



INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA

“Dr. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ”

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# TRABAJO DE DIPLOMA

*En opción al Título de Ingeniero Eléctrico*

*TEMA: Evaluación de la generación de la Pequeña Central  
Hidroeléctrica de Moa.*

*Autor: Yonk Maikel Borges Matos*

*Tutor: M.Sc. Yordan Guerrero Rojas*

MOA/2013

AÑO 55 DE LA REVOLUCIÓN

## **Declaración de Autoridad.**

Yo: Yonk Maikel Borges Matos

Autor de este trabajo de diploma, certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Yonk Maikel Borges Matos  
(Diplomante)

M.Sc. Yordan Guerrero Rojas  
(Tutor)

## ***Pensamiento.***

*El cumplimiento de un riguroso régimen de economía en el consumo de la energía eléctrica es una de las condiciones indispensables para solucionar exitosamente los numerosos problemas económicos y sociopolíticos del país.*

*Fidel Castro Ruiz*

## *Dedicatoria*

*Por mis Hijos.*

*A mi Esposa.*

*A mi Madre.*

*A mi Padre.*

*A mis Hermanas.*

*A mi segunda Madre.*

*A todos mis colegas que respeto por su trabajo y ejemplo.*

*A mis amigos.*

## *Agradecimientos*

*Agradezco a todos los que me han motivado y dado fuerzas para cumplir esta meta.*

*A mi tutor M.Sc Yordan Guerrero Rojas por su ayuda desinteresada, por guiarme en la realización de este trabajo. Por ser ejemplo para mí de entrega al conocimiento y por brindar su experiencia incondicionalmente.*

*A mi esposa*

*A mis amigos.*

*A todas aquellas personas que de una forma u otra me han apoyado.*

*A todos, muchas gracias.*

## **Resumen.**

En el presente trabajo de diploma se realiza una evaluación del impacto económico que ha tenido la generación de energía eléctrica de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Moa, para ello se realiza una caracterización de la instalación y del sistema de distribución municipal. Se analizan las datas de generación desde la puesta en marcha hasta la actualidad determinando la energía entregada y con ella el costo del combustible ahorrado y las toneladas de gases contaminantes dejados de emitir a la atmósfera.

En el primer capítulo se aborda el fundamento teórico que da pie a la investigación. En el segundo capítulo se enmarca en la caracterización del sistema de distribución municipal, los métodos empleados, y el procesamiento de la data de demanda extraída de los analizadores NuLecs y de generación. El tercer capítulo describe los resultados del análisis de la demanda y la generación, además se realiza la valoración económica y ambiental determinando los costos tanto de agua consumida en función de la generación como la cantidad y valor del combustible ahorrado.

## **Abstract**

In the present diploma paper is made an evaluation of the economic crash that has had the electric energy generation of Moa's little main station Hidroelectric, for this reason a characterization of the installation and the municipal distribution system is accomplished. It is analyzed the generation information from the starting to the present time, determining the energy once was delivered and with it the fuel's cost saved and the contaminating gases tons that are not emitted to the atmosphere.

The first chapter deals with the theoretical foundation that is de base this investigation. It's framed in the characterization of the municipal distribution system in the second chapter, the employed methods, and the processing of the request drawn from information the analysing NuLecs and of generation. The third chapter describes the aftermaths of request's analysis and the generation, besides it accomplishes the economic and environmental evaluation determining the costs so of water once was consumed in terms of the generation as the quantity and value of the fuel saved.

## Indice

Introducción general.....	1
Situación problémica .....	2
Problema.....	2
Hipótesis .....	2
Objetivo general .....	2
Objetivo específicos. ....	2
Objeto de estudio .....	3
Campo de acción .....	3
Tareas de la investigación.....	3
<b>Capítulo 1: Fundamentación Teórica</b> .....	<b>4</b>
1.1 Introducción.....	4
1.2 La energía hidráulica .....	4
1.3 Recursos hídricos para la generación de electricidad en Cuba.....	7
1.4 Estructura de un microsistema. ....	9
1.4.1 Clasificación de las centrales generadoras por tipo de fuente primaria. ....	11
1.4.2 Tipos principales de Máquinas Síncronas para centrales hidroeléctricas.....	11
1.4.3 Generadores de polos salientes.....	11
1.5 Turbinas hídras para la generación de electricidad. ....	13
1.6 Conclusiones del capítulo.....	20
<b>Capítulo 2: Materiale y Métodos</b> . ....	<b>21</b>
2.1 Introducción.....	21
2.2 Caracterización del sistema de distribución del municipio Moa.....	21
2.2.1 Demanda del Circuito 6. ....	28
2.2.2 Subestación Moa Nueva. ....	30
2.3 Hidroeléctrica Nuevo Mundo .....	35
2.4 Evaluación de la Generación.....	37
2.5 Conclusiones del capítulo.....	39
<b>Capítulo 3. Análisis de los resultados</b> .....	<b>40</b>
3.1 Introducción.....	40
3.2 Comportamiento generación vs demanda del Microsistema PCHE-circuito 6.....	40
3.3 Valoración técnico-económica. ....	44
3.3.1 Correspondencia entre generación y agua consumida. ....	50
3.4 Conclusiones del capítulo.....	53
Conclusiones generales.....	54
Recomendaciones. ....	55
Bibliografía. ....	56
Anexos	

## **Introducción general**

En la actualidad los costos de la producción de la energía eléctrica se incrementan continuamente, pues el recurso energético más utilizado presenta una situación de agotamiento gradual que lo hace día a día más costoso.

El aprovechamiento de la energía potencial acumulada en el agua para generar electricidad es una forma clásica de obtener energía. Alrededor del 20% de la electricidad usada en el mundo procede de esta fuente. Es, por tanto, una energía renovable pero no alternativa, estrictamente hablando, porque se viene usando desde hace muchos años como una de las fuentes principales de electricidad.

Dentro de estas energías la utilización del agua ha ido en ascenso cada año a tal punto que en el año 2009 representó el 24% de la producción energética mundial [Viaña et al, 1995], con tendencia al aumento. Se calcula que si se explotara toda la energía hidroeléctrica que el mundo entero puede dar, sólo se cubriría el 15% de la energía total que consumimos. En realidad se está utilizando alrededor del 20% de este potencial y en general en los países desarrollados, el porcentaje de explotación llega a ser de más del 50%.

En Cuba, la aplicación de la hidroenergía como fuente de generación de electricidad data de principios del siglo pasado, cuando se pusieron en explotación pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, de los cuales algunos se mantienen generando en la actualidad [UNE,2007].

En el caso específico de Moa, la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCHE) ubicada en la presa Nuevo Mundo, está diseñada para generar una potencia de 2 MW, los cuales se encuentran sincronizados al Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Desde el año 2010 esta pequeña central hidroeléctrica, beneficia el servicio eléctrico del municipio al integrarse al SEN. Por otro lado, al existir una falla en la red nacional podrá funcionar en isla, alimentando al circuito 6 u otro, o en paralelo con la Batería de Grupos Electrógénos Diesel que se encuentra instalada en el municipio, para alimentar la mayor parte de los clientes residenciales.

El empleo de las energías renovables es una solución segura para la obtención de energía limpia, sin el uso de combustible fósil, esto no solo beneficia a la economía sino también al medio ambiente. Precisamente este trabajo se propone cuantificar el ahorro por sustitución de combustible, así como sus costos y las ganancias percibidas por la empresa por concepto de no emisión de gases contaminantes a la atmósfera.

### **Situación problemática**

En el año 2010 inicia el funcionamiento de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Moa, con capacidad de 2 MW que son entregados directamente al SEN por medio de la interconexión con el circuito seis que alimenta el reparto Rolando Monterrey (Rolo). El aporte de energía y el combustible ahorrado por esta instalación aún no ha sido evaluado. Se impone un análisis de la energía entregada y del ahorro de combustible en esta instalación que en el año 2012 fue la central de su tipo que más aportó al SEN.

### **Problema.**

La necesidad de conocer el impacto técnico-económico de la generación de la Pequeña Central Hidroeléctrica de Moa.

### **Hipótesis**

Si se evalúa la generación de la PCHE de Moa desde su puesta en marcha es posible evaluar el impacto que ha tenido sobre el SEN la energía aportada y la cantidad de combustible fósil ahorrado, así como las toneladas de gases contaminantes dejados de emitir a la atmósfera.

### **Objetivo general**

Evaluar el impacto de la energía aportada por la PCHE de Moa al SEN.

### **Objetivo específicos.**

- Describir las características de la hidroeléctrica para las condiciones de explotación.
- Determinar el ahorro de combustible fósil.
- Elaborar el análisis de los resultados.

**Objeto de estudio**

Pequeña Central Hidroeléctrica de Moa.

**Campo de acción**

Generación y ahorro de combustible de la PCHE de Moa.

**Tareas de la investigación.**

- 1) Caracterización de la red de distribución de Moa.
- 2) Evaluación del comportamiento de la demanda del circuito 6.
- 3) Evaluación de la generación de la PCHE.
- 4) Determinación de las toneladas de diesel ahorradas.
- 5) Determinación de las toneladas de gases contaminantes dejadas de emitir.
- 6) Evaluación económica.

## **Capítulo 1: Fundamentación Teórica**

### **1.1 Introducción**

En este capítulo se desarrolla el basamento teórico de las máquinas sincrónicas, los tipos de turbinas para centrales hidroeléctricas, así como el fundamento teórico existente para el desarrollo de la investigación. Se especifica en las generalidades de los generadores sincrónicos, así como características de los generadores de polos salientes, recursos hídricos para la generación de electricidad en Cuba, así como las principales centrales hidráulicas.

### **1.2 La energía hidráulica**

La primera central hidroeléctrica se construyó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña. El renacimiento de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del perfeccionamiento de la turbina hidráulica y debido al aumento de la demanda de electricidad a principios del siglo XX. En 1920 las centrales hidroeléctricas generaban ya una parte importante de la producción total de electricidad.

La tecnología de las principales instalaciones se ha mantenido igual durante el siglo XX. Las centrales dependen de un gran embalse de agua contenido por una presa. El caudal de agua se controla y se puede mantener casi constante. El agua se transporta por unos conductos o tuberías forzadas, controlados con válvulas y turbinas para adecuar el flujo de agua con respecto a la demanda de electricidad. El agua que entra en la turbina sale por los canales de descarga. Los generadores están situados justo encima de las turbinas y conectados con árboles verticales. El diseño de las turbinas depende del caudal de agua; las turbinas Francis se utilizan para caudales grandes y saltos medios y bajos, y las turbinas Pelton para grandes saltos y pequeños caudales.

Además de las centrales situadas en presas de contención, que dependen del embalse de grandes cantidades de agua, existen algunas centrales que se basan en la caída natural del agua, cuando el caudal es uniforme. Estas instalaciones se llaman de agua fuente.

Una de ellas es la de las Cataratas del Niágara, situada en la frontera entre Estados Unidos y Canadá.

A principios de la década de los noventa, las primeras potencias productoras de hidroelectricidad eran Canadá y Estados Unidos. Canadá obtiene un 60% de su electricidad de centrales hidráulicas. En todo el mundo, la hidroelectricidad representa aproximadamente la cuarta parte de la producción total de electricidad, y su importancia sigue en aumento. Los países en los que constituye fuente de electricidad más importante son Noruega (99%), Zaire (97%) y Brasil (96%). La central de Itaipú, en el río Paraná, está situada entre Brasil y Paraguay; se inauguró en 1982 y tiene la mayor capacidad generadora del mundo. Como referencia, la presa Grand Coulee, en Estados Unidos, genera unos 6.500 MW y es una de las más grandes.

En algunos países se han instalado centrales pequeñas, con capacidad para generar entre un kilovatio y un megavatio. En muchas regiones de China, por ejemplo, estas pequeñas presas son la principal fuente de electricidad. Otras naciones en vías de desarrollo están utilizando este sistema con buenos resultados.

Hoy en día, cuando se da un acelerado agotamiento de los yacimientos petrolíferos, y por ende, su encarecimiento, la generación eléctrica por medio del recurso hídrico representa una excelente alternativa para seguir sustentando el desarrollo de país.

Los países que tienen grandes cuerpos de agua o recursos hídricos pueden considerarse muy afortunados. El agua, según muchos estudiosos, será el recurso más valioso a la vuelta de unos años, tanto para el consumo humano y la producción agrícola como para la generación eléctrica.

La tecnología para producir energía no ha variado mucho desde que se inauguró aquella primera central hidroeléctrica. Las turbinas generadoras de electricidad no han sufrido gran cambio. Sin embargo, hoy en día el valor del recurso hídrico para la generación eléctrica se ha multiplicado en relación a esa época. Se calcula que cada kWh (kilovatio-hora) producido en una central hidroeléctrica evita la importación de 220 g de petróleo o su equivalente energético, si se trata de otro combustible fósil. Si además se considera el

precio del petróleo, que ya supera los 100 Dólares el barril, el ahorro para un país puede significar su subsistencia. [[http://www. La Energía Hidráulica.htm](http://www.LaEnergíaHidráulica.htm)]

### Importancia mundial de la generación hidroeléctrica

Los especialistas son categóricos en afirmar que la energía hidráulica es la única de las renovables que ha tenido y tiene una importancia destacable en el abastecimiento energético mundial. Su aportación tuvo un auge a lo largo de las décadas de los años 60, 70 y 80, llegando a alcanzar el 6% del consumo total; sin embargo, en los últimos años su relevancia ha disminuido de forma notoria, suponiendo en 1997 únicamente el 2,6%.

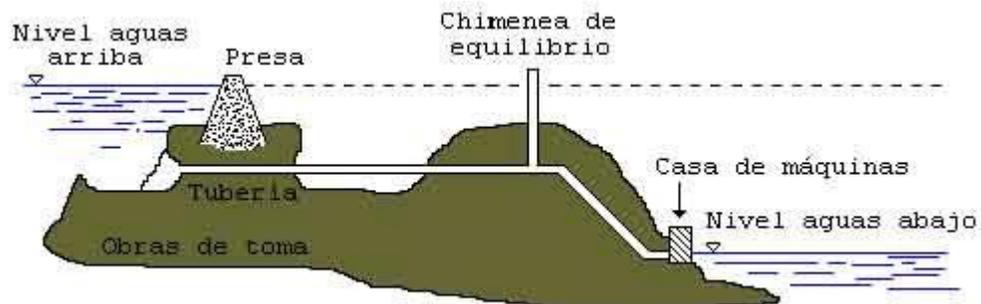


Figura 1.1. Esquema típico de hidroeléctrica con presa.

En la producción hidroeléctrica intervienen varios factores, entre los que destacan el caudal de los ríos y el tipo de relieve geográfico. Como consecuencia lógica, los países de gran tamaño, que cuentan con largos y caudalosos ríos, suelen estar entre los principales productores mundiales. Este es el caso de Canadá, Estados Unidos, Brasil, China, Rusia e India. Estos países desarrollados producen un promedio de 234 mil Mtep (Mega toneladas equivalentes de Petróleo) de energía eléctrica.

En la figura 1.1 se muestra un esquema de generación hídrica a partir del agua acumulada en una presa.

Nicaragua despuntó con la generación hidroeléctrica en 1964 cuando con aguas represadas en el lago de Apanás se puso a funcionar la primera unidad de 25 MW de la planta Centroamérica, en Jinotega. En 1965, entra en operaciones la segunda unidad,

también de 25 MW. En 1972, con agua del embalse la Virgen, muchos kilómetros abajo, entra en operaciones la planta Santa Bárbara, con dos turbinas de 25 MW. c/u.[[http://www. La Energía Hidráulica.htm](http://www.LaEnergíaHidráulica.htm)]]

### **1.3 Recursos hídricos para la generación de electricidad en Cuba.**

La aplicación de la hidroenergía como fuente de generación de electricidad en Cuba data de principios del siglo XX, cuando se pusieron en explotación pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, de los cuales algunos se mantienen generando en la actualidad, como la Pequeña Central Hidroeléctrica Guaso, en Guantánamo, con una potencia instalada de 1800 kW; Guanayara en Cienfuegos, con 1 000 kW; Guanés y San Vicente, en Pinar del Río, con 55 y 30 kW, respectivamente, y Barranca, en Granma, con 200 kW. Sin embargo, en las zonas montañosas de las provincias orientales aún se conservan ruinas que demuestran que ya en el siglo XIX se utilizaba la energía hidráulica para mover despulpadoras de café y molinos de granos.

En los primeros años de la Revolución se concluyó y se puso en explotación la central hidroeléctrica Hanabanilla, que se encontraba en construcción, con 43 MW de potencia instalada. En la década de los ochenta se acometió un programa de construcción de instalaciones hidroenergéticas, con la fabricación en Cuba de una parte del equipamiento necesario. Este programa se vio frenado a causa del período especial en los primeros años de los noventa y por la carencia de líneas eléctricas, quedando en diferentes etapas constructivas varias de esas instalaciones. En los últimos cuatro años se han concluido 21 de ellas. El Estado cubano ha trabajado durante varios años en la identificación del potencial hidroenergético aprovechable del país, a partir del análisis de los principales ríos del archipiélago y la realización de estudios de factibilidad del aprovechamiento hidroenergético de las presas construidas.

Las mayores potencialidades del país están en las 239 presas construidas por la Revolución, que tienen una capacidad de agua almacenada de 9 000 millones de metros cúbicos, y de ellas 40% no se utiliza. Los costos del kilowatt instalado oscilan entre 1 500 y 2 500 USD/kW, los que resultan bajos comparados con los de otros países. Esto se debe a que los objetos de obra más costosos son las presas y ya están construidas. La

experiencia acumulada por más de noventa años en las instalaciones cubanas permite llegar a la conclusión de que existe madurez tecnológica para proyectar una estrategia a corto, mediano y largo plazos. [<http://www.La hidroenergía en Cuba.htm>].

Por su aporte energético, estabilidad, autonomía, ventajas operacionales y dispersión territorial, la hidroenergía es una de las fuentes renovables que surge como una vía para sustituir el uso de fuentes contaminantes como el petróleo, el gas y el carbón.

La Empresa de Hidroenergía y la Unión de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos, que operan ciento treinta y nueve Microcentrales, veintitrés Minicentrales y diez Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, para un total de 173 centrales hidráulicas, treinta y siete de ellas sincronizadas al SEN con **60.282 MW** y ciento treinta y siete aisladas con **3.7117 MW** en nueve de las dieciséis provincias, como se muestra en la (Tabla 1 del Anexo1).

Los sistemas hidroeléctricos aislados son los de mayor impacto, ya que abastecen de energía a más de doscientas comunidades rurales, ubicadas fundamentalmente en el territorio del Plan Turquino, electrificando a ocho mil quinientos noventa, con una población de veinticuatro mil seiscientos ochenta habitantes y quinientos tres objetivos económicos y sociales.

Un programa de mantenimiento y reparación de estas instalaciones dirigido por Hidroenergía, permite un incremento sostenido de la generación de energía, así como, el mejoramiento del servicio y manteniendo con una operación promedio mayor del 90%. [<http://www.hidro.cu/hidroenergia.htm>].

La contribución a la preservación del ambiente es tal que solo en la pequeña hidroeléctrica del Guaso, en Guantánamo, se han dejado de emitir a la atmósfera unas 600 toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera. A escala nacional la cifra superó las 1 110 en el 2008. [<http://www.uamerica.edu.cu/pub/Mecanica/PlantasTer>].

Además de la importancia ambiental el impacto social que posee la energía eléctrica proveniente del agua es muy importante. Ejemplo de esto son los cerca de 500 objetivos económicos y sociales que disponen de electricidad gracias a la utilización de esta fuente

renovable de energía. Durante el pasado año se dejaron de consumir unas 135 mil toneladas de combustible.

Además, la hidroenergía permitió garantizar el servicio en zonas intrincadas y recuperar parte del sistema electroenergético posterior al paso de los huracanes Gustav, Ike y Paloma por el archipiélago cubano.

La introducción de nuevas tecnologías y la reanimación de las existentes pudieran hacer más eficiente un sistema. Estudios indican que el país posee un potencial que supera los 500 megawatts si se aprovechan los ríos, presas y canales, como es el caso del salto de El Nicho, en el Escambray cienfueguero.

Los recursos fósiles no son renovables, por lo que no solo para Cuba, sino para las demás naciones emplear fuentes alternativas de energía resulta una tarea vital para la supervivencia humana.

#### **1.4 Estructura de un microsistema.**

Un papel importante de las máquinas sincrónicas es su utilización como generadores de electricidad, ya sea como parte de microsistemas aislados o de un sistema eléctrico de potencia, el primero de estos está compuesto en términos generales, por los siguientes subsistemas:

- 1º. Generación de Energía.
- 2º. Subestaciones.
- 3º. Distribución.
- 4º. Consumos.

Cada subsistema contiene, a su vez, diferentes componentes físicos y por razones técnico-económicas, la energía se genera, transmite y distribuye, en forma trifásica.

1.- GENERACIÓN: La energía eléctrica se genera en las Centrales Eléctricas. Una central eléctrica es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, que produce energía en corriente alterna

Sinusoidal a voltajes intermedios, entre 5 kV a 23 kV en forma convencional, aunque existen unidades de generación en 115 o 230 kV.

2.- SUBESTACIONES: Las instalaciones llamadas subestaciones son plantas transformadoras que se encuentran junto a las centrales generadoras (Subestación elevadora) y en la periferia de las diversas zonas de consumo (Subestación reductora), enlazadas entre ellas por la red de transporte.

3.- DISTRIBUCIÓN: Las redes de distribución de energía se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreas, o subterráneas (estéticamente mejores, pero más costosas). La red de distribución está formada por la red en Alta Tensión (AT) (suele estar comprendida entre 6 kV a 24.9 kV) y en Baja Tensión (BT) (380/230/110 Voltios)

4.- CONSUMO: En los centros de consumo de la energía eléctrica, este se puede realizar en baja o alta tensión:

Otros elementos importantes en el análisis de los microsistemas o micro redes, lo constituyen la generación y la demanda.

La generación, en términos generales, consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica, sea ésta química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación a nivel industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Éstas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico.

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región o país tiene una variación a lo largo del día; esta variación es función de muchos factores, entre los que destacan: tipos de industrias existentes en la zona y turnos que realizan en su producción, climatología extremas de frío o calor, tipo de electrodomésticos que se utilizan más frecuentemente, tipo de calentador de agua que haya instalado en los hogares, la estación del año y la hora del día en que se considera la demanda. La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda de manera instantánea y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar el suministro o generación y viceversa.

#### **1.4.1 Clasificación de las centrales generadoras por tipo de fuente primaria.**

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en termoeléctricas, hidroeléctricas, nucleares, eólicas, solares termoeléctricas, solares fotovoltaicas y mareomotrices. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador, constituido por un alternador, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada. [LEAÑO, 2011]

#### **1.4.2 Tipos principales de Máquinas Síncronas para centrales hidroeléctricas**

Los generadores hidroeléctricos pueden ser síncronos o asíncronos. Los generadores síncronos, más aceptados e históricamente más utilizados, son máquinas eléctricas que trabajan con velocidad constante e igual a la velocidad síncrona, que es función de la frecuencia de la tensión generada y del número de pares de polos del rotor. Estos generadores son capaces de producir potencia activa y reactiva, mediante el suministro de energía mecánica en el eje, a través de una máquina primaria y de la excitación de un devanado de campo, localizada en el rotor de los mismos. Debido a la versatilidad operativa y altos rendimientos en la conversión de la energía, cuyos valores pueden llegar hasta 97%, estos son ampliamente utilizados en generadores de centrales [MARCOVICH, 1972].

#### **1.4.3 Generadores de polos salientes**

El generador síncrono de polos salientes se caracteriza por trabajar a bajas velocidades. Se utilizan en centrales hidráulicas. Se llama síncrona, la máquina eléctrica de corriente alterna de dos devanados uno de los cuales se conecta a la red eléctrica de frecuencia fija  $w_1$ , mientras que el otro es excitado con corriente directa  $w_2=0$ . En ocasiones las máquinas síncronas de poca potencia (2...5 kW) se fabrican con el devanado de excitación en el estator y con el devanado trifásico en el rotor. Utilizan carbones o escobillas para la salida. [Smolenski, 1984]

La figura 1.2 a continuación se muestra el diagrama fasorial del generador de polos salientes despreciando la resistencia de la armadura [GRIGSBY, 1972].

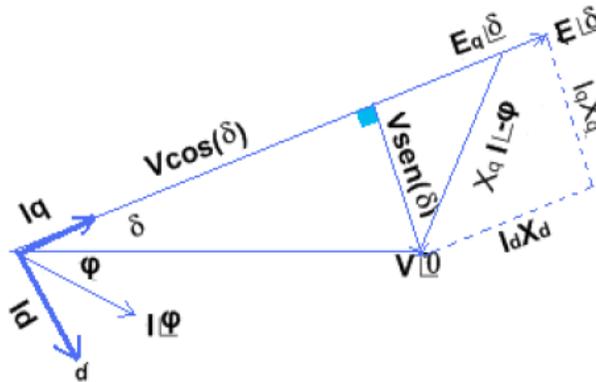


Figura 1.2 Diagrama fasorial del generador de polos salientes. Fuente: [Grigsby, 1972]

La potencia suministrada, por fase, se obtiene a partir las siguientes ecuaciones:

$$S = V \cdot (\bar{I}_q + \bar{I}_d) \quad (1.1)$$

Donde:

S – Potencia aparente nominal.

V\_ Tensión de fase.

I<sub>d</sub> – Componente de la corriente en el eje directo.

I<sub>q</sub> – Componente de la corriente en el eje de cuadratura.

La potencia activa por fase es:

$$P = \frac{m \cdot V \cdot E_f}{X_d} \sin(\delta) + \frac{m \cdot V^2}{2} \cdot \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \cdot \sin(2 \cdot \delta) \quad (1.2)$$

Donde:

P – Potencia activa

$E_f$  – Fem de excitación del generador.

$\delta$  - Ángulo de potencia.

m – Número de fases.

$X_d$  – Reactancia en eje directo del generador.

$X_q$  – Reactancia de eje de cuadratura del generador.

La potencia reactiva por fase es:

$$Q = \frac{m \cdot V \cdot E_f}{X_d} \cos(\delta) + \frac{m \cdot V^2}{2} \cos(2\delta) \left( \frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) - \frac{V^2}{2} \left( \frac{1}{X_q} + \frac{1}{X_d} \right) \quad (1.3)$$

Donde:

Q – Potencia reactiva.

### **Sincronización.**

El generador síncrono se arranca en vacío, actuando sobre la admisión de la turbina para aumentar gradualmente la velocidad. El generador se sincroniza con la red igualando previamente, en la máquina y en la red, las tensiones eficaces, las frecuencias, los desfases y el sentido de rotación. Cuando el generador alcanza una velocidad próxima al sincronismo, se arranca la excitación y se regula para que la tensión entre bornes sea igual a la tensión entre barras. En generadores acoplados a una red aislada, el regulador automático de tensión debe mantener un valor predeterminado de la tensión cual sea la carga. Si está acoplado a una red importante, el regulador mantendrá el valor pre-ajustado de la potencia reactiva [UNE, 2007].

### **1.5 Turbinas hídricas para la generación de electricidad.**

Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: de acción y de reacción.

- Las turbinas de acción son aquellas en las que para impulsar el rodete sólo se aprovecha la velocidad del fluido, por lo que previamente se debe transformar toda la energía de presión del flujo en energía cinética. Los tipos más importantes son: Pelton (para salto grande), Banki-Michel (para salto medio y bajo) y Turgo (para salto medio)
- Las turbinas de reacción, además de aprovechar la energía cinética del fluido, absorben en el rodete la energía de presión del mismo. Los tipos más importantes son: Francis, Kaplan (variantes Kaplan, Semikaplan y hélice), y Deriaz (intermedio entre Francis y Kaplan).

### **Turbinas Pelton:**

A las turbinas Pelton, se les conoce como turbinas de presión, porque esta es constante en la zona del rodete, de chorro libre, de impulsión o de admisión parcial. En la turbina Pelton actúa la energía cinética del agua, en forma de chorro libre, se genera en una tobera colocada al final de la tubería de presión. La tobera está provista de una aguja de cierre para regular el gasto, constituyendo el conjunto, el órgano de alimentación y de regulación de la turbina.

Las turbinas Pelton pueden ser de eje horizontal cuando el número de chorros por rueda se reduce generalmente a uno o dos, ya que resulta complicada la instalación en un plano vertical de las tuberías de alimentación y las agujas de inyección. En las turbinas Pelton de eje vertical se facilita la colocación del sistema de alimentación en un plano horizontal, lo que permite aumentar el número de chorros o rueda de 4 a 6 chorros; y de esta manera se puede incrementar el caudal y tener mayor potencia por unidad (Ver figura 1.3). [FERNÁNDEZ, 2006].



En la figura 1.3 se muestra un ejemplo de Turbina Pelton.

### **Turbinas Turgo:**

El rodete Turgo es parecido al rodete Pelton partido por la mitad. Para la misma potencia el rodete Turgo tiene la mitad del diámetro que el de un rodete Pelton, y dobla la velocidad específica. El chorro incide con un ángulo de  $20^\circ$  respecto al plano diametral del rodete, de esta manera el chorro de agua es dirigida contra los álabes de la turbina que lo desvían e invierten el flujo. El impulso hace que gire el rodete de la turbina, luego de la cual el agua sale con muy poca energía. A diferencia de la Pelton, en la turbina Turgo el chorro incide simultáneamente sobre varios álabes.

La turbina Turgo puede manejar un mayor flujo de agua que la Pelton debido a que el agua que sale, no interfiere con las poleas adyacentes. La velocidad específica del rodete Turgo es semejante a las velocidades específicas de las turbinas Francis y Pelton, y pueden usar uno o varios inyectores para incrementar la velocidad específica. Los rodetes de una turbina Turgo pueden tener un rendimiento por encima del 90%, lo cual permite su empleo en lugar de una turbina Pelton de varios inyectores o de una turbina Francis con un rendimiento a carga parcial bajo.

En la figura 1.4 se muestra un ejemplo de turbina Turgo. [FERNÁNDEZ, 2006].

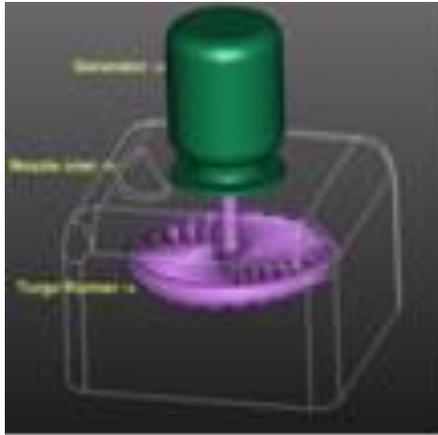


Figura 1.4 Turbina Turgo.

### **Turbinas de flujo cruzado (Michell-Banki):**

Es una turbina de acción de flujo transversal y de admisión parcial. Su rendimiento máximo es inferior al 87%, pero se mantiene casi constante cuando el caudal desciende hasta el 16% del nominal, y tiene un mínimo técnico inferior al 10% del caudal de diseño. El agua entra en la turbina a través de un distribuidor, y pasa a través de la primera etapa de álabes del rodete, que funciona casi completamente sumergido (incluso con un cierto grado de reacción). Después de pasar por esta primera etapa, el flujo cambia de sentido en el centro del rodete y vuelve a cruzarlo en una segunda etapa totalmente de acción. Ese cambio de dirección no resulta fácil y da lugar a una serie de choques que son la causa de su bajo rendimiento nominal.

El rodete consta de dos o más discos paralelos, entre los que se montan, cerca del borde, unas láminas curvadas que hacen el papel de álabes. Estas turbinas son más utilizadas en pequeñas centrales hidroeléctricas, por un diseño simple, buena eficiencia cuando opera con cargas parciales, su reducido costo de fabricación y mantenimiento simple [COZ, 1995].

En la figura 1.5 se muestra un ejemplo de turbina Michell-Banki.



Figura 1.5 Turbina Michell-Banki.

### **Turbinas Francis:**

Son turbinas de reacción muy utilizadas en saltos de altura media, equipadas con un distribuidor de álabes regulables y un rodete de álabes fijos. Las turbinas se clasifican en función de la velocidad específica del rodete, ya que el número de revoluciones depende de la característica del salto.

En las turbinas Francis rápidas la admisión sigue siendo radial, pero la salida tiende a ser axial. En estas turbinas el agua se desplaza como encausada en una conducción forzada, pasando del distribuidor –fijo al rodete -móvil- al que cede su energía, sin entrar, en ningún momento, en contacto con la atmósfera. En las turbinas Francis de eje horizontal los álabes distribuidores regulan el caudal de agua que entra al rodete, giran accionados mediante bielas accionadas por un anillo exterior que sincroniza su movimiento. Destaca la importancia de la carcasa y su caracol, en contraste con la envoltura de una Pelton.

Las turbinas Francis pueden ser de cámara abierta, generalmente para saltos de poca altura o de cámara en espiral. En las turbinas con cámara en espiral, la carcasa, dependiendo del tamaño, se construye en hormigón armado, en acero soldado o en hierro fundido. Al ser uniforme el volumen de agua que llega a cada álabe del distribuidor, el caudal que pasa por cada sección del caracol es proporcional al arco que le queda por abastecer.



Figura 1.6. Rodete de la Turbina Francis.

En la figura 1.6, se ve, en perspectiva, un rodete de una turbina Francis, visto por la sección de salida. Estos álabes, cuando son pequeños suelen fabricarse en fundición de bronce al aluminio formando un solo cuerpo con el cubo. Cuando los rodetes son grandes, los álabes, generalmente en chapa de acero inoxidable, se sueldan al cubo y a la llanta, generalmente en acero fundido. En las turbinas de reacción, el agua a la salida del rodete, pasa antes de llegar al canal de descarga, por un tubo de aspiración o difusor, cuya misión es recuperar parte de la energía cinética contenida en el agua que abandona el rodete a una velocidad elevada. [LIMUSA, 1983; COZ, 1995]

La pérdida cinética es proporcional al cuadrado de la velocidad, se puede aumentar la sección de salida del difusor adoptando un perfil cónico. Su función es especialmente crítica en los rodetes de alta velocidad específica porque el agua sale de estos rodetes a una velocidad especialmente elevada. En turbinas de eje horizontal es importante que el cuerpo de la turbina esté perfectamente anclado en bloques de hormigón para evitar que las vibraciones limiten su campo de funcionamiento. Los componentes de una turbina Francis son los siguientes: [TAYLOR & FRANCIS GROUP, LLC, 2006]

- Cámara espiral.
- Distribuidor.
- Rodete.
- Tubo de aspiración.
- Eje.
- Equipo de sellado del eje del turbina.

- Cojinete guía de turbina.
- Cojinete de empuje.

### **Turbinas Kaplan y de hélice:**

Son turbinas de reacción de flujo axial. Los álabes del rodete en las Kaplan son siempre regulables, mientras que los de los distribuidores, pueden ser fijos o regulables. Si ambos son regulables la turbina es una verdadera Kaplan; si solo son regulables los del rodete, la turbina es una Semi-Kaplan. Para su regulación, los álabes del rodete giran alrededor de su eje, accionados por unas manivelas, que son solidarias de unas bielas articuladas a una cruceta, que se desplaza hacia arriba o hacia abajo por el interior del eje hueco de la turbina.

Este desplazamiento es accionado por un servomotor hidráulico, con la turbina en movimiento. Las turbinas Kaplan son de admisión radial mientras que las Semi-Kaplan puede ser de admisión radial o axial. Las turbinas de hélice se caracterizan porque tanto los álabes del rodete como los del distribuidor son fijos, por lo que solo se utilizan cuando el caudal y el salto son prácticamente constantes. En la figura 1.7 se muestra un ejemplo de Turbinas Kaplan.



Figura 1.7 Turbinas Kaplan.

## **1.6 Conclusiones del capítulo.**

1. La hidroenergía por su nivel de utilización no debe ser considerada una fuente alternativa.
2. El 20 % de la energía mundial es producida por medio de las hidroeléctricas.

## **Capítulo 2: Materiales y Métodos .**

### **2.1 Introducción**

En este capítulo se abordan las particularidades del sistema de distribución de Moa, las características de la Pequeña Central Hidroeléctrica, así como el comportamiento de la demanda y la generación durante el 2012.

### **2.2 Caracterización del sistema de distribución del municipio Moa**

La UEB Moa situada en el municipio de Moa, al noreste de la provincia de Holguín, atiende a 995.804 km de líneas en los municipios de Moa, Sagua de Tánamo y Frank País. La UEB cuenta con 2 subcentrales, 3 sucursales, 1 subestación de 110 kV y 10 de subtransmisión, tiene instalados 826 transformadores de distribución y una red de líneas eléctricas con 57,008 km de transmisión, 69.410 km de subtransmisión y 185.765 km de distribución. Posee 35 Grupos Electrógenos de Emergencia (GEE) instalados en objetivos importantes del territorio moense, 27 por los programas de la Revolución Energética y 8 que no forman parte de este programa.

La UEB Moa tiene como misión la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica con calidad y eficiencia, de forma tal que satisfaga las exigencias de los clientes, con una plantilla de un personal calificado y especializado para solucionar deficiencias e interrupciones y prestar servicios de post-venta. [GÓMEZ, 2007].

Los circuitos de distribución primaria de la zona urbana del municipio de Moa poseen un voltaje de operación de 13,8 kV. Los mismos utilizan postes tanto de hormigón armado como de madera, con una altura de 10.70 metros y 12.20 metros; los circuitos secundarios poseen postes con alturas de 9.15 y 8.4 metros. En estos postes se encuentran ubicados transformadores e instrumentos de medición.

En los circuitos se utilizan diferentes estructuras para soportar las líneas las cuales son de diferentes tipos, destacándose las estructuras tipo A, B, C, D, E y T. Los cables más usados son los de aluminio y aluminio reforzado con acero de diferentes secciones (35,70 y 150 mm<sup>2</sup>), así como pequeños tramos donde se han usado conductores de cobre 8.

En el trayecto de todos los circuitos se utilizan aisladores de porcelana y de vidrio para separar las líneas de las estructuras utilizadas en los postes, además de encontrarlos también en la subestación.

En todos los circuitos de distribución urbana del municipio se utilizan diferentes tipos de transformadores para reducir la tensión a valores que permitan su utilización en los consumidores (120/240V, 240/480V). Los transformadores usados son de dos tipos:

- Transformadores monofásicos.
- Transformadores trifásicos.

Los transformadores monofásicos son utilizados para alimentar a los clientes residenciales en su mayoría, así como consultorios, cafeterías y otros consumidores con cargas monofásicas.

Los transformadores trifásicos son utilizados para alimentar otras cargas que no son de carácter residencial, tales como pequeños complejos comerciales, bancos, centros de elaboración y otros.

Todos los transformadores se encuentran protegidos contra sobrecorrientes por fusibles conectados en el lado de alta tensión. Estos deben ser capaces de proteger al transformador contra cortocircuitos internos y externos, además de sobrecargas excesivas.

Todos los fusibles empleados son del tipo K Latino, y para su selección se tienen en cuenta algunas expresiones teniendo en cuenta el tipo de transformador, su potencia nominal y tensión primaria. Además se protegen con pararrayos contra las sobretensiones.

En el inicio de cada circuito de distribución se encuentra instalado un recerrador automático NULEC de la serie U el cual posee un diseño óptimo y alta confiabilidad; es un producto de clase mundial y altamente competitivo. Está habilitado para el trabajo en circuitos automatizados, para el control remoto y el monitoreo de los parámetros principales del circuito haciendo uso de tecnologías de avanzada en dieléctrico sólido,

interrupción al vacío y en la microelectrónica. Este recerrador protege adecuadamente al circuito para todas las fallas en las líneas.

### **Circuito 1**

El circuito 1 alimenta en su mayoría a clientes residenciales distribuidos en los repartos de La Playa, Pueblo Nuevo, Vista Alegre y Ángel Romero.

Posee un total de 4238 consumidores, con una extensión de 11,47km de líneas primarias a 13.2 kV; además posee 89 transformadores de distribución, para un total de 3 167 kVA instalados. [PUPO, 2011]

El conductor predominante es aluminio AAAC 78 mm<sup>2</sup> en los ramales y AAAC 150 mm<sup>2</sup> de aluminio reforzado en el tronco del circuito permitiendo el enlace con los circuitos 2 y 9 a través de dos desconectivos normalmente abiertos en la calle Ángel Romero.

En la tabla 2.1 se muestra la demanda de este circuito.

Tabla 2.1 Demanda del circuito 1.

	P(kW)	S (kVA)	Q (kVAR)
Demanda Máxima	2093	2250	1006
Demanda Mínima	455	620	391

### **Circuito 2**

La mayoría de los consumidores conectados a este circuito son residenciales, los cuales se encuentran en los repartos Caribe, Mariana Grajales, Aserrío y parte de Las Coloradas Nuevas; sólo se destacan algunas cargas trifásicas mencionadas a continuación:

- Almacenes Universales
- Hotel Caribe
- SERVICUPET
- Talleres de la ECRIN y ESUNI.

Este circuito posee 3118 consumidores, con una extensión de 12.12 km de líneas primarias a 13.2 kV, además posee 99 transformadores de distribución, para un total de 3845 kVA instalados.

El conductor predominante es de aluminio AAAC 78 mm<sup>2</sup> y aluminio ACSR 35 mm<sup>2</sup> en los ramales y aluminio AAAC 150 mm<sup>2</sup> en el tronco del circuito permitiendo el enlace con los circuitos 1 a través de Ángel Romero, 11 y 4 a la salida de la subestación Moa Nueva.

En la tabla 2.2 se muestra la demanda de este circuito

Tabla 2.2 Demanda del circuito 2.

	P(kW)	S (kVA)	Q (kVAR)
Demanda Máxima	1792	1920	814
Demanda Mínima	469	594	305

#### **Circuito 4**

El circuito 4 brinda servicio a un gran número de consumidores residenciales distribuidos en los repartos Los Mangos, Joselillo, La Laguna, 26 de Junio, Avenida Lenin, Moa Centro, Orestes Acosta y Brisas del Mar.

Este circuito posee 2936 consumidores, con una extensión de 8.55km de líneas primarias a 13.2kV; además posee 109 transformadores de distribución, para un total de 3117.5 kVA instalados.

El conductor predominante es aluminio AAAC 78 mm<sup>2</sup> en el tronco del circuito, en el ramal de Joselillo el conductor es número 8 de cobre y en los otros ramales es ACSR 35 mm<sup>2</sup> de Aluminio. Este circuito permite el enlace con los circuitos 2 a la salida de la subestación Moa Nueva y con el circuito 6 en la Avenida 1<sup>ro</sup> de Mayo.

En la tabla 2.3 se muestra la demanda de este circuito

Tabla 2.3 Demanda del circuito 4.

	P(kW)	S (kVA)	Q (kVAR)
Demanda Máxima	1922	2050	901
Demanda Mínima	432	591	302

### **Circuito 5**

El circuito 5 brinda servicio a los consumidores residenciales distribuidos en el reparto de Miraflores y Vivienda Checa.

Este circuito posee 480 consumidores, con una extensión de 7,83 km de líneas primarias a 13.2 kV; además posee 15 transformadores de distribución, para un total de 207.5 kVA instalados.

En la tabla 2.4 se muestra la demanda de este circuito

Tabla 2.4 Demanda del circuito 5.

	P(kW)	S (kVA)	Q (kVAR)
Demanda Máxima	504	535	312
Demanda Mínima	44	58	33

### **Circuito 6**

El circuito 6 brinda servicio a los consumidores residenciales distribuidos en los repartos Rolando Monterrey, PCHE, 5 de Diciembre y Cabaña.

Este circuito posee 2125 consumidores, con una extensión de 31.753 km de líneas primarias a 13.2kV; además posee 85 transformadores de distribución, para un total de 2603 kVA instalados.

El conductor predominante es aluminio AAAC 78 mm<sup>2</sup> en el tronco del circuito, menos el ramal de la PCHE que es AAAC 158 mm<sup>2</sup> de aluminio. Este circuito permite el enlace con los circuitos 4 en la Avenida 1<sup>ro</sup> de Mayo y con el OH2 de la industria del Níquel (Pedro

Soto Alba), sin dejar de mencionar que a través de este circuito la pequeña central hidroeléctrica de la Presa Nuevo Mundo le entrega la energía al S.E.N.

### **Circuito 7**

La mayoría de la carga alimentada por este circuito es de carácter residencial. Este circuito alimenta los circuitos de Centeno a Yaguaneque .Posee 2341 consumidores, con una extensión de 34.58km de líneas primarias a 14.16kV; además posee 87 transformadores de distribución, para un total de 2313 kVA instalados.

El conductor predominante es AAAC 150 mm<sup>2</sup> de Aluminio en la salida de la subestación hasta la unión con el circuito 1 de Moa. Este circuito permite el enlace con el circuito 1 en La Pesca.

En la tabla 2.5 se muestra la demanda de este circuito

Tabla 2.5 Demanda del circuito 7.

	P(kW)	S (kVA)	Q (kVAR)
Demanda Máxima	1571	1633	586
Demanda Mínima	138	181	83

### **Circuito 8**

La mayoría de la carga alimenta Punta Gorda, Quemado y Yamanigüey 3262 consumidores, con una extensión de 47.09km de líneas primaria a 13.2kV, además posee 99 transformadores de distribución, para un total de 4623 kVA instalados.

El conductor predominante es ACSR 70 mm<sup>2</sup> de Aluminio en la salida de la subestación; el resto es de aluminio ACSR 35 mm<sup>2</sup>. Este circuito permite el enlace con el circuito 2 en el Hospital.

En la tabla 2.6 se muestra la demanda de este circuito

Tabla 2.6 Demanda del circuito 8.

	P(kW)	S (kVA)	Q (kVAR)
Demanda Máxima	2151	2280	921
Demanda Mínima	533	644	324

### **Circuito 9**

La mayoría de la carga alimentada por este circuito es de carácter residencial.

Este circuito alimenta los repartos Atlántico, Vivienda Checa y parte de Coloradas Nuevas, en su conjunto 2 341 consumidores, con una extensión de 7.79 km de líneas primarias a 13.2 kV, además posee 87 transformadores de distribución, para un total de 2 313 kVA instalados.

En la tabla 2.7 se muestra la demanda de este circuito

Tabla 2.7 Demanda del circuito 9.

	P(kW)	S (kVA)	Q (kVAR)
Demanda Máxima	1571	1633	586
Demanda Mínima	138	181	83

### **Circuito 10**

Comprende los territorios de Cayo Grande y Farallones, se alimenta desde la Subestación de Farallones, para lo cual emplea 9 transformadores que suman un total de 220.0 kVA. Co una extensión de 16.53 Km de líneas primarias a 14.16.

En la tabla 2.8 se muestra la demanda de este circuito

Tabla 2.8 Demanda del circuito10.

	P(kW)	S (kVA)	Q (kVAR)
Demanda Máxima	2151	2280	921
Demanda Mínima	533	644	324

### **Circuito 11 Armando Mestre**

El circuito 11 alimenta en su mayoría a clientes residenciales distribuidos en el reparto de Armando Mestre.

Posee un total de 953 consumidores, con una extensión de 4.010km de líneas primarias a 13.2kV; además posee 40 transformadores de distribución, para un total de 1290 kVA instalados. [PUPO, 2011]

El conductor predominante es AAAC 150 mm<sup>2</sup> de aluminio en el tronco del circuito y aluminio ACSR 78 mm<sup>2</sup> en los ramales, permitiendo el enlace con los circuitos 2 y 1 a la salida de la subestación Moa Nueva.

En la tabla 2.9 se muestra la demanda de este circuito

Tabla 2.9 Demanda del circuito 11.

	P(kW)	S (kVA)	Q (kVAR)
Demanda Máxima	867	920	342
Demanda Mínima	164	220	131

#### **2.2.1 Demanda del Circuito 6.**

El circuito 6 recorre como se describió anteriormente, el reparto Rolo Monterrey alimentando tanto al sector residencial como a pequeñas entidades estatales. En la tabla 2.10 se muestra la demanda promedio del mismo.

Tabla 2.10 Demanda promedio del circuito 6. Septiembre 2011-Agosto 2012.

Demanda promedio Circuito 6		
Meses	Año	P (kW)
Septiembre	2011	907,92
Octubre	2011	936,28
Noviembre	2011	881,57
Diciembre	2011	880,08
Enero	2012	878,57
Febrero	2012	904,51
Marzo	2012	883,84
Abril	2012	1125,53
Mayo	2012	942,42
Junio	2012	998,77
Julio	2012	972,77
Agosto	2012	958,90

Durante el mismo período la demanda registrada en el interruptor NuLec llegó a valores superiores a los 2 MW, en la tabla 2.11 se muestran los valores máximos registrados durante estos meses.

Tabla 2.11 Demanda máxima del circuito 6. Septiembre 2011-Agosto 2012.

Demanda máxima Circuito 6		
Meses	Año	P (kW)
Septiembre	2011	1589
Octubre	2011	1781
Noviembre	2011	2271
Diciembre	2011	2144

Tabla 2.11 Demanda máxima del circuito 6. Septiembre 2011-Agosto 2012. (Continuación)

Demanda máxima Circuito 6		
Meses	Meses	Meses
Enero	2012	2256
Febrero	2012	2015
Marzo	2012	1939
Abril	2012	2996
Mayo	2012	1636
Junio	2012	1725
Julio	2012	1569
Agosto	2012	1766

### 2.2.2 Subestación Moa Nueva.

Esta subestación (S/E) está ubicada en la entrada al Reparto Armando Mestre, alimentada a través de 2 líneas de subtransmisión a 34.5 kV por los interruptores 6160 y 6515, dando servicio a los circuitos 1, 4, 6 y 11 a 13.8 kV; la misma posee 2 transformadores de 4000 kVA conectados independiente cada uno.

### Esquema de la subestación

La S/E Moa Nueva se alimenta por el interruptor 6160, como se dijo anteriormente y tiene como reserva la entrada 2 por el 6515. En la figura 2.1 se muestra el esquema de esta subestación.

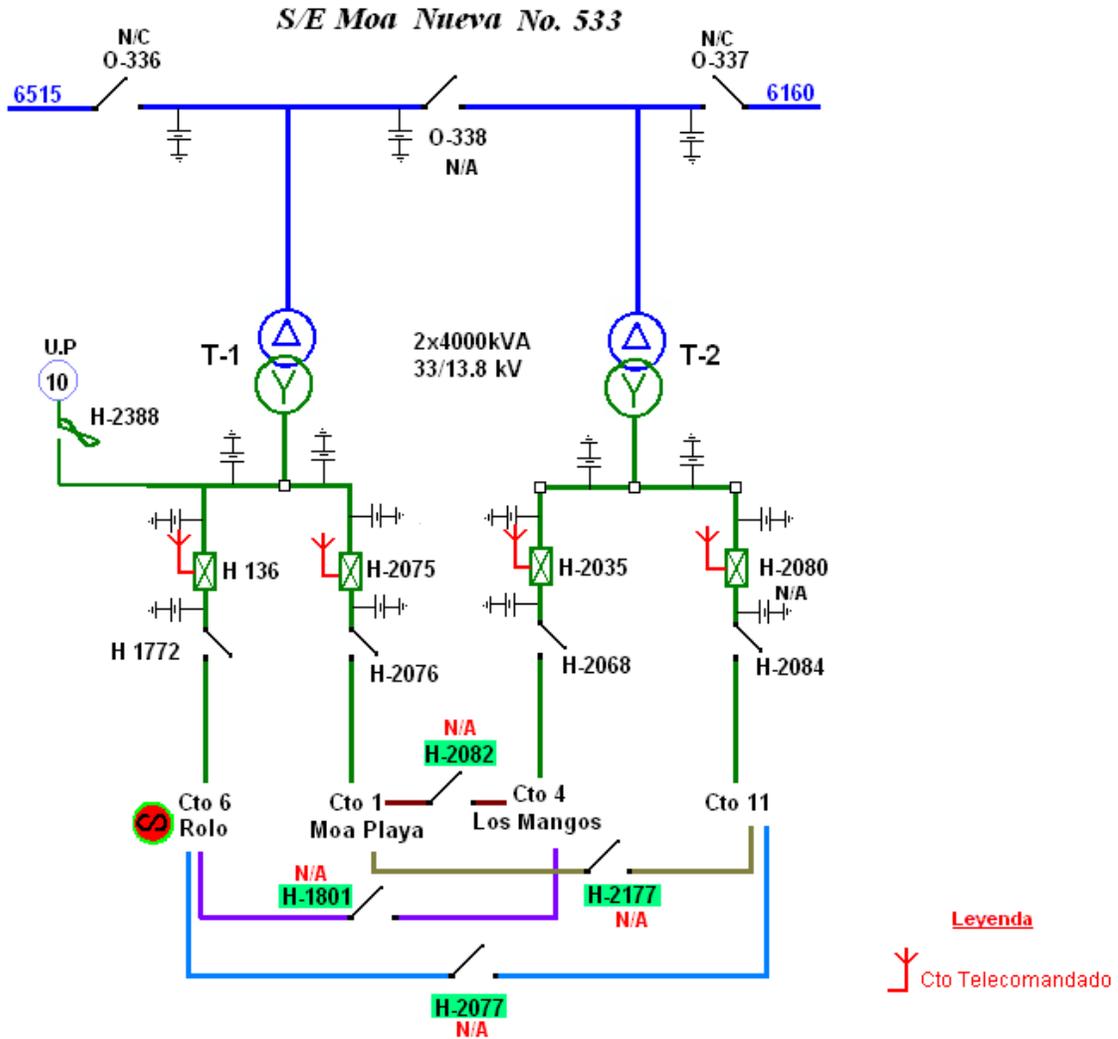


Figura 2.1 Esquema de la subestación Moa Nueva.

### Transformadores

Esta subestación posee dos transformadores reductores cuyas características se detallan en la tabla 2.12. En la figura 2.1 se muestra una vista de los transformadores ubicados en esta subestación, ambos poseen además cambia taps que son operados de forma manual.



Figura 2.2 Transformadores de la subestación Moa Nueva.

Tabla 2.12 Características generales de los transformadores de la subestación.

	Transformador #1	Transformador #2
Potencia nominal (S)	4000 kVA	4000 kVA
Tensión nominal del primario ( $U_p$ )	33 kV	33 kV
Tensión nominal del secundario ( $U_s$ )	13.8 kV	13.8 kV
Corriente nominal del primario ( $I_p$ )	70.0 A	70.0 A
Corriente nominal del secundario ( $I_s$ )	167.3 A	167.3 A
Impedancia (Z)	7.3 $\Omega$	7.27 $\Omega$
Fabricante	Chino	Chino

### Protecciones

Ambos transformadores se encuentran protegidos por el lado de alta tensión con un interruptor en Moa 110 kV de SF<sub>6</sub> de 16 MW y 360 A, en el lado de baja tensión poseen cuchillas y recerradores al inicio de las líneas de los circuitos que alimentan. En las figuras siguientes se muestran estos dispositivos.



Figura 2.3 Cuchillas usadas en el lado de baja tensión de los transformadores de las subestaciones.



Figura 2.4 Recerradores Nulec usados en el inicio de las líneas de los circuitos 1, 4, 6 y 11.

### **Sistema de aterramiento**

Los transformadores de esta subestación se encuentran con el neutro sólidamente aterrado. En la figura 2.5 se muestra la conexión del neutro del transformador de la subestación.



Figura 2.5 Neutro del transformador sólidamente aterrado.

Todas las partes metálicas de instrumentos y dispositivos ubicados en esta subestación se encuentran aterradas sólidamente (figura 2.6).



Figura 2.6 Aterramientos.

La subestación Moa Nueva posee un sistema de pararrayos conectado a una malla a tierra la cual posee una resistencia de  $0.36 \Omega$ .

### **Iluminación**

La subestación posee un transformador de uso de planta para el suministro de energía a las 4 luminarias de 250W que posee.

### **2.3 Hidroeléctrica Nuevo Mundo**

La PCHE Nuevo Mundo cuenta con 2 MW de capacidad instalada, esta planta generadora de electricidad se encuentra a 44 m por debajo del dique de salida de la presa del mismo nombre.

La presa Nuevo Mundo tiene una capacidad nominal de 141 millones de  $m^3$  de agua embalsada que se mantiene relativamente constante a través del año, lo que asegura el recurso hídrico para que las turbinas trabajen de forma continua. Esto es debido al magnífico régimen de lluvias que prevalece en la región montañosa donde se encuentra. Está situada entre montañas a más de 500 metros sobre el nivel del mar y en su proyecto inicial se concibió como un aseguramiento energético de la Industria del Níquel. [Guerrero 2012].

Atendiendo a la altura de diseño, la PCHE tiene una capacidad total de generación de 2 000 kW, para lo que se cuenta con dos turbinas de caudal de  $2,8 m^3 / s$  cada una, para un chorro total de  $5,6 m^3 / s$ .

La tensión de salida es a 6,3 kV, la que posteriormente se eleva a 13,8 kV en la subestación de salida con un transformador de 2 500 kVA, conectándose con el circuito residencial 6 del reparto Rolando Monterrey y alimentando las facilidades temporales de Ferroníquel, tal como se muestra en la figura 2.6.

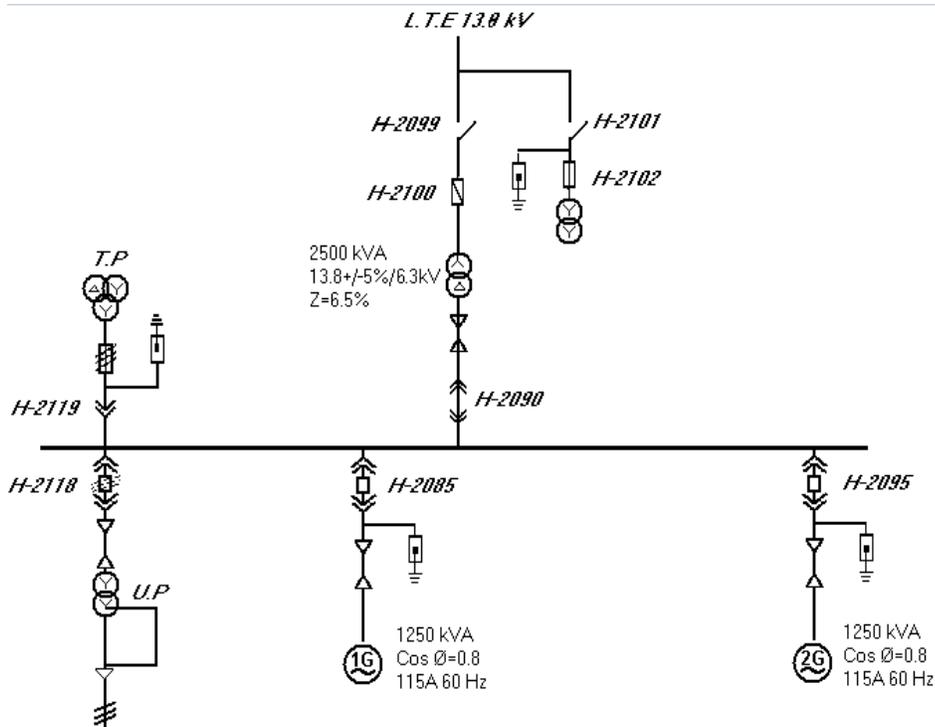


Figura 2.7 Circuito monolineal de la PCHE Nuevo Mundo.

Las principales características de los generadores y turbinas hidráulicas se detallan en la tabla 2.13.

Tabla 2.13 Datos nominales del conjunto Turbina-Generador.

<b>Turbina:</b>	<b>Generador:</b>
Tipo HLA244-WJ-60	Tipo: SFW100-8/1430.
Altura de diseño o carga nominal: 44,2 m	Corriente nominal: 114,55 A.
Carga máxima: 57 m.	Tensión nominal: 6.3 kV.
Carga mínima: 25 m.	Potencia activa nominal: 1 MW.
Gasto: 2.8 m <sup>3</sup> /s.	Potencia aparente nominal: 1.25 MVA.
Potencia: 1.0515 MW.	Factor de potencia: 0.8.
Velocidad: 900 rpm.	Corriente de excitación: 171 A.

<b>Turbina:</b>	<b>Generador:</b>
Salida: 64 kW.	Tensión de excitación: 67 V.
Altura de succión: 1.8 m.	Tipo de conexión: Y.
Velocidad de envaramiento: 1940 rpm.	Número de fases: 3.
Presión mínima del caracol: 1.24 MPa.	Eficiencia: 95 %.
Peso: 12.93 t.	Clase de aislamiento del rotor: F.
	Clase de aislamiento del estator: B.
	Peso: 11.8 t.

#### 2.4 Evaluación de la Generación.

Desde el surgimiento de la PCHE se ha incrementado progresivamente la producción de electricidad en esta instalación. En la tabla 2.14 se muestra el comportamiento de la generación desde septiembre 2011 hasta agosto de 2012.

Tabla 2.14 Generación promedio para el período Septiembre 2011-Agosto 2012.

Generación		
Meses	Año	P(kW)
Septiembre	2011	1596.99
Octubre	2011	839.47
Noviembre	2011	879.73
Diciembre	2011	1254.80
Enero	2012	1277.94
Febrero	2012	327.81
Marzo	2012	1727.76
Abril	2012	1715.49
Mayo	2012	1759.96
Junio	2012	1760.95
Julio	2012	1176.33
Agosto	2012	891.18

Además de este período se cuenta con los registros de la generación desde la puesta en marcha hasta el 2012. En la figura 2.8 se muestra el comportamiento anual de la misma.

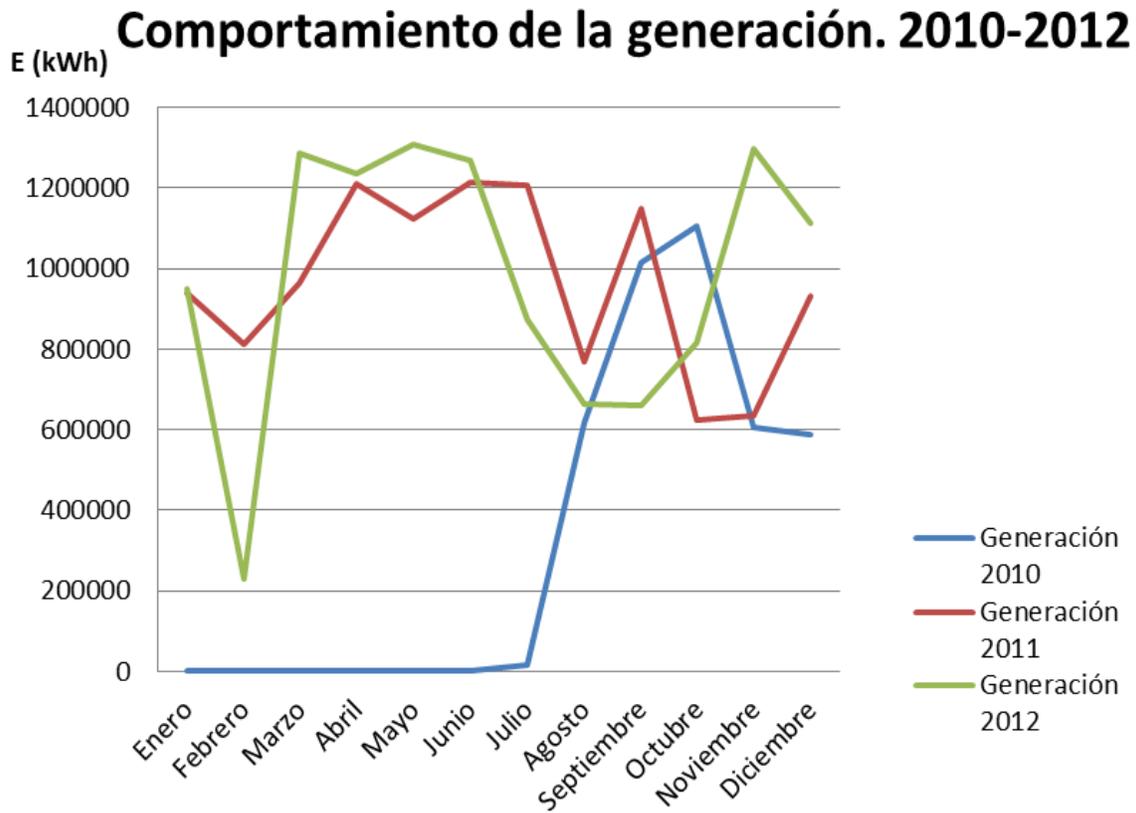


Figura 2.8 Comportamiento mensual de la energía durante el año 2010 hasta 2012.

La generación se ha mantenido inestable desde la puesta en marcha de la Pequeña Central Hidroeléctrica debido a las averías presentadas por los componentes del sistema de generación, proporcionando caídas en los picos de la misma en cada una de las interrupciones que han provocado al proceso. Se muestra que la pendientes de la curvas no se comportan estables alrededor de un valor .

## **2.5 Conclusiones del capítulo.**

1. Durante el período de estudio la PCHE entregó al SEN 27 236,146 MW.
2. El año 2012 resultó ser el de mayor aporte al SEN.
3. La generación de la PCHE satisface la demanda del circuito 6.

### Capítulo 3. Análisis de los resultados

#### 3.1 Introducción.

En este capítulo se exponen los resultados emanados del trabajo, a partir de un análisis de ahorro, así como el impacto medioambiental con el que se beneficia la empresa y el medio debido a la no emisión de CO<sub>2</sub>. En él se realiza la evaluación crítica de los resultados obtenidos a partir del trabajo realizado.

#### 3.2 Comportamiento generación vs demanda del Microsistema PCHE-circuito 6.

Partiendo de los registros horarios de generación y demanda se trabaja con los valores promedios estableciendo una relación que permite determinar la posibilidad de autoabastecimiento o no del circuito 6.

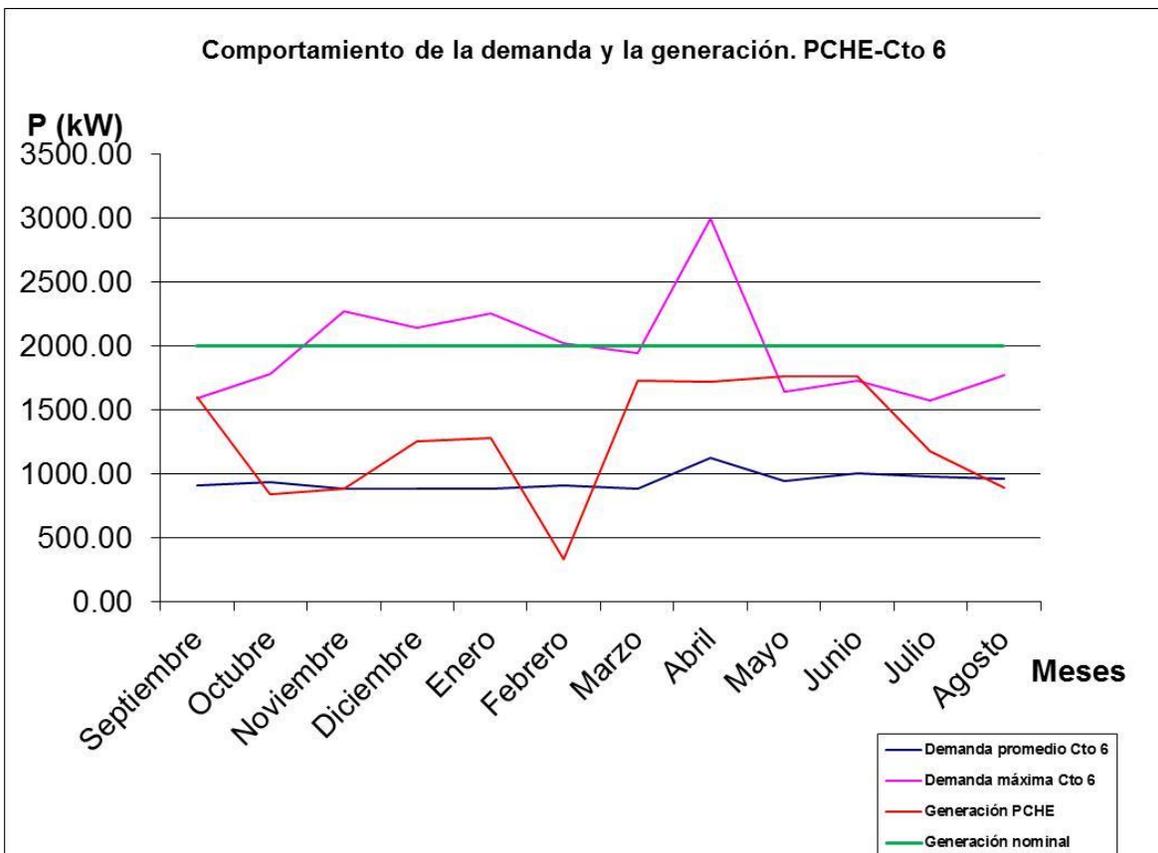


Figura 3.1 Relación entre las demandas media y máxima vs generación media.

En la figura 3.1 es apreciable que la demanda promedio del circuito 6 se satisface con la generación de la PCHE a plena capacidad. Por lo que es posible prescindir de la generación convencional desde el SEN, siempre que se garantice la estabilidad del microsistema. Sin embargo para los registros de demanda máxima aún funcionando la PCHE a plena capacidad no es posible cubrir la demanda.

En la figura 3.2, tabla 3.1 y figura 3.3, tabla 3.2, se muestra el comportamiento de la generación y la demanda del circuito 6 para un día típico del mes de abril y del mes de julio.

Tabla 3.1 Registros de demanda horaria.

Demanda horaria-generación. 1 de Abril de 2012.		
Horario	Demanda (kW)	Generación (kW)
12:00 AM	618,75	1952
1:00 AM	565,75	1897
2:00 AM	539,33	1904
3:00 AM	524,33	1914
4:00 AM	537	1920
5:00 AM	571,25	1920
6:00 AM	734	1920
7:00 AM	898,50	1918
8:00 AM	978,25	1922
9:00 AM	1053	1894
10:00 AM	1179	1948
11:00 AM	1298,50	1906
12:00 PM	1034,75	1924
1:00 PM	816	1912
2:00 PM	889,25	1922

Tabla 3.1 Registros de demanda horaria. (Continuación)

Demanda horaria-generación. 1 de Abril de 2012.		
Horario	Demanda (kW)	Generación (kW)
3:00 PM	1052,75	1918
4:00 PM	1274,50	1920
5:00 PM	1454	1867
6:00 PM	1484,25	1840
7:00 PM	1283,50	1982
8:00 PM	1060,75	1918
9:00 PM	955,50	1922
10:00 PM	827	1918
11:00 PM	815,60	1918

**Comportamiento de la demanda cto 6 vs generación PCHE.  
1ro de abril de 2012.**

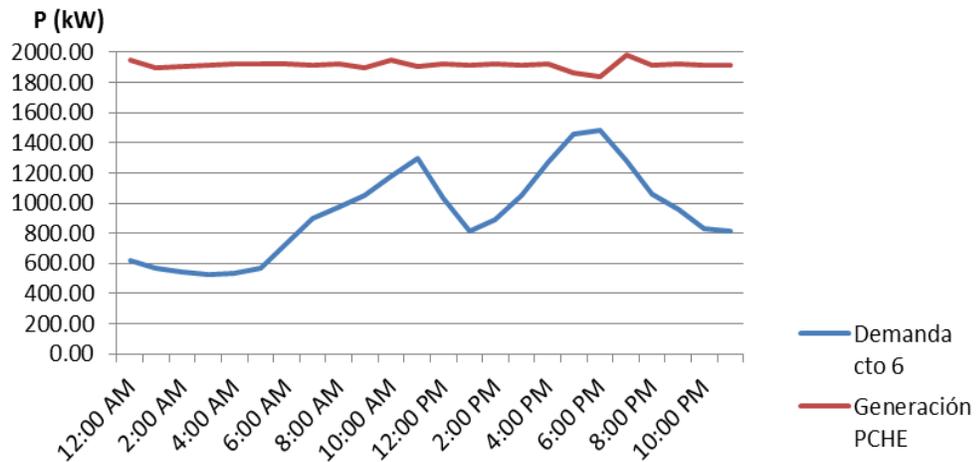


Figura 3.2 Comportamiento demanda-generación.

La generación estado estable y ha suplido la demanda del circuito 6 en todas las horas del día.

Tabla 3.2 Registros de demanda horaria.

Demanda horaria-generación. 3 de Julio de 2012.		
Horario	Demanda (kW)	Generación (kW)
12:00 AM	914	1796
1:00 AM	784	1794
2:00 AM	740	1796
3:00 AM	727	1704
4:00 AM	713	1804
5:00 AM	728	1804
6:00 AM	941	1802
7:00 AM	905	1806
8:00 AM	853	1804
9:00 AM	882	1808
10:00 AM	940	1804
11:00 AM	1104	1810
12:00 PM	1127	1810
1:00 PM	917	1818
2:00 PM	766	1162
3:00 PM	880	1812
4:00 PM	999	1803
5:00 PM	1236	1821
6:00 PM	1400	1704
7:00 PM	1447	1784
8:00 PM	1360	1810
9:00 PM	1113	1634
10:00 PM	1001	1604
11:00 PM	923	1800

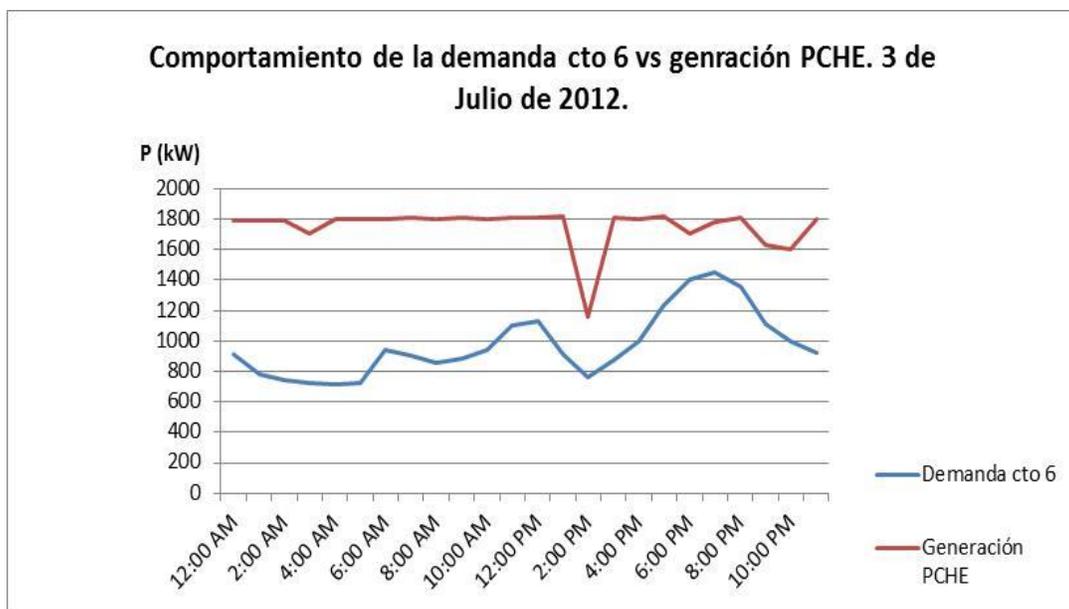


Figura 3.3 Comportamiento demanda-generación

### 3.3 Valoración técnico-económica.

Teniendo en cuenta la energía generada por la Pequeña Central Hidroeléctrica en los años de generación y valorando el combustible consumido por una termoeléctrica para obtener esta misma cifras de energía generada y tomando como referencia el precio del petróleo (diesel) en el día 25 de mayo del 2013 el cual era de 101.32 dólares el barril para el período de tiempo analizado se obtienen los costos en que se hubiesen incurrido de haberse utilizado la termoenergía y se obtuvieron los siguientes resultados por meses y años como se muestran en las tablas de la 3.3 hasta la 3.5.

Tabla 3.3 Ahorro y costo combustible según generación para el año 2010.

Meses	Costo de combustible (CUC)	Ahorro de combustible (t)	Generación (kWh)
Julio	9022,546	5	15135
Agosto	290540,166	161	618165
Septiembre	474609,2232	263	1013390
Octubre	519724,9928	288	1107100
Noviembre	283322,1292	157	604352
Diciembre	274298,57	152	586427
Total	1851517,627	1026	3944569

Tabla 3.4. Ahorro y costo combustible según generación para el año 2011

Meses	Costo de combustible (CUC)	Ahorro de combustible (t)	Generación (kWh)
Enero	442127,0444	245	940.812
Febrero	380769,6788	211	811.985
Marzo	452954,0996	251	965.704
Abril	568448,7676	315	1.212.067
Mayo	526952,1484	292	1.122.680
Junio	570253,2768	316	1.215.619
Julio	566643,2452	314	1.207.965
Agosto	360920,0776	200	768.510
Septiembre	539574,594	299	1.149.836
Octubre	292344,6752	162	624.569
Noviembre	297758,2028	165	633.403
Diciembre	438517,0128	243	933.568
Total	5437262,823	3013	11586718

Tabla 3.5 Ahorro y costo combustible según generación para el año 2012

Meses	Costo de combustible (CUC)	Ahorro de combustible (t)	Generación (kWh)
Enero	445330,7828	247	950.785
Febrero	106471,1088	59	228.156
Marzo	602736,4688	334	1.285.453
Abril	579275,8228	321	1.235.156
Mayo	613563,524	340	1.309.410
Junio	595517,4188	330	1.267.882
Julio	411448,3616	228	875.192
Agosto	310390,7804	172	663.038
Septiembre	310390,7804	172	660.160
Octubre	384378,6972	213	817.636
Noviembre	609954,5056	338	1.298.209
Diciembre	523334,0112	290	1.113.782
Total	5492792,262	3043	11.704.859

La generación mediante esta energía renovable no solo provoca un impacto económico por ahorro en inversión, sino que deviene en un impacto ambiental por la no emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera que genera también ganancias para la empresa, dejándose de emitir 21 789 toneladas desde la puesta en marcha de la PCHE, tal como se muestra en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 Resumen de impacto de la PCHE sobre el SEN y el medio ambiente.

Años	Total de generación (kWh)	Agua consumida (m <sup>3</sup> )	Combustible diesel ahorrado (t)	Costo de agua consumida (CUP)	Costo de combustible (CUC)	CO <sub>2</sub> Dejado de emitir(t)	Bonificación de CO <sub>2</sub> (CUC)
2010	3.944.569	35253220	1026	149125.93	1851518,64	3156	31 600
2011	11.586.718	110772715	3013	464017.84	5437257,757	9269	92700
2012	11.704.859	125.073.959	3043	570881.03	5491396,073	9364	93600
Total	27.236.146	271099894	7081	1184024,8	12780172,47	21789	217900

Para realizar los cálculos expuestos en las tablas anteriores se utilizaron las siguientes fórmulas:

$$Ca = Ic \cdot x \quad (3.1)$$

Donde:

Ca: es Combustible ahorrado

Ic: es índice de consumo por kW generado por una termoeléctrica (cte = 0.26)

x: es cantidad de kW generados

$$Cd = p \cdot q \quad (3.2)$$

Donde:

Cd: es costo de combustible diesel.

p: es precio del barril de combustible.

q: es cantidad de barriles.

$$Cac = Pa \cdot V \quad (3.3)$$

Donde:

Cac: es Costo del agua consumida.

Pa: es precio del m<sup>3</sup> y

V: es cantidad de m<sup>3</sup>.

$$Q = q \cdot y \quad (3.4)$$

Donde:

Q: es cantidad de CO<sub>2</sub> dejado de emitir a la atmósfera.

q: es cantidad de CO<sub>2</sub> emitido por kW generado (cte = 0.8).

y: es cantidad de kW generados.

$$IQ = Pq \cdot q \quad (3.5)$$

Donde:

IQ: es Ingreso por CO<sub>2</sub> dejado de emitir.

Pq: es precio por unidad de CO<sub>2</sub> dejado de emitir.

Del análisis de los valores relacionados en las tablas se obtuvieron los resultados siguientes:

Se ahorraron por concepto de combustible en los años 2010 ,2011 y 2012 1 851 518.64, 5 437 257.757 y 5 491 396.073 pesos en CUC respectivamente; obteniéndose un ahorro del período de 12 780 172.47 pesos en (CUC).

Luego de sustraerle al costo de combustible el costo del agua consumida (convertido de CUP a CUC), para la generación del período se obtiene un ahorro de 12 732 811.48 pesos en CUC, pero el ahorro total se contabiliza al sumar el ahorro que se obtiene de la operación anterior con la bonificación que percibe la empresa por el pago que se les realiza por la no emisión de CO<sub>2</sub>, el valor de el mismo asciende a 12 950 711.48 (CUC), lo cual equivale a una suma total de 323 767 787 de pesos en moneda nacional.

En las figuras 3.4 a la 3.6 muestran los gráficos que describen el comportamiento de los costos en que se hubiesen incurrido con la generación termoenergética para los distintos meses de los años que componen el período analizado. La irregularidad mostrada en los mismos se encuentra en correspondencia con los ascensos y descensos de la generación alcanzada en ellos.

En el año 2012 donde se alcanzaron las más altas cifras de energía entregada al SEN los costos han sido mayores. De forma general los costos se incrementan de un año a otro debido al incremento de la generación total en los años objeto de análisis, que comienzan en 2010 con un costo de 1 851 518.64 y terminan en el 2012 en 5 491 396.07, obteniéndose un aumento del costo en 3 639 877.43. En caso de que la energía registrada anualmente pudiera incrementarse hasta los máximos valores mensuales que se puedan generar se logra un incremento en el costo del combustible para generar la misma.

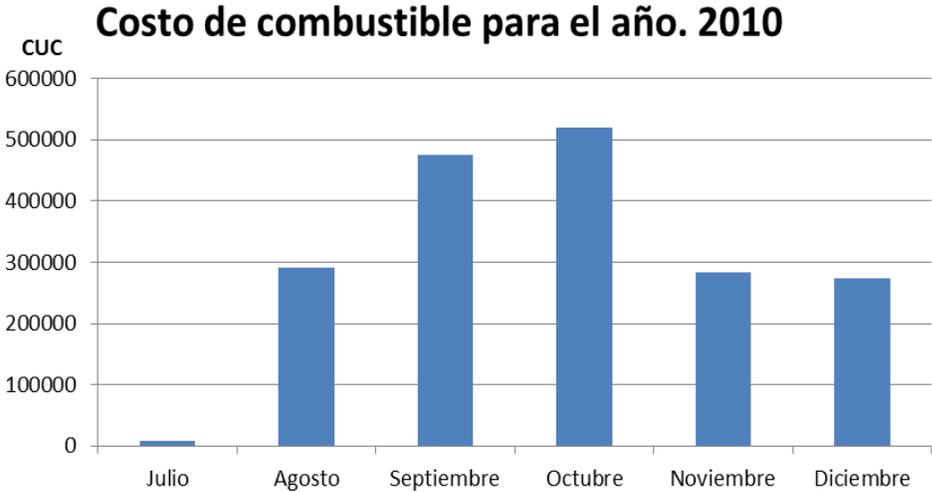


Figura 3.4 Costo de combustible del 2010

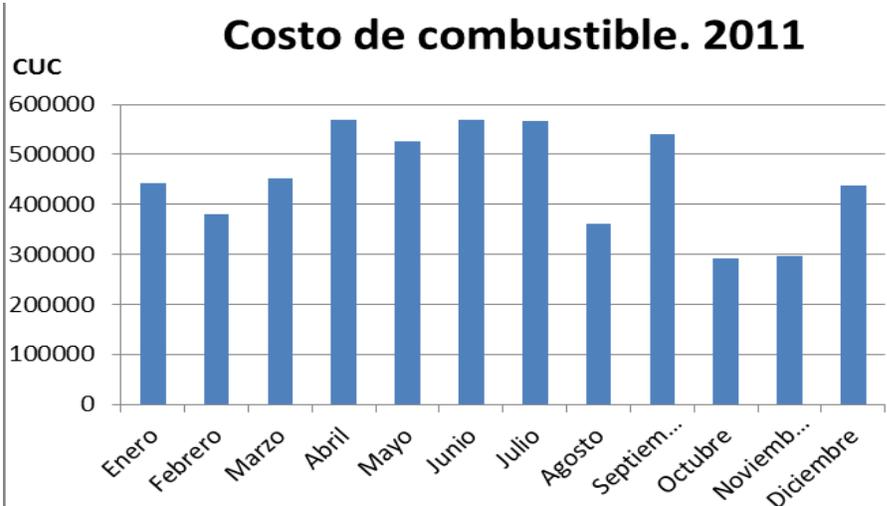


Figura 3.5 Costo de combustible del 2011

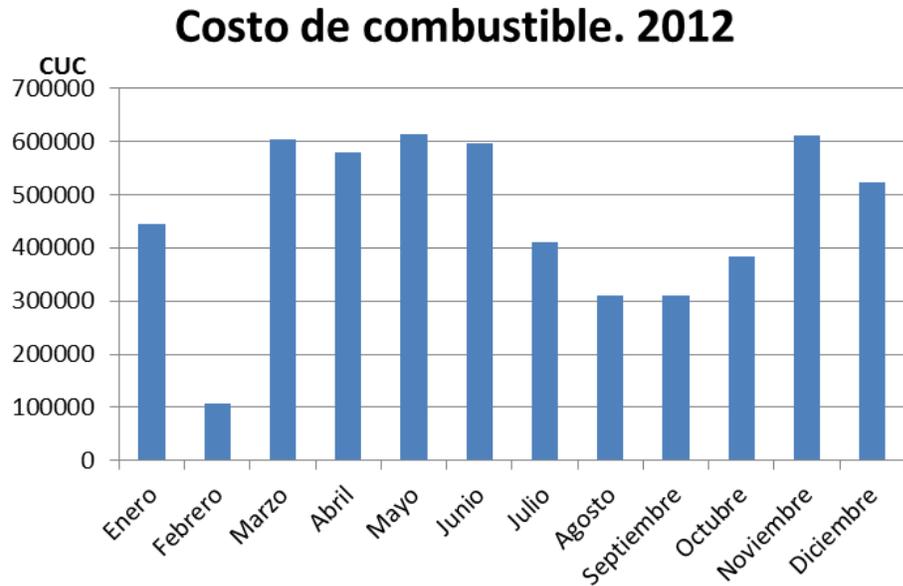


Figura 3.6 Costo de combustible del 2012

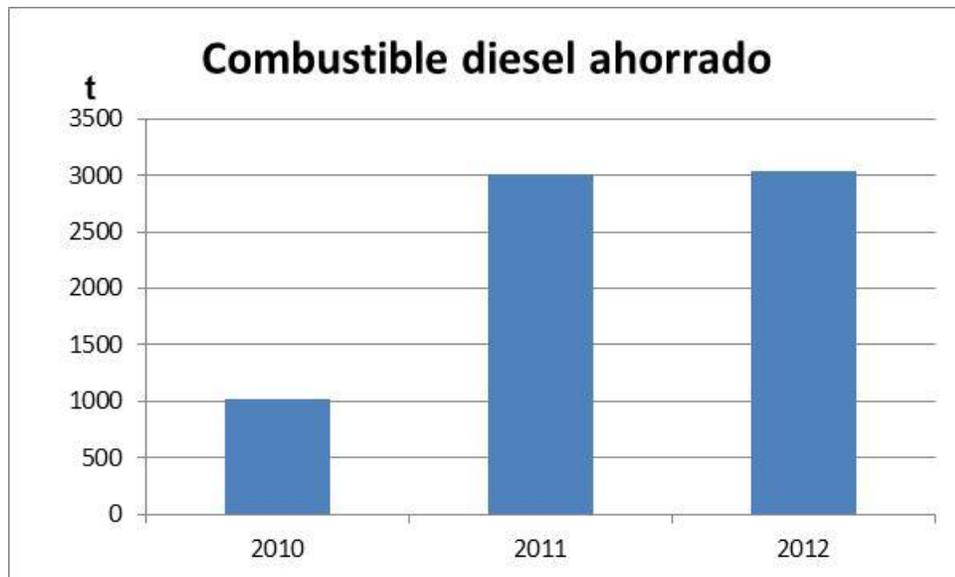


Figura 3.7 Combustible diesel ahorrado.

En la figura 3.7 se muestra en los 2011 y 2012 se ahorraron 3000 toneladas de diesel en cada uno de los mismos, siendo estas las mayores cantidades de combustible ahorrado para el período analizado.

### 3.3.1 Correspondencia entre generación y agua consumida.

El agua consumida que se expresa a través del volumen (V) se calcula de la siguiente forma:

$$V = E \cdot 367 / H \cdot \eta \quad (3.6)$$

Donde:

E: es energía.

H: carga.

$\eta$ : Eficiencia del generador.

En la figuras desde la 3.8 hasta la 3.11 se muestra el comportamiento del agua consumida con respecto a la generación de la PCHE para los tres años de funcionamiento de la instalación.

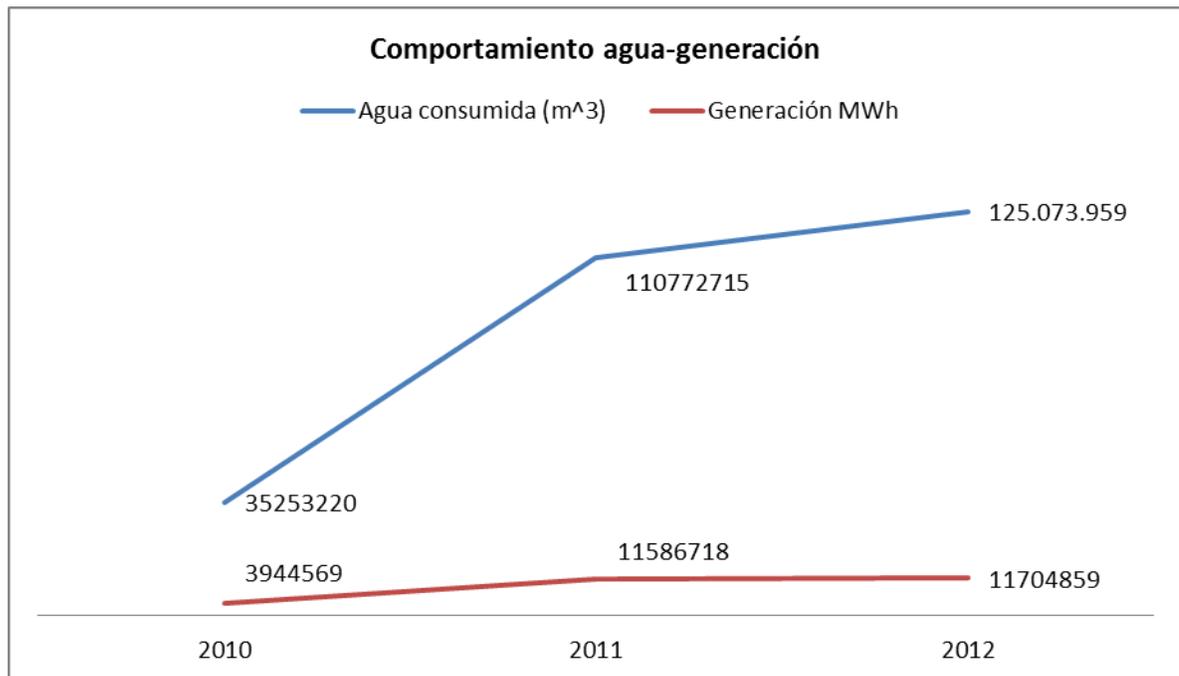


Figura 3.8 Correspondencia agua consumida-generación.

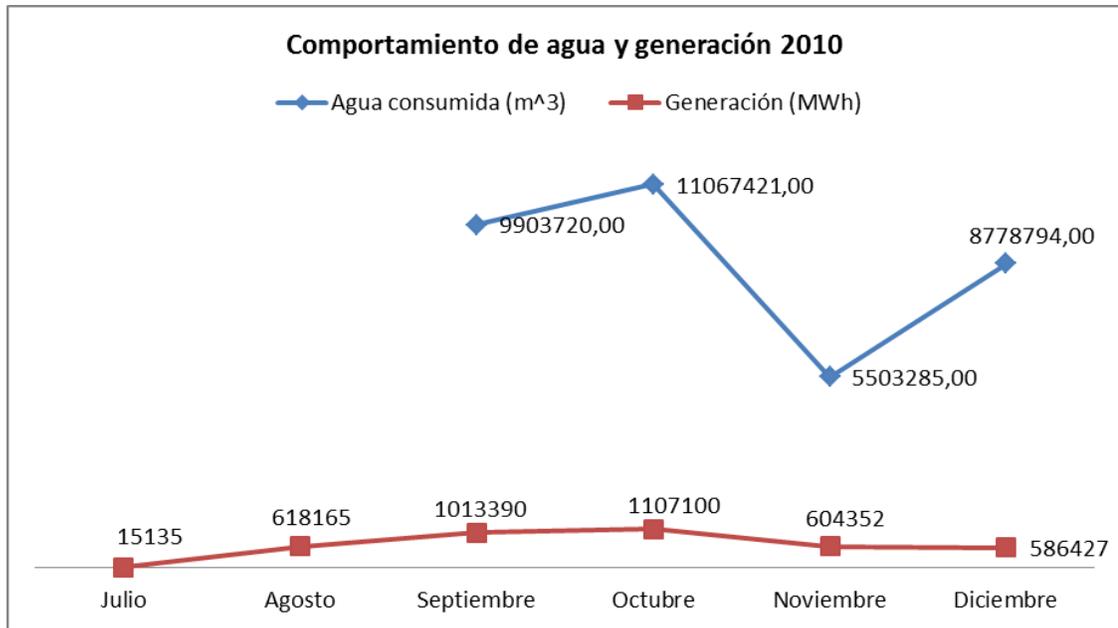


Figura 3.9 Correspondencia agua consumida-generación.

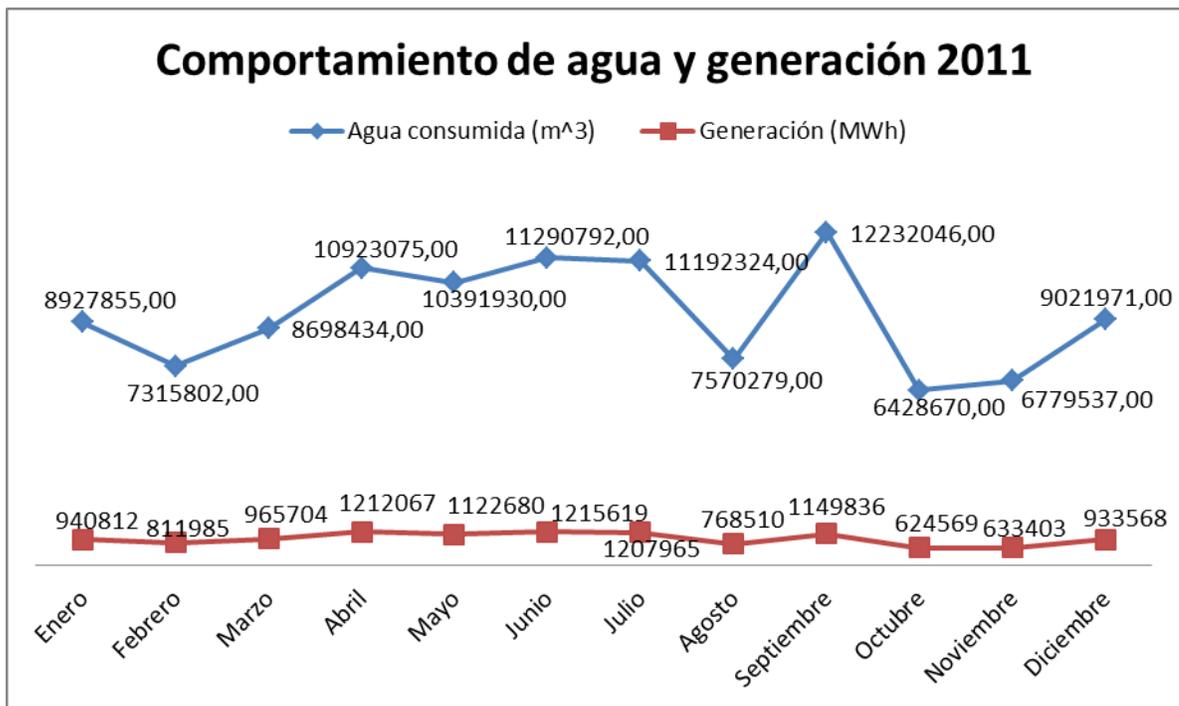


Figura 3.10 Correspondencia agua consumida-generación.

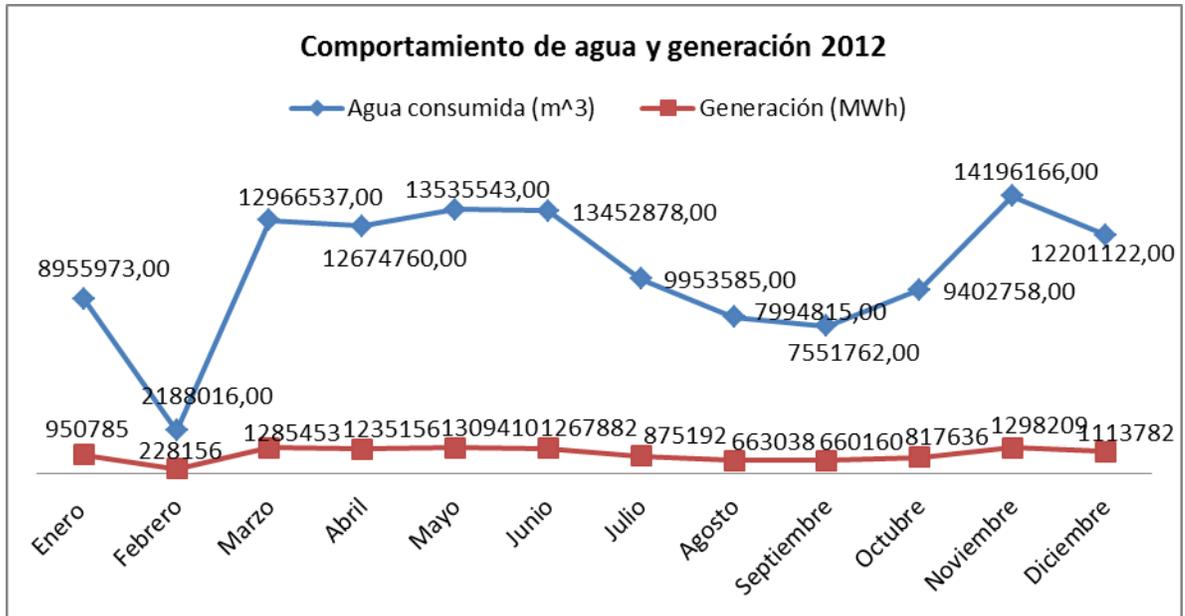


Figura 3.11 Correspondencia agua consumida-generación.

Para comprender el comportamiento del agua consumida en función del total de generación en cada uno de los años se debe partir de analizar que luego que el nivel del agua de la presa desciende a valores menores a 44 metros la carga de las turbinas disminuye y se necesita mayor cantidad de agua para generar los mismos 2 MW que en condiciones nominales. (Con una altura de la presa entre 44 y 57 metros).

Durante los primeros dos meses del año 2010 no se dio entrega del agua consumida, por condiciones específicas de organización en los primeros meses de puesta en marcha.

### **3.4 Conclusiones del capítulo.**

1. Los años con mayores ahorros por concepto de combustible son el 2011 y 2012 con 5 437 257.75 y 5 491 396.07 CUC respectivamente.
2. La generación de la PCHE desde su puesta en marcha ha permitido ahorrar 7 081 toneladas de diesel.
3. Se dejaron de emitir a la atmósfera 21 789 toneladas de CO<sub>2</sub>.
4. El impacto económico del período de generación es de 12 950 711.48 millones de CUC.

## **Conclusiones generales.**

- 1.- Del análisis del circuito 6 se concluye que la PCHE puede satisfacer la demanda promedio.
- 2.- Con la generación de energía eléctrica por la PCHE se han ahorrado 7 081 toneladas de diesel.
- 3.- Con la realización de la investigación se determinó que la PCHE ha permitido que se dejen de emitir 21 789 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.
- 4.- Con la puesta en marcha de la PCHE hasta diciembre de 2012 se han ahorrado 12 780 172.47 CUC.

### **Recomendaciones.**

- Se deben influir sobre los factores que provocan insuficiencias técnicas que afectan la generación para lograr que esta sea lo más estable y continua posible.
- Por la importancia de este tipo de generación limpia evaluar la instalación de una minihidroeléctrica aguas debajo de la PCHE.
- Continuar profundizando en la investigación de este tema.

## **Bibliografía.**

- [1]. COZ, FEDERICO; TEODORO SÁNCHEZ, BRUNO VIAÑA, JORGE SEGURA, LUÍS RODRÍGUEZ. *Manual de Mini y Micro Centrales. Hidroeléctricas*. 1995.
- [2]. *DIRECTOR GENERAL DE LA EMPRESA DE HIDROENERGÍA, del Ministerio de la Industria Básica (MINBAS)*.
- [3]. FERNÁNDEZ GUTIÉRREZ, NÉSTOR. *Minicentral Hidroeléctrica*. 2006.
- [4]. GRIGSBY, LEONARD L. ("Leo"), MARCOVICH, I. M. *Power System Stability and Control*, 1972.
- [5]. LEAÑO ROMAN, M.Sc. ING RAUL S. Texto de ELT260 Máquinas Eléctricas de c.a. Bolivia. 2011.
- [6]. LIMUSA Turbinas Hidráulicas- S.A. México, 1983.
- [7]. MARCOVICH, I M. Los regímenes de operación de los sistemas energéticos. La Habana, 1972.
- [8]. PUPO MARIÑO, ELIOSMAR. Reconfiguración de las Redes de Distribución del Municipio Moa en la zona urbana. Trabajo de diploma. ISMM. 2011.
- [9]. SMOLENSKI, IVANOV. Máquinas Eléctricas. Editorial Mir. Tomo II. 1984.
- [10]. TAYLOR & FRANCIS GROUP, LLC. *Specifications for Francis Type Hydraulic Turbines, Inlet Valves, Governing Equipment and Auxiliaries*. 2006.
- [11]. UNIÓN NACIONAL ELÉCTRICA. Dirección de generación distribuida. Generación distribuida en Cuba julio 2007. Ppt. Julio, 2007.
- [12]. VIAÑA, BRUNO. SEGURA, JORGE. RODRÍGUEZ, LUÍS. *Manual de mini y micro centrales hidroeléctricas*. 1995.
- [13]. <http://www.LaEnergíaHidráulica.htm>
- [14]. <http://www.LaHidroenergíaenCuba.htm>
- [15]. <http://www.hidro.cu/hidroenergía.htm>
- [16]. <http://www.uamerica.edu.co/pub/Mecanica/PlantasTermicas/GENERACION%2DISTRIBUIDA.pdf>

## Anexos

### Anexo #1 Resumen por provincia del estado actual de las Centrales por Potencia

Provincia	Conectadas al SEN		Aisladas		Fuera de Servicio		Total en Servicio	
	Cantidad	Potencia kW	Cantidad	Potencia kW	Cantidad	Potencia kW	Cantidad	Potencia kW
Pinar del Río	7	213	3	50	1	270	10	263
Cienfuegos	3	368	13	538,4	1	1000	16	906,4
Villa Clara	7	43511	2	70			9	43581
Santi Spiritus	2	2740	3	96			5	2836
Ciego de Ávila	1	1040					1	1040
Granma	4	6260	26	754,7	4	184	30	7014,7
Holguín	1	2000	8	229	3	233,7	9	2229
Santiago de Cuba	2	1850	20	972	2	60	22	2822
Guantánamo	2	2300	42	1001,6	15	588	44	3301,6
<b>Total</b>	<b>29</b>	<b>60282</b>	<b>117</b>	<b>3711,7</b>	<b>26</b>	<b>2335,7</b>	<b>146</b>	<b>63993,7</b>

## Resumen Nacional

No	Provincias	Obras	Pot. Inst.	Usuarios		Habitantes
			kW	Viv.	O.E.S	
1	Pinar del Río	11	533,0	104	12	452
2	Villa Clara	9	581,0	90	4	321
3	Cienfuegos	17	1906,4	668	51	2561
4	Sancti Spíritus	5	2836,0	74	4	183
5	Ciego de Ávila	1	1040,0	0	0	0
6	Holguín	12	2462,7	268	12	1154
7	Granma	34	7198,7	2034	114	11302
8	Stgo de Cuba	24	2882,0	2925	117	6448
9	Guantánamo	59	3889,6	2326	102	12569
<b>Total sin Hanabanilla</b>		<b>172</b>	<b>23329</b>	<b>8489</b>	<b>416</b>	<b>34990</b>
10	Cienfuegos(PSFV Cantarrana)	1	68	0	0	0
11	Hanabanilla	1	43000	0	0	0
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>43000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total con Hanabanilla</b>		<b>174</b>	<b>66397</b>	<b>8489</b>	<b>416</b>	<b>34990</b>

## Resumen de Instalaciones paralizadas

No	Instalaciones	Pot. Inst. kW	Cantidad de Unidades	Cantidad de clientes	Municipio	Tipo Aprovechamiento	Año de constr.	Estado Actual	Propuesta Realizar a
<b>Pinar del Rio</b>									
1	Piloto	270	1		Consolación. del sur	En Presa	1912	Inversión	FT Febrero 2013
<b>Cienfuegos</b>									
2	San Blas	1000	1		Cumanayagua	A filo de agua	1920-1987	Paralizada	Baja Temporal(montaje de un nuevo Hidrogrupo)
<b>Granma</b>									
3	Canaria I	70	1		Guisa	A filo de agua	1988	Mantenimiento General	Faltan 13 km de línea de interconexión al SEN Plan inversiones 2013
4	Canaria II	48	1		Guisa	A filo de agua	1988	Mantenimiento General	Faltan 13 km de línea de interconexión al SEN Plan inversiones 2013
5	Cepillo	30	1		Jiguaní	A filo de agua	2002	Mantenimiento General(falta Planta de	FT-Enero 2013

								Radio)	
6	Vicana	36	2x16		Media Luna	En Presa	1998	Mantenimiento General(falta Planta de Radio)	FT-Febrero 2013

### Holguín

7	La Mercedita	229,2	4x56		Moa	A filo de agua		Paralizada en proceso de traspaso del NIQUEL	Realizar proceso Inversionista 2014.
8	Colorado	1,5	1		Mayarí Abajo	En Presa		Paralizada	Reparación General 2013
9	Cayo Guam.	3	1		Moa	En Presa		Afectación parcial por Ciclón, Mantenimiento General	FT-Enero 2013

### Stgo de Cuba

				0					
10	El Codillo	30	1		Guama	A filo de agua	1988	Paralizada, dañada conductora, casa de máquina y equipamiento	ETE para rehabilitar en 2014
11	Sonador	30	1		Guama	A filo de agua	1987	No trabaja, no tiene usuarios, la conductora se utiliza en acueducto a la población	Se elabora expediente para dar baja

Guantánamo									
12	Jagueyón	0	1		El Salvador	A filo de agua	1988	Afectación total por evento meteorológico al embalse, equipamiento, línea eléctrica y casa de máquina.	ETE para rehabilitar 2014
13	La Tinaja	12	1	23	El Salvador	A filo de agua	1988	Los Clientes estan conectados ilegalmente al SEN	ETE para conectar al SEN
14	Batalla de Jobito	52	2		El Salvador	A filo de agua	1991	Afectación total por evento meteorológico al embalse, equipamiento y parcial a línea eléctrica y casa de máquina. No tiene cliente, al conectarse estos al SEN	ETE para rehabilitar y conectar al SEN
15	Santa Fe	5	1	56	El Salvador	A filo de agua	1992	Disponible pero no tiene capacidad para los clientes	ETE conectar al SEN

<b>16</b>	El Cuzco	145	1		El Salvador	A filo de agua	1992	Inversión 2013	Aprobada en Plan de inversiones 2013-2014
<b>17</b>	Vista Alegre	30	1	4	Yateras	A filo de agua	1990	Afectación en condutora por deslizamiento de tierra.	Se elabora expediente de baja, no es factible recuperarla, terreno vulnerable a los deslizamientos de tierra.
<b>18</b>	Tabajó	9	1		Baracoa	A filo de agua	1889	No trabaja, no tiene usuarios	Se elabora expediente de baja, no es factible poca disponibilidad de agua.
<b>19</b>	Alto de Camarones	3	1		Baracoa	A filo de agua	1988	No trabaja, no tiene usuarios	Se elabora expediente de baja, no es factible poca disponibilidad de agua.
<b>20</b>	Juncal	12	1		Baracoa	A filo de agua	1994	No trabaja, no tiene usuarios	Se elabora expediente de baja, no es factible poca disponibilidad de agua.
<b>21</b>	Los Tibet	30	1		Maisí	A filo de agua	1988	No tiene cliente, al conectarse estos al SEN.	ETE para interconectar al SEN

<b>22</b>	La Guira	30	1		Maisí	A filo de agua	1991	No tiene cliente, al conectarse estos al SEN.	ETE para interconectar al SEN
<b>23</b>	Arroyón I	260	1		S. Antonio del Sur	A filo de agua	1989	Rehabilitación por Inversión 2012	FT-Julio 2013
<b>24</b>	Arroyón II	0	1		S. Antonio del Sur	A filo de agua	1989	Afectación total por ciclón al equipamiento, línea eléctrica y casa de máquina.	ETE para rehabilitar
<b>25</b>	Maya	0	1		S. Antonio del Sur	A filo de agua	1995	Afectación total por ciclón al equipamiento, línea eléctrica y casa de máquina.	ETE para rehabilitar
<b>26</b>	Los Negritos	0	1		Manuel Tames	A filo de agua	1995	Afectación total por ciclón al equipamiento, línea eléctrica y casa de máquina.	ETE para rehabilitar

### Resumen de Cantidad de Instalaciones paralizadas por UEB

UEB	Total Paralizadas	Mtto	Inversión	ETE para rehabilitar	Propuesta a baja
Pinar del Rio	1		1		
Villa Clara	0				
Cienfuegos	1		1		
Granma	4	4			
Stgo de Cuba	2			1	1
<b>Holguín(Stgo)</b>	<b>1</b>	<b>1</b>			
<b>Holguín(Gtm)</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>		
Guantánamo	15		2	9	4
<b>Empresa</b>	<b>26</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>5</b>