 US\$, then to produce 1 ton:

$$\text{Cost per ton: } 0.0072 \times 1\ 000 / 8 = 0.9 \text{ US\$}$$

Then to consume 1 ton per hour over 20 years would cost:

$$\text{Cost per ton} = 0.0072 \times 0.8 \times 8.514 = 53\ 700 \text{ US\$}$$

where:

0.9 cost of one ton of steam, under the items of well repair and replacement, field O & M and indirect costs  
8 760 hours/year  
0.8 plant factor  
8.514 present value factor for 20 years at 10%

investment cost 150 000 US\$(t/h)

O & M cost 53 700 US\$(t/h)

Total Cost 203 700 US\$(t/h)

In other words, to permanently consume one ton per hour costs US\$ 203 700. For a compressor which consumes 5 t/h, in addition to the cost of the compressor, one must add 5 x US\$ 203 700 (US\$ 1 018 500).

b. Cost of 1 kg/h of Additional Steam

To produce 1 kg/h of additional steam requires a proportional increase in the well facilities in the field, following the reasoning below:

To produce 440 t/h of firm steam, for the case of the example, it was necessary to invest US\$ 66 347 000 in the field.

In other words, to produce 1 kg/hour requires:

$$\text{Cost per kg/h} = \text{US\$ } 66\ 347\ 000 / 440 = \text{US\$ } 150$$

To provide maintenance to the field and wells, plus the indirect costs, a figure of US\$ 53.7 (US\$ 53 700 per t/h) was calculated under the preceding point. Therefore:

$$\text{Total cost per kg/hour of additional steam} = \text{US\$ } 203.7$$

c. Kilocalories per hour lost

Since the steam that arrives at the turbine in a geothermal plant is usually dry-saturated, the heat losses are quantified in monetary terms as follows:

For every 490 kilocalories that are lost, 1 kilo of steam is condensed. Since one kilo of steam per hour over 20 years costs US\$ 203.7, then the cost of the loss of 1 kilocalorie per hour over a 20-year period can be calculated as follows:

$$\text{Cost of Losses} = \text{US\$ } 203.7 / 490 = \text{US\$ } 0.42$$

REGIONAL DOCUMENT ON NATIONAL EXPERIENCES WITH  
SMALL HYDROPOWER STATIONS

(Part Three)

PRESENTATION

This third part of the "Regional Document of National Experiences with Small Hydropower Stations" offers contributions from Ecuador, El Salvador, Guyana, Honduras, Jamaica, Mexico and Panama.

These countries have made a relative amount of progress in the development of small power projects harnessing water resources, as a function of their economic availabilities, which is an aspect that usually appears as a constraint for widespread dissemination of this technology in the Region.

Through its Energy Magazine, the Latin American Energy Organization has thus considered it worthwhile to publicize its Member Countries' level of technology for manufacturing electro-mechanical equipment.

## SMALL HYDROPOWER STATIONS: ECUADOR

### A. ECUADORIAN INSTITUTE OF ELECTRIFICATION (INECEL)

#### 1. INTRODUCTION

The Republic of Ecuador is located in the northwestern part of South America, bounded on the north by Colombia, on the south and east by Peru, and on the west by the Pacific Ocean.

The Andes Mountains, which traverse the country from north to south, divide it into three natural regions. Both the Coast and the Oriente have a tropical climate, while the Sierra (Highlands) is a mountainous area with a temperate climate and altitudes ranging from 2 000 to 3 500 meters above sea level.

Ecuador has a large water resource potential that can be used to generate hydropower.

The current population of Ecuador is approximately 10 million, around 45% of which lives in rural environments and is engaged in small-scale agriculture.

Of the total population, 60% has electric power supplies, but only 30% of the rural population has access to these.

Unfortunately, the electric power supplied to rural areas has been insufficient for the most part, and therefore unequal vis-a-vis the urban sector, mainly in the socioeconomic area. This has become one of the major causes of migration from the countryside to the cities.

In 1979, as a response to several surveys on electric power demand in the rural sector, carried out by the Polytechnic Schools of Quito and Guayaquil, high-ranking officials of the Ecuadorian Institute of Electrification (INECEL), together with the authorities of the National Development Council (CONADE), and other public institutions involved in the nation's development, provided for the implementation of the National Rural Electrification Program. This program was channeled by INECEL through the Master Electrification Plan.

The objectives of rural electrification are basically as follows:

- To improve the living standards of the rural population, by contributing to the implementation of an infrastructure appropriate for integrated development.
- To substitute electric power for the consumption of the non-renewable and very costly energy resources currently used in rural areas.
- To promote the increase of farm production and productivity, mainly by encouraging the establishment of agribusinesses.
- To reduce migratory flows of rural inhabitants to cities, by incorporating marginal areas into electrification systems.

The National Rural Electrification Program was to be implemented between 1981 and 1986, through two major programs: one for the Coast and the Highlands and another for the Oriente and the Galapagos Islands. They provided for facilities associated with small hydropower plants; thermal power plants; distribution based on the construction of lines and primary, secondary and combined networks; and installation of transformers, household connections and wiring in rural areas.

With specific reference to the implementation of small hydropower plants in the above period, the goals established were as follows:

|  |          |           |
|--|----------|-----------|
| - Coastal and Highland Regions         |          |           |
| Period of implementation:              |          | 1984-1985 |
| Investment, in millions of sures (S/.) | 82       |           |
| Generation:                            | 819 kW   |           |
| - Oriental Region                      |          |           |
| Period of Implementation:              |          | 1982-1985 |
| Investment in millions of sures (S/.)  | 131      |           |
| Generation:                            | 1 262 kW |           |

Because of the institution's internal policies, 462 kW of the programmed 2 071 kW were installed in four stations, at a cost of 28 million sures.

As may be seen from the above, the National Program for Small Hydropower Plants, as such, was launched in 1982. Prior to this, small-capacity facilities had been installed in different towns as a response to the initiative of local governments or regional development agencies, and not as an integral part of a plan.

Under the definition adopted by the United Nations for small hydropower plants, the built prior to implementation of INECEL's Rural Electrification Program are basically the following:

Micro Hydropower Plants (up to 100 kW)

|                |       |                             |
|----------------|-------|-----------------------------|
| - La Esperanza | 60 kW | Province of Cotopaxi        |
| - Macas        | 80 kW | Province of Morona-Santiago |
| - Gualaquiza   | 80 kW | Province of Morona-Santiago |

Mini Hydropower Plants (from 101 kW to 1 000 kW)

|             |        |                   |
|-------------|--------|-------------------|
| - Coyocotor | 360 kW | Province of Azuay |
| - Tabacay   | 480 kW | Province of Cañar |
| - Monay     | 868 kW | Province of Azuay |

Small Hydropower Plants (from 1 001 kW to 10 MW)

|              |          |                              |
|--------------|----------|------------------------------|
| - San Ramon  | 2 400 kW | Province of Zamora-Chinchipe |
| - Papallacta | 5 000 kW | Province of Napo             |
| - Alao       | 8 000 kW | Province of Chimborazo       |
| - Sancay     | 8 000 kW | Province of Azuay            |
| - Saymirin   | 6 000 kW | Province of Azuay            |

2. ORGANIZATIONAL FRAMEWORK · RESPONSIBLE FOR THE NATIONAL PROGRAM FOR SMALL HYDROPOWER PLANTS

The executing agency for the rural electrification programs at the national level is the Ecuadorian Institute of Electrification (INECEL), a government institution working under the Ministry of Energy and Mines. It has legal status, assets, institutional resources and economic and administrative self-sufficiency.

INECEL is governed by the Basic Electrification Law, which establishes that the supply of energy pertains solely to the State. The law also grants to INECEL authority to set up subsidiary companies to distribute and market energy.

INECEL is organized into the Planning and the Distribution and Marketing Directorates, which are jointly involved in the implementation of small hydropower plants. See Appendix No. 1.

The Planning Directorate carries out inventories of locations lacking electric power supplies, population censuses, a surveys of available water resources, analyses of demand, etc. This information is provided to the Distribution and Marketing Directorate so that its Executing Unit for Small Hydropower Plants will undertake the prefeasibility and feasibility studies. If the latter are favorable, the plant will be designed and built through other specialized departments of the Distribution and Marketing Directorate. Upon completion, it will be interconnected with the population centers to be served and will be put into operation.

The Master Electrification Plan of INECEL incorporates small hydropower plants as a basis for rural electrification in particular, so as to meet the demand of populations isolated from the National Interconnected System.

Implementation of small hydropower plants was divided into two stages: the first ran from the establishment of the program in 1982, until 1985: four hydropower plants were implemented, with mechanical equipment relocated to meet the demand of the corresponding populations. These plants are:

| PLANT                               | CAPACITY<br>(kW) | LOCATION       | POPULATION<br>TO BE SERVED          | No. INHABITANTS |
|-------------------------------------|------------------|----------------|-------------------------------------|-----------------|
| <b>ORIENTAL REGION</b>              |                  |                |                                     |                 |
| Baeza                               | 150              | Prov. Napo     | Baeza, Cosanga                      | 3 850           |
| Cuyuja                              | 32               | Prov. Napo     | Cuyuja                              | 1 327           |
| Borja                               | 200              | Prov. Napo     | Borja, Chaco,<br>Linares, Sta. Rosa | 3 848           |
| <b>COASTAL AND HIGHLANDS REGION</b> |                  |                |                                     |                 |
| Pucayacu                            | 80               | Prov. Cotopaxi | Pucayacu y Guasaganda               | 5 500           |

A second stage in the implementation of Small Hydropower Plants is now underway. It is mainly based on the opportunity of having equipment financed with soft long-term loans and with non-reimbursable loans. The first loans fall within the agreement existing between INECEL and COMPLANT of the People's Republic of China, while the second are under cooperation arrangements with the Italian-Latin American Institute (ILLA) and the Government of France.

#### INECEL-COMPLANT (CHINA) AGREEMENT

| PLANT        | CAPACITY (kW) | LOCATION       |
|--------------|---------------|----------------|
| - Quinsaloma | 800           | Prov. Los Ríos |
| - El Estado  | 1 700         | Prov. Cotopaxi |
| - Lumbaqui   | 400           | Prov. Napo     |

#### INECEL-II LA AGREEMENT

| PLANT        | CAPACITY (kW) | LOCATION               |
|--------------|---------------|------------------------|
| - Valladolid | 200           | Prov. Zamora-Chinchipe |
| - Oña        | 110           | Prov. Loja             |
| - Zumba      | 600           | Prov. Zamora-Chinchipe |

#### COOPERATION WITH FRENCH GOVERNMENT

| PLANT     | CAPACITY (kW) | LOCATION   |
|-----------|---------------|------------|
| - Cosanga | 30            | Prov. Napo |

In addition to the above, the Executing Unit for Small Hydropower Plants, set up in order to implement these facilities nationwide, has drawn up a Five-Year Program (1986-1990) aimed at constructing 30 small facilities spread throughout the different geographical areas, as shown in Appendices Nos. 2, 3 and 4.

For its part, the Executing Unit for Small Hydropower Plants is endeavoring to make contacts with other government institutions in order to undertake a number of projects using domestically developed technology.

In its Plan of Action, the Executing Unit for Small Hydropower Plants is considering electrification projects integrated with the development of agribusiness in the areas to be served.

A first step in this direction was taken by making contacts with the Ministry of Industries and Integration, the Ministry of Agriculture, and the Provincial Council of Pichincha, so as to carry out the pilot plan in the Angamarca or Chiriboga power plants. This effort will make use of the electromechanical equipment donated by the Canadian Government and is primarily being handled through the Ministry of Energy and Mines and OLADE.

The participation of local agencies in the implementation of SHP has been quite limited; few municipalities have taken an appropriate part in the efforts to provide for the construction of the civil works, under agreements with INECEL.

Furthermore, the involvement of the private sector has been limited to consultancy services for the study and design of the power plants; the construction of civil works; the manufacturing of control panels; the manufacturing, supplying and mounting of

the electromechanical equipment; and in some cases, the reconditioning of turbines for relocation.

The use of locally manufactured electromechanical equipment is in the testing stage. The major promoters are the National Institute of Energy (INE) and the Polytechnic Schools.

At the international level, the Executing Unit for Small Hydropower Plants has sought technical cooperation by actively participating in seminars organized by the United Nations in China, Morocco and Latin America.

### 3. BASIC METHODOLOGY FOR THE DEVELOPMENT OF SMALL HYDROPOWER PLANTS

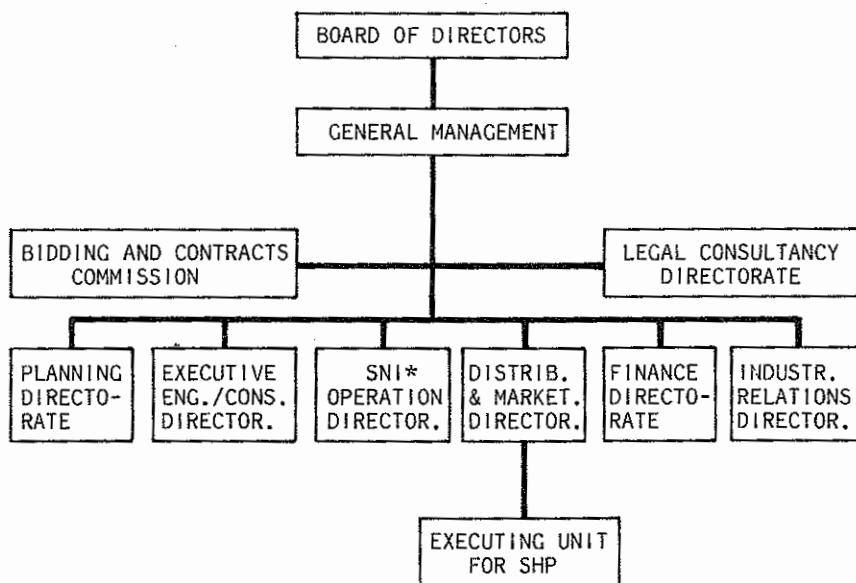
The methodology to be followed for implementation of the hydropower plants is basically the following:

- a. Inventory of localities with no electric power supplies
- b. Identification of the water resource
- c. Identification of the development site
- d. Hydrological studies, particularly with determination of flows; rainfall recorded in drainage areas
- e. Socioeconomic studies
- f. Analysis of demand
- g. Topographical studies
- h. General and detailed geological and soil studies
- i. Final designs
- j. Contract documents for construction of civil works
- k. Agreements or contracts to supply electromechanical equipment
- l. Construction of civil works
- m. Mounting of equipment
- n. Design and construction of distribution lines and networks
- o. Commissioning of the plant
- p. Operation and maintenance through the Distribution and Marketing Directorate

The flow diagram for the above activities is summarized in Appendix No. 5.

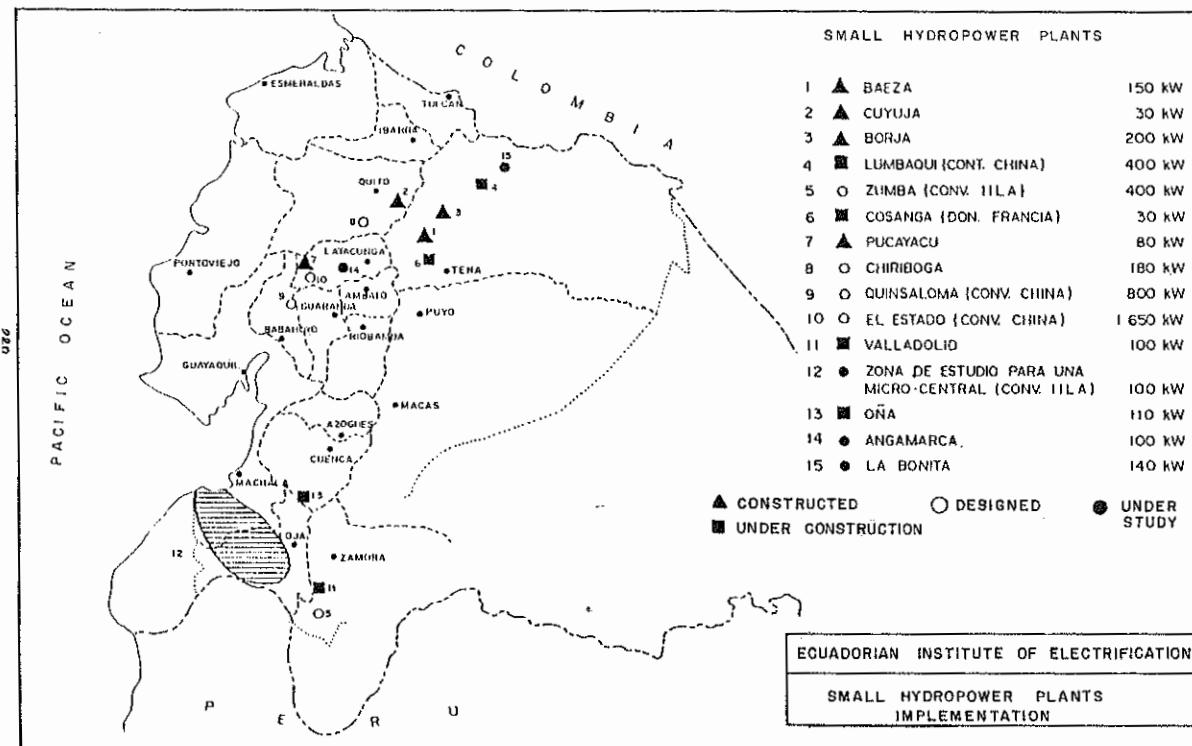
Appendix No. 1

ORGANIZATIONAL STRUCTURE OF INECEL



\* SNI = National Interconnected System

## Appendix No. 2



Appendix No. 3

DESCRIPTION OF THE PROJECTS

| PROJECT        | PROVINCE         | DEVELOPMENT SITE (RIVER) | CAPACITY (kW) | Q (m <sup>3</sup> /s) | GROSS HEAD | LOCALITIES TO BE SERVED  | COMMENTS             |
|----------------|------------------|--------------------------|---------------|-----------------------|------------|--|----------------------|
| Quinsaloma     | Los Ríos         | Angamarca                | 800           | 2.7                   | 40         | Quinsaloma, Las Juntas, Moraspungo, El Corazón and others nearby | Construction 1987    |
| El Estado      | Cotopaxi         | Pilalo                   | 1 700         | 2.0                   | 110        | Nacuchi, La Esperanza, Guasanga, Pucayacu, Pilalo, La Mana       | Construction 1987    |
| Lumbaqui       | Napo             | Lumbaqui                 | 400           | 1.2                   | 40.55      | Lumbaqui & Cascales  | Under construction   |
| Valladolid     | Zamora Chinchipe | Valladolid               | 200           | 1.0                   | 29.20      | Valladolid & Palanda   | Construction 1986-87 |
| Oña            | Loja             | Oña                      | 110           | 0.67                  | 25         | Tablón & Oña   | Under construction   |
| Zumba          | Zamora Chinchipe | Isimanchi                | 600           | 4.5                   | 20         | Zumba, Isimanchi, Chito, El Chorro and others nearby             | Construction 1986-87 |
| Cosanga        | Napo             | Chonta                   | 30            | 1.05                  | 5.3        | Cosanga  | Under construction   |
| Borja          | Napo             | Sardinas Chico           | 200           | 0.6                   | 48         | Borja, Chaco, Linares, Santa Rosa                                | Constructed          |
| Angamarca      | Cotopaxi         | Angamarca                | 350           | 1.0                   | 50         | Several rural communities  | Studies 1986         |
| La Bonita      | Napo             | Quebrada                 | 140           | 1.0                   | 20         | La Bonita  | Studies 1986         |
| Oyacachi       | Napo             | Chorrera (unnamed)       | 45            | 0.1                   | 60         | Oyacachi   | Studies 1986-87      |
| Chaucha        | Azuay            | Malacatos                | 168           | 0.2                   | 120        | Chaucha  | Studies 1986         |
| S.F.Sigsipamba | Imbabura         | Blanco                   | 240           | 0.85                  | 40         | Sigsipamba, San Miguel, Bellavista, El Carmelo                   | Studies 1987         |
| Agua Santa     | Cotopaxi         | Angamarca                | 420           | 1.5                   | 40         | El Corazón, Pinlopata Ramón Campaña                              | Studies 1987         |
| Holleturo      | Azuay            | Utul-Siticay             | 160           | 0.25                  | 90         | Holleturo  | Studies 1987         |
| Goatal         | Carchi           | Blanco                   | 100           | 0.67                  | 20         | El Gacital, Huachan, Primavera                                   | Studies 1986         |

|                 |                  |                           |       |      |     |   |                   |
|-----------------|------------------|---------------------------|-------|------|-----|---|-------------------|
| J.J. y Caamaño  | Carchi           | Blanco                    | 140   | 0.67 | 30  | J.J. & Caamaño                                  | Studies 1987      |
| Chuga           | Imbabura         | Mataquí                   | 140   | 0.5  | 40  | Chuga   | Studies 1987      |
| Angochagua      | Imbabura         | Tahuando                  | 180   | 0.63 | 40  | Angochagua & Pinconada                          | Studies 1987      |
| Chiriboga       | Pichincha        | Quebrada<br>Maquina Vieja | 135   | 0.55 | 113 | Chiriboga, Zapaderos & Palmeras                 | Construction 1987 |
| El Carmen       | Azuay            | Pucul                     | 240   | 0.84 | 40  | El Carmen de Pujilli,<br>Mangar, San Isidro     | Studies 1988      |
| S.M. de Cuyes   | Morona Santiago  | Cuyes                     | 880   | 2.5  | 50  | Nueva Tarqui                                    | Studies 1988      |
| Acho            | Morona Santiago  | Bombaliza                 | 300   | 0.6  | 70  | San Luis de El Ancho, Tapuca,<br>Chupianza      | Studies 1988      |
| Yacuambi        | Zamora Chinchipe | Cambana                   | 320   | 1.5  | 30  | Veinte y ocho de mayo                           | Studies 1988      |
| Rumipamba       | Pichincha        | Pita                      | 130   | 0.9  | 20  | Rumipamba                                       | Studies 1988      |
| Chaupi          | Pichincha        | Blanco                    | 90    | 0.3  | 40  | El Chaupi                                       | Studies 1988      |
| Bimbe           | Pichincha        | Bimbe                     | 1 200 | 3    | 80  |   | Studies 1988      |
| Esmeraldas      | Cotopaxi         | Esmeraldas                | 420   | 0.3  | 200 | San Francisco de las Pampas                     | Studies 1988      |
| Juan de Velasco | Chimborazo       | Pingar                    | 100   | 0.2  | 70  | Juan de Velasco                                 | Studies 1988      |
| Cañi            | Chimborazo       | Cañi                      | 150   | 0.6  | 35  | Cañi  | Studies 1988      |
| La Bocana       | El Oro           | Piedras                   | 80    | 0.23 | 50  | La Bocana, Piedras, Sta.<br>Teresita, El Carmen | Studies 1988      |

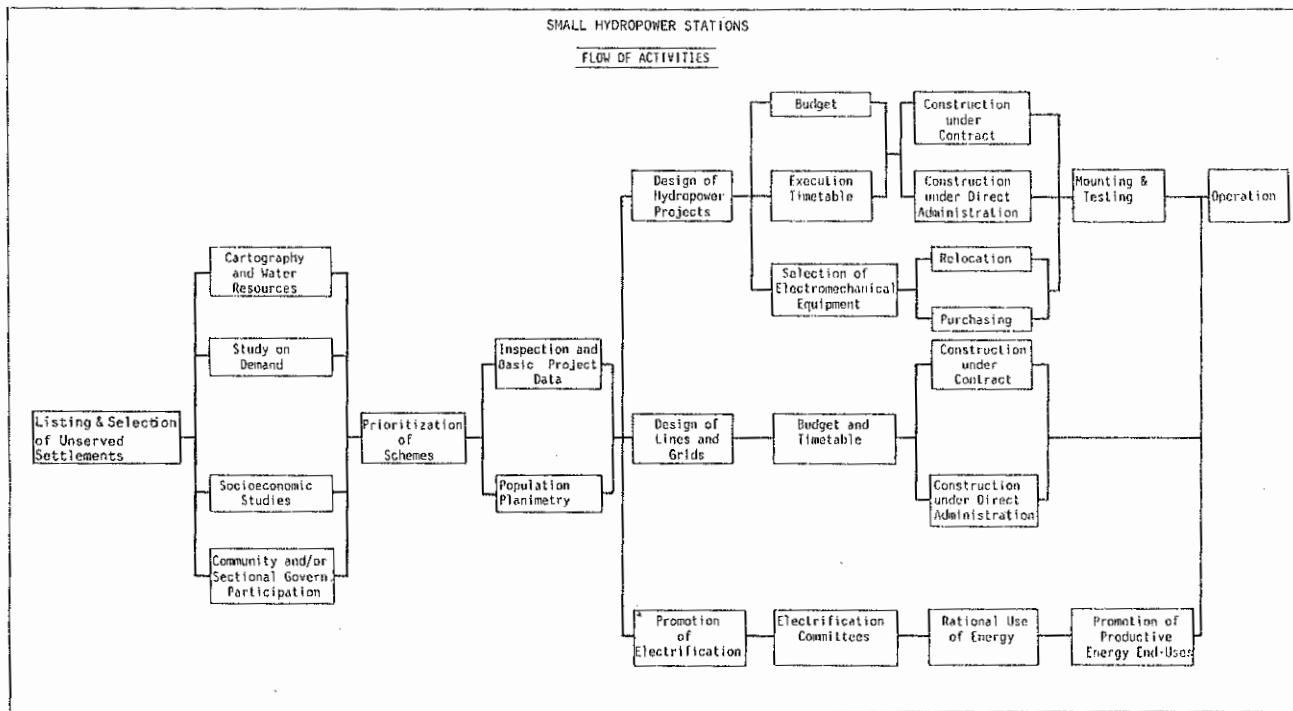
SCHEDULE FOR EXECUTION OF SMALL HYDROPOWER PLANTS

| PROJECTS        | 1986 |   |   |   | 1987 |   |   |   | 1988 |   |   |   | 1989 |   |   |   | 1990 |   |   |   |
|-----------------|------|---|---|---|------|---|---|---|------|---|---|---|------|---|---|---|------|---|---|---|
|                 | 1    | 2 | 3 | 4 | 1    | 2 | 3 | 4 | 1    | 2 | 3 | 4 | 1    | 2 | 3 | 4 | 1    | 2 | 3 | 4 |
| Quinsaloma      |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| El Estado       |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Lumbaqui        |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Valladolid      |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Oña             |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Zumba           |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Cosanga         |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Borja           |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Angamarca       |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| La Bonita       |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Oyacachi        |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Chaucha         |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Chiriboga       |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Agua Santa      |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Molleturo       |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Goaltal         |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| J.J. y Caamaño  |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Chuga           |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Angochagua      |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| S.F. Sigsipamba |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| El Carmen       |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| S.M. de Cuyes   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Acho            |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Yacuambi        |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Rumipamba       |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Chaupi          |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Binbe           |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Esmeraldas      |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Juan de Velasco |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| Cañi            |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |
| La Bocona       |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |      |   |   |   |

223

Appendix No. 5

224



Prepared by: Adm.Fin.Div.  
 Approved by: Technical Council  
 Date: 1984 - 01 - 09

## B. NATIONAL INSTITUTE OF ENERGY (INE)

### 1. HISTORICAL BACKGROUND

Given its geographical location and its geological structure, Ecuador has important water resource potentials scattered throughout its territory. This has allowed its inhabitants to tap such resources to meet their mechanical and electrical energy requirements, within the range of possible applications.

Initially and in a very elementary and rudimentary manner, with designs and constructions that are merely a result of self-initiative, Ecuadorians, particularly those in rural areas, produced equipment to generate electricity.

It should be noted that, as far as we know, in the area of small-scale hydropower generation the first equipment was built and installed at the beginning of this century; it is estimated that, to date, some 200 locally manufactured and imported facilities have been installed in the country. A preliminary survey has established that around 80 plants are now in operation, under different conditions; this means that only a certain percentage operates regularly.

Thus, Ecuador's tradition in the technology of micro hydropower generation means that it can undertake the different phases of development of these projects, ranging from the design of hydropower projects, to construction of equipment, distribution of energy, and maintenance of the systems.

### 2. ORGANIZATIONAL STRUCTURE

In Ecuador, energy policies are governed by the Ministry of Energy and Mines, which has ancillary institutions specialized in the different energy sector areas, one of which is the National Institute of Energy (INE) a government agency with its own legal status.

As a technical-scientific institution, INE is responsible for devising the mechanisms that will develop the energy sector of the country, preparing the national energy policy, as well as coordinating and guiding the activities of all the agencies involved in the energy area. This advisory role is supplemented by other responsibilities related to, and aimed at achieving, rational use of the resources available to this sector.

Within the INE's organizational setup, the operational level responds to the Planning and Energy Resource Directorate, which is made up of the Energy Conservation, Non-Conventional Energy, and Technology Dissemination Divisions.

As stated above, Ecuador has a significant water resource potential. Its population of 9 million, 50% of which is quite scattered geographically, makes it impossible for large-scale electrification and power distribution projects to cover the electric power requirements of the marginal rural sector.

So that the country could undertake small-scale hydropower projects, by means of the national electrification bodies and regional development institutions, and provide the isolated rural sector with access to such energy resources in the short term, INE, through its Non-Conventional Energy Division and its Micro Hydropower Plant Unit, saw the possibility of developing indigenous technology based on methodologies and designs appropriate to the country's situation. These would be used to construct the civil works for hydropower facilities and to manufacture electro-mechanical equipment.

To this end, the institution has taken on a number of responsibilities to develop this technology. It is assisted by the private sector in the execution of specific studies and the construction of electromechanical equipment, and is also assisted by the government sector through its higher education and research institutions, in the execution of research studies that will support the feasibility of MHP projects.

### 3. CURRENT TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT

The INE's Micro Hydropower Plant Program has been aimed at implementing several pilot projects, in order to test the electromechanical equipment designed by INE and manufactured in local workshops. This has made it possible to show that the country has sufficient technological capabilities to produce equipment easily and at low costs.

With this approach, INE has considered a more widespread dissemination of MHP technologies, so as to introduce and promote their use by means of the national electrification entity (INECEL), the regional electric power companies, regional development institutions and others.

The starting point for technological development was the design and manufacture of Michell-Banki type turbines, since

their characteristics are appropriate for ease of construction with materials that are readily available on the local market.

The first experimental prototypes manufactured by local industry were 10- and 30-kW turbines; this was done in collaboration with the EPN (National Polytechnic School). Subsequently, a 50-kW turbine was built as a first prototype for practical application; it was installed in Apuela in 1983, with good results.

This experience enabled the construction of a 30-kW turbine model, which included new features aimed at facilitating its construction and mounting and at improving its performance. So as to analyze and assess the EXTERNAL design technology, a Michell-Banki SKAT model turbine was manufactured and provided with a technological manual describing the overall construction process for the equipment.

On the basis of findings and experiences, it became possible to standardize designs for this type of turbine with capacities ranging from 5 to 150 kW and heads of up to 70 meters.

For higher heads, the alternative is the Pelton turbine, which is currently being developed for standardization. The first 40-kW prototype built had acceptable operating efficiencies.

Research on, and construction of, a 215-kW Pelton turbine to be installed in a demonstration project were carried out with the Polytechnic School of Chimborazo (ESPOCH), under a joint cooperation agreement.

Parallelly, work was carried out on the design and construction of electronically regulated control panels, so as to complete the electromechanical equipment used for micro hydropower generation systems.

The experience acquired is based on the design and manufacture of electronic regulators with a thyristor and triac energy-dissipation system; this first facility installed in the Apuela project provided satisfactory results.

The design and construction of these early prototypes has allowed their optimization through the design and construction of a programmable regulator with a microprocessed system. It is expected to be applied in future micro hydropower projects.

Likewise, as a mechanism to expedite the planning and design of civil works for hydropower plants, work has been underway with the National Polytechnic School on a manual for the design of such facilities, to serve as a guide and support for decision-making in the development of hydropower planning and scaling of such structures in MHP projects.

These efforts have given rise to the construction of a number of demonstration projects, which confirm capabilities for the implementation of micro hydropower plants in the country. Regional electric companies and higher-education institutions have provided direct assistance for these projects.

Upon completion of this first stage, INE, together with INECEL and other public and private sector institutions, expects to carry out a national program to implement MHP programs as alternatives for the electrification of the rural productive sector by developing and using national technology.

- Testing Center

For the purpose of testing turbines and electrical equipment, INE built a testing laboratory in Guangopolo, near Quito. This laboratory is very useful for higher education institutions and technical institutes because it enables the training of the students as well as the personnel responsible for handling and operating the electromechanical equipment for small-scale hydropower projects. This laboratory has the required instruments to test electromechanical equipment under actual conditions, to check their operation, verify their performance, etc.

#### 4. PARTICIPATION OF THE GOVERNMENT AND PRIVATE SECTORS

The fact that the country is sequentially developing an indigenous technology for micro hydropower generation, as far as the equipment and design of hydropower systems are concerned, makes for close contacts among the agencies involved.

With this approach, INE has coordinated activities with public sector institutions. Several research efforts have been developed with higher education centers and research institutes, such as the "Guide to the Design of Hydropower Facilities for Mini/Micro Hydropower Plants", with the EPN; the design and construction of an electro-hydraulic regulation prototype with the EPN; and assistance for the technological development of a 15-kW Pelton turbine and its implementation in a demonstration project, with ESPPOCH; Mechanical Engineering student training, etc.

Through national consultancies and under the supervision of INE, feasibility and design studies have been undertaken for several MHP projects, as well as methodological studies regarding implementation.

The availability of standardized designs for Michell-Banki turbines and electronic regulation control panels have promoted a mutual transfer of technical experiences in equipment design and construction. This will make it possible to identify increasingly better solutions to national technological problems in MHP schemes.

All these joint efforts lead to the use of local technical capabilities, the hiring of cheap labor, competitive prices in respect of similar imported equipment, and the saving of foreign exchange. The possibility of exporting such equipment to countries with environments and conditions similar to those of Ecuador is also considered.

## 5. DEVELOPMENT OF PROJECT PHASES

The implementation of a micro-hydropower generation project implies the analysis of several sequential stages required for its completion.

### 5.1 Population and Water Resource Locations

The starting point for a micro-hydropower plant system is the identification of those isolated settlements which, because they have nearby water resources, could be served with these systems, from the standpoint of both technical and socioeconomic viability.

National rural electrification programs are consulted so as not to duplicate efforts.

If appropriate, all cartographic, census, planimetric, aerial photography, and hydrometeorological data are gathered and analyzed.

### 5.2 Preliminary Studies

To identify the population and the site, it is important to make technical sight inspections to appraise the physical-

topographical features of the area of interest, and any other aspects that have not been detected in the previous phase. These reconnaissance visits also make it possible to ratify or revise the initially selected development project on the basis of actual conditions.

At this prefeasibility level, the study determines the project features related to its geographical location, means of access, general physical-climatic, geological, ecological and geomorphological conditions, identifies the potentially usable water resource and makes a preliminary definition of alternative sites for the micro hydropower facilities. The study is supplemented by the socioeconomic and electric power demand information supporting its implementation in the area to be served.

Preparation of the plan provides approximate, indicative project costs, so that the agencies involved can make a decision regarding financing and participation by each of the parties.

### 5.3 Feasibility Studies

These studies establish the general scheme of the micro hydropower plant in final form and are supported by a field and office analysis showing its viability. This is based on the availability of all the elements required for its implementation, such as ensured availability of the water resource to be tapped, topographical ease of siting of the civil works for the hydropower facilities, and appropriate heads to meet energy requirements in areas close to the demand center.

Project feasibility is completed with the economic justification for investment, versus other energy sources or a transmission line, and the social benefits and agroindustrial development of the sector to be served.

### 5.4 Design of Project Components

Once the final project scheme has been established, and its technical specifications for usable flows and heads and generated capacity have been identified and supplemented by the appropriate electric power demand study, the hydraulic civil works (intake, piping, penstocks, powerhouse and ancillary works) are designed and scaled and the characteristics of the electro-mechanical equipment (turbine, turbine-generator transmission, control panel, energy transmission and distribution) are determined.

### 5.5 Definition of the Commitment

After the potential resource has been defined in order to locate a micro hydropower plant and before the definitive feasibility, design and construction studies for the project begin, a legal commitment regarding its implementation is established.

In order to promote the use of national technology in the construction of electromechanical equipment, INE has signed inter-institutional cooperation agreements with the regional electric companies or regional research and development agencies, under the arrangement that the counterpart will directly execute and manage the micro-hydropower plant and that INE will contribute with the final studies, design and construction of the locally manufactured electromechanical equipment, except for the generator which is imported.

Joint action will be initiated with INECEL under an inter-institutional cooperation agreement enabling the two institutions to carry out a micro-hydropower plant program for the development and application of national technology, so as to disseminate such technology extensively in the country.

## 6. PROJECT CONSTRUCTION

INE has undertaken the implementation of micro-hydropower plant projects by signing agreements with the regional electric companies, research centers or regional development institutions, whereby the above entities will be responsible for the total execution of the project in terms of the civil works, directly controlling and supervising construction materials and labor. The electric power transmission and distribution system is handled by the electric companies of the area to be served. In some cases, INE has also made certain economic contributions for execution of the facilities.

Under INE's work arrangements, domestically manufactured electromechanical equipment is built according to the designs specified by the institution, and the local specialized firms which compete in the bidding must be previously qualified.

As equipment is being built, INE's technical staff provides the appropriate follow-up and supervision, so that such equipment will be built according to the established technical requirements. For construction of the civil works, the appropriate regular assistance is also provided.

## 7. INSTALLATION AND MOUNTING OF MHP

The locally built electromechanical equipment is tested under operating conditions in the INE laboratory and, after approval, is installed and mounted at the project site. It is then put to the same kind of tests, under actual and critical conditions, to ensure its regular operation subsequently.

This activity is carried out by INE technicians, together with the technical experts who will be responsible for the operation and maintenance of the MHP.

## 8. START-UP

The start-up and final acceptance of the MHP takes place once equipment has been tested and approved and once the systems have been shown to function properly under the conditions for which the plant was designed.

## 9. OPERATION AND MAINTENANCE

The national and/or regional electrification institutions are in charge of MHP maintenance and operation.

INE will provide technical talks and short training seminars for local personnel involved in these activities to ensure the appropriate handling and maintenance of MHP.

## 10. FOLLOW-UP OF MHP OPERATION

The implementation of an MHP implies regular assessment and follow-up of plant operation, by visiting the site and receiving the technical information recorded in the forms designed for this purpose.

In case any failures should be detected in the micro-hydropower plant, the electromechanical equipment and the civil works are checked, in order to determine the causes for the failure.

Parallel to technical follow-up, a follow-up of the sector's socioeconomic aspects is carried out, so as to have criteria regarding community development and the MHP's impact. This will serve as a basis to refine financing methodologies, rates, projection of electric power demand, etc., which may be considered for other areas with similar characteristics.

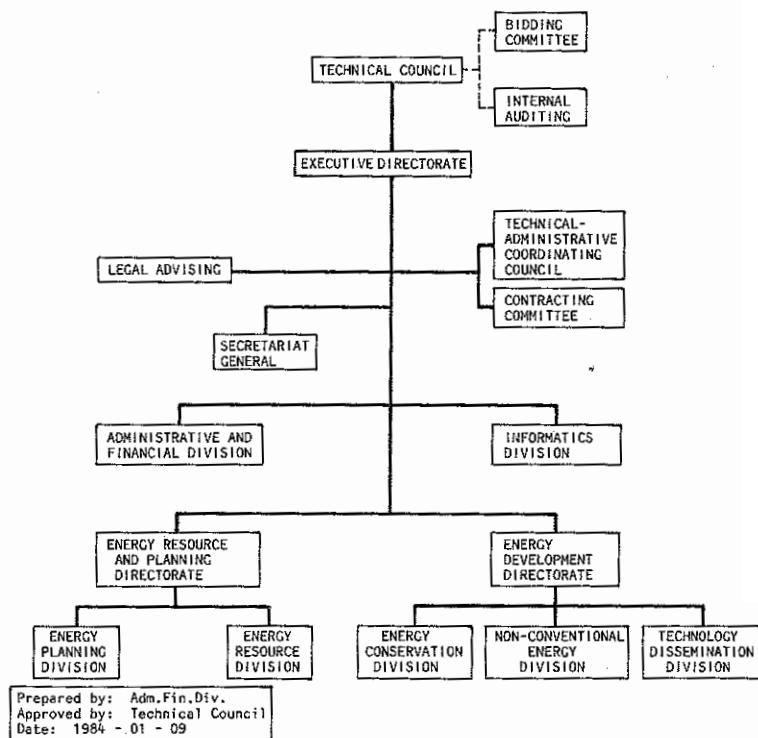
#### 11. TECHNOLOGICAL INNOVATION

Permanent follow-up on the equipment and projects implemented will permit establishing new technical criteria for innovations or improvements in the design and manufacture of the electromechanical equipment and in the hydraulic schemes of a MHP tapping domestic technology. This process must be supported by continuous research and updating of technical know-how through seminars and training courses both in Ecuador and abroad.

#### 12. MHP MANAGEMENT

INECEL and the regional electric companies or regional development institutions with which an MHP project was carried out are responsible for managing its costs, operation, maintenance and supply of electric power to users.

ORGANIZATIONAL CHART OF THE NATIONAL INSTITUTE OF ENERGY



## MICRO HYDROPOWER PROJECTS

| PROJECT                   | PROVINCE   | WATER RESOURCE (RIVER) | FLOW (m <sup>3</sup> /s) | HEAD (m) | CAPACITY (kW) | LOCALITIES TO BE SERVED                                  | COMMENTS   |
|---------------------------|------------|------------------------|--------------------------|----------|---------------|--|--|
| Apuela                    | Imbabura   | Apuela                 | 0.313                    | 30       | 50            | Apuela, Peñaherrera, Cuelaje                             | In operation, using nationally made electro-mechanical equipment.                              |
| La Merced de Buenos Aires | Imbabura   | Tupiza & Rumiñaca      | 0.380                    | 35       | 75            | Buenos Aires   | Under construction. Nationally made electro-mechanical equipment                               |
| La Plata                  | Carchi     | La Plata               | 0.670                    | 13       | 60            | Maldonado, Untal   | To be constructed. Possible expansion to 200 KW.   |
| Tacon                     | Chimborazo | Irrigation canal       | 0.020                    | 100      | 15            | Tacon Community  | Under construction. Nationally made turbine  |
| Lita                      | Imbabura   | Baboso                 | 0.450                    | 40       | 150           | Lita, Pareque, Chontal Guada                             | Final studies  |
| Cuelaje                   | Imbabura   | San Joaquin            | 0.230                    | 60       | 100           | Cuelaje, San Joaquin La Loma, La Magdalena, Cristal      | Final studies  |
| Juan de Velasco           | Chimborazo | Pangor                 | 0.300                    | 50       | 100           | Juan de Velasco, Parras, Pamba, Aguas Parba, San Vicente | Final studies  |
| Chiriboga                 | Pichincha  | Q. Maquina Vieja       | 0.550                    | 113      | 135           | Chiriboga, Zapadores Palmeras                            | Reconnaissance. Possible external cooperation for construction of electro-mechanical equipment |
| Angamarca                 | Cotopaxi   | Angamarca              | 1.000                    | 50       | 350           | Angamarca & others nearby                                | Reconnaissance. Possible external cooperation for construction of electro-mechanical equipment |
| Cochalo                   | Cotopaxi   | Angamarca              | 0.200                    | 40       | 50            | Cochalo  | Reconnaissance and pre-feasibility   |
| Cañi                      | Chimborazo | Cañi                   | 0.600                    | 35       | 150           | Cañi & others nearby                                     | Reconnaissance   |
| Miguier                   | Azuay      | Miguier                | 0.100                    | 50       | 35            | Miguier & others nearby                                  | Reconnaissance and pre-feasibility   |
| Rio Palto                 | El Oro     | Palto                  | 0.460                    | 34       | 100           | Paocha; Ayaparba, Buso & others nearby                   | Reconnaissance   |
| Santa Rosa                | Morona     | Guapula                | 0.500                    | 6        | 20            | Santa Rosa   | Reconnaissance   |
| Oyacachi *                | Napo       | Yamuyacu               | 0.100                    | 60       | 45            | Oyacachi   | Reconnaissance and pre-feasibility   |
| Rio Amarillo              | El Oro     | Amarillo               | 0.910                    | 18       | 104           | Ortega, Salvias & others nearby                          | Reconnaissance   |

\* MCH to be implemented jointly with INECEL

## SMALL HYDROPOWER STATIONS: EL SALVADOR

### 1. INTRODUCTION

Small hydropower stations represent one of the non-conventional energy sources whose development and use offer excellent possibilities. In recent years, the sharp increase in fuel costs has led to the need to increase domestic energy production. Electricity generation based on small hydro stations has been increasing, both in the developed world and in the developing countries; however, in the latter this aspect is more critical, since they usually have to import technology in order to be able to implement such projects.

Furthermore, over time a series of obstacles to the development of small energy resources has been observed, since a great many of the technicians and administrators are still convinced that large-scale resources are the only ones that should be used, due to their undeniable profitability.

In El Salvador, the Lempa River has mainly been harnessed to generate electricity, although there are other rivers with smaller flows that could be tapped for generation purposes through micro, mini and small hydropower stations. This would be very useful in taking advantage of all the existing hydroenergy resources and interconnecting them with the national electric power system and with remote rural settlements and small agroindustries whose demand is relatively small.

The present paper intends to provide a general idea of the concept of small hydropower stations, an historical summary of the mini stations existing in our country, as well as a description of the CEL project to tap the energy resources of small rivers.

In addition, there is a brief description of the basins of El Salvador in which projects for small- medium- and large-scale development sites have been identified.

An evaluation of the hydroenergy potential in all of El Salvador would make it possible to quantify the resource, and this would facilitate establishment of the role that hydroelectricity could play in the country's energy development.

## 2. CEL AS THE INSTITUTION IN CHARGE OF THE NATIONAL SHP PROGRAM

The Lempa River Executive Hydroelectric Commission (CEL) is an autonomous public-service institution, created through an Executive Decree on October 3, 1945, for the purpose of developing, conserving, managing and making use of El Salvador's water resources, particularly those of the Lempa River and any others considered suitable in meeting the demand for electricity generation and transmission in El Salvador. In September 1948, through a Legislative Decree, it was converted into an autonomous public-service institution, under the Ministry of Economy.

On October 24, 1980, the Revolutionary Government Junta issued Decree No. 484, whereby it modified the law establishing CEL and charged it with the country's entire energy sector. Article 2 of that decree reads as follows: "The Commission shall have the aim of developing, conserving, managing and making use of the energy resources and sources of El Salvador, in keeping with the provisions of the present Law, other laws, regulations and dispositions of a general nature applicable to the area."

Therefore, CEL, as the institution in charge of developing the country's energy resources, will be responsible for carrying out the National Program of Small Hydropower Stations throughout El Salvador.

## 3. CONCEPT AND CLASSIFICATION OF SMALL HYDROPOWER STATIONS (SHP)

Before analyzing the information on SHP projects existing in our country and the CEL's technical-economic study on SHP in El Salvador, it is worthwhile to specify, although briefly, the concepts of what an SHP is understood to be, what differences there are between SHP and large- and medium-scale hydropower stations, and what applications are usually given to small hydropower stations.

Small hydropower stations are defined as the group of civil works and electromechanical installations that use hydraulic energy to generate small amounts of electrical energy.

The criterion of the Latin American Energy Organization establishes that SHP should have an installed capacity of less than 5 000 kW, equivalent to 5 MW, in order to be considered "small".

The industrialized countries extend this limit and, for them, SHP may have capacities of up to 10 or even 15 MW.

If the classification is further expanded, mini hydropower stations are the small plants whose capacity ranges between 50 and 500 kW (according to United Nations experts, between 101 and 1000 kW). The installed capacity of micro hydropower stations varies between 1 and 50 kilowatts, or up to 100 according to United Nations experts.

Small hydropower stations, given their origin, are quite similar to large- and medium-scale hydropower stations. However, they should not be confused with conventional hydropower stations, since they do not merely correspond to the concept of hydroelectric plants of lesser size. The principal differences (especially in SHP having capacities of less than 1 MW) lie in the fact that these small stations are designed and built using non-conventional technologies, materials and equipment. Furthermore, the criteria for operation and maintenance are not the same as those used in large hydropower stations.

SHP may provide good support for rural electrification programs, especially those benefitting isolated or remote communities, or they may be integrated into the national electrification grid.

In El Salvador, the following classification has been adopted:

- from 0 to 100 kW : micro hydropower stations
- from 101 to 1 000 kW : mini hydropower stations
- from 1 001 to 10 000 kW : small hydropower stations

#### 4. ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF SMALL HYDROPOWER STATIONS (SHP)

##### 4.1 Advantages

A hydropower unit's principal benefits in terms of a rural development project are listed below:

###### a. Cost Reduction

Solution of problems with growing costs and difficulties of hydrocarbon supplies, primarily in remote or rural areas.

Long lifetime and low operating and maintenance costs for the facilities.

Generation of energy near consumers, thus yielding savings in transmission lines and distribution systems.

Possibility of having national technical personnel plan, design and build the plants, and thereby reduce costs.

b. Socioeconomic Advantages

Contribution to promoting industrial, socioeconomic and cultural development in rural areas.

Possibility of compatible use of water for other purposes (irrigation, potable water, etc.), to improve investment procedures.

Slight or null environmental impact.

4.2 Disadvantages

Among the limitations for this type of project, the following can be noted:

Application subject to availability of hydroenergy resources, usually located near points of demand.

Need to be careful about possible contradictions in priorities for water use, mainly with respect to irrigation.

Possibility that energy production can be affected by climatic and seasonal conditions.

Dependence of operational continuity on adequate management schemes.

5. HISTORICAL SUMMARY OF SHP EXISTING IN EL SALVADOR

El Salvador has several small generating units, some of which have been functioning since the beginning of the twentieth century. These were forerunners of the country's large-scale hydroelectric generation.

The Electric Light Company of San Salvador (CAESS) was constituted on November 17, 1890, and began to operate with the Agua Caliente Plant, with a 15-kW hydrogenating unit which ran a rice mill and also provided public lighting for the road to

Soyapango. The hydrogenerating unit used the water from the watercourse known as "Caite del Diablo", located near the Agua Caliente enrichment plant. This plant stopped working in 1907, with the start-up of the Milingo Hydropower Station, whose capacity was much larger, thereby making the first economically unviable.

In 1920 the Zapuyo Hydropower Station was built; in 1924, the Rio Sucio Hydropower Station; in 1925, the San Esteban Hydropower Station; and in 1935, the Acahuapa and Chorreron Hydropower Stations. Of these, four are still functioning. The fact that some hydroelectric plants are out of service is not because of technical reasons but rather sociopolitical ones.

In 1952, the Roberto de Matheu Company was created; it works exclusively in the field of rural electrification. It began in Juayua and then in 1958 was extended to Salcoatitan and is currently tied into the CEL system. This company taps the water from the Grande de Sonsonate River and has also designed Michell-Banki turbines better suited to the Central American area.

There are also other small generating units which were created for the purpose of meeting needs in rural areas and in agroindustry but which disappeared for sociopolitical and administrative reasons. Among these, mention can be made of the following:

- The Cutumay Plant, located on the highway between Santa Ana and Metapan, with a capacity of 200 kW, property of CLESA.
- The Chala Plant, located between the Departments of Cuscatlan and La Paz, with a capacity of 30 kW, property of the Mendoza-Gonzalez family.
- A plant located on the San Antonio River, one kilometer from Hizucar-Zaragoza, Department of La Libertad, with a capacity of 45 kW, property of the Muyshonct family.
- A micro hydropower station located on the El Platanar Hacienda, Department of San Miguel, with a capacity of 45 kW, property of the firm Daglio and Co.
- A plant located in Juayua, with a capacity of 45 kW, used to supply a coffee enrichment plant, property of the Larin family.
- Micro hydropower station in Oromontique, Department of Usulutan, with a capacity of 45 kW, which supplied electricity to a coffee enrichment plant, property of the Jacques family.

The charts included further on indicate existing plants, by distributor, and their current status, as well as some technical data available on small generating units in the country. It is worthwhile to mention that these small stations pertain, in their entirety, to the private sector and that some of them have been managed by CEL, since some of the firms concluded their concession period.

## 6. DESCRIPTION OF THE CEL PROJECT TO STUDY MINI HYDROPOWER STATIONS IN EL SALVADOR

In order to develop the rural areas of the country and generate new sources of employment, it is necessary to continue the policy of intensive use of native natural resources for the generation of electric light and power, so as to contribute to raising productivity and improving the standard of living of rural populations. In addition, it is logical to tap experience and research in the field of SHP. These and other factors related to financial- and economic-reactivation aspects in the country make it expedient to undertake efforts permitting the exploitation of the non-conventional resource represented by these plants.

### 6.1 Justification and Objectives of the Study

#### a. Justification of the Study

The inventory of hydroelectric projects available in the electric power sector, for the purpose of formulating CEL's Generation Expansion Plans takes into consideration SHP, since it justifies a study on the basis of such notable attractions as:

- It offers a non-conventional renewable resource.
- When adequately designed, the projects and equipment have a long lifetime.
- The generating costs are competitive with those of other alternatives, if automated. In comparison with plants requiring imported fuels, they are advantageous.
- Generally speaking, the foreign exchange requirements for these projects are much lower than those for large generating plants.
- Some types of hydraulic engines and plant controls can be built locally, thus converting the local industry in charge of their construction and maintenance into a development factor.

- They contribute to the creation or expansion of agroindustries and small industries in the area of influence of the site where they are installed.
- They contribute to the promotion of water conservation for agricultural purposes and to agricultural development in the site where they are installed.

Given the economic-financial situation of CEL and of the country, and as a direct result of the attractive points associated with SHP, it is considered worthwhile to carry out a preliminary study on this resource, whose implementation CEL has undertaken. Should the findings be positive, construction of this type of stations would be planned for the short term.

#### b. Objectives of the Study

- To prepare, as the first stage, an inventory of sites having a hydropower development potential within the range of 100 kW to 1000 kW.
- To select five sites included in the inventory and considered to offer the best technical-economic advantages; to continue with the subsequent design stages until completing the project from the technical-economic standpoint.

#### 6.2 Scope of the Study

The study consists of reviewing existing technical information regarding the exploitation of small hydroelectric resources and then studying sites having different features, in order to obtain parameters and establish the methodology which will be applied in the study of the remaining sites and, finally, to inventory the sites and select the five projects mentioned as the targets of this study.

The study will be carried out especially in the country's rivers other than the Lempa, Paz, Jiboa, Grande de San Miguel and Goascoran, since these have been studied previously and small-, medium- and large-scale hydropower development sites have been identified, according to the preceding classification.

To develop the first objective, the general methodology for obtaining parameters has projected the following activities:

- Compilation and review of existing studies on SHP.

- Compilation of cartographic quadrants on a scale of 1:50,000 and identification of the river basins to be studied.
- Preliminary study in several sites having different characteristics, in order to obtain parameters and clearly establish the methodology that will be applied in the study of the remaining projects.
- Compilation of topographical information on a scale of 1:5 000 and 1:10 000 and preparation of the profiles of selected rivers; together with the respective hydrometeorological information-gathering.
- Application of the methodology to all of the selected sites and rivers.
- Application of the methodology to the hydraulic parameters, in order to determine the electromechanical equipment.
- Application of the methodology to establish investment figures and annual generating costs, in order to determine the optimal plant factor.
- Elaboration of the preliminary inventory of sites for establishing SHP.

In order to fulfill the study's second objective, consisting of the selection of the five sites included in the inventory which seem to offer the best technical-economic advantages, and then continue with the subsequent design stages until completing the project from the technical-economic standpoint, the proposal has been made to formulate a method of evaluation that would make it possible to distinguish, among the inventoried sites, those which offer the greatest advantages.

The activities to be developed are as follows:

- Selection of parameters and criteria to be used in evaluating the preliminary inventory for the selection of the five sites included therein.
- Weighting of the parameters, according to the criteria laid out in the previous stage.
- Pre-selection of the sites having the highest number of points after application of the point-system evaluation methodology.
- Final selection of the five most advantageous sites for completion of the subsequent design stages.

It is understood that the degree of project detail for the five selected sites corresponds to what it is possible to specify at the level of prefeasibility studies.

The findings of the study will cover the following:

- General methodology
- Inventory of sites for the establishment of hydropower stations of up to 1000 kW.
- Prefeasibility studies on five hydropower stations in selected sites.

## 7. BRIEF DESCRIPTION OF THE BASINS STUDIED PREVIOUSLY AND HAVING SMALL-, MEDIUM- AND LARGE-SCALE HYDROPOWER STATIONS

### 7.1 Lempa River Basin

The Lempa River is of major importance. Its international basin has an area of 18 240 square kilometers, shared with Guatemala and Honduras. Of these, 10 255 square kilometers, i.e., 56% of the national territory, correspond to El Salvador and provide a water resource equivalent to 68% of the country's total. The major electricity-producing stations of those currently in operation are located on this river: the 5th of November Dam (1954), Cerrón Grande (1977) and the 15th of September (1984), as well as the projects of prime importance to be built in the near future. The set of projects to be built is shown in the topographical map attached herewith.

### 7.2 Paz River Basin

The Paz River Basin has a drainage area of 2 111.8 km<sup>2</sup>, distributed as follows: 929.2 km<sup>2</sup> as part of the basin corresponding to El Salvador and 1 182.6 km<sup>2</sup> to Guatemala. Overall, the basin lies in the Departments of Ahuachapán and Santa Ana in El Salvador and Jutiapa in Guatemala. The boundaries are: to the north, the Lempa River; to the east, the Lempa River and the San Pedro and Sensunapan River complex; to the west, the Los Esclavos River, and to the south, the basins of the small rivers that flow into the Pacific Ocean.

The following projects have been identified in this basin:

- |                  |         |
|------------------|---------|
| - Vieja Hacienda | 15.8 MW |
| - Santa Rita     | 7.6 MW  |

|   |                                    |        |
|---|------------------------------------|--------|
| - | Malancola, with Jalponga Diversion | 8.0 MW |
| - | San Jose, with Jalponga Diversion  | 5.6 MW |

#### 7.4 Grande de San Miguel River Basin

This region comprises the Grande de San Miguel River Basin, with an area of 2 250 km<sup>2</sup>, located in the Departments of San Miguel, Morazan and Usulutan.

The natural boundary of the basin to the north is the Cacahuatique Coroban Cordillera, which reaches a maximum height of 1 360 meters above sea level. Special mention can be made of the peaks Campana, Borronosa, Cacahuatique, Las Puntas, etc. To the south it is bounded by a small area of the Jiquilisco Bay, the area in which it flows into the sea and by the Jucuaran Hills; to the west by the Lempa River Basin, passing by the volcanoes San Miguel, Usulutan, Cerro El Tigre and Laguna Seca El Pacayal; and to the east, by the Goascoran River Basin, with the peaks Ventarron, Yayautique, Juana Pancha and El Arco.

The following projects have been identified in this basin:

|   |             |         |
|---|-------------|---------|
| - | San Esteban | 20.0 MW |
| - | San Juan    | 4.5 MW  |
| - | San Jose    | 3.2 MW  |

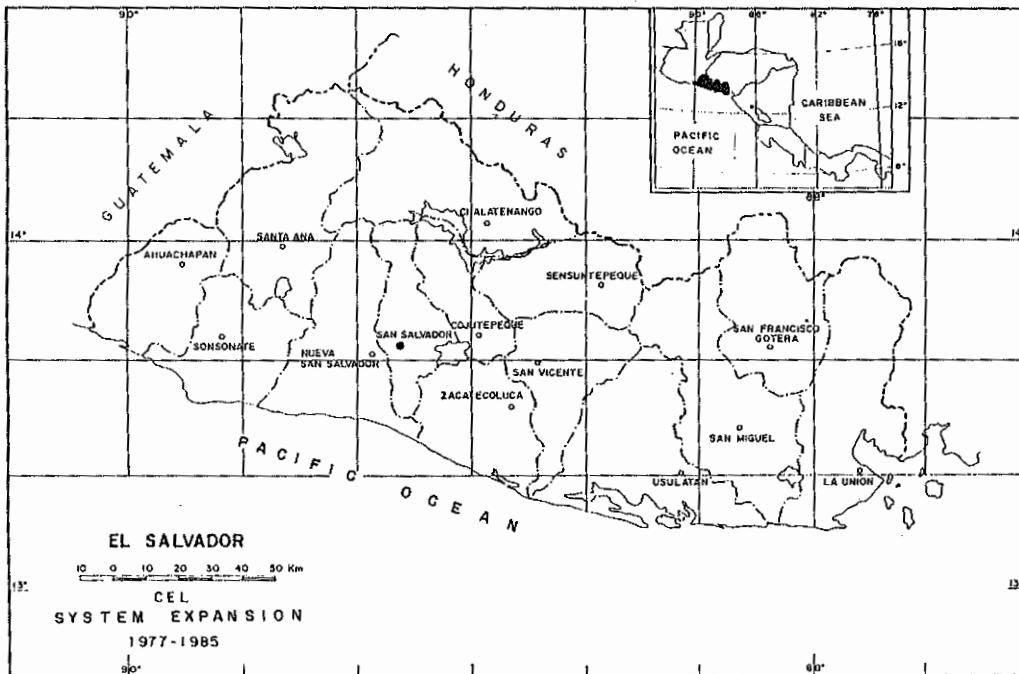
#### 7.5 Goascoran River Basin

This basin includes a drainage area of 2 718.68 km<sup>2</sup>, of which 986.7 km<sup>2</sup> correspond to El Salvador and 1 731.98 km<sup>2</sup> to Honduras. The basin lies in the Departments of La Union and Morazan in El Salvador and the Departments of Valle and La Paz in Honduras. The boundaries are the Ulua River Basin, to the north; the Grande de San Miguel River, to the east; and the Conchagua Mountains and Gulf of Fonseca, to the south.

Only one project has been identified in this basin:

|   |             |         |
|---|-------------|---------|
| - | El Platanar | 12.5 MW |
|---|-------------|---------|

Appendix No. 1



Appendix No. 2

DISTRIBUTORS: INSTALLED CAPACITY SUBJECT TO LICENSES

| COMPANIES             | STATION      | NO.<br>UNITS | INSTALLED<br>CAPACITY<br>kW | CURRENT<br>SITUATION |
|-----------------------|--------------|--------------|-----------------------------|----------------------|
| CAESS                 | Milingo      | 3            | 880                         | in operation         |
|                       | Zapuyo       | 2            | 60                          | out of service       |
|                       | Acahuapa     | 2            | 120                         | out of service       |
|                       | Rio Sucio    | 3            | 2 320                       | in operation         |
|                       | San Esteban  | 2            | 310                         | in operation         |
|                       | El Chorreron | 1            | 110                         | in operation         |
| Sub-total             |              |              | 3 800                       |                      |
| CLES A                | San Luis 1   | 2            | 920                         | out of service       |
|                       | San Luis 2   | 2            | 1 280                       | out of service       |
|                       | Cutumay      | 1            | 200                         | in operation         |
| Sub-total             |              |              | 2 400                       |                      |
| CLES                  | Sonsonate    | 1            | 150                         | out of service       |
|                       | Bululu       | 2            | 680                         | in operation         |
| Sub-total             |              |              | 830                         |                      |
| CECSA                 | Cucumacayan  | 2            | 2 268                       | in operation         |
| CLEA                  | Atehuecilla  | 2            | 675                         | in operation         |
| HSDMCO                | La Calera    | 4            | 602                         | in operation         |
| <b>GRAND TOTAL</b>    |              |              |                             |                      |
| Summary: In operation |              |              | 8 045                       |                      |
| Out of service        |              |              | 2 530                       |                      |
| Total                 |              |              | 10 575                      |                      |

Appendix No. 3

The general data available on some of the small generating units in our country include the following:

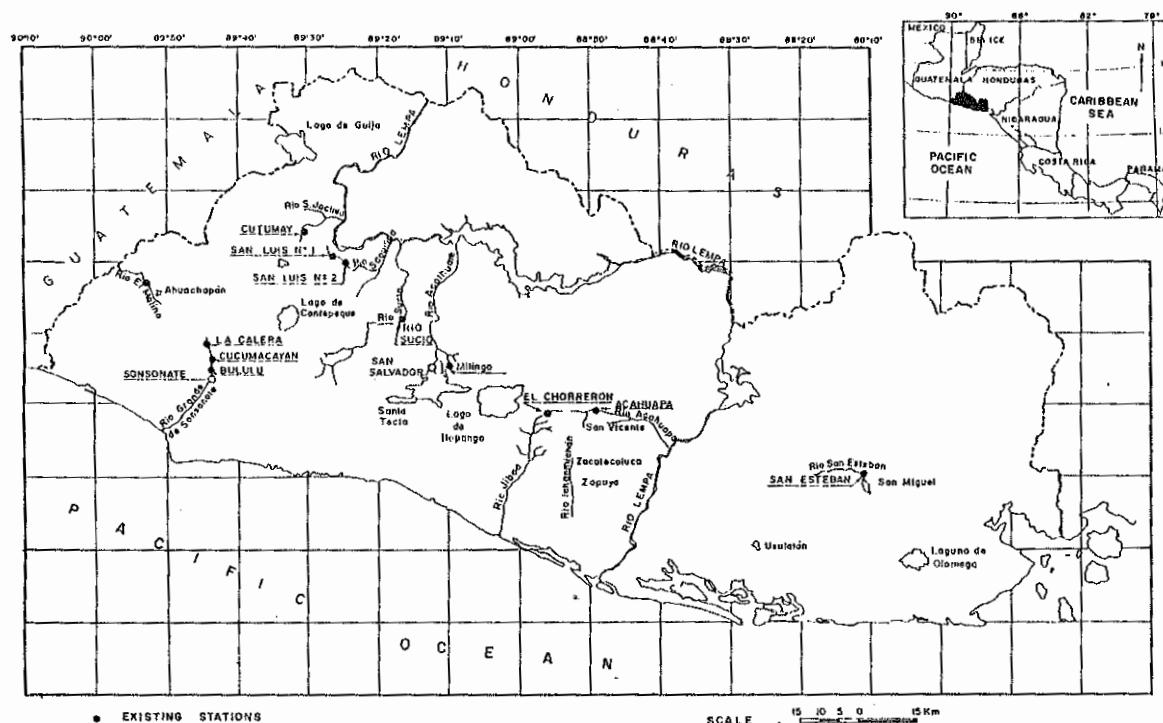
| PLANT                           | UNIT    | TYPE OF TURBINE                            | BRAND NAME                   | KVA   | VOLTS |
|---------------------------------|---------|--|------------------------------|-------|-------|
| <b>CAESS</b>                    |         |  |                              |       |       |
| Rio Sucio                       | 1       | Francis                                    | Westinghouse                 | 2 000 | 2 300 |
| Rio Sucio                       | 2       | Francis                                    | General Electric             | 450   | 2 300 |
| Rio Sucio                       | 3       | Francis                                    | General Electric             | 450   | 2 300 |
| Milingo                         | 1       | Francis                                    | General Electric             | 300   | 2 300 |
| Milingoucio                     | 2       | Francis                                    | General Electric             | 400   | 2 300 |
| Milingo                         | 3       | Francis                                    | General Electric             | 400   | 2 300 |
| Chorreron                       | 1       | Francis                                    | Lawrence Scott               | 137.5 | 2 300 |
| Chorreron                       |         | Horizontal                                 |                              |       |       |
| San Esteban                     | 1       | Francis                                    | Lawrence Scott               | 187.5 | 5 000 |
| San Esteban                     | 3       | Francis                                    | Brown Bovens                 | 200   | 5 000 |
| + Acahuapa                      | 1       | Francis                                    | General Electric             | 75    | 2 300 |
| + Acahuapa                      | 2       | Francis                                    | General Electric             | 75    | 2 300 |
| + Zapuyo                        | 1       | Francis                                    | General Electric             | 37.5  | 2 300 |
| <b>ROBERTO DE MATHEU Y CIA.</b> |         |  |                              |       |       |
| Juayua                          | 1       | Francis                                    | Gilbert Gilkes & Gordon Ltd. |       |       |
| Juayua                          | 2       | Francis                                    | Gilbert Gilkes & Gordon Ltd. |       |       |
|                                 | ++3     | Horizontal                                 | Neyret Brenier               |       |       |
|                                 | ++4     | Horizontal                                 | Neyret Brenier               |       |       |
|                                 | 5       |  | Gilbert Gilkes & Gordon Ltd. |       |       |
|                                 | 6       | Leffel & Co                                |                              |       |       |
| * 7                             | Michell |  | Eng. Design Axel Banki       |       |       |
|                                 |         |  | Soderberg                    |       |       |
| <b>MENDOZA GONZALEZ FAMILY</b>  |         |  |                              |       |       |
| + Chala                         | **1     | Hydraulic turbine with water flow over top |                              |       |       |

+ Out of service for sociopolitical reasons

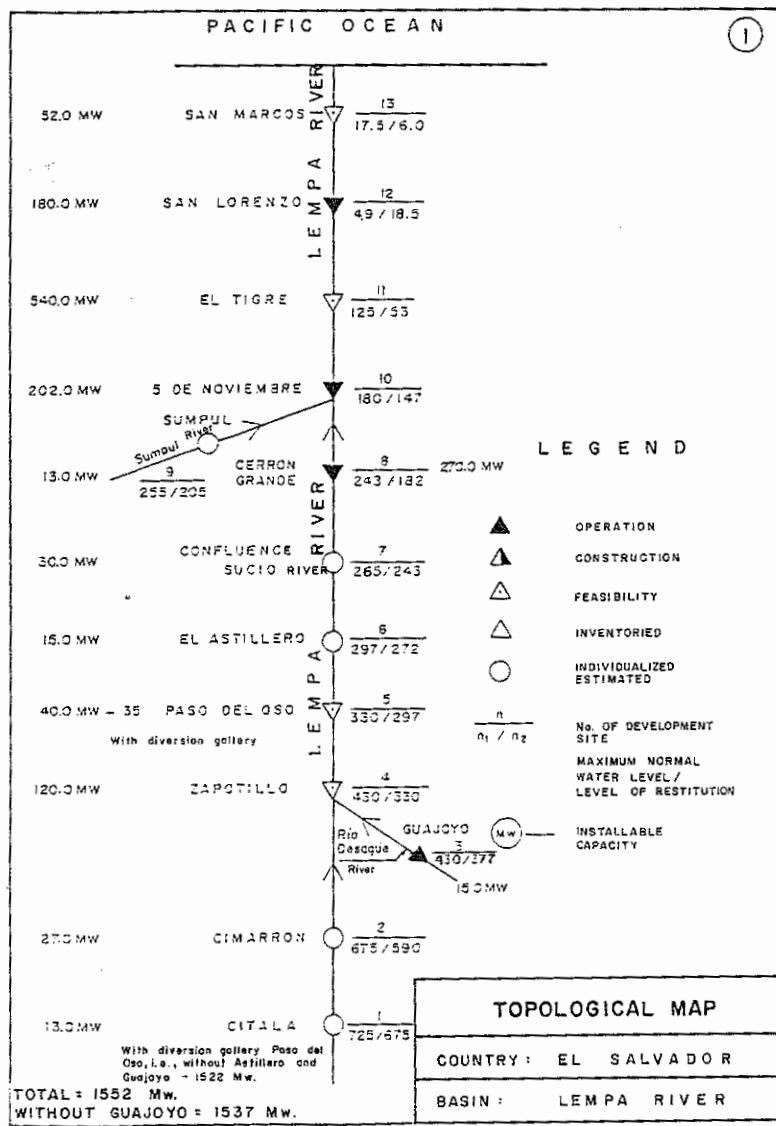
++ Out of service

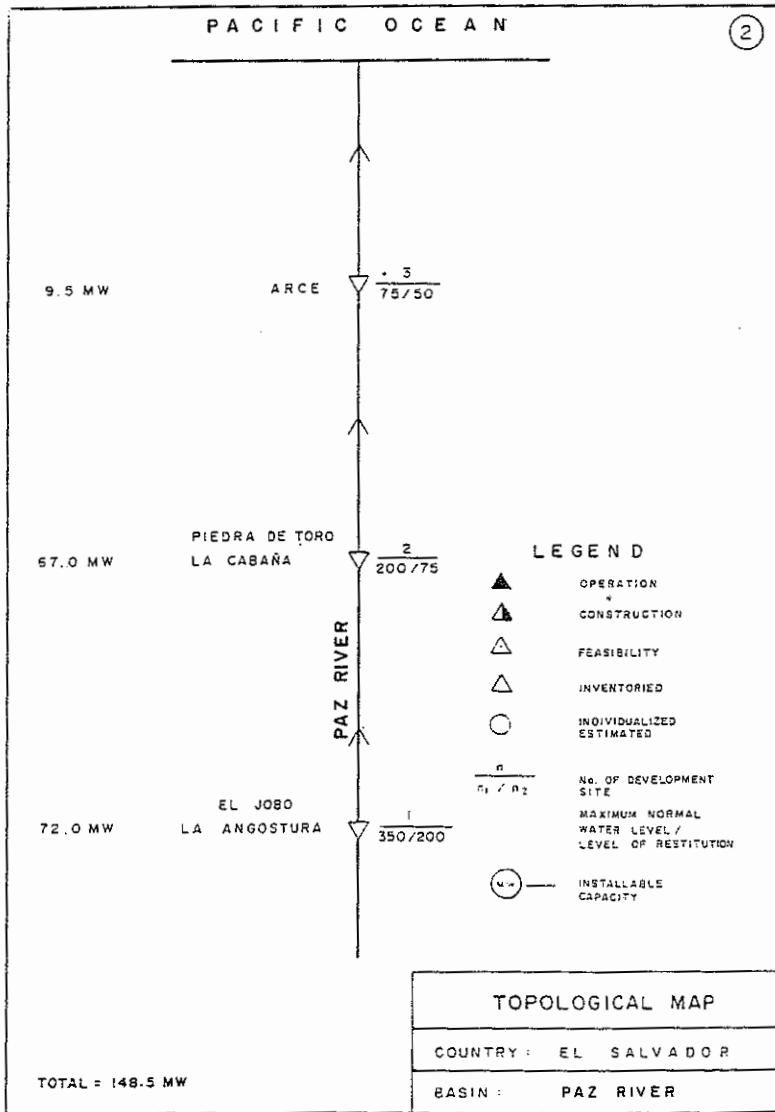
\* This unit is currently being tested; it will start up units 1 and 2 and provide internal service. Both the turbine and the automatic speed control designs are entirely national.

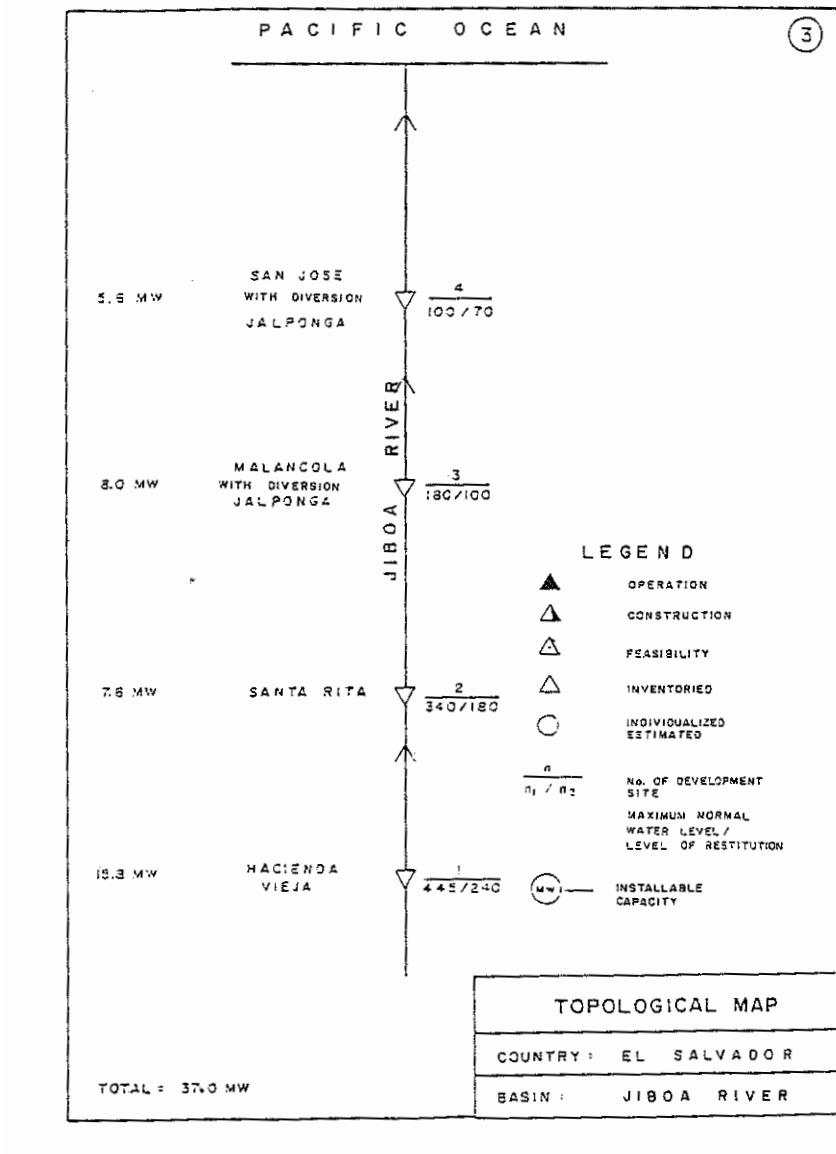
\*\* This hydraulic turbine (waterwheel) was built in our country.

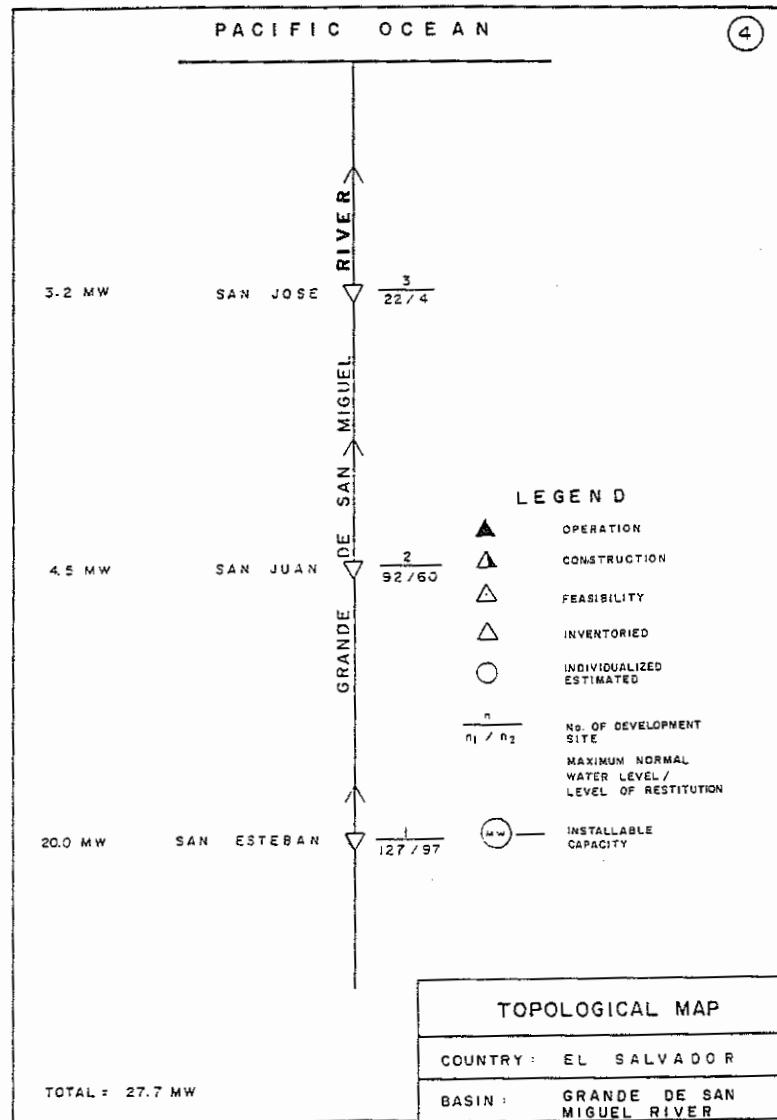


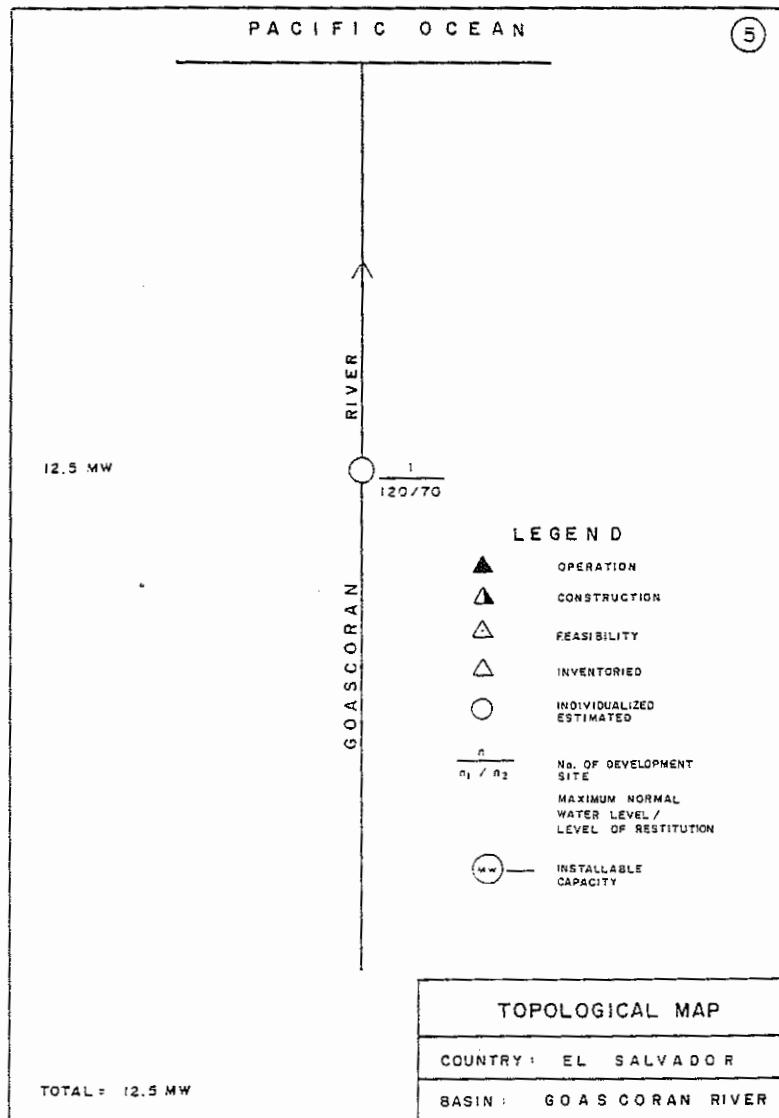
GEOGRAPHICAL LOCATION OF THE MINI AND SMALL HYDROPOWER STATIONS EXISTING IN EL SALVADOR











## SMALL HYDROPOWER STATIONS: GUYANA

### 1. INTRODUCTION

The Co-operative Republic of Guyana is located on the Northeast Coast of South America between latitudes 1° and 8° and has a total area of 215 000 km<sup>2</sup>. The population numbers approximately 800 000, 60% of which lives along the Atlantic coast on a narrow belt of alluvial soil. The interior country is sparsely populated and is densely forested except for the southwest region where the tropical forests give way to the rolling Rupununi savannahs. The highest country, and the source of the most attractive hydropower potential, is the area of the Pakaraima Mountains in the west central region. This area receives up to 4 060 mm of annual rainfall from moist air moving southwards and upwards from the coast (influence of the inter-tropical convergence zone), compared with as little as 1 270 mm in the savannahs. In these mountains rise rivers as the Mazaruni, the Potaro and the Kuribrong which have run-offs varying from 0.05 to 0.08 m<sup>3</sup>/s per km<sup>2</sup> and which cross a major escarpment to drop over 244 m. The free fall at the magnificent Kaieteur Falls on the Potaro River is almost 226 m.

Guyana is mostly an agricultural country producing mainly sugar, rice, ground provisions and livestock. Bauxite, gold and diamond mining, together with offshore fishing, make major contributions to the national economy.

Guyana's present power supply is based on thermal generation using mainly imported fuel. Power generation within the sugar industry is partly based on bagasse, but this power is only a comparatively small part of the country's total power generation. The contribution from hydropower to the existing supply is insignificant, and there is at present only one small hydropower plant in operation, supplying a small isolated distribution system.

The drastic change of the world energy situation since 1973 has had its repercussions on the energy policy of Guyana. The enormous rises of petroleum prices in 1973 and 1979 and the occasional shortages have created serious economic problems. The results are a permanent increase in the cost of living, continuous threats of energy shortages, trade balance problems and an ever increasing oil account. In fact, Guyana spends more than 50% of its foreign earnings on oil bills. Today, therefore, a re-evaluation of our energy policy becomes more essential than ever before. Interest on hydropower development and non-conventional sources of energy --biogas, biomass, charcoal, solar and wind-- has intensified. Plans are on the way to commence oil exploration

and measures are taken to improve the pattern of power consumption in order to conserve on energy and fuel.

## 2. THE HISTORY AND STATE-OF-THE-ART OF HYDROPOWER DEVELOPMENT IN GUYANA

Guyana's hydropower potential is considerable and various studies on the possible development of this resource have been carried out over the last sixty years. Investigations and the collection of sophisticated hydraulic, topographical, geological and other relevant data were intensified in the late 1940's and 50's. In order to determine the power potentials of the various rivers in Guyana, the Government embarked on a programme of monitoring the water resources. In 1946 the Demerara Bauxite Company Limited commenced a programme of monitoring the discharge of selected rivers. During the period 1946 to 1950, DEMBA established seven stations on our main rivers --the Cuyuni, the Potaro, the Mazaruni, the Demerara and the Essequibo. Later, the Hydrometeorological Service was established to take control of all the existing gauging stations and to locate and establish new ones. By the end of 1960, a total of sixty-eight (68) gauging stations were established and were located on most of the main rivers of Guyana. Unfortunately, many of these are today out of operation.

The first plan for the construction of a major hydropower station in Guyana was contrived by the Demerara Bauxite Company Limited. The Aluminum Laboratories Limited of Canada was contracted to investigate the potential of the Demerara River at Great Falls. A feasibility report for the power site at Tiger Hill was completed in 1959. It was intended that the power generated be used mainly for the Bauxite Enterprise at MacKenzie (now Linden). However, the construction never started.

The Potaro Hydroelectric, a subsidiary of British Guyana Consolidated Gold Mine Limited under licence issued by British Guiana in 1956 and financed by the Colonial Development Corporation, began construction of the first hydroelectric station at Tumatumari Falls on the Potaro River, having an installed capacity of 1 500 kW (2x750 kW). The power generated was intended for the gold-dredging operations. The construction has never been completed, although the two units were installed. Today only one unit is in operable condition and the station is controlled by the Guyana National Service. It supplies energy to the two National Service Centres at Tumatumari and Konawaruk.

Guyana gained independence from Britain in 1966, and the Government embarked on a comprehensive programme to investigate and study some of the hydropower sites in Guyana with the hope of

generating cheap electric power to meet the future load demands of the country. Terra Survey of Canada was contracted and aerial topographical surveys commenced in 1968. The work was completed in 1975 and topographical maps, scale 1:50 000, with a contour interval of 50 feet, now exist for nearly the entire country. A Power Development Survey through the Governing Council of the United Nations Special Fund led to the identification of two promising sites:

- Tiger Hill on the Demerara River and
- Tiboku Falls on the Mazaruni River.

Shawinigan Engineering Company of Montreal, Canada conducted the studies. These projects were considered to meet the national load forecast for the period 1975-1985, together with a superimposed metallurgical load (Bauxite Smelter) of either 60 MW or 130 MW. A smelter partner was never attracted and neither of the projects started.

Guyana's dependency on energy imports continued, and the associated economic problems became even more serious. Therefore, in the 70's and the years to follow, the Government of Guyana, in its effort to develop its hydropower resources and to reduce this dependency on imported fuels, contracted several foreign companies to conduct hydropower studies of the various rivers. Such companies included:

- Energoprojekt Engineering and Consultant Company Limited
- SWECO
- Motor Columbus, Switzerland and
- Montreal Engineering Company Limited (MONENCO).

Through a grant from the United Nations Development Programme (UNDP) in 1970, the Government embarked on another major hydroelectric survey. The UNDP appointed the International Bank for Reconstruction and Development as Executing Agency, and the Montreal Engineering Company Limited was contracted as the Consulting Firm. The Survey included a hydro resource reconnaissance and inventory for all Guyana, and pre-feasibility studies of a limited number of sites --with a view to developing suitable hydropower to provide low-cost electrical energy for mining of minerals, for an aluminum smelter, for general electrification of the country and for future supply of areas already receiving electric power service.

For the inventory, all hydro sites with a capacity of at least 20 MW at 30% annual capacity factor (6 average MW of ener-

gy) were considered, and the country was divided into major river basins or, in the case of a number of small river basins, regions. The basins and regions are shown in Figure 1. Table No. 1 presents the potential power of the various basins and regions as revealed by the survey, and also the number of most promising sites selected in each basin. The total potential is estimated between 7 200 and 7 600 MW. Figure 2 displays the location of the major potential hydropower sites (potential in continuous average MW).

Table No. 1

HYDROELECTRIC POTENTIAL  
At 60% Annual Capacity Factor

| RIVER BASIN<br>OR REGION | Avg. 6 MW<br>regardless<br>of cost<br>(MW) | Avg. 15 MW<br>cost less than<br>US\$ 1 500/kW<br>(MW) | PROJECTS |
|--------------------------|--|---|----------|
| N-W Coast                | 11   | --  | --       |
| Cuyuni                   | 726  | 671   | 2        |
| Mazaruni                 | 3 816                                      | 3 641   | 9        |
| Potaro                   | 1 088                                      | 1 066   | 3        |
| N-W Coast                | 35   | --  | --       |
| New                      | 298  | 178   | --       |
| Essequibo                | 1 633                                      | 1 610   | 1        |
| TOTAL                    | 7 607                                      | 7 166   | 15       |

Out of these studies came an attractive scheme: the Upper Mazaruni Hydroproject. It is a diversion scheme, and preparatory works such as access roads and workers camps on site were actually started. It was planned for this project to be constructed in phases --an initial installation of 750 MW to be developed eventually to 2 500 MW-- with the main electrical loads being a smelter at Guymine and a fertilizer plant. Unfortunately, as a result of financial constraints, this project had to be discontinued.

In 1980, as a follow-up to the Hydroelectric Power Survey of 1974-1976, the Government of Guyana, through a loan from the World Bank, contracted the Montreal Engineering Company Limited to conduct studies of small hydropower developments to supply three important areas in Guyana:

- the North-West, Region 1
- the Rupununi, Region 9 and
- the Tumatumari/Mahdia/Konawaruk areas, Region 8.

These studies were conducted in three phases:

|           |                   |
|-----------|-------------------|
| Phase I   | Pre-feasibility   |
| Phase II  | Feasibility       |
| Phase III | Bidding Documents |

Three sites were considered:

- a. Eclipse Falls on the Barima River in the North-West area was investigated up to the Pre-feasibility level, installable capacity being 5 500 kW. In 1985 - 1986, with the assistance of technical expertise from the People's Republic of Korea, this project was studied up to the Final Design level. A reservoir scheme with an installed capacity of 3 000 kW has been considered. This capacity has been defined to satisfy the power demands of the possibly rehabilitated manganese mines at Matthews Ridge, and the communities of Matthews Ridge, Arakaka and Port Kaituma. This project has been shelved indefinitely as a result of high capital investment and the rehabilitation of the manganese mines at Matthews Ridge being not feasible.
- b. Wamakuru on the Wamakuru River in the Rupununi area has been studied up to the Feasibility level, installable capacity being 3 500 kW. A joint development with Brazil to meet the load demands of the townships of Lethem in Guyana and Bom Fim in Brazil seems most attractive.
- c. In a draft report dated 1980-08-26, "Pre-feasibility Study of Tumatumari Hydroelectric Development," MONENCO pointed out that it would be best to develop Tumatumari with an installed capacity of some 50 MW to supply power to the existing national grid at a smaller cost than of the existing thermolectric plants. Therefore, the Tumatumari Falls were studied up to the Bidding Documents level. A run-of-the-river project has been conceived with the installation of three bulb Kaplan turbines (3 x 10.5 MW). Because of its strategic location in relation to the main electrical loads of this country and because of relatively good access, the Tumatumari Project is considered a priority.

However, as a result of the high cost of establishing an installation of this size, particularly with regards to the present state of the Guyanese economy, an alternative approach has been adopted. The best proposition now appears to be the development of small hydropower sites suitable to satisfy the needs of remote and semi-remote areas in order to improve living standards and to promote the growth of small industries.

### 3. THE PRESENT STATUS OF SMALL HYDROPOWER DEVELOPMENT IN GUYANA

Guyana is sometimes referred to as the Land of Many Waters and, although several studies have revealed the rich hydro potential of this country, to date this resource has remained almost untapped. The Tumatumari, built almost thirty years ago with an installed capacity of  $2 \times 750$  kW, is today the only hydropower station in operation in Guyana. Only one unit is in operable condition, and the entire scheme is in desperate need of maintenance.

Guyana's main industrial and domestic loads are concentrated on the narrow Atlantic Coast and at the bauxite mining town of Linden, significant distances away from the major power sites. Of course, the emphasis has always been on the development of a large or medium-size hydropower station to satisfy the demands of the most important load centres. Consideration was also given to small hydropower development, but to a lesser extent since little or no potential small hydropower sites occur in the areas of the major electrical loads. Guyana never succeeded in acquiring funds to develop any of the large or medium hydropower sites and her dependence on imported fossil fuels continues strongly today.

On 1st August 1986, a public corporation --The Guyana Natural Resources Agency (GNRA)-- was established to replace the Ministry of Energy and Mines. It is the function of this Agency to optimally plan the development, exploitation and management of the natural resources (petroleum, hydroelectric power resources and all other natural resources of Guyana for the exploitation of which no other public corporation has been established), so as to ensure maximum benefits to the people of Guyana.

The GNRA has recognized the absence of a National Energy Policy and is at present engaged in its formulation. Initial interest is on a policy for the development of the nation's hydro resources through the construction of large, medium, small, mini and micro hydropower stations.

Mini and Micro Hydropower can make a substantial impact on development in rural, isolated and remote communities where the alternative of using fossil fuels can be very expensive. In June 1987, the Hydropower Unit of the GNRA was charged with the compilation of an inventory of small, mini and micro hydropower sites for all Guyana. The Unit's approach in its inventory is to concentrate on those sites that can meet the present and future power demands of existing load centres. Collaboration with such organisations as the Regional Administrations, the Guyana National Service and the National Edible Oil Company Limited is sought and encouraged.

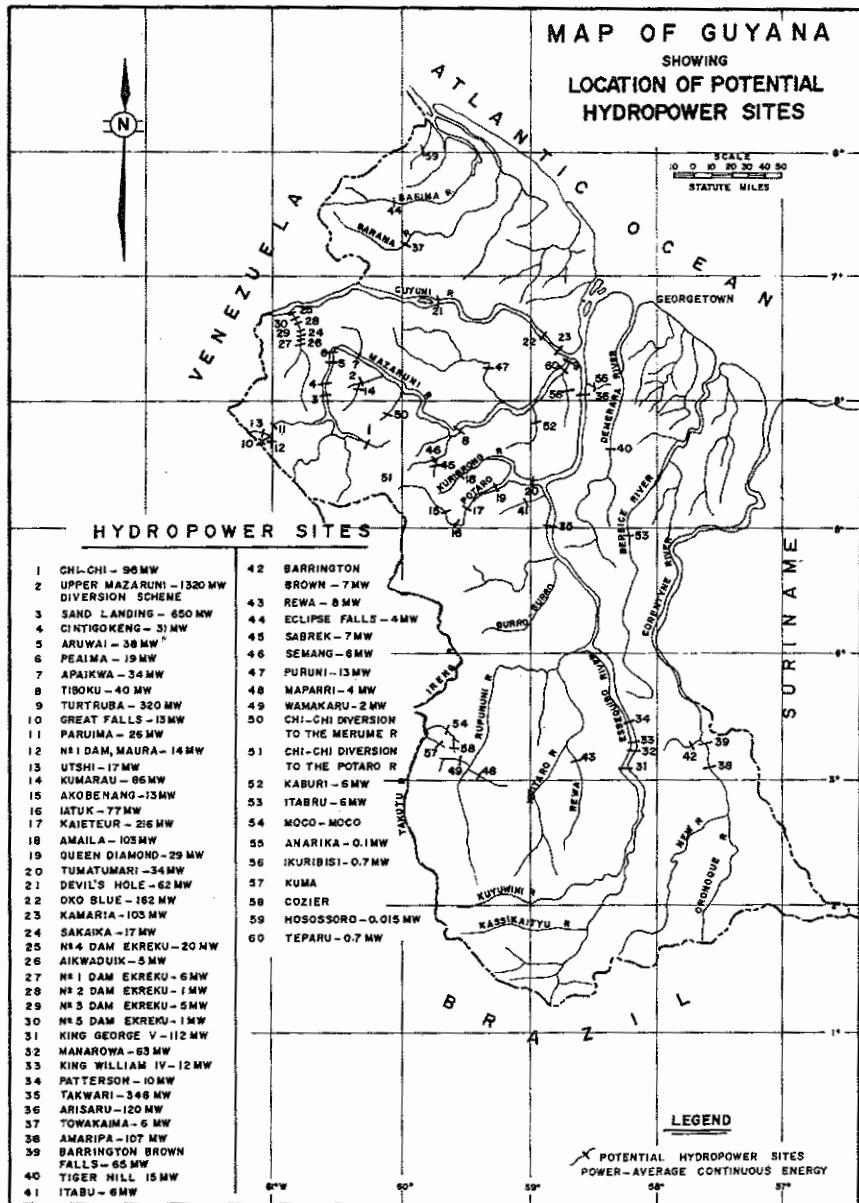
The course of action and guidelines for the execution of this inventory are as follows:

- a. Identify remote/semi-remote communities where economic activities warrant the use of electrical power.
- b. Determine whether a community has hydro resources close by.
- c. Estimate the present and projected load demands for the community, within the framework of the Regional Development Plan. Consider socioeconomic activities here. Include quotations on cost of power generation using the existing type of facilities.
- d. Evaluate the hydro resources identified at (2). This would include hydrology, topography, availability of construction materials and geotechniques.
- e. Put up preliminary proposal for the general layout of a Hydro Generation facility at each site identified in (2), matching them with conditions at (3). This would include the type of development, intake/dam location, water conduit system, powerhouse location, transmission line route.
- f. Prepare Preliminary Estimate of Capital and Operational/Maintenance Costs for layout at (5).
- g. Compare financial resources available from activities identified at (3) with costs estimated at (6) and determine whether a project should proceed to the Feasibility level or be abandoned as being non-economical.
- h. Those projects which are deemed promising would be recommended to agencies (local and foreign) capable of taking them to the Feasibility and Final Design levels.

There are concrete plans to develop two mini hydropower stations shortly. The Caribbean Energy Company Limited is in the process of acquiring licence to construct a 100-kW station at Teperu in Region 7. This station will supply supplementary power to the quarry at Teperu. With assistance of the German Technology Exchange (GATE), under a German Government agreement with the Caribbean Development Bank for technical assistance in the implementation of the Regional Energy Action Plan (REAP), the Feasibility Study of a hydro-electric power development at Moco-Moco, Region 9, has been completed in September 1987. Two alternatives have been considered (I power installed = 1 x 250 kW and II power installed = 2 x 250 kW). Power will be supplied to the Moco-Moco settlement, the Administrative Centre of Lethem and St. Ignatius. One of the interesting aspects in this project is the possibility of selling electricity to the Brazilian border town of Bom Fim. Should sufficient financial resources for implementation of this

project be located, GATE in cooperation with the Caribbean Development Bank (CDB) would offer further assistance for the preparation of the final design and tender documents.

In any hydropower development, maximum use of local construction materials and expertise is encouraged. The Brass Aluminum and Cast Iron foundry (BASIC) is already involved in the research of constructing wooden penstocks (from local wood) for the Moco-Moco project. Besides, GATE has also promised assistance in establishing a small hydro turbine factory in Guyana to meet the requirements of the Caribbean.



## SMALL HYDROPOWER STATIONS: HONDURAS

### 1. HISTORICAL SUMMARY

It is considered that hydroelectric development in Honduras dates back to the beginning of this century, when small hydro-power stations (SHP) began to be developed to cover the local needs of municipalities and transnational companies.

According to available records, in 1935 there were 17 small run-of-the-river hydroelectric plants, which constituted approximately 55% of the country's installed capacity. These SHP were spread out near the major cities of the country and their capacity ranged between 2 kW and 1 340 kW, for a total installed capacity of 4 300 kW.

Despite the fact that at the beginning of the century there was a certain amount of SHP-based generating infrastructure, it is estimated that its development during the 1940's and 1950's--due to marketing of internal combustion engines as a source of generation and to the increase in means of communication, which permitted the economical transport of a cheap fuel having a high energy content--meant that many of the SHP were operated until reaching a point of irremediable deterioration.

Until then, the participation of the central government had been through the municipalities, and it was not until the year 1957 that the decision was made to set up a specialized organization for the purpose of promoting the development of larger-scale electrification. Thus, the National Electric Power Company (ENEE) was created through Decree No. 48 of February 20th of that same year. Starting with the creation of this institution, construction began on large hydropower stations and in 1968 the ENEE put into operation the Cañaveral Hydropower Station, with an installed capacity of 28.5 MW. At the same time, an interconnected system was launched, extending into the northern and central regions of the country.

In view of the economic losses in projects at the level of SHP, the ENEE did not continue to promote their development until just recently; it has now undertaken their use to serve remote regions where neither interconnections nor diesel-run plants are justified.

The following table partly illustrates the reduction in the development of SHP and the growth of other energy sources to cover national demand:

TABLE No.1

## INSTALLED CAPACITY BY TYPE OF STATION (1)

|                                    | 1935  | 1965   | 1985    |
|------------------------------------|-------|--------|---------|
| SHP (2) (kW)                       | 4 300 | 3 500  | 1 500   |
| No. of SHP in operation            | 17    | 10     | 5       |
| LHP (3) (kW)                       | 0     | 28 500 | 423 000 |
| HYDROELECTRIC STATIONS (kW)        | 4 300 | 32 000 | 424 500 |
| Diesel- and/or gas-run plants (kW) | 400   | 26 500 | 49 000  |
| Steam-run plants (kW)              | 3 200 | 0      | 86 600  |
| THERMOELECTRIC PLANTS (kW)         | 3 600 | 26 500 | 135 600 |
| TOTAL INSTALLED CAPACITY (kW)      | 7 900 | 58 500 | 560 100 |

- (1) The figures contained in the chart have been rounded off to hundredths.  
 (2) Small hydropower stations (capacity lower than 5 000 kW).  
 (3) Large hydropower stations (capacity higher than 5 000 kW).

## 2. NATIONAL SHP PROGRAM

Currently, Honduras has no national program geared to SHP development; however, given the advantages that SHP could offer as part of a rural electrification plan, there is government interest in implementing this type of program. Among other policies, the National Development Plan of Honduras for the 1987-1990 period establishes that, in order to attain the general objectives of the energy sector, efforts must be made to determine the feasibility of developing SHP and other non-conventional energy sources.

To establish some institutional ties related to the possible implementation of a National SHP Program, it is deemed expedient to characterize the energy sector and to provide a general description of recent behavior in SHP development. However, the development of project phases starting with construction has been omitted, considering that it would not be relevant in light of Honduras's almost total lack of experience in the implementation of SHP projects.

## 2.1 The Energy Sector

The Honduran energy sector is made up of the subsectors of electricity, hydrocarbons, dendroenergy and other sources and is characterized by a notable presence of biomass energy, a heavy reliance on imported energy, and a growing share for electricity.

The electricity subsector is State-owned and the State, through the National Electric Power Company (ENEE), covers the major consumption centers, even though there are independent systems, municipalities not tied into the central grid and self-generating companies. These systems are negligible, however, in the overall context of the national generation and distribution systems.

State participation in the hydrocarbons subsector, through the General Division of Mines and Hydrocarbons, has been limited to the granting of oil-related exploration permits.

Dendroenergy is handled indirectly by the Honduran Forest Development Corporation (COHDEFOR), which is interested in undertaking programs of reforestation for energy purposes and encouraging the use of wood residues.

The subsector of "other sources" encompasses all biomass resources (except for firewood), micro hydropower stations, solar energy, geothermal energy and wind energy. These resources have practically not contributed to the energy balance, since the lack of knowledge about their potential and technological limitations at the national level have inhibited their development and use.

As for institutional aspects, the relations of the subsector of "other sources" are not relevant and have not been specified, since the subsector does not exist as such and the activities carried out in that respect are the outgrowth of individual rather than institutional initiatives.

In sum, the energy sector is characterized by a high degree of non-commercial energy, especially firewood; the importation of all hydrocarbons; a minimal, although growing, participation by hydroenergy; the lack of formal structures for some of the sub-sectors; and the lack of an organization to oversee the system as a whole. This means that the sector's development is not integral and that the resources available nationally are not utilized to the maximum.

## 2.2 Recent SHP Development

In order to supply energy to small communities far away from the network of the national interconnected system, following the world oil crisis, in 1977, ENEE signed a technical assistance contract with the Taiwan Power Company of the Republic of China and also created the Department of Small Hydropower Projects, which was provided with technical advising from the Chinese Technical Mission. During the period 1977-1985, this Department has prepared 21 SHP studies at different levels, and has also conducted other studies on medium-scale hydropower stations. Nonetheless, due to planning and finance problems, only the Santa Maria del Real Hydroelectric Station has been built and put onstream (1985), with an installed capacity of 1 200 kW.

At present, the Department of Small Hydropower Projects is devoting all of its efforts to identifying the national hydroelectric potential by hydrographic basins, for the development of stations having capacities of between 5 and 30 MW, thus losing sight of the aim of SHP development, in relative terms.

## SMALL HYDROPOWER STATIONS: JAMAICA

### 1. HISTORICAL SUMMARY

Jamaica, one of the largest of the Caribbean Islands, is situated 145 km south of Cuba. It has a land area of 12 000 km<sup>2</sup> and a population of 2.1 million. Jamaica imports fuel to generate 92% of its total energy output. The remaining 8% is provided by hydropower. Between 1980 and mid-1985, when oil prices began to fall, Jamaica spent approximately 45% of its net foreign exchange earnings to offset its fuel oil import bill. This resulted in reduced sums available to import raw materials for the manufacturing industry, essential drugs and medicines and foods not produced locally.

Payment of the petroleum import bill together with the reduced revenues from the export of bauxite, previously our major income earner, created severe economic problems during this period.

#### 1.1 Existing Hydropwoer Plants

The first hydropower plant built in Jamaica was commissioned in 1898 at Bog Walk in the parish of St. Catherine. It had a capacity of 1.0 MW. A major flood in 1960 washed away large sections of the pipelines, completely silting the remainder and flooding the powerhouse.

An analysis of the remainder of the plant proved uneconomic to refurbish, so the plant was de-commissioned in 1960.

A second plant built on a private sugar estate at Serge Island in St. Thomas in 1920 was damaged by the 1960 flood. The dam became fully silted up with gravel. This plant was de-commissioned at the end of 1960. However, it is being refurbished and a 280-kW plant will be commissioned by October 1986.

Between 1949 and 1959, the five (5) existing hydro plants, with a combined installed capacity of 21.4 MW, were built. See Table 1. Funding for the development of these projects was provided under bilateral agreements with the U.K. and Canadian governments.

These five plants combined currently generate between 6 and 8% of the annual energy production of J.P.S.Co., the lone utility company.

## 1.2 Government's Policy Plans for Energy Development

The Government of Jamaica has realized that the future economic well-being of the nation depends upon Jamaica's moving towards a position of reduced dependence on energy imports. In an effort to achieve some measure of energy self-sufficiency, the Government has outlined the following energy policy:

- improved energy efficiency
- optimization or fuel imports
- development of all economic indigenous renewable energy projects.

## 2. PUBLIC AND PRIVATE SECTOR PARTICIPATION

### 2.1 Private Sector Participation

To date, there has been no private sector equity participation in the proposed development of hydropower projects. The private sector has participated in:

- provision of building materials
- provision of steel pipeline and penstocks
- civil works construction and
- provision of engineering services.

### 2.2 Public Sector Participation

On the national level, a number of governmental agencies participate in the development of small hydro projects:

- The Underground Water Authority is the repository for all hydrologic data. They provide the stream-flow data and rainfall records and assist in the analysis of these data.
- The Jamaica Public Service Co. (J.P.S.Co.) is the lone utility company, which owns and operates the national grid and the small hydropower plants. J.P.S.Co. assists with:

- the design and layout of the switchyard
  - design of synchronous or asynchronous tie-ins to the grid system
  - design of the transmission line system
  - provision of information on O & M costs
  - on commissioning, J.P.S.Co. would own and operate the small hydro station.
- P.C.J. Engineering (an agency of MMET), as the implementing agency, provides:
    - logistic support
    - engineering support (i.e., geologists, environmentalists, civil engineering, drafting, etc.)
    - project management and counterpart engineering supervision.
- The Energy Division of the Ministry of Mining and Energy provides hydropower engineering support and monitors the progress of the projects.
  - The Planning Institute of Jamaica, a division of the Ministry of Finance (P.I.O.J.) arranges funding (i.e. loans or technical assistance grants) for project development and implementation.
  - The Natural Resources Conservation Division (N.R.C.D.) provides support for environmental impact assessments.
  - The Geological Survey Department (G.S.D.) provides field support for geological mapping, geotechnical engineering, logging and analysis of core samples.
  - The Survey Department provides topographical maps, mapping services and aerial photographs.
  - A Hydropower Committee, which reports to the Minister of Energy and which consists of representatives of the above-mentioned agencies, analyzes the prefeasibility and feasibility study reports. It recommends for development those projects which are economically and technically feasible.

### 3. PROJECT DESIGN

The project is usually designed by consulting engineers (from the donor country) working closely with support engineers

from the P.C.J., MMET and J.P.S.Co. Preliminary designs would be provided by the consultants from which an optimum design would be selected by the Hydropower Committee and the consultants. A final engineering design would then be prepared with the accompanying tender documents.

### 3.1 Construction

Bids for civil works contracts are requested. Tenders are evaluated by P.C.J. Engineering and a contract is awarded to a local civil works contractor. From the engineering drawings provided by the consulting engineers and under the supervision of the consultants, the contractor undertakes the civil works contracts.

- P.C.J. would provide a counterpart project manager to assist with supervision of the civil works construction.
- J.P.S.Co. would provide a supervisor to supervise the construction of the switchyard, the erection of the transmission lines, and the tie-ins to the grid.

### 3.2 Start-up and Commissioning

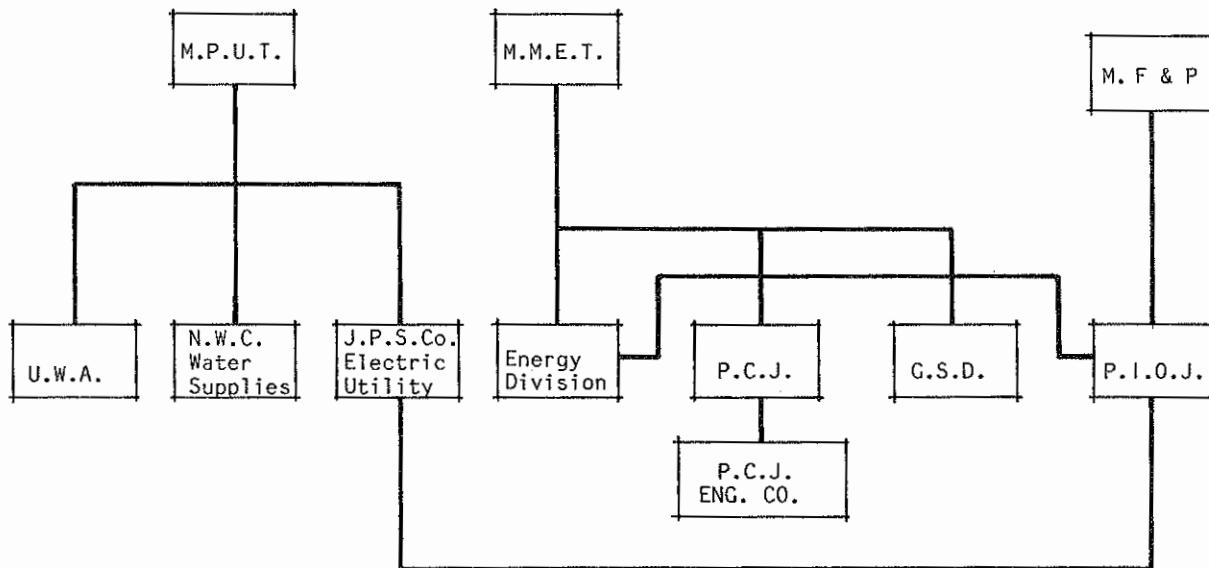
- The turbine and generator manufacturer would supervise the installation of the electromechanical equipment and controls by a local electrical contractor in connection with J.P.S.Co. electrical engineering personnel.
- The electromechanical equipment manufacturer's representative, together with J.P.S.Co. operating and maintenance personnel would test and commission the plant.
- After commissioning, the ownership, operation, maintenance and administration of the plant is now a J.P.S.Co. responsibility.

Table No. 1  
PLANT TYPE AND RATING  
GENERATING UNITS INSTALLED AT DECEMBER 31, 1984

| Station           | Type   | Unit No.                    | Brand Name                | Date of Commis- | Name            | Normal Net                     | Difference Due to   | Total Cap. Based on MCR MW |  |
|-------------------|--------|-----------------------------|---------------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------|---|----------------------------|--|
|                   |        |                             | Boiler/Turbine            | sioning         | Plate Rating MW | MCR MW                         |   |                            |  |
| Old Harbour Bay   | Steam  | 1                           | Francontosi/Francontosi   | 1968            | 33.0            | 30.0                           | Boiler capacity   | 213.50                     |  |
|                   |        | 2                           | Mitsubishi/Hitachi        | 1970            | 60.0            | 60.0                           |   |                            |  |
|                   |        | 3                           | Foster Wheeler/Gen. Elec. | 1972            | 68.5            | 55.0                           | Major Overhaul  |                            |  |
|                   |        | 4                           | Foster Wheeler/Gen. Elec. | 1972            | 68.5            | 68.5                           |   |                            |  |
| Hunts Bay         | Steam  | Babcock & Wilcox/Brush      | 1953                      | 12.5            | 9.0             | Boiler capacity                | 4 plants retired and replaced by 40-MW, slow-speed diesel |                            |  |
|                   |        | Babcock & Wilcox/Brush      | 1955                      | 12.5            | 9.0             | Boiler capacity                |   |                            |  |
|                   |        | Babcock & Wilcox/Parsons    | 1958                      | 15.0            | 10.0            | Boiler capacity                |   |                            |  |
|                   |        | Babcock & Wilcox/Parsons    | 1960                      | 15.0            | 10.0            | Boiler capacity                |   |                            |  |
|                   |        | Babcock & Wilcox/Ass. Elec. | 1962                      | 20.0            | 20.0            | Boiler capacity                |   |                            |  |
|                   |        | Foster Wheeler/Gen. Elec.   | 1976                      | 68.5            | 68.5            | Boiler capacity                |   |                            |  |
|                   |        | General Electric            | 1968                      | 16.5            | 14.0            | Peaking for short periods only |   |                            |  |
|                   |        | General Electric            | 1969                      | 16.5            | 14.0            | Peaking for short periods only |   |                            |  |
|                   |        | John Brown                  | 1974                      | 22.75           | 17.0            | Peaking for short periods only |   |                            |  |
|                   |        | John Brown                  | 1974                      | 22.75           | 20.0            | Peaking for short periods only |   |                            |  |
| Bogue             | Diesel | General Motors              | 1965                      | 1.7             | 0.5             | *Retired                       | 191.50  |                            |  |
|                   |        | "                           | 1965                      | 1.7*            | 0.0*            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        | "                           | 1966                      | 1.7*            | 0.0*            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        | "                           | 1966                      | 1.7*            | 0.0*            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        | "                           | 1966                      | 1.7*            | 0.0*            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        | "                           | 1966                      | 1.7*            | 0.0*            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        | "                           | 1966                      | 2.1*            | 0.0*            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        | "                           | 1966                      | 2.1*            | 0.0*            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        | "                           | 1966                      | 2.1*            | 0.0*            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        | "                           | 1966                      | 2.1*            | 0.0*            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        | Mirrlees                    | 1959                      | 2.0*            | 0.0*            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        | John Brown                  | 1973                      | 20.0            | 20.0            | *Retired                       |   |                            |  |
|                   |        |                             |                           |                 |                 |                                | 20.50   |                            |  |
| Lower White River | Hydro  | Harland Engineering         | 1952                      | 4.75            | 1.9             | Flow condition                 |   |                            |  |
| Roaring River     | Hydro  | Harland Engineering         | 1949                      | 4.05            | 2.8             | Stator fault                   |   |                            |  |
| Upper White River | Hydro  | Harland Engineering         | 1945                      | 3.60            | 1.4             | Flow condition                 |   |                            |  |
| Maggotty          | Hydro  | Harland Engineering         | 1959                      | 6.37            | 1.5             | Flow condition                 |   |                            |  |
| Rio Bueno         | Hydro  | Harland Engineering         | 1956                      | 2.50            | 1.7             | Flow condition                 | 9.30  |                            |  |
| TOTAL             |        |                             |                           | 497.72          |                 |                                | 434.80  |                            |  |

ORGANIC INSTITUTIONAL STRUCTURE

NOTE: 1) TOTAL PARTICIPATION AND INTERACTION BETWEEN ALL GOVERNMENTAL AGENCIES



276

- M.P.U.T. - Ministry of Public Utilities and Transport
- M.M.E.T. - Ministry of Mining, Energy and Tourism
- M.F & P. - Ministry of Finance and Planning
- U.W.A. - Underground Water Authority
- N.W.C. - National Water Commission
- P.C.J. - Petroleum Corporation of Jamaica
- G.S.D. - Geological Survey Department
- P.I.O.J. - Planning Institute of Jamaica

## SMALL HYDROPOWER STATIONS: MEXICO

### 1. BACKGROUND

Mexico has a very important tradition as far as the construction of small hydropower stations (SHP) is concerned. In the year 1790, there were 150 mills run on small waterheads as the primary source of energy, in the central part of the country alone; and in 1889, only eight years after the world's first hydropower plant had been built, two 12-kW SHP went into operation, both for the Batoniñas Mines in Chihuahua. Five years later, in 1894, the Santa Gertrudis plant went onstream, using water from the Rio Blanco to generate 3,730 kW. In 1986, the Necaxa hydroelectric plant was started; and in 1897 an SHP was built at Mina Real del Monte, in the State of Hidalgo-- the energy from which was used for the purposes of pumping water from deep wells and grinding, with the important feature that this energy was transported along a 24-kilometer-long line. (1)

With the development and application in Mexico of the technology for transmitting electricity across great distances, and under the concept of interconnected systems, medium- and large-scale hydropower stations began to be more economically attractive and, as a result, SHP took a smaller share. However, for some years now, small hydropower stations have once again begun to capture attention, not only in our country, but also worldwide; at present they constitute one of the most promising non-conventional energy sources, especially for those rural communities which are distant from the major grids and which have some type of water resources available.

### 2. INSTITUTIONAL SUPPORT STRUCTURE

In Mexico, despite the fact that there is no specific National SHP Program per se, there are institutional programs which provide support for the promotion and implementation of small stations. Within the framework of the National Development Plan, there is a National Energy Program in which one of the basic aims is to guarantee the country's energy self-sufficiency now and in the future. Two broad-scale subprograms have been derived from this document and these are closely related to SHP development: the Rural Energy Subprogram and the Rural Energy Diversification Subprogram. Both of these are related to programs of notable importance which have been institutionalized by the Federal Government: the Rural Electrification Program of the Federal Electricity Commission (CFE) and the National Integral Rural

Development Program of the Secretariat of Agriculture and Water Resources (SARH).

The incorporation of the rural sector in the country's economic and social development is a common objective of the above-mentioned subprograms and on this basis the Secretariat of Energy, Mines and Para-State Industry (SEMIP), through its General Research and Development Division-- which oversees the sector in the area of micro hydropower developments for energy generation-- has undertaken a series of actions geared to carrying out priority projects to supply energy to specific productive or social-welfare projects involving rural development agencies. Some of the experiences of various institutions in support of SHP implementation are discussed below.

The General Research and Development Division of the SEMIP conducted a Preliminary Technical/Economic Assessment of the Micro Hydropower Project in the Irrigation District of Tomatlán, Jalisco. This study had positive findings and the intention is to install a small pilot plant that would demonstrate the soundness of this type of development and provide a basis, at the national level, for start-up of the units needed in those irrigation districts which might have such needs.

In the framework of the National Rural Energy Program, the Institute of Electrical Research (IIE) has formulated a Program of Technological Research on Small Hydropower Stations, the principal aim of which is to develop the technology needed to optimize the design, construction and operation of such plants. (2) The program is divided into three main subprograms:

- Civil Engineering Subprogram. Its aim is to develop technology and formulate guides for the design of civil structures and facilities for SHP, with stress on research on non-conventional technological options, methods and materials.
- Electromechanical Equipment Subprogram. On the basis of specific projects, the technology for the design, manufacture and selection of materials for SHP equipment supplies will be developed and adapted.
- SHP Pilot Systems Subprogram. It includes the design, construction and operation of a pilot SHP system for demonstration purposes in the initial stage and for experimental purposes in the second.

It is worthwhile to note that the IIE has designed several projects for the use of SHP in rural communities of the country, in some cases going as far as the detail engineering stage.

The Autonomous National University of Mexico and the National Polytechnic Institute have been working jointly on several SHP projects; and several of their studies on the possibilities for the use of small-scale water resources for isolated rural communities, as well as on the design and construction of a small Francis turbine, are worthy of mention.

In some other institutions of higher learning, such as the University of Michoacan and the Pan-American University, there has been interest in SHP systems. Two of these efforts can be highlighted: one, the design of a Michell-Banki turbine; and the other, the design of a powerhouse for a small hydro station.

### 3. DEVELOPMENT POSSIBILITIES AND PROSPECTS

The possibilities for the national development of small hydropower stations call for support from institutional programs and the review of other important factors that could have a significant bearing on the definition of a policy of support for SHP implementation. Some aspects are mentioned below:

#### 3.1 Resource Potential

In Mexico, the Federal Electricity Commission has carried out several studies aimed at quantifying the national hydroelectric potential. In the first evaluation, published in 1964, the potential was estimated as 65 000 GWh/year; currently, this year, taking as a basis the latest cartographic information, it was estimated as 162 871 GWh/year, with 581 hydroelectric development sites. Of this total, to date 14% have been tapped (22 684 GWh); 6.3% (10 050 GWh) are in the design and construction stage; and the remaining 80%, approximately, have yet to be harnessed (130 137 GWh).

It is important to note that the above-mentioned study does not include hydroenergy resources with average power capacities of less than 5 MW and that, of the 581 identified development sites, 317 (54.5%) have a power capacity of less than 50 MW and 171 (29.4%) of less than 10 MW.

Furthermore, although strictly speaking there has been no detailed assessment of small-scale hydroenergy resources (smaller than 5 MW, according to the OLADE classification), some figures providing an idea of the resource possibilities are available. For example, it is estimated that in Mexico there are approximately 2 000 communities which have no electric power but which do have either a temporary or permanent river or other water-

course which could be tapped. (5) Equally important is the fact that in our country there is a notable infrastructure in the irrigation districts, whose facilities offer the possibility of producing electricity by means of small stations, at competitive rates of investment and without overlooking the purpose for which these structures were erected. \*

The Institute of Electrical Research has just finished a study whose principal aim was to provide a preliminary estimate of the hydroenergy potential in the country's irrigation districts, with the following findings: in the 79 districts studied, the potential was estimated as 303 333 kW, coming from the main canal systems (163 760 kW) and storage and diversion dams (139 575 kW). This estimate makes it possible to affirm that if a program to implement these systems were established, 1 725 mini hydropower stations would be required, with capacities in the range of 50 to 200 kW, according to the working hypotheses developed in the study.

From the aforesaid, it is possible to affirm that Mexico has water resources sufficient to develop a program of massive SHP implementation, which, if well-structured, could meet the basic needs of a good deal of the isolated rural communities which currently do not have enough energy to promote their development.

### 3.2 Standardization and Production of Equipment

Project standardization, in terms of criteria for design, construction and operation, is an indispensable requirement for reaching an economical solution in the national implementation and development of small hydropower stations. Project standardization makes it possible to obtain model solutions for several ranges of SHP capacity, and to reduce installation costs significantly.

Standardization aspects also make it possible to support national SHP development. Mexico has the basic industrial infrastructure to produce most of the electrical system inputs for small plants, and likewise the civil works, although it requires additional support for the mechanical and electronic-control components, as far as design and production of parts is concerned.

---

\* Irrigation district: Area dominated by waterworks and infrastructure and managed by the Federal Government, with the interaction of the following factors: water, soil, climate, labor and capital, to enable technified farming.

It is worthwhile to note at this point that, above all in the developing countries, the financing of facilities constitutes one of the fundamental problems to be solved in promoting the development and implementation of small hydropower stations.

#### 4. NATIONAL EXPERIENCE WITH SHP OPERATION

In Mexico, when the Federal Electricity Commission (CFE) was created in 1937, by Law it was established that this company would be the only one in the country empowered to work in electricity generation, transmission and distribution. Therefore, it seems obvious that the experience in operation corresponds mainly to this company, which, while having centered its attention on the construction of medium- and large-scale generating stations, has also been involved in a good number of small plants already in service. However, there are approximately 150 private micro-systems installed in the states of Chiapas and Veracruz, for which the information below is available:

In general, preventive maintenance is carried out every 8 to 15 days. This consists basically of removal of carbon and greasing of bearings. When the silt content of the water is excessive, it becomes necessary to replace the turbine runners, every 6 or 7 years, and the casings, approximately every 13 years, for turbines of the Michell-Banki type.

The most frequent defects in the electronic equipment are: breaking of bands and uncontrolled electrical discharges (atmospheric and interior conditions), especially because the most elementary protection devices are lacking. Frequently, it has occurred that when farmhands have done emergency repairs on the equipment and facilities, the subsequent damage was more serious because no operating and maintenance manuals were available.

Furthermore, it has been found that there are mechanical workshops which, besides being devoted to their ordinary work, build micro-turbines of the Michell-Banki type and even design and modify the runners, governors and transmission systems according to their particular needs, with capacities ranging between 5 and 55 HP. (Generally speaking, in this type of workshop it has been observed that no updated technical information is to be had for their work in the area of SHP, so that, if they were to be given technical advising, significant improvements could be expected, with repercussions for quality, quantity and cost.)

In conclusion, it is necessary to note that the aim of officials in this field is to coordinate the efforts that are

being carried out in the country, and to consider the advances made abroad, for the purpose of achieving greater effectiveness in the programs and projects implemented in the field of SHP.

##### 5. REFERENCES

- (1) "Unification of Electric Power Frequency in the Mexican Republic," CFE, 1984. (Spanish)
- (2) Bulletin of the Institute of Electrical Research, Mexico, July/August 1985. (Spanish)
- (3) SEMIP, Under-Secretariat for Energy, DGID, National Rural Energy Program, April 1984. (Spanish)
- (4) SEMIP, General Research and Development Division. "Technical-Economic Assessment of the Micro Hydropower Project in the Irrigation District of Tomatlan, Jalisco," January 1985. (Spanish)
- (5) L.H. Valdez and A. Rangel. "Development and Use of Micro Hydropower Systems," IIE Bulletin, June 1978. (Spanish)
- (6) "Current Status of the National Hydroelectric Potential," CFE, Office of Hydroelectric Projects, Department of Planning and Design, Mexico, August 1986. (Spanish)
- (7) "Estimate of the Hydroenergy Potential of the Country's Irrigation Districts, IIE, Division of Engineering Studies, Department of Civil Engineering, Mexico, March 1986. (Spanish)

## SMALL HYDROPOWER STATIONS: PANAMA

### 1. INTRODUCTION

The Republic of Panama is located in the extreme southern part of Central America, bordering on the Caribbean Sea to the north, the Pacific Ocean to the south, the Republic of Colombia to the east and the Republic of Costa Rica to the west. It has a land area of 77 000 km<sup>2</sup> and a population of approximately 2.0 million.

The characteristic climate of Panama is tropical, with two well-defined seasons: the dry season from December to May and the wet or rainy season from May to December. The average annual rainfall is around 3 000 mm. Geomorphologically speaking, the isthmus is made up of lowlands as far as the Atlantic and Pacific watersheds, and of highlands constituted by the Central Cordillera, which runs East to West, and whose highest point is the Baru Volcano, at an altitude of 3 475 m.

Approximately 50% of the population is grouped in the metropolitan area around the Canal, i.e., in Panama City and Colon.

The overall development patterns in the Republic of Panama have taken into account all of the nation's natural and economic resources. In analyzing these patterns, one arrives at the conclusion that one of the most significant elements is the energy sector.

Energy can be obtained in many possible forms, but, due to the country's resource limitations, the ones that are cheaper to obtain should be chosen.

In Panama, oil derivatives were at one time the most easily obtained energy source and, consequently, the cheapest because large investments were not necessary. Energy generation was possible within a relatively short time after the first disbursements were made, and the cost of fossil fuels was low. This factor has varied considerably in recent years.

Alternative energy sources have therefore been considered, although in other eras, these would not have been very competitive. The country has experimented with hydropower, wind energy and biochemistry and has reached the conclusion that, so far, wind energy and biochemistry are suitable for small demands in

rural areas, whereas hydroelectricity may substitute for a large percentage of thermoelectricity, depending on the water resources available in the country.

Currently, the power supply at the national level is the responsibility of the Institute of Water Resources and Electrification (IRHE), a government institution in charge of carrying out development plans in the energy sector. To date, the institution has installed a total capacity of 840 MW, of which 72% correspond to hydropower stations. Approximately 60% of the Panamanian population benefits from the electricity supplied through the Integrated National System and the various isolated systems.

The National Government, through the Institute of Water Resources and Electrification, is promoting electrification programs incorporating rural settlements marginal to the national electric power grid. Nevertheless, a certain percentage of our population, which lives in isolated communities, will most likely continue to be inevitably marginal to the benefits of electric power integration, due to the high cost of investments in transmission lines and substations to supply small amounts of energy. These communities are served by small diesel-run generating plants which entail high fuel purchase and transport costs and low efficiency (around 6 kWh per gallon of fuel, on average). The difficulties of sound maintenance and the high cost of operation, management and repairs is making such service increasingly more expensive, and this significantly influences the precarious economy of rural consumers. In most cases, the service has a social function, without effective cost recovery.

In order to increase rural electrification programs and replace the existing plants by more economical and reliable systems, the National Government, through IRHE, has undertaken a program to develop small waterheads available near such communities.

In general, the study and planning of hydropower stations in the Republic of Panama is handled within a classification that considers the following installed capacities:

- Large-scale hydropower stations, of over 100 MW.
- Medium-scale hydropower stations, of up to 100 MW.
- Small hydropower stations, of up to 10 MW.
- Mini hydropower stations, of up to 1 000 kW.
- Micro hydropower stations, of up to 100 kW.

This classification was geared to adopting a specific procedure for the level of the study, design and construction detail required in each station, according to its power range.

The present country document has been adapted to the classification used in the Latin American Energy Organization (OLADE), i.e. small hydropower stations up to 5 MW. In the case of Panama, this covers the micro, mini and some of the small stations (those whose installed capacity does not exceed the upper limit of the OLADE range).

## 2. BRIEF SUMMARY OF THE DEVELOPMENT OF SMALL HYDROPOWER STATIONS IN THE REPUBLIC OF PANAMA

Panama, like most of the developing countries, based its solution to energy demand on the substitution of oil as a source of electric power generation. Thus, it became aware of the fact that hydroelectric generation is achieved through a renewable source, which results in the developing countries' greater independence from the oil-exporting countries. Only in this way will it be possible for the country's economy not to be contingent on variations in oil prices; for disbursement planning to have a more solid base; and for a great deal of the funds normally earmarked for the energy sector to be used for other purposes of greater social benefit, such as infrastructure works.

Although some small hydropower stations were built through private initiatives in the late 1930s, it was not until the late 1960s that the public sector constructed the first hydropower station, in La Yeguada, Province of Veraguas, with an installed capacity of 6 MW.

The decade of the 1970s marked the initiation of the accelerated use of hydroelectricity. In that period, the stations of Bayano (installed capacity 150 MW, installable capacity 300 MW), Estrella (42 MW), Los Valles (48 MW) and Fortuna (300 MW) were built.

The regions remote from large consumption centers did not receive any benefits from these projects, however, due to the fact that the interconnection of these communities with the national grid called for sizeable investments. It was thus necessary to initiate a program of mini and micro hydropower stations in the early 1980s. The mini stations of Santa Fe (350 kW) and Coclésito (250 kW) and the micro stations of Buenos Aires (10 kW) and Pueblo Nuevo (50 kW) were put onstream. The micro stations were conceived of as pilot projects to determine the appropriate technology to be used in the construction of projects in this

power range. Following this pattern, the Government of Panama, through the Institute of Water Resources and Electrification, inventoried more than 200 micro hydropower stations, among which the feasibility of 40 was studied and, of these, two (2) entered into operation in July 1986: La Tronosa (60 kW) and Entradero de Tijera (50 kW).

Another two began generating in January 1987: La Pintada (30 kW) and El Cedro (35 kW).

The development of small hydropower stations in the Republic of Panama, is shown chronologically in the following chart:

| NAME OF STATION      | INSTALLED CAPACITY (kW) | PROVINCE   | START-UP DATE |
|----------------------|-------------------------|------------|---------------|
| Dolega               | 3 030                   | Chiriquí   | 1937/1965     |
| Macho de Monte       | 770                     | Chiriquí   | 1938          |
| Boquete              | 250                     | Chiriquí   | --            |
| Caldera              | 5 000                   | Chiriquí   | 1954          |
| Chorrera             | 150                     | Panama     | --            |
| Yeguada              | 6 000                   | Veraguas   | 1967          |
| Santa Fe             | 350                     | Veraguas   | 1980          |
| Coclesito            | 250                     | Colon      | 1981          |
| Buenos Aires         | 10                      | Veraguas   | 1981          |
| Pueblo Nuevo         | 50                      | Veraguas   | 1981          |
| La Tronosa           | 60                      | Los Santos | 1986          |
| Entradero de Tijeras | 50                      | Herrera    | 1986          |
| La Pintada           | 30                      | Los Santos | 1987          |
| El Cedro             | 35                      | Herrera    | 1987          |

Within the plans of the Institute of Water Resources and Electrification for the future, there is a total of five (5) mini, micro and small hydropower stations in the stage of feasibility studies. The priority of their implementation depends both on the source of financing as well as on the expediency of constructing them, once the integration works for communities benefitted by the National Electrification System have been finished. These are:

| NAME OF STATION | INSTALLED CAPACITY<br>(kW) | PROVINCE |
|-----------------|----------------------------|----------|
| Jaque I         | 320                        | Darien   |
| Jaque II        | 60                         | Darien   |
| Rio Sereno      | 1,950                      | Chiriqui |
| Valle de Anton  | 1,800                      | Cocle    |
| Coiba           | 300                        | Veraguas |

Just as the pilot projects of Buenos Aires and Pueblo Nuevo determined the technology appropriate for this type of station, the experience gained with the start-up of the micro stations of La Tronosa and Entraderro de Tijeras has led to changes in the original concept. On this basis, in October 1986, the Short-term Technical Cooperation Project in the Field of Micro Hydropower Stations and Rural Electricity Cooperatives was carried out, whereby advising was provided to the Panamanian Institute of Cooperation (IPACOOP), on suitable infrastructure for the administration of micro stations, and to the Institute of Water Resources and Electrification (IRHE), on updating of the design of civil structures, hydrological studies and field work, selection of electromechanical equipment and review of the parameters used in economic analyses. The 1987 implementation of the micro hydro projects of Bajo Grande (75 kW) and Chepo (50 kW) will depend on the findings of this study.

Other government entities besides IPACOOP have participated actively in the SHP Development Program in Panama. Such is the case of the Ministry of Planning and Economic Policy (MIPPE), which, as part of its policy to develop the region inhabited by indigenous tribes, has assumed the responsibility for carrying out the projects of Los Valles (30 kW), Chichica (40 kW) and San Juanito (40 kW). As in the case of IPACOOP, the IRHE will provide the MIPPE with all the necessary technical support. This program was expected to begin in 1987.

Finally, in addition to the eleven micro stations that are in the stage of generation, start-up and construction programming, the complete list of micro hydropower stations studied at the level of feasibility by the Institute of Water Resources and Electrification is attached herewith (see appendix).

### 3. INSTITUTIONAL STRUCTURE OF THE NATIONAL PROGRAM OF SMALL HYDROPOWER STATIONS

For the development of small hydro projects and the later implementation of the construction stage, the Republic of Panama has professional services in the Hydroelectric Resources and Projects Section, with support from the Geological Survey Section of the Department of Studies of the Executive Development Division of the Institute of Water Resources and Electrification.

The Institute of Water Resources and Electrification (IRHE) is an autonomous State institution, created through Law No. 37 of 1961 and supported through Cabinet Decree No. 235 of 1969, for the purpose of planning, increasing, diversifying and rationalizing the generation, transmission, distribution and commercialization of electricity throughout the territory of the Republic of Panama. So far, it is the only institution which supplies this service, with the exception of the Panama Canal Commission; there are isolated municipal energy-supply systems assisted by the Institute and certain privately-owned stations which cover household demand.

For coordination purposes, the Ministry of Planning and Economic Policy, through the General Engineering Division, works jointly with the Ministry of Health, the Ministry of Public Works, the Institute of Renewable Natural Resources; the Ministry of Agricultural Development, and the General Community Development Division. In the case of sources of generation at the level of mini and micro stations, efforts are coordinated with the Autonomous Panamanian Institute of Cooperation.

### 4. PROCEDURES USED IN STUDIES ON SMALL HYDROPOWER STATIONS

Small hydropower stations are studied through the following stages:

- Prefeasibility study: using all the in-house information that can be obtained, including maps, aerial photographs, field visits, hydrological correlations, etc.
- Feasibility study: Once the prefeasibility study yields positive results, all of the topographical and geological information on the selected site is surveyed in detail. Operations are simulated by computer, structures are pre-designed, the possibility of integrating the project into the National Electrification System is considered, and the project's economic feasibility and possible sources of financing are studied.

- Design: In this stage the required construction plans are defined.
- Bidding
- Construction
- Operational testing
- Start-up

On occasion, these projects are funded through international banks, and this has entailed the use of some consultants.

The mini hydropower stations are studied with a lesser degree of detail than small ones, due to the magnitude of the investment, the lesser technical complexity of the structures that comprise them, and the smaller impact of the reliability of electric power service in these projects, which will usually operate in isolated systems and will not form part of the National Electrification System, since they will be located in sites far away from the grid.

The initiative for installing a mini hydropower station may be based on the following motives:

- isolated communities that are currently served by a diesel plant. Priority has been given to the substitution of as many thermoelectric plants as possible, wherever natural conditions so permit, in order to save on high fuel and operating costs due to difficult access.
- Communities without electric power, which, due to the degree of their isolation and dispersion, lie outside the reach of distribution lines in the National Electrification System. In many cases, these communities are so small and so isolated that it proves too costly to build transmission lines and substations to supply small amounts of energy.
- Creation of an adequate infrastructure, to curb emigration to urban centers.

The steps followed in this type of project are:

- Identification: Panama can rely on topographical maps on a scale of 1:50.000 for almost all of the national territory west of the Canal and also on maps on a scale of 1:25 000 for the hydrographic basin of the Panama Canal. Preliminary identification is based on these maps and the information is later confirmed through field visits and topographical surveys.

- Hydrology: In Panama there is a hydrological network which covers much of the country. Information is only found on the most important rivers and those where, generally speaking, the installation of mini hydropower stations is expensive due to the magnitude of the protective structures needed against flooding. Another drawback is the short period covered by hydrological records.
- Topography: The corresponding topographical work is done to determine:
  - . The profile and layout of the dam, canal and penstock distribution, according to the scheme adopted.
  - . Special topography for the intake, surge tank and powerhouse.
- Geology: The sites where the loads (dam and powerhouse) are to be located are inspected; the canal layout is checked; and if considered necessary, permeability testing is done in order to determine the possibility of building the canals without casings.
- Feasibility study: A report is drawn up on project feasibility. It contains an economic analysis considering initial investment costs for the mini hydropower station and compares them with those of a diesel generation alternative having very low initial costs but higher operating costs, due to the price of the fossil fuel and its transport to communities located in remote, hard-to-reach areas.

The economic comparison is done in two ways:

- . Present value method
- . Equivalent annual cost method, making it possible to obtain the cost of the energy that will be generated.

These two methods are used to obtain, ultimately, the cost/benefit ratio, which serves as the indicator as to whether or not the project will move to the final design stage,

- Design: Considering all of the information gathered, the structures are dimensioned through normal hydraulic engineering procedures and construction drawings are then prepared.
- Construction: Construction proceeds as a function of the plant designs, the availability of funds, and the negotiated conditions.

Given the magnitude of their installed capacity and the difficulties arising in information-gathering, micro hydropower stations are treated differently.

This category of plants was considered for small community developments (up to approximately 100 dwellings) and for small rural industries.

In order to reduce the costs of the feasibility study and concentrate as much as possible on the construction of micro stations, all of the stages described above were condensed into only two for the case of mini stations:

- Feasibility studies: On the maps, all of the possible sites for installation of a mini hydropower station are identified and a field visit is made to obtain:
  - . A site reconnaissance for determination of the scheme.
  - . A spot assessment of the current, in order to have an idea of run-off and later relate it to flow correlations.
  - . A survey oriented to quantification of probable electric power demand in the community.

After all this information has been processed, the structures are dimensioned in hydraulic terms. To reduce the time of preparation of a feasibility study of this kind, intake structures and powerhouses have been standardized.

The economic analysis done includes a cost/benefit ratio similar to the one for mini hydropower stations.

- Construction: Once funding has been obtained, the final layout is drawn up in the field and construction begins.

Experience with this type of works leads to the following conclusions:

- Standardization of structures reduces the cost of feasibility studies by reducing the time of elaboration.
- The use of non-conventional materials reduces construction costs, especially the use of materials for electric power lines which are in good condition but which have been taken out of service due to the expansion or modernization of the existing systems.
- The development of a project package, instead of isolated projects, tends to reduce the cost of electromechanical equipment, because a large number of standardized pieces of equipment can be bid on.

Finally, the small hydropower stations which, according to installed capacity, fall within the range established by OLADE (500 kW to 5 MW) are studied under the criterion of maximum use

of the available water resource, and their integration into the National Electrification System is analyzed. There are some mini hydropower stations whose installed capacity is less than 500 kW, but larger than the capacity needed to satisfy the electricity demand of an isolated system over time. Such is the case of the Santa Fe plant (350 kW), which will go onstream in 1987; the energy not consumed by the system itself will be transmitted to the national grid.

The administration, operation and maintenance of almost all the small hydropower stations in the Republic of Panama are the responsibility of the Institute of Water Resources and Electrification. The consumption rates established by IRHE are designed to cover the costs of operation and maintenance of the existing stations plus future investments. Generally speaking, the rates are not equal for all users in rural areas. There are also special rates for the industrial, commercial and agricultural sectors.

In the case of mini hydropower stations, it is indispensable for these to have a suitable management infrastructure. This responds to the fact that the benefits obtained from the micro station would not be able to justify the overhead and operating costs of the institution which executed the project (IRHE). Therefore, the most important aspect of the execution of this type of project is the interest that the community may show since, once the project has been concluded and started up, this source of generation becomes the exclusive property of the beneficiaries, for use only by them. Hence, the community organizes an Energy Committee and elects its members. The aims of the Committee are: a) to coordinate labor during project construction and b) to manage the micro station once it enters into operation. For its part, IRHE will provide all the technical support necessary for the micro station's optimal functioning during its entire lifetime.

By 1987, through the intervention of the Autonomous Panamanian Institute of Cooperation (IPACOOP), the administrative structure of the Bajo Grande and Chepo Micro Hydropower Projects was to become a rural electricity cooperative. Thus, the benefitted communities will have a channel of access to conventional sources of credit in the country and will have the capacity for proposing productive community activities using electricity.

##### 5. PROBLEMS INHERENT IN THE DEVELOPMENT OF SMALL HYDROPOWER STATIONS

The principal problems facing IRHE in the development of water resources for electric power generation are as follows:

- Procurement of financing, through international organizations, on the basis of loans with low interest rates.
- Acquisition of electromechanical equipment at more accessible prices, from manufacturers whose countries are within the zones determined in the terms of the loans.
- In the case of micro stations, organization of the benefitted communities, for construction of the projects' civil works.
- Lack of bidders in tenders for the manufacture of electromechanical equipment. In this type of bidding, the Republic of Panama is at a disadvantage, because there are no national turbine manufacturers.
- Difficult access to areas mostly situated far away from existing roads.
- Distance of the communities to be benefitted from the sites having hydroelectric potential, almost always. Therefore, the transmission lines prove to be costly, sometimes so much so that the construction of a small hydropower station proves not to be very feasible.

Although these problems are not difficult to solve, the Institute of Water Resources and Electrification has considered taking the following measures geared to coping with this situation:

- To motivate the National Government to intensify construction of access roads in the rural areas of the country, through a coordinated plan.
- To make use of local labor and construction materials. To coordinate with the Ministry of Public Works regarding the parameters used for access roads and transmission lines, in order to reduce costs under these items.
- To study the possibility that the mechanical components of the electromechanical equipment can be manufactured in the Republic of Panama.
- To have the financing for construction of these hydropower stations take the form of low-interest, long-term loans.

**INSTITUTE OF WATER RESOURCES AND ELECTRIFICATION**  
**EXECUTIVE DEVELOPMENT DIVISION**  
**STUDIES DEPARTMENT**  
**PROJECTS SECTION**  
**MAIN FEATURES OF THE MICRO HYDROPOWER PROJECTS**

| PROJECT       | WATER RESOURCE  | SETTLEMENT    | DISTRICT            | NET HEAD<br>m3/s | MAX. FLOW<br>m3/s | DESIGN FLOW<br>m3/s | MIN. FLOW<br>m3/s | CAPACITY<br>kW | DIAMETER<br>in | LENGTH<br>m | CONSTRUCTION<br>START | END     | HOUSES | TOTAL COST<br>(\$) |
|---------------|-----------------|---------------|---------------------|------------------|-------------------|---------------------|-------------------|----------------|----------------|-------------|-----------------------|---------|--------|--------------------|
| Buenos Aires  | Cabuya          | El Prado      | Las Palmas          | 20               | 2.2               | 0.057               | 0.010             | 10             | 10"            | 90          | /3/81                 | 16/9/81 | 30     | 53 818.00          |
| Pueblo Nuevo  | San Antonio     | Chitra        | Calobre             | 58               | 0.0               | 0.130               | 0.050             | 50             | 10"            | 650         | 2/10/81               | 2/10/81 | 50     | 9 078.00           |
| El Cedro      | El Cacao        | El Cedro      | Los Pozos           | 31               | 6.1               | 0.150               | 0.050             | 35             | 15"            | 776         | 30/3/82               | 1/87    | 50     | 129 500.00         |
| La Pintada    | Del Medio       | El Cortezo    | Tonosi              | 22               | 21.0              | 0.235               | 0.055             | 30             | 15"            | 640         | 15/5/82               | 1/87    | 46     | 100 000.00         |
| Entraderode   |                 |               |                     |                  |                   |                     |                   |                |                |             |                       |         |        |                    |
| Tijera        | Ponuga          | Los Llanos    | Ocu                 | 33               | 10.9              | 0.240               | 0.070             | 50             | 15"            | 350         | 31/3/82               | 31/7/86 | 80     | 119 430.00         |
| La Tronosa    | La Tronosa      | La Tronosa    | Tonosi              | 26               | 11.8              | 0.300               | 0.085             | 60             | 15"            | 715         | 10/5/82               | 10/7/86 | 46     | 167 500.00         |
| Quema         | La Canca        | Mogollon      | Macaracas           | 32               | 11.8              | 0.100               | 0.030             | 20             | 8"             | 150         |                       |         | 20     | 61 200.00          |
| Mogollon      | Los Sanchez     | Mogollon      | Macaracas           | 60               | 5.5               | 0.50                | 0.015             | 20             | 8"             | 400         |                       |         | 20     | 54 600.00          |
| Camatal       | La Palma        | Cuanico       | Tonosi              | 57               | 7.8               | 0.060               | 0.018             | 25             | 10"            | 1 240       |                       |         | 60     | 86 900.00          |
| Chepo         | Marlato         | Chepo         | Las Minas           | 41               | 3.0               | 0.165               | 0.030             | 50             | 15"            | 320         |                       |         | 30     | 111 800.00         |
| El Cortezo    | Mario Prieto    | El Cortezo    | Tonosi              | 35               | 31.0              | 0.275               | 0.065             | 60             | 15"            | 575         |                       |         | 45     | 136 000.00         |
| Aguas Blancas | La Palma        | Los Asientos  | Pedasi              | 11               | 20.5              | 0.250               | 0.050             | 20             | 15"            | 85          |                       |         | 25     | 63 270.00          |
| Aquabuena     | Chorrera        | El Coco       | Penonomé            | 10               | 91.9              | 0.325               | 0.125             | 20             | 15"            | 130         |                       |         | 20     | 72 660.00          |
| Guarumal      | La Pita         | Cañas         | Tonosi              | 22               | 25.5              | 0.300               | 0.100             | 50             | 15"            | 600         |                       |         | 60     | 125 000.00         |
| Los Valles    | Risagua         | Cerro Largo   | Ocu                 | 33               | 4.0               | 0.175               | 0.025             | 40             | 12"            | 480         |                       |         | 40     | 95 860.00          |
| Los Llanos    | Coritilla       | Los Valles    | Cañazas             | 29               | 36.2              | 0.170               | 0.170             | 30             | 15"            | 675         |                       |         | 50     | 103 860.00         |
| Alto de Jesus | Guay            | El Guay       | Santa Fe            | 37               | 32.5              | 0.130               | 0.270             | 35             | 12"            | 620         |                       |         | 70     | 77 100.00          |
| Alto Ortiga   | Cañecilla       | El Prado      | Las Palmas          | 43               | 5.4               | 0.100               | 0.032             | 30             | 10"            | 125         |                       |         | 70     | 61 300.00          |
| Chichica      | Camarón         | Calcederia    | Santa Feas          | 60               | 10.5              | 0.200               | 0.070             | 30             | 10"            | 280         |                       |         | 35     | 72 500.00          |
| San Juanito   | Barbero         | Chichica      | Tole                | 30               | 13.9              | 0.200               | 0.135             | 40             | 12"            | 115         |                       |         | 90     | 71 000.00          |
| Bajo Grande   | San Juan        | La Soledad    | Sona                | 25               | 14.0              | 0.220               | 0.050             | 40             | 15"            | 390         |                       |         | 38     | 105 400.00         |
| El Cope       | Bejucu          | El Cope       | Ola                 | 38               | 17.5              | 0.275               | 0.150             | 75             | 15"            | 178         |                       |         | 110    | 122 850.00         |
| El Manzal     | Corona          | El Higo       | San Carlos          | 13               | 40.2              | 0.300               | 0.100             | 30             | 15"            | 305         |                       |         | 25     | 92 150.00          |
| El Rascador   | El Manzal       | Cative        | Sona                | 1.9              | 10.7              | 0.225               | 0.025             | 25             | 15"            | 300         |                       |         | 30     | 59 970.00          |
| Guzman        | Gudea           | Los Llanos    | Ocu                 | 25               | 2.9               | 0.150               | 0.025             | 25             | 12"            | 425         |                       |         | 30     | 69 362.00          |
|               | Qda. Los Valles | Guzman        | Nata                | 24.9             | 39.2              | 0.150               | 0.050             | 25             | 15"            | 600         |                       |         | 30     | 86 525.00          |
| El Toro       | Rio Tebario     | El Toro       | Las Minas           | 12.8             | 29.9              | 0.300               | 0.050             | 25             | 15"            | 600         |                       |         | 30     | 86 525.00          |
| Playon Chico  | Rio Alli-       | Alligandi # 2 | Comarca de San Bias | 27.25            | 40                | 0.250               | 0.150             | 70             | 15"            | 108         |                       |         | 208    | 142 090.00         |
| Olivera       | gandi           | Rio Olivita   | Flores              | 13.3             | 96.8              | 0.300               | 0.100             | 30             | 15"            | 140         |                       |         | 22     | 63 035.00          |
| El Tiro       | R. Farallon     | El Retiro     | Anton               | 8.8              | 6.38              | 0.350               | 0.140             | 20H 25T        | 15"            | 700         |                       |         | 70     | 120 480.00         |
| Panamaes      | Qda. Barniz     | San Marcelo   | Cañazas             | 29.5             | 50.8              | 0.300               | 0.150             | 65             | 15"            | 278         |                       |         | 70     | 150 150.00         |
| Pilatoza      |                 |               |                     |                  |                   |                     |                   |                |                |             |                       |         |        |                    |
| Arriba        | Rio Tebario     | La Pilatoza   | Los Pozos           | 24.0             | 38.7              | 0.220               | 0.130             | 40             | 15"            | 620         |                       |         | 78     | 126 200.00         |
| Tolu Abajo    | Rio Tolu        | Bajo Cuera    | Macaracas           | 12.5             | 65.1              | 0.300               | 0.150             | 25             | 15"            | 840         |                       |         | 40     | 124 600.00         |
| Aguacatal     | R. las Guias    | El Potrero    | Calobre             | 22.7             | 32.8              | 0.300               | 0.100             | 50             | 15"            | 500         |                       |         | 46     | 114 720.00         |
| La Estancia   | Qda. Las        | Marcelas      | El Coclá            | 43.8             | 24.2              | 0.100               | 0.050             | 30             | 10"            | 460         |                       |         | 40     | 98 300.00          |
| Hato Chami    | Rio Calobe-     |               |                     |                  |                   |                     |                   |                |                |             |                       |         |        |                    |
|               | vera            | Hato Chami    | Remedios            | 28.0             | 1.8               | 0.370               | 0.370             | 75             | 15"            | 400         |                       |         | 60     | 160 705.00         |
| El Guabino    | Rio Tole        | Las Lajas     | Tole                | 45.5             | 46.2              | 0.110               | 0.052             | 40             | 15"            | 812         |                       |         | 30     | 140 051.00         |
| Rio Teta      | Rio Teta        | La Laguna     | Chame               | 37.15            | 45.0              | 0.200               | 0.100             | 50             | 15"            | 500         |                       |         | 30     | 131 200.00         |
| Corezal       | R. Seguidul     | Corazal       | La Palma            | 16.27            | 168.0             | 0.400               | 0.200             | 50             | 15"            | 425         |                       |         | 40     | 144 570.00         |

H = Hydroelectric  
T = Thermoelectric