AUTORIDAD DE ENERGIA ELECTRICA DE PUERTO RICO

SAN JUAN, PUERTO RICO

Num. 4253

Fecha: 4 de junio de 1990 9:02A.M.

Aprobado: Antonio J. Colorado
Secretario de Estado

Por:
Secretario Auxiliar de Estado

DIRECCION CABLEGRAFICA
PRLPA
DIRECCION TELEX AC
385714

APARTADO 4267
CORREO GENERAL
SAN JUAN, PUERTO RICO 00936

RESOLUCION NUMERO 1830

POR CUANTO, la Ley Federal PURPA (PL-95-617 de 1978) establece que las compañías de electricidad deben implantar programas para viabilizar proyectos de cogeneración y de producción de electricidad en pequeña escala con fuentes energéticas renovables; asuntos que reglamenta el "Federal Energy Regulatory Commission" (FERC) mediante la Orden Número 69; y

POR CUANTO, la reglamentación adoptada por FERC estipula que las compañías de electricidad, mediante el proceso de vistas públicas, establecerán tarifas para la compra de electricidad, adoptarán un plan para implantar procedimientos y condiciones de servicio que respondan a la reglamentación del FERC y proveerán información sobre costos a los proponentes de estos tipos de proyectos; y

POR CUANTO, la reglamentación adoptada por FERC dispone también que las compañías de electricidad deben tener disponibles tarifas de venta para suplir los siguientes servicios a cogeneradores y pequeños productores: Auxiliar, Suplementario, Interrumpible, y Mantenimiento; disposiciones con las que no contamos satisfactoriamente al presente en la tarifa de Potencia Eléctrica en Reserva (SBS); y

POR CUANTO, la Autoridad de Energía Eléctrica aprobó mediante la Resolución Número 1756 del 23 de abril de 1981, los términos y condiciones y tarifas de compra de energía para cogeneradores y pequeños productores de energía, en forma provisional, y la designación de un Panel Examinador para celebrar vistas públicas y considerar estos asuntos; y

POR CUANTO, el Panel Examinador, compuesto por el Lic. Raúl Torres Viera y el Ing. Milton Castro, celebró vistas públicas los días 29 y 30 de junio de 1981 en San Juan, Ponce, respectivamente, y ha sometido un informe con fecha del 26 de mayo de 1982, recomendando un documento de Tarifas y Condiciones de Servicio que recoge sustancialmente los cambios sugeridos en las vistas públicas, y también los cambios efectuados por la Autoridad a la tarifa SBS; y

POR CUANTO, la Autoridad de Energía Eléctrica ha recomendado también algunos cambios al documento final de Tarifas y Condiciones de Servicio para clarificar algunas disposiciones; y

POR CUANTO, la Autoridad de Energía Eléctrica en armonía con la política pública del Gobierno de Puerto Rico también reconoce los méritos de estas alternativas de conservación de energía;

POR TANTO, LA JUNTA DE GOBIERNO DE LA AUTORIDAD DE ENERGIA ELECTRICA RESUELVE:

1. Poner en vigor efectivo el 21 de enero de 1983 los términos y condiciones de servicio y las tarifas de compra de energía que se incluyen en el documento "Tarifas y Condiciones de Servicio para Cogeneradores y Productores de Electricidad en Pequeña Escala", enumerado como Exhibit 1134-A .

2. Sustituir, efectivo el 21 de enero de 1983, la actual tarifa SBS por la nueva tarifa de "Potencia Eléctrica en Reserva a Voltaje de Transmisión o Distribución Secundaria" (Standby Service at Transmission or Primary Distribution Voltage) enumerado en el Exhibit 1135-A .

APROBADO: 21 de enero de 1983

"EXHIBIT NUM. 1135"

Resolution # 100

Standby Service at Transmission or

Primary Distribution Voltage

Designation : Schedule SBS (Modified)

Available : In the entire territory of the Commonwealth of Puerto Rico

Applicability : This rate schedule will be applicable to industrial or commercial customers which operate generating equipment with a capacity of at least 25% of their load, and utilize the Authority's electric service to supplement their internally generated electrical energy, or which require temporary service during outages or maintenance periods of their generating equipment. The Customer's generating units may operate in paralle with the Authority system upon previous consent of the Authority and subject to the terms and conditions provided for this type of operation. Servic shall be rendered through one point of delivery for each industry and one or more meters, as required. Energy produced by Customer shall not be for resale to another entity. This service includes the purchase by the Authority of excess energy generated by Customer, subject to the available rate schedules for purchase of power, and with a separate meter. The customer shall have the option of requesting the following services:

1. Supplementary Service - Rider(a)
2. Auxiliary (Breakdown) Service- Rider(b)
3. Interruptible Service - Rider(c)
4. Maintenance Service - Rider(d)

Character of Service: Alternating current, 60 hertz, three or four wire, three phase, transmission or primary distribution voltage at the Authority's option. Transformers and substation facilities connected to the point of delivery are to be furnished by customer, or rented from the Authority, if the equipment is available, upon payment by Customer of 1.4% per month of the total cost, including materials used and equipment installed, plus the full labor charges and other incidental cost of installing and eventually dismantling such installation.

Definitions: For the application of this rate schedule, the following terms are defined:

1. Contracted Suplementary Load: The capacity in KVA contracted by Customer to serve his load in excess of his installed generation capacity, on a firm basis.
2. Contracted Auxiliary Load: The capacity in KVA contracted by customer to serve his load during outages of his generating equipment.

3. Contracted Interruptible load: The load in KVA contracted by Customer which shall be delivered only upon the availability of sufficient capacity in the Authority generation and transmission system. This load will be subject to curtailments at the request of the Authority or to automatic interruption by underfrequency relays, controlled by the Authority.

4. Contracted load for maintenance: The load in KVA contracted by Customer to be used only during defined periods of time equivalent to the maintenance period of his generating units, upon previous consulting and approval of the Authority.

Determination of Contracted Load: The Customer through a signed contract shall establish his maximum capacity requirements in KVA for each of the applicable riders and this shall be denoted as the contracted load. This load shall be in force through the entire contract period, except as changed by the Authority. Supplementary or Auxiliary contracted loads with specified seasonal variation shall be permitted only to sugar mills serviced at this rate, upon previous agreement by the Authority. The Authority shall exercise the right to establish the maximum KVA demand to be served under this rate, and shall not be bound to supply a demand higher than 110% of the contractual amount. If for two consecutive billing periods the Customer's maximum supplementary demand exceeds the contracted amount, then the higher established figure shall be used thereafter for billing until a new contracted load is agreed upon. In the case of sugar mills with seasonal loads, this new billing load shall be maintained only during the remainder of the given seasonal period.

To be elegible for the Auxiliary rider after the first year and successively thereafter, the customer must demonstrate through operation records that he has operated his generating equipment at least 20% of the time during the previous period. Otherwise he will be billed at the

demand charge of the applicable general service rate for this auxiliary load.

The Customer through a signed contract shall establish his contracted interruptible or maintenance load. This contracted load shall be in force until customer notifies the Authority, in writing, and the Authority agrees to modify the contracted interruptible or maintenance load. The Contracted maintenance load may be less than the Customer's installed name-plate generating capacity, but never it may be less than the total connected load of the industrial or commercial facility less the amount already designated as supplementary contracted load. The Authority shall exercise the right to establish the maximum KVA to be served on an "interruptible" or "maintenance" basis, and shall not be bound to supply a contracted "interruptible" or "maintenance" load which exceeds 110% of the contracted amount.

Special Requirements

In all cases where firm (supplementary, auxiliary, or maintenance service) and interruptible service are supplied at the same time through a single connection, the customer shall segregate with separate feeders the firm portion of his connected load from the interruptible portion, at the secondary bus of the interchange substation with the Authority. Customer owned generating equipment operating in parallel shall be connected to the firm capacity feeder only. The Authority shall

install and maintain an underfrequency relay which will disconnect automatically the customer's interruptible load if system frequency drops below 59.5 hertz during 20 seconds or 59.0 hertz without time delay. The customer shall install, at his own expense, a load limiter device at the firm load feeder (or feeders) in order to prevent the occurrence of a load 110% higher than that contracted for, when firm and interruptible services are simultaneously contracted.

For the Maintenance Service, a designated maintenance period schedule shall be specified, upon previous request of not less than three months, and upon approval of the Authority. This maintenance period shall not exceed a total time of 63 days in the annual contracted period, however, it may be split into various periods of either unequal or equal length, but never having a total length of more than 63 days for all combined during the annual contracted period. If for any reason, the actual maintenance period exceeds 63 days in the contract period, the customer shall be thereafter billed under rider(a) of this rate schedule for the entire maximum established load.

If meter readings of both energy and demand are measured at the secondary side of the customer's substation, they shall be referred to the primary side, which is the point of delivery, by including a correction to account for transformer losses.

Contracted Period: One year minimum, renewable yearly, thereafter.

RATE: The total bill shall consist of the following charges:

1) Fixed Monthly Customer Charge: $325.00

2) Monthly Energy Charge: The monthly energy charge for each KWH consumed by customer shall be the prevailing energy rate for the general service rates GSP or GST, whichever applies.

2) Monthly Fuel Adjustment Charge : The charge for KWH will be as defined by formula for schedule GSP or GST, whichever is applicable.

4) Monthly Demand Charge : One or more of the following riders as applicable.

Rider(a) Supplementary Service

The monthly demand charge shall be the higher of:

i. $3.50 per each KVA of contracted supplementary load.

i.i. $3.50 per each KVA of the customer's total maximum 15 minutes demand established during the month less the KVA load billed under the Auxiliary rider(b) or Maintenance rider(d), if any.

Rider(b) Auxiliary Service

The monthly demand charge shall be one of the following, as applicable.

i. $2.00 per each KVA of contracted auxiliary load, if customer contracts also for supplementary load.

i.i. The above charge, plus $3.50 per each KVA of maximum 15 minutes demand during the month in excess of the KVA of contracted auxiliary load. This option shall apply if customer does not contract also supplementary load.

Rider(c) Interruptible Service

The monthly demand charge shall be the higher of:

i. $1.60 per each KVA of contracted interruptible load.

i.i. $1.60 per each KVA of maximum 15 minutes demand established during the month.

Note: Interruptible loads will be metered separately from any other customer loads.

Rider(d) Periodic Maintenance Service

The demand charge shall be billed only during the periods previously designated as the maintenance period, and shall be one of the following, as applicable:

i. $1.75 per each KVA per week, or fraction thereof, of the contracted maintenance load or maximum 15 minutes demand established during the entire maintenance period, whichever is higher, multiplied by the number of weeks of maintenance period, except that the minimum aggregate charge for the various maintenance periods during a lapse of one year shall not be less than $7.00 per KVA. This option shall apply if customer does not contract also firm load under the Supplementary Service Rider.

i.i. $1.75 per each KVA per week, or fraction thereof of the contracted maintenance load, multiplied by the number of weeks of maintenance period, except that the minimum aggregate charge for the various maintanance periods shall not be less than $7.00 per KVA during the lapse of one year. This option shall apply if customer contracts also firm load under the Supplementary Service Rider.

Mainimum Bill: $325 per month plus the applicable demand charges.

Exhibit # 1134-A
Resolucion # 1830

TARIFAS Y CONDICIONES DE SERVICIOS PARA COGENERADORES Y PRODUCTORES DE ELECTRICIDAD EN PEQUEÑA ESCALA

DIVISION DE PLANIFICACION Y ESTUDIOS

Junio 1982

INDICE DE CONTENIDO

I. Introducción

II. Definiciones

III. Condiciones de Servicio

IV. Tarifas

V. Requisitos Generales para Operación de los "QF" con el Sistema de la Autoridad

VI. Requisitos Específicos

VII. Clasificaciones

VIII. Apéndices

a. Información Requerida para abonados programa cogeneración y generación en pequeña escala

b. Esquemas de equipo de medición para las distintas tarifas

c. Texto de las Tarifas

d. Ilustración del concepto de "costo evitado" y pronósticos de producción

REGLAS PARA PROYECTOS DE COGENERACION Y PEQUEÑOS PRODUCTORES DE ENERGIA

I. Introducción

En el año 1978 el Congreso de los E.E.U.U. aprobó una ley titulada "Public Utilities Regulatory Policies Act of 1978" (PL-95-617). Entre los propósitos de esta ley está el estimular la conservación de energía mediante el uso de cogeneración y pequeña producción de energía. Existe cogeneración cuando combustibles fósiles no renovables son usados para la generación simultánea de vapor y energía eléctrica. Por otro lado, la producción de energía en pequeñas cantidades surge cuando los recursos usados para la generación de electricidad son renovables.

La facultad para implantar la ley descansa en la Comisión Federal Reguladora de Energía (en los sucesivo llamada FERC). Para cumplir con su misión, la Comisión ha adoptado ciertos reglamentos. Específicamente la Orden No. 69 requiere que todas las empresas dedicadas a la producción de energía, no importa su tamaño, realicen ciertas actividades para asegurar que la cogeneración, así como los pequeños productores de energía, sean estimulados. En lo sucesivo la cogeneración así como pequeños productores de energía serán denominados "QF" (qualified facility) o "facilidad calificada".

La Autoridad de Energía Eléctrica, siendo una empresa de servicio público, ha desarrollado su propio plan para cumplir con la Orden No. 69 según emitida por la FERC. Todas aquellas entidades que deseen y estén capacitadas para entrar en un acuerdo para estos propósitos con la

Autoridad de Energía Eléctrica podrán hacerlo. Si dichas entidades tienen status de facilidad calificada "QF", son elegibles para solicitar servicio bajo las reglas que establece la "FERC" y la Autoridad.

II. Definiciones

Los términos según definidos en la Orden No. 69 (18 CFR Part 292) tendrán el mismo significado para estas reglas a menos que no se definan más adelante.

2.1 - Capacidad Confiable: La capacidad eléctrica dada a equipo de generación que reúne el criterio utilizado por la Autoridad para capacidad uniforme de equipo de generación. Este criterio incluye, pero no está limitado a, disponibilidad, confiabilidad, tipo de equipo y el grado de coordinación entre la facilidad calificada y la Autoridad.

2.2 - Crédito por Capacidad (Capacity Credit): El pago periódico que hará la Autoridad al "QF" en dólares por cada KW en base a la capacidad que el abonado tenga disponible para uso de la Autoridad.

2.3 - Crédito por Energía (Energy Credit): Pago periódico que hará la Autoridad por cada KWH que el "QF" le venda a la Autoridad en el período comprendido de facturación.

2.4 - Capacidad Agregada (Aggregate Capacity): Suma de las capacidades confiables de uno o más generadores conectados en el sistema del "QF".

2.5 - Energía: Energía eléctrica medida en kilovatios-hora en el punto de medición.

2.6 - Punto de Medición: El punto o los puntos donde la energía y/o demanda son medidos.

2.7 - Punto de Interconexión: El punto o puntos en donde la facilidad calificada va a recibir o entregar energía o capacidad y energía bajo condiciones normales de operación.

2.8 - Normas de la Autoridad: Cualquiera de las prácticas, métodos y actos relacionados o aprobados por una parte significante de la industria eléctrica concerniente a confiabilidad, seguridad y tramitación adoptadas por la AEE.

III. Condiciones de Servicio:

Las condiciones enumeradas en este párrafo aplican para todas las facilidades calificadas servidas por estas reglas.

3.1 - El abonado deberá lograr status de "facilidad calificada" de acuerdo a los requisitos y reglas del FERC, y obtener los permisos de las diversas agencias concernidas, antes de ser efectivo cualquier contrato de venta de energía con la Autoridad.

3.2 - La Autoridad comprará energía o capacidad y energía a cualquier facilidad calificada que ofrezca vender energía o capacidad y energía, sujeto a la disponibilidad de las tarifas aplicables. El abonado podrá optar por:

a- Vender la totalidad de su producción eléctrica a la AEE y comprar de ésta sus necesidades totales, o

b- Vender a la AEE el excedente de su producción y comprar

simultaneamente cuando su producción sea menor a su carga.

3.3 - La Autoridad venderá cualquier capacidad y energía requerida por la facilidad calificada a la misma. Se le facturará bajo el contrato programado aplicable a Servicio Residencial, Servicio General, o Servicio de Potencia Eléctrica en Reserva; según sea aplicable.

3.4 - La Autoridad ofrecerá una tarifa de servicio auxiliar, suplementario, servicio de mantenimiento, o servicio interrumpible a la facilidad calificada si ésta lo requiere.

3.5 - La facilidad calificada deberá ejecutar un acuerdo por escrito con la Autoridad sobre las condiciones de servicio. Véase Apéndice No. 1 sobre información requerida.

3.6 - La facilidad calificada indemnizará y relevará de daños a la Autoridad de cualquier situación con responsabilidad legal que surja como consecuencia de la operación o interconexión de las facilidades del abonado al sistema eléctrico de la Autoridad, siempre y cuando la causa de la situación no sea de naturaleza fortuita, o de fuerza mayor, o de otra naturaleza no imputable al abonado.

3.7- A requerimiento de la facilidad calificada la Autoridad proveerá suficiente información que le permita al cliente determinar la efectividad del costo de la facilidad calificada si la misma va a operar conforme a estas reglas.

3.8 - Cualquier costo de interconexión en que incurra la Autoridad debido a la interconexión de la facilidad calificada que esté por encima de los costos de interconexión en que normalmente se incurra en la conexión de un servicio a un abonado que no genere su propia electricidad y que sea comparable, serán de la responsabilidad de la facilidad calificada. Los costos adicionales de interconexión podrán ser amortizados al por-ciento de interés prevaleciente en la AEE para casos de extensiones de líneas sobre un periodo de tiempo no mayor que el tiempo de duración del contrato de compraventa entre la Autoridad y la facilidad calificada.

3.9 - La Autoridad podrá desconectar sin previo aviso la facilidad calificada durante una emergencia o anormalidad en el sistema, proveyendo que tal interrupción está fundada en una base no discriminatoria.

3.10- Si en opinión de la Autoridad los costos de interconexión y/o el trabajo a llevar a cabo por parte de la Autoridad para proveer las facilidades de interconexión son excesivos, la facilidad calificada hará un pago por adelantado a la Autoridad, según sea determinado por ésta, para cubrir los gastos en exceso por concepto de la interconexión.

IV. Tarifas

En conformidad con la Sección 210 de PURPA, se han desarrollado tres (3) tarifas para la compra de energía a cogeneradores y productores de energía renovable en pequeña escala. Estas incluyen las diversas posibilidades de operación, enumeradas a continuación:

TARIFA	TIPO DE CONTRATO	DISPONIBILIDAD
GPE - 1	Compra de energía exclusivamente	Todos los abonados que operen facilidades calificadas
GPE - 2	Compra de energía y capacidad	Todos los abonados que operen facilidades calificadas
GPE - 3	Igual a GPE-2, con contrato de disponibilidad de capacidad a largo plazo	Todos los abonados que operen facilidades calificadas y despachables por la Autoridad

El texto completo de estas tarifas se acompaña en el Apéndice C. Estas han sido diseñadas, en términos generales, en conformidad con las reglas promulgadas por la "FERC" y en base a los costos estimados de producción "evitados". Bajo estas tarifas, se comprará la energía neta total que supla el abonado a las líneas de la Autoridad. El abonado tendrá la opción de vender energía excedente a sus necesidades internas en los períodos en que esto ocurra, o vender la producción total del "QF" y comprar a la AEE, a la vez, la energía total requerida en su proceso industrial o doméstico. Bajo esta segunda alternativa la AEE puede requerir a su discreción toma separada para ambos servicios.

El abonado tiene la opción de acogerse a cualquiera de las tarifas aquí descritas, sujeto a la disponibilidad de las mismas. No obstante, la tarifa GPE-1 es mas factible para procesos de generación que no tienen una alta confiabilidad de operación, servicios pequeños cuya disponibilidad es ocasional, o en todo caso en que el abonado no desee efectuar un contrato de servicio a largo plazo. Bajo ésta no obtiene crédito por capacidad, mas no tiene penalidad por no-disponibilidad del equipo. Las tarifas GPE-2 y GPE-3 están diseñadas para facilidades que puedan garantizar una disponibilidad aproximada de 70% en su capacidad excedente. Contienen créditos

por capacidad, pero tienen penalidades graduales según disminuye la disponibilidad. En la tarifa GPE-3 se obtiene un crédito mayor por capacidad. En este caso las unidades deben ser despachables a opción de la Autoridad, debe firmarse un contrato a largo plazo y debe establecerse la necesidad de capacidad generatriz por parte de la AEE, para ser aplicable.

El crédito por energía es idéntico para las tres opciones.

V. Requisitos Generales para operación de los "QF" en paralelo con el sistema de la Autoridad

Será la política de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico permitir a cualquier abonado calificado operar su equipo de generación interconectado con el sistema, siempre que se haga sin efectos adversos para con el público en general, el equipo, o el personal de la Autoridad. Se deben instalar dispositivos protectores, especificados por la Autoridad, en todo lugar donde un abonado desee generar en paralelo con la Autoridad. El propósito de estos dispositivos es proteger al público en general y las facilidades y el personal de la Autoridad de daño debido a fallas producidas por la generación del abonado, o por la utilización del equipo del abonado durante averías en el sistema de la Autoridad.

Todo generador perteneciente a un abonado, cuya capacidad sea mayor de 10 KVA debe ser trifásico y estar conectado a un circuito trifásico. Los generadores monofásicos cuya capacidad sea de 10 KVA o menor pueden conectarse en paralelo al sistema de la Autoridad. Estas instalaciones estarán sujetas a los mismos requisitos generales que las instalaciones trifásicas.

La Autoridad no asumirá ninguna responsabilidad por la protección del generador (o generadores) del abonado; ni ninguna otra porción de el equipo eléctrico asociado a éste. El abonado es completamente responsable de la protección de su equipo generatriz de tal manera que cualquier falla o trastorno en el sistema de la Autoridad no le cause daño a éste.

VI. Requisitos Especificos

6.1 - El abonado debe ser dueño y debe operar y mantener los dispositivos protectores (relés, interruptores automáticos, etc.) requeridos para seccionalizar cualquier falla producida en su generador.

6.2 - Debe proveerse un dispositivo (interruptor) controlable por la Autoridad y el abonado que física y visualmente abra el circuito de enlace de la Autoridad con el "QF". El dispositivo:

a- Debe abrir todos los cables que van al dispositivo, incluyendo el neutral.

b- Debe ser operable por personal de la Autoridad a cualquier hora, sin notificar al "QF"; y su acceso no debe estar restringido.

c- Debe abrir con carga y permanecer abierto.

d- Debe estar accesible, queriéndose decir por accesible que el personal de la Autoridad pueda ir directamente a él sin ningún tipo de restricción, tales como verjas, autorización del abonado, guardias, u otros.

6.3 - Todos los dispositivos protectores que se instalen para proteger el sistema de la Autoridad del sistema instalado por el abonado, serán especificados por la Autoridad.

6.4 - El diseño e instalación de los dispositivos protectores deberá estar de conformidad con:

a- Código Eléctrico Nacional

b- Instituto de Estándares Nacionales Americano

c- Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos

d- Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos

e- Cualquier otro código nacional o local aplicable

En caso de que exista algún conflicto entre los códigos antes mencionados, la Autoridad decidirá cuál debe ser usado.

6.5 - El abonado debe proveer el equipo protector que sea especificado de acuerdo a la Sección 6.3 para aislar su(s) generador(es) si la línea de la Autoridad a la cual se encuentra conectado queda fuera de servicio.

6.6 - La instalación y verificación de todos los dispositivos protectores de enlace con la Autoridad debe ser supervisada y aprobada por la Autoridad.

6.7 - Todos los ajustes de los relés en el enlace serán especificados por la Autoridad y mediante acuerdo con el abonado.

6.8 - La Autoridad se reserva el derecho a inspeccionar todo el equipo protector, incluyendo relés, interruptores automáticos, etc., en el lugar de enlace. Dicha inspección puede

incluir el disparar el interruptor del enlace por medio de los relés protectores.

6.9 - El abonado será responsable por el mantenimiento periódico del equipo protector en el lugar de enlace. Además, debe tener informes de mantenimiento periódico completo de este equipo. Este mantenimiento debe estar de acuerdo a las guías y especificaciones del manufacturero, los cuales deberán tener el visto bueno de la Autoridad.

6.10 - Será suficiente motivo para descontinuar el servicio de operación en paralelo entre la Autoridad y el abonado, el abandono por parte de éste del mantenimiento periódico del equipo protector.

6.11 - La Autoridad se reserva el derecho de desconectar el servicio de operación en paralelo por las siguientes razones:

a- Que la inspección del equipo de protección revele una condición peligrosa, falta de mantenimiento o falta de informes y records de mantenimiento.

b- Que el equipo de generación del abonado interfiera con otros abonados y con la operación del sistema de la Autoridad.

c- Cuando una emergencia así lo requiera. En estos casos podrá desconectarse el dispositivo de enlace sin que medie notificación previa al abonado.

6.12 - El abonado debe ser advertido de que ciertas condiciones en el sistema de la Autoridad pueden ocasionar el que fluyan corrientes de secuencia negativa hacia el generador del

abonado. No es responsabilidad de la Autoridad proteger el equipo del abonado de corrientes de secuencia negativa excesivas.

6.13 - Si la Autoridad así lo determinase, en circuitos radiales de transmisión, subestación, y distribución primaria, se instalará un transformador de potencial y un aparato de verificar voltaje en el interruptor automático del alimentador de la subestación suplidora de energía. Este aparato estará diseñado de forma tal que no permita el re-cierre manual o automático a una línea energizada del lado de la carga, de modo que el enlace no pueda re-establecerse accidentalmente (después de una falla en el diferencial de barra, por ejemplo), con el generador del abonado fuera de fase con el sistema de la Autoridad. De esta forma, si la generación del abonado permanece conectada a una línea aislada, sin falla, será necesario pedirle al abonado que desconecte manualmente su máquina, para que el interruptor automático de la subestación suplidora de energía pueda ser re-cerrado, y el circuito sea reconectado a la barra fuente. Si un abonado puede ser conectado a más de un circuito de la Autoridad, el aparato de verificar voltaje debe ser instalado en los circuitos alternos, tanto como en la fuente primaria.

6.14 - La interconexión de el equipo generatriz del abonado con la Autoridad no debe ocasionar ninguna reducción en la calidad del servicio que se le provee a otros abonados, o permitir

voltajes, frecuencias o interrupciones anormales. La Autoridad tendrá que aprobar un set de planos estableciendo todos los dispositivos protectores para su propia y segura interconexión previo a su instalación.

6.15 - El abonado será totalmente responsable de la propia sincronización de su generador con el sistema eléctrico de la Autoridad.

6.16 - El abonado no debe energizar un circuito de la Autoridad que esté desenergizado y será responsable por cualquier situación peligrosa que surja si ésto es hecho.

6.17 - La Autoridad puede requerir que se instale un canal de comunicación como parte del sistema de relés protectores. Este canal será determinado por la Autoridad.

6.18 - Si se requiere que la Autoridad trabaje en los predios del abonado, todas las reglas de seguridad deben de satisfacerse de conformidad con la Autoridad antes de realizarse el trabajo. Todo trabajo realizado será con cargos al dueño.

6.19 - Aumentos en corriente de falla o condiciones especiales de operación causadas por el generador(es) del abonado pudieran requerir la instalación o reemplazo de equipo existente en el sistema de la Autoridad. Estos cambios de equipo se harán como parte de la operación en paralelo y con costos al dueño.

6.20 - En el caso de facilidades sobre 50 KW de capacidad generatriz, el abonado deberá generar su propia demanda reactiva, KVAR, para satisfacer un factor de potencia entre 85% y 95% atrasado en su equipo generatriz.

6.21 - La potencia suplida por el abonado tendrá una frecuencia de 60 Hertz sinosoidal con distorción harmónica tal que el valor RMS del contenido harmónico sea igual o menor que 10% del valor RMS de la fundamental y una regulación de voltaje de ± 5% del valor nominal.

6.22 - Si así lo determinara la Autoridad, el generador(es) del abonado deberá ser aislado del equipo propiedad de la Autoridad por medio de un transformador. Este transformador será conectado de forma tal que aisle el circuito de secuencia cero de la Autoridad del circuito de secuencia cero del equipo del abonado. La Autoridad decidirá la conexión a utilizarse, sea esta delta, estrella sólido a tierra, estrella a tierra a través de una impedancia o flotante.

6.23 - Sistemas que generan corriente directa y utilizan convertidores para cambiar ésta a corriente alterna deberán estar provistos de dispositivos que aislen su sistema de la Autoridad si no hay voltaje en la línea de la AEE o si el voltaje se reduce en 20%, o más del valor nominal. En adición, se proveerá un transformador de aislación entre el convertidor y el sistema de la AEE para impedir la transferencia de corriente directa durante condiciones anormales en el sistema del abonado.

VII. Clasificaciones

Las instalaciones deben ser clasificadas por sus principales características de operación y capacidad eléctrica. Una unidad generatriz

grande se define como aquel generador* de 3 MW o más. Todos los demás generadores trifásicos serán considerados como unidades pequeñas.

El aumento en el nivel de protección requerido para aquellas instalaciones con una generación mayor de 3MW se debe a que estas unidades ejercen una mayor contribución al sistema durante una falla de corto circuito y al aumento en la inversión de costo que debe hacer la Autoridad para la adquisición del equipo de la subestación. A mayor capacidad de los transformadores y los interruptores utilizados para servir la demanda al abonado, más rápido y sensitivo será el equipo requerido y por consecuencia más costoso.

Las instalaciones serán clasificadas de la siguiente forma:

A. Clase 1

Generador con capacidad igual o mayor de 3 MW, 3 fases, conectado a las líneas del sistema eléctrico y permitiendo el flujo de energía en ambas direcciones.

1. Se conectará al servicio suplido por líneas de transmisión, con voltaje nominal de 38 KV ó 115 KV.
2. Normalmente proveerá el intercambio de energía en ambas direcciones.

B. Clase 2

Generador con capacidad igual o mayor a 3 MW, 3 fases, conectado a las barras del sistema de alto voltaje y permitiendo el flujo de energía en ambas direcciones.

1. Se conectará a las barras del sistema de transmisión, con voltaje nominal de 38 KV ó 115 KV.

---

* Para fines de esta sección, el término "generador" se usa para definir una sola unidad o el agregado de varias unidades. La capacidad del "generador" es pues la suma de las capacidades individuales de cada unidad.

2. Normalmente proveerá el intercambio de energía en ambas direcciones.

C. Clase 3

Generador con capacidad igual o mayor a 3 MW, 3 fases, conectado a una línea de transmisión radial y permite el flujo de energía en ambas direcciones.

1. Estará atado a una línea radial de 38 KV ó 115 KV.

D. Clase 4

Generador con capacidad menor de 3 MW, 3 fases, conectado a una línea radial y que permita el flujo de energía en ambas direcciones. Se podrá conectar a voltaje de distribución primario o secundario, a opción de la Autoridad.

1. Conectado a un circuito radial.
2. Proveerá intercambio de energía en ambas direcciones, como modo normal de operación.

E. Clase 5

Generador con capacidad menor de 10 KVA, monofásico, conectado a una línea radial.

1. Conectado a un circuito radial a voltaje de distribución secundaria.
2. Provee el intercambio de energía como modo normal de operación.

F. Clase 6

Generador con capacidad mayor de 3 MW, trifásico, conectado a una línea de transmisión de 38 KV ó 115 KV.

1. Esta clase puede ser usada en el caso donde la demanda del abonado excede ampliamente su capacidad generatriz.
2. No permite el intercambio de energía del abonado a la Autoridad.

G. Clase 7

Generador con capacidad menor de 3 MW, trifásico, conectado a una línea radial a voltaje de distribución primaria o secundaria, a opción de la Autoridad.

1. Esta clase puede ser usada en el caso donde la demanda del abonado, excede ampliamente su capacidad generatriz.
2. No permite el intercambio de energía del abonado a la Autoridad.

A continuación un resumen tabulado de los requisitos mínimos de protección a usarse en los casos arriba mencionados.

TABLA 1

RELES MINIMOS DE PROTECCION *

Clase	Capacidad Generador (MVA)	Tipo Relés Protección (Ver Tabla 1 - A)
1	3-10	1, 4, 5, 6
	> 10	1, 3, 4, 5, 6
2	3-10	1, 4, 6
	> 10	1, 3, 4, 6
3	3-10	1, 4, 5, 6
	> 10	1, 3, 4, 5, 6
4	< 3	2, 6
5	< 0.01	2, 6
6	3-10	1, 4, 5, 6
	> 10	1, 3, 4, 5, 6
7	< 3	2, 6

> MAYOR DE

< MENOR DE

TABLA 1-A

RELES DE PROTECCION

Tipo	Descripción	Núm. de Dispositivo
1	Sobrecorriente de tiempo con elemento instantáneo	50-51
2	Sobre-corriente	51
3	Diferencial	87
4	Pérdida de exitación de campo	40
5	Sobre voltaje de secuencia cero	59
6	Sobre y bajo voltaje	59-27 (este relé será requisito a opción de la Autoridad)

* NOTAS:

1. Esta tabla no incluye relés de sincronización debido a que éste es un dispositivo de control necesario que tendrá el abonado de acuerdo a su equipo particular.
2. En instalaciones menores de 3 MVA (Clases 4, 5, y 7) se permitirán a opción de la AEE dispositivos alternos de protección para sobrecorriente tales como fusibles, interruptores de tipo termal, o termal magnético, siempre y cuando tengan la aislación y capacidad interruptiva adecuada.
3. En instalaciones menores de 3 MVA (Clases 4, 5, y 7) el abonado podrá optar por relés o protección por sobrecorriente electrónica.

TABLA II

METROS DE MEDICION

Clase	Capacidad Generador (MVA)	Tipo Metro Medición (Ver Tabla II - A)
1	3-10 > 10	1, 2, 3, 4, 5, 6
2	3-10 > 10	1, 2, 3, 4, 5, 6
3	3-10 > 10	1, 2, 3, 4, 5, 6
4	< 3	1, 2 (3, 4, 5, 6 de acuerdo a la tarifa aplicable)
5	< 0.01	1, 2 (3, 4 de acuerdo a la tarifa aplicable)
6	3-10 > 10	1, 3, 5
7	< 3	1, 3, 5

TABLA 11 - A

METROS DE MEDICION

Tipo	Descripción
1	KWH suplido al abonado
2	KWH suplido a la Autoridad
3	KW suplido al abonado
4	KW suplido a la Autoridad
5	KVA suplido al abonado
6	Factor de potencia del generador

Los requisitos indicados en la Tabla I son los mínimos a usarse y bajo ninguna circunstancia elimina la responsabilidad del abonado a instalar cualquier otro equipo de protección requerido por la Autoridad. La A.E.E. se reserva el derecho de pedir cualquier protección adicional, para salvaguardar la ciudadanía en general, sus facilidades y personal del daño causado por fallas en la unidad de generación del abonado, o por la utilización del equipo del abonado. También se reserva el derecho de evaluar las facilidades calificadas en sus méritos.

A P E N D I C E - A

Cuestionario de Información Requerida para Cualificar Cogeneradores y Pequeños Productores de Energía

APENDICE A

FECHA _____

INFORMACION REQUERIDA

PARA

ABONADOS PROGRAMA COGENERACION Y GENERACION EN PEQUEÑA ESCALA

I. Información General

1. NOMBRE DEL ABONADO: _____
2. NUMERO ACTUAL DE CUENTA: _____
3. TARIFA ACTUAL: _____
4. DIRECCION DE SERVICIO: _____
5. DIRECCION POSTAL: _____
6. FINES DE COGENERACION: _____

Energía	Demanda
_____KWH MENSUAL USO INTERNO (Promedio)	_____KW USO INTERNO
_____KWH MENSUAL VENTA (Promedio)	_____KW VENTA

7. CAPACIDAD DE GENERADOR(ES) _____
8. TIPO DE GENERADOR(ES) _____
9. FECHA FACILIDAD FUE CONSTRUIDA:

_____Antes de el 9 de noviembre de 1978

_____Después de el 9 de noviembre de 1978

10. FECHA FACILIDAD ENTRARA EN SERVICIO:

¿Si la facilidad fue construida antes de el 9 de noviembre de 1978, existe record de operación y mantenimiento? _____.

II. TIPO DE SISTEMA:

1._____PRODUCCION A PEQUEÑA ESCALA:

A- CAPACIDAD MAXIMA_____KW: (No podrá ser mayor de 80 MW).

B- FUENTE DE ENERGIA: Más de 50% de la fuente debe ser en una de las siguientes:

1. _____% BIOMASA
2. _____% HIDROELECTRICA
3. _____% DESPERDICIOS
4. _____% VIENTO
5. _____% FOTOVALTAICA
6. _____% COMBINACION _____ Y _____

No más de un 25% del total de energía necesaria para producir (input energy) durante el año calendario podrá ser de petróleo, gas natural, o carbón.

2._____COGENERACION

A- CAPACIDAD _____KW:

B- FUENTE DE ENERGIA:

_____VAPOR

_____GAS

TIPO_____

_____CARBON

_____PETROLEO TIPO_____

3._____DATOS PARA "TOPPING CYCLE"

En las facilidades que producen primero electricidad en su procesos (Topping-Cycle)

1. _____% energía térmica de salida (output)utilizable por año. (No debe ser menor de un 5 porciento de la energía total de salida (output) de la facilidad).

   a. Si la energía térmica de salida es 15% o más.

      _____% potencia de salida (power output) más la mitad de la energía térmica de salida utilizable no debe ser menos de 42.5% de la energía total de entrada (input) de facilidades de gas natural o petróleo.

   b. Si la energía térmica es 15% o menos.

      _____% potencia de salida (power output) más la mitad de la energía térmica de salida utilizable no debe ser menor de 45% de la energía total de entrada (input) de facilidades de gas natural o petróleo.

4._____DATOS PARA "BOTTOMING CYCLE"

En las facilidades que producen electricidad como residuo de los procesos normales (Bottoming Cycle).

_____% potencia de salida utilizable (useful power output) por año. El % no de ser menos de 45% de la energía de entrada (input) para facilidades que utilizan encendido suplementario con gas natural o petróleo donde la instalación fuera construida en o después de el 13 de marzo de 1980.

5. _____ DISPONIBILIDAD DE CAPACIDAD ELECTRICA:

1. _____ El abonado venderá energía excedente exclusivamente, sin obligación de proveer disponibilidad de capacidad a la Autoridad de Energía Eléctrica.

2. _____ El abonado venderá energía y capacidad excedente en un contrato a corto plazo (dos años) con un "availability" estimado de _____%.

3. _____ El abonado venderá energía y capacidad excedente en un contrato a largo plazo. La unidad generatriz estará disponible para ser despachada a requerimiento de la Autoridad de Energía Eléctrica y tendrá un factor de "availability" de _____% estimado.

6. VOLTAJE GENERADOR _____

7. VOLTAJE CONEXION _____

8. TIPO DE CONEXION _____

9. DIAGRAMA MONOLINEAR SOMETIDO _____

10. DATA Y ESPECIFICACIONES _____

11. CERTIFICADO DE INSPECCION _____

12. REQUISITO DE INFORMAR AL FERC _____

FIRMA REPRESENTANTE AUTORIDAD ENERGIA ELECTRICA: _____

FIRMA REPRESENTANTE CONSUMIDOR : _____

A P E N D I C E - B

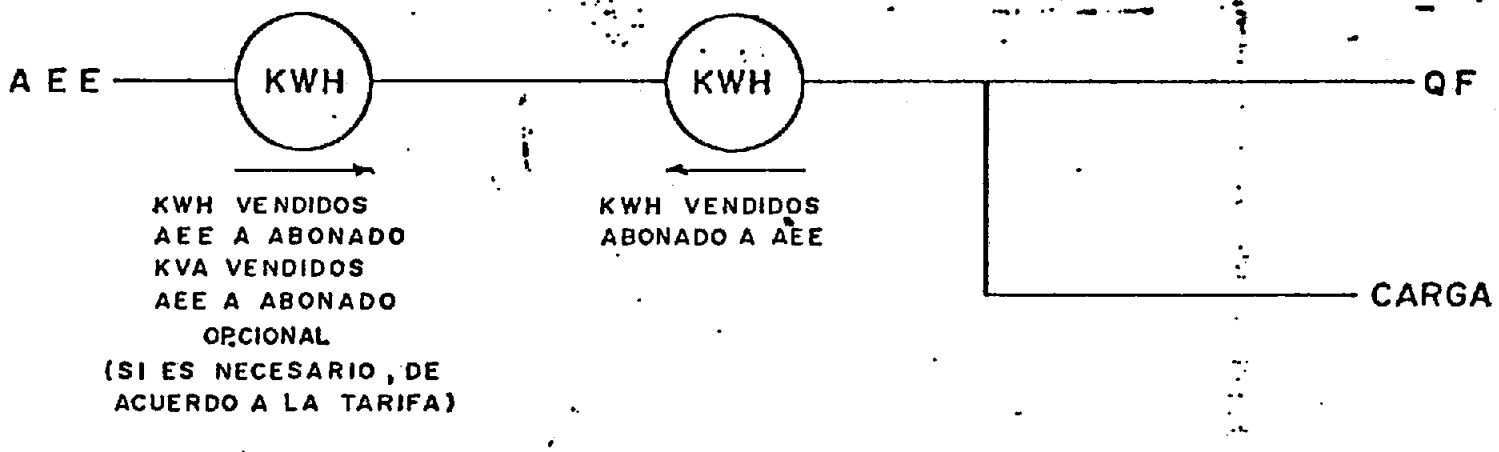
Esquemas de Medición para las Distintas Tarifas

N O T A :

Los ejemplos 1-A, 2-A, y 3-A ilustran la medición requerida en los casos donde el abonado vende sólo el exceso de producción sobre sus necesidades. Los ejemplos 1-B, 2-B, y 3-B ilustran la medición para la opción de compra y venta simultánea total. Los ejemplos 1, 2, y 3 ilustran las tarifas GPE-1, GPE-2, y GPE-3, respectivamente.

ESQUEMAS TIPICOS DE MEDICION PARA LAS DIFERENTES TARIFAS

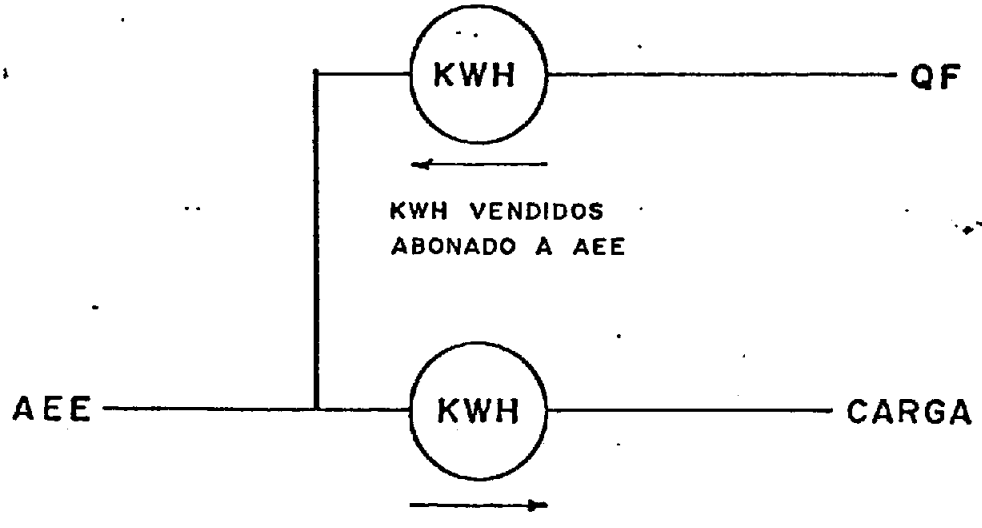
EJEMPLO I-A



TARIFA GPE-I

(MEDICION DIRECTA O INDIRECTA. CARGA Y GENERADOR QF JUNTOS. CONTADORES DEBERAN TENER DISPOSITIVO DIRECCIONAL)

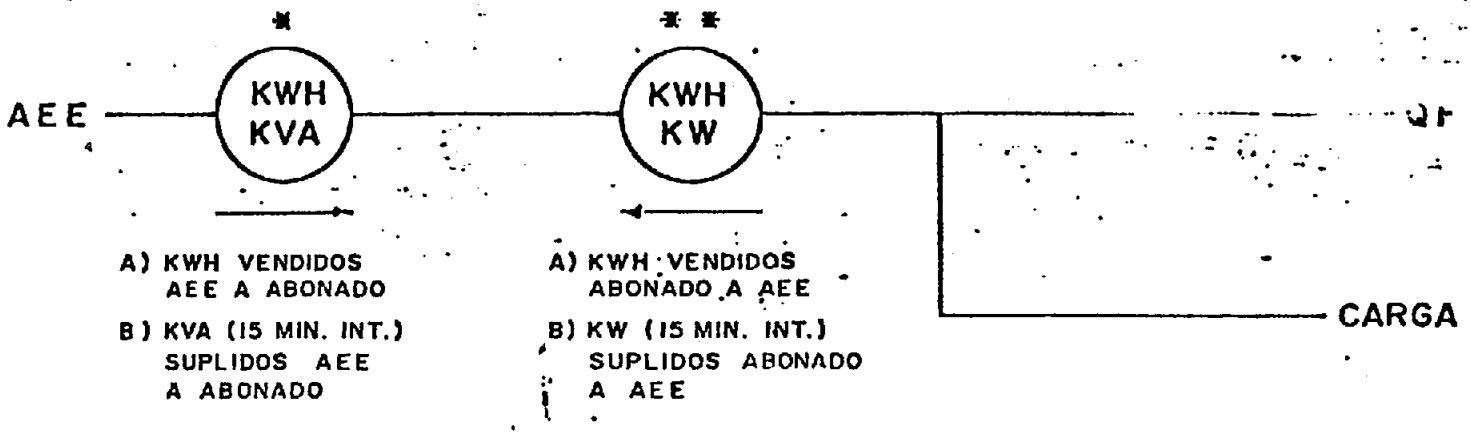
EJEMPLO I-B



TARIFA GPE - I

(MEDICION DIRECTA O INDIRECTA. CARGA Y GENERADOR CONECTADOS A UNA SOLA TOMA)

EJEMPLO 2-A



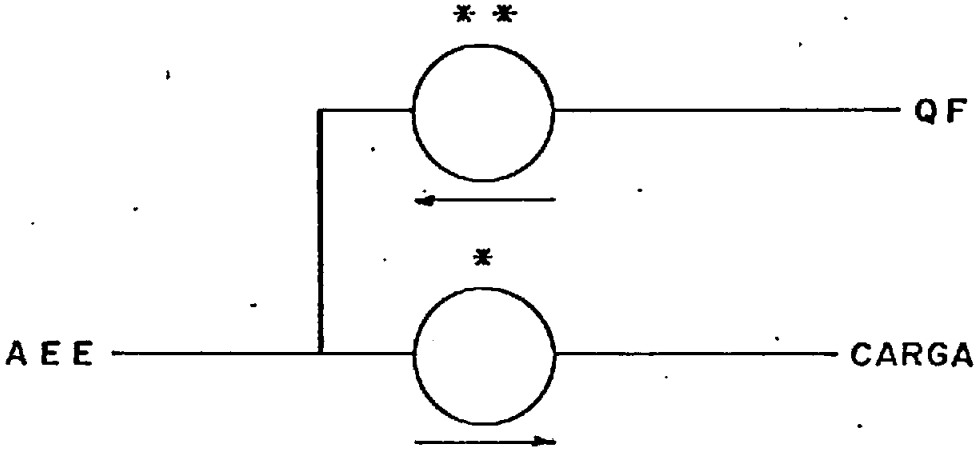
* INDICADOR KVA TERMAL COMBINADO CON KWH (CON DISPOSITIVO DIRECCIONAL)

* * INDICADOR KW COMBINADO CON KWH (CON DISPOSITIVO DIRECCIONAL) INTERVALO DE DEMANDA – 15 MIN.

TARIFA GPE-2

(CARGA Y GENERADOR JUNTOS)

EJEMPLO 2-B



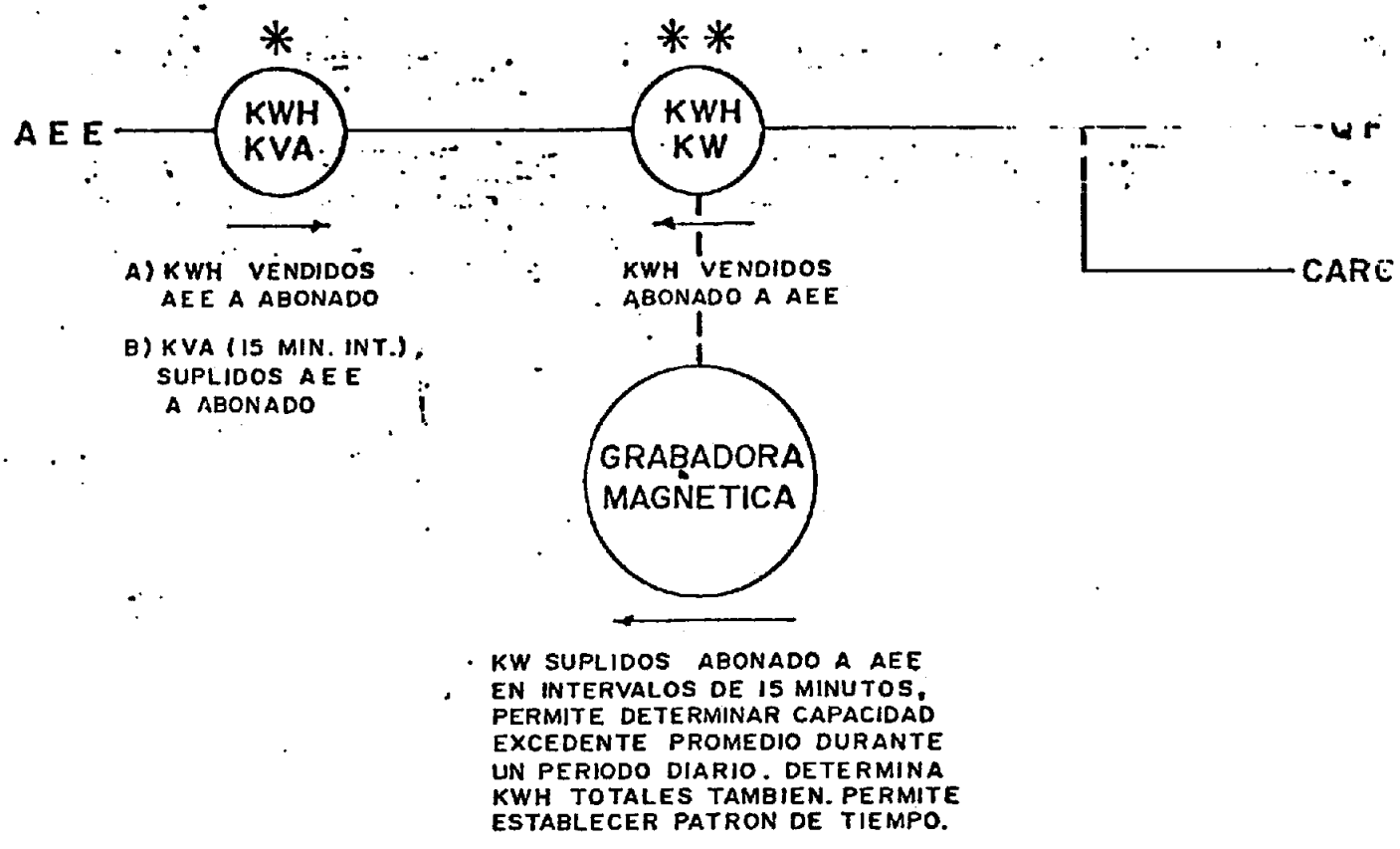
TARIFA GPE-2

(CARGA Y GENERADOR CONECTADOS A LA MISMA TOMA)

* SIMILAR A 2 – A, SIN DISPOSITIVO DIRECCIONAL

* * SIMILAR A 2 – A, SIN DISPOSITIVO DIRECCIONAL

EJEMPLO 3-A



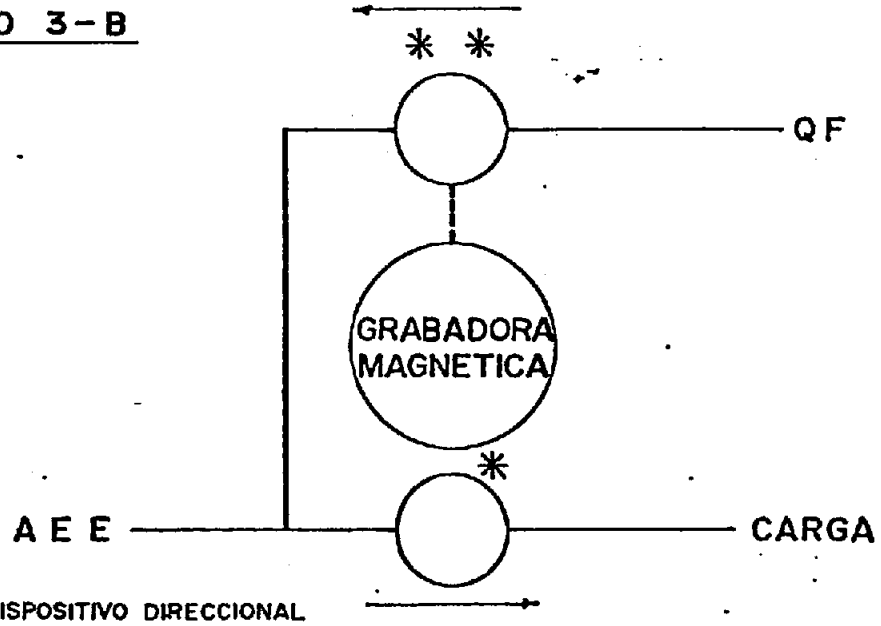
KW SUPLIDOS ABONADO A AEE EN INTERVALOS DE 15 MINUTOS, PERMITE DETERMINAR CAPACIDAD EXCEDENTE PROMEDIO DURANTE UN PERIODO DIARIO. DETERMINA KWH TOTALES TAMBIEN. PERMITE ESTABLECER PATRON DE TIEMPO.

* INDICADOR KVA TERMAL COMBINADO CON KWH (CON DISPOSITIVO DIRECCIONAL) PUEDE SER SUSTITUIDO POR EQUIPO DE GRAFICA (KW Y KVA) O GRABADORA MAGNETICA (KW Y KVA)

* * INDICADOR KW COMBINADO CON KWH CONTIENE DISPOSITIVO DIRECCIONAL Y GENERADOR DE PULSO.

TARIFA GPE-3

EJEMPLO 3-B



* SIMILAR A 3-A, SIN DISPOSITIVO DIRECCIONAL
* * SIMILAR A 3-A, SIN DISPOSITO DIRECCIONAL

TARIFA GPE-3

(GENERADOR Y CARGA CONECTADOS A LA MISMA TOMA)

A P E N D I C E - C

Tarifas para Compra de Energía en el año fiscal 1982-83

APENDICE "C"

TARIFA GENERAL PARA COMPRA DE ENERGIA PRODUCIDA POR FACILIDADES GENERATRICES PROPIEDAD DEL ABONADO

Designación: : GPE-1

Disponible : En el Estado Libre Asociado de Puerto Rico, para facilidades calificadas de cogeneración o producción de energía en pequeña escala, según establecidas en la Sección 210 del "Public Utilities Regulatory Policies Act of 1978" (PURPA).

Aplicación : A los abonados con servicio residencial o general a qualquier voltaje de servicio y a los cuales se les brinda servicio eléctrico bajo cualquiera de las tarifas aplicables. Las unidades generatrices del abonado podrán operar en paralelo al sistema de la Autoridad previo el consentimiento de ésta.

Naturaleza del Servicio: Corriente alterna, 60 Hertz, tres o cuatro conductores, a un voltaje secundario, primario, o de transmisión, a opción de la Autoridad. Los generadores con una capacidad de 10 KVA, o menos, podrán ser monofásicos. Aquellos generadores con una capacidad nominal mayor de 10 KVA serán trifásicos. Cualquier equipo adicional al necesario para proveer un servicio regular será suplido por el abonado. Cualquier costo incurrido por la AEE para mejorar las líneas existentes y necesarias para aceptar el

exceso de generación provisto por el abonado, será absorbido por éste.

Condiciones Especiales

1. En adición a los términos y condiciones regulares para proveer servicio eléctrico, ciertas reglas y condiciones especiales para generación en paralelo serán aplicadas a la facilidad calificada, según sean determinadas por la Autoridad y especificadas en el contrato para este tipo de servicio.
2. La energía provista por el abonado a la Autoridad será medida en forma separada de la energía que obtiene el abonado de la Autoridad bajo las diversas tarifas. Toda la energía comprada será medida en el mismo punto especificado para entrega de la venta de parte de la Autoridad al abonado, o en cualquier otro punto dentro de la propiedad del abonado. La energía comprada será compensada por pérdidas si la misma se mide en un punto diferente al punto de interconexión.
3. La energía producida por el abonado no podrá ser transferida por éste a otro abonado o entidad, con excepción de compañías subsidiarias al cogenerador que estén localizadas en el mismo predio de terreno.
4. El equipo de medición adicional para la compra de energía estará exclusivamente bajo el control de la Autoridad.
5. Bajo esta tarifa, el abonado no recibirá pago por concepto de crédito por capacidad.

Tarifa para la Compra de Energía Suplida por el Abonado a la Autoridad

Crédito Mensual por Energía

5.2 centavos por cada KWH suplido por el abonado a la Autoridad, según medido en el punto de entrega. Esta tarifa aplicará por los 12 meses subsiguientes comenzando el 1 de julio de 1982 y terminando el 30 de junio de 1983. El precio para la compra de energía excedente será revisado al final de cada año fiscal. Este precio revisado aplicará entonces por los siguientes 12 meses.

Luego de cada año fiscal, la Autoridad revisará y ajustará en forma retroactiva el crédito pagado por energía, de acuerdo a la Cláusula de Ajuste de Cogeneración vigente.

Términos de Contrato

Un año como mínimo, renovable anualmente.

Fecha de Efectividad

TARIFA GENERAL PARA COMPRA DE ENERGIA Y CAPACIDAD PRODUCIDA POR FACILIDADES GENERATRICES PROPIEDAD DEL ABONADO

Designación: GPE-2

Disponible : En el Estado Libre Asociado de Puerto Rico, para facilidades calificadas de cogeneración o producción de energía en pequeña escala, según lo establecido en la Sección 210 del "Public Utilities Regulatory Policies Act of 1978" (PURPA) Esta tarifa estará disponible solamente cuando la Autoridad determine que la adición de esta capacidad es necesaria para mejorar la confiabilidad del sistema durante el periodo contractual.

Aplicación : A los abonados con servicio residencial o general, a cualquier voltaje de servicio, y a los cuales se les brinda servicio eléctrico bajo cualquiera de las tarifas aplicables. Las unidades genratrices del abonado podrán operar en paralelo al sistema de la Autoridad, previo al consentimiento de ésta.

Naturaleza del Servicio: Corriente alterna, 60 Hertz, tres o cuatro conductores, a voltaje secundario, primario o de transmisión, a opción de la Autoridad. Todos los generadores sobre 10 KVA, serán trifásicos. Cualquier costo incurrido por la AEE para mejorar las líneas existentes y necesario para aceptar el exceso de generación provisto por el abonado, será absorbido por éste.

Condiciones Especiales

1. En adición a los términos y condiciones regulares para proveer servicio eléctrico, ciertas reglas y condiciones especiales serán aplicadas a los propósitos de cualificar una capacidad generatriz para operación en paralelo e intercambio de energía, según lo determine la Autoridad y sea especificada en el contrato para este servicio en particular.
2. La energía y capacidad suplida por el abonado a la Autoridad será medida en forma separada de aquella energía y capacidad suplida por la Autoridad al abonado bajo las diversas tarifas existentes. Toda energía y capacidad comprada al abonado será medida en el mismo punto especificado para entrega de la venta, de parte de la Autoridad, o en cualquier otro punto dentro de la propiedad del abonado. La energía y demanda comprada será compensada por pérdidas si éstas son medidas en un punto diferente al punto de interconexión.
3. La energía eléctrica producida por el abonado no podrá ser transferida por éste a otro abonado o entidad, con excepción de compañías subsidiarias al cogenerador que estén localizadas en el mismo predio de terreno.
4. El equipo adicional de medición para la compra de energía y capacidad será controlado exclusivamente por la Autoridad.
5. El abonado establecerá la "capacidad excedente" contratada que será vendida a la Autoridad. El crédito por capacidad a ser pagado al abonado será basado en lo mayor de: la

capacidad excedente contratada, o la capacidad excedente real suplida por un período de 15 minutos durante el período de facturación. No obstante, no se pagará crédito por aquella capacidad adicional sobre 110% de la capacidad contratada.

6. El término: "factor de capacidad excedente", será definido como la razón de: el total de KWH suplido por el abonado a la Autoridad durante el período de facturación, dividido por los KWH computados como el producto de: la capacidad excedente contratada en KW o la capacidad excedente real en KW durante el período de facturación (la mayor de ambas), multiplicada por el número total de horas en el período de facturación.

7. El fermino "capacidad excedente" será definido como el exceso de capacidad generada en KW sobre la carga total del abonado en KW en el mismo lugar.

Tarifa para Compra de Energía Suplida por el Abonado a la Autoridad

Crédito Mensual por Energía

5.2 centavos por cada KWH suplido por el abonado a la Autoridad según medido en el punto de entrega. Esta tarifa aplicará por los 12 meses subsiguientes comenzando el 1 de julio de 1982 y terminando el 30 de junio de 1983. El precio por la compra de energ excedente será revisado al final de cada año. Este precio revisado aplicará entonces por los siguientes 12 meses.

Luego de cada año fiscal la Autoridad revisará y ajustará

en forma retroactiva el crédito pagado por energía de acuerdo a la Cláusula de Ajuste de Cogeneración vigente.

Crédito Mensual por Capacidad:

$0.40 por cada KW de capacidad excedente contratada, o $0.40 por cada KW de capacidad máxima real suplida durante un período de 15 minutos en el mes, (lo mayor de ambas), excepto que no se computará el crédito por capacidad por la diferencia sobre 110% de la "capacidad excedente" contratada.

Penalidad por Disponibilidad de Capacidad por Debajo de los "Standards"

La siguiente penalidad será deducida del crédito mensual por capacidad:

$0.001 por cada KWH no suplido para mantener por lo menos un 70% de "Factor de capacidad excedente". Estos KWH serán computados de la siguiente forma:

Penalidad en KWH = (Número de horas en el período de facturación) x (KW usados para computar el crédito por capacidad arriba mencionado) x (0.70)- (KWH reales suplidos).

Si los KWH reales suplidos a la Autoridad son mayores que los KWH computados a un 70% de "factor de capacidad excedente", no se aplicará penalidad a la factura mensual.

Términos del Contrato: Dos años como mínimo, renovable cada dos (2) años.

Fecha de Efectividad:

TARIFA GENERAL PARA COMPRA DE ENERGIA Y CAPACIDAD PRODUCIDA POR FACILIDADES GENERATRICES PROPIEDAD DEL ABONADO Y CON CONTRATO A LARGO PLAZO

Designación: GPE-3

Disponible : En el Estado Libre Asociado de Puerto Rico, para facilidades de cogeneración y producción en pequeña escala, calificados según establecido por la Sección 210 del "Public Utilities Regulatory Policies Act of 1978" (PURPA). Esta tarifa estará disponible solamente cuando la Autoridad requiera capacidad para suplir carga adicional y la misma pueda integrarse, de la facilidad cualificada contratada, dentro del plan de expansión de la capacidad de generación de la AEE.

Aplicación : A los abonados con servicio residencial o general, a cualquier voltaje de servicio y a los cuales se les brinda servicio bajo cualquiera de las tarifas aplicables. Las unidades generatrices del abonado podrán operar en paralelo al sistema de la Autoridad, previo el consentimiento de ésta. Las unidades generatrices deberán estar disponibles para ser despachadas por la Autoridad, a opción de ésta; utilizando los canales apropiados de comunicación con el abonado.

Naturaleza del Servicio: Corriente alterna, 60 Hertz, tres o cuatro conductores, a voltaje secundario, primario, o de transmisión, a opción de la Autoridad. Todos los generadores deberán ser trifásicos. Cualquier equipo adicional requerido en exceso de aquél necesario para

proveer un servicio regular será suplido por el abonado. Cualquier costo incurrido por la AEE para mejorar las líneas existentes a los fines de aceptar el exceso de generación provisto por el abonado será absorbido por éste.

Condiciones Especiales

1. En adición a los términos y condiciones especiales para proveer servicio eléctrico, ciertas reglas y condiciones especiales serán aplicadas a los propósitos de cualificar una capacidad generatriz para operación en paralelo a intercambio de energía, según sean determinadas por la Autoridad y especificadas en el contrato para este tipo de servicio en particular.
2. La energía y capacidad suplida por el abonado a la Autoridad será medida en forma separada de aquella energía y capacidad suplida por la Autoridad al abonado bajo las diversas tarifas existentes. Toda energía y capacidad comprada al abonado será medida en el mismo punto especificado para entrega de la venta de parte de la Autoridad, o en cualquier otro punto dentro de la propiedad del abonado. La energía y demanda comprada será compensada por pérdidas si éstas son medidas en un punto diferente al punto de interconexión.
3. La energía eléctrica producida por el abonado no podrá ser transferida por éste a otro abonado o entidad, con excepción

de compañías subsidiarias al cogenerador que estén localizadas en el mismo predio de terreno.

4. El equipo adicional de medición para la compra de energía y capacidad será controlado exclusivamente por la Autoridad.

5. El abonado establecerá la capacidad excedente contratada que será vendida a la Autoridad. El crédito por capacidad a ser pagado al abonado estará basado en lo mayor de: la capacidad excedente contratada, o la capacidad excedente real suplida por un período de 15 minutos durante el período de facturación. No obstante, no se pagará crédito por aquella capacidad adicional que exceda 110% de la capacidad contratada.

6. El término: "factor de capacidad excedente" será definido como la razón de: el total de KWH suplido por el abonado a la Autoridad durante el período de facturación, dividido por los KWH computados como el producto de: la capacidad excedente contratada en KW o la capacidad excedente real en KW durante el período de facturación (la mayor de ambas), multiplicada por el número total de horas en el período de facturación.

7. El término "capacidad excedente" será definido como el exceso de capacidad generada en KW sobre la carga total eléctrica del abonado, en KW, en el mismo lugar.

8. El abonado tendrá el derecho a especificar, previa consulta y aprobación por parte de la Autoridad, un período de mantenimiento anual de no más de 30 días de duración para las unidades generatrices el cual será equivalente, aproximádamente, a un período de facturación de un mes. Durante este período designado de mantenimiento, la penalidad por capacidad a que se hace referencia en la tarifa establecida para este servicio, no será deducida del cargo por capacidad. Si el período de mantenimiento designado no corresponde exactamente a un período mensual de facturación, el número de horas de mantenimiento permitido durante los dos períodos afectados, será deducido del número de horas facturadas en cada período para propósitos de computar la penalidad. Si el período real de mantenimiento excede el período designado, la penalidad comenzará a ser aplicada en el mismo período de facturación en que terminen los 30 días permitidos.
9. El abonado podrá modificar la capacidad excedente contratada con previa notificación de tres años.
10. La Autoridad podrá, a su propia discreción, disminuir la capacidad excedente contratada a un valor consistente con el rendimiento real si el abonado falla en proveer la capacidad excedente designada por tres períodos de facturación consecutivos.

Tarifa para Compra de Energía Suplida por el Abonado a la Autoridad

Crédito Mensual por Energía

5.2 centavos por cada KWH suplido por el abonado a la Autoridad según medido en el punto de entrega. Esta tarifa aplicará por los 12 meses subsiguientes, comenzando el 1 de julio de 1982 y terminando el 30 de junio de 1983. El precio por la compra de energía excedente será revisado al final de cada año. Este precio revisado aplicará entonces por los siguientes 12 meses.

Luego de cada año fiscal la Autoridad revisará y ajustará en forma retroactiva el crédito pagado por energía, de acuerdo a la Cláusula de Ajuste de Cogeneración vigente.

Crédito Mensual por Capacidad

(Precio) por cada KW de "capacidad excedente" contratada, o (Precio) por cada KW de la capacidad máxima promedio suplida durante un período de 15 minutos en el mes (lo mayor de ambos), excepto que no se computará el crédito por capacidad por la diferencia sobre 110% de la capacidad excedente contratada.

Penalidad por Disponibilidad de Capacidad por Debajo de los "Standards"

La siguiente penalidad será deducida del cargo mensual por capacidad, excepto durante el período de mantenimiento designado o cualquier otro período mayor de 7 días en que la Autoridad descontinuó, a su opción, la compra de energía del abonado, aunque ésta estaba disponible:

(Precio) por cada KWH no suplido para mantener al menos un 70% de factor de "capacidad excedente". Estos KWH serán computados de la siguiente manera:

Penalidad en KWH -(Número de horas en el período de facturación) x (KW usados para computar el crédito por capacidad arriba mencionado) x (0.70) - (KWH reales suplidos).

Si los KWH reales suplidos a la Autoridad son mayores que los KWH computados a un 70% de factor de "capacidad excedente", no se aplicará penalidad a la factura mensual.

Términos del Contrato

Por un período inicial mínimo de siete años y renovable cada tres años a partir del vencimiento del primer contrato. Podrá ser cancelado previa notificación por escrito 3 años antes. Si el servicio de capacidad excedente es suspendido por el abonado antes del vencimiento del término del contrato, una penalidad de (Precio) por cada KW de capacidad excedente contratada, multiplicada por el número de meses restantes a la terminación del contrato, serán cargados al abonado por parte de la Autoridad. En este caso, la penalidad regular en el crédito por capacidad no será cargada adicionalmente.

Fecha de Efectividad:

(no disponible al presente)

CLAUSULA DE AJUSTE DE COGENERACION

(Aplicable al crédito por energía pagado durante el Año Fiscal anterior en las Tarifas GPE-1, GPE-2 y GPE-3)

Debido a que el crédito por cada KWH de energía suplida por los cogeneradores durante el año fiscal está basado en un estimado del "costo evitado", la Autoridad luego de terminar el año fiscal ajustará retroactivamente para el período todo el crédito por energía en la siguiente forma:

1. Después de cerrar las operaciones contables al terminar el año fiscal se obtendrá, mediante simulación en el computador digital, un estudio de costo de producción, exclusivamente con las unidades generatrices disponibles de la AEE durante ese período (excluyendo unidades de cogeneración). Este estudio incluirá costos variables estimados de operación y mantenimiento de centrales generatrices y costos de combustible. El costo de combustible para el sistema total, sus correspondientes barriles, y el total de KWH generados, se ajustarán, en el mayor grado posible, a las cifras oficiales correspondientes, según los records de contabilidad. Este caso se denominará "caso base".

2. Similar al "caso base" se obtendrá un estudio de costo de producción para el mismo período, incluyendo en adición a las unidades generatrices disponibles de la AEE, el despacho permanente de un bloque agregado de cogeneración de 100 megavatios a cero costo.

3. Al costo total de producción del "caso base" se le restará

el costo total de producción del caso que incluye el bloque de cogeneración. La diferencia se dividirá por el número de KWH que puede producir un bloque agregado de 100 megavatios de cogeneración despachado permanentemente durante el año. Este resultado (en centavos por KWH) será multiplicado por un factor de 1.05 para compensar por pérdidas ahorradas en las líneas. El resultado será denominado "costo evitado ajustado".

4. Luego se ajustará retroactivamente cualquier diferencia positiva o negativa entre el crédito por energía pagado y el "costo evitado ajustado" a todos los KWH comprados a todos los abonados durante el período; excepto que no se realizará ajuste alguno si los valores difieren entre sí por 3% o menos. La Autoridad, a su opción, efectuará el ajuste en una sola factura o podrá prorratearla a través del próximo año fiscal.

5. Para estimar el crédito por energía del siguiente año fiscal se utilizará el mismo procedimiento aquí descrito; excepto que se utilizarán en ambos casos valores pronosticados de producción, eficiencia térmica, costo de combustible, y uso de unidades.

6. A petición de cualquier cogenerador, la AEE le suministrará un listado de los datos usados tanto en el caso base, como en el caso que incluye el bloque agregado de cogeneración.

NOTA:

Para los fines de esta cláusula, el término "cogeneración" incluye cogeneradores y pequeños productores de energía renovable.

Fecha de Efectividad : _____

A P E N D I C E - D

Metodología y Datos para Calcular Costos

IMPACTO ECONOMICO DE 100 MW EN UNIDADES COGENERADORAS

La Sección 210 del "Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) de 1978 requiere que la Autoridad determine, y dé a la publicidad, el costo que se evitaría ("avoided cost") si se contara con cierta capacidad generatriz en unidades cogeneradoras.

El "avoided cost" se define como la diferencia entre el costo de la Autoridad para producir toda la energía pronosticada y el costo de la Autoridad para producir dicha energía pronosticada reducida por la que producirían los cogeneradores, dividido por la energía que dejaría de producir la Autoridad.

$$\text{"Avoided Cost"} = \frac{\text{Costo Producción AEE de Energía Total} - \text{Costo Producción AEE de Energía Parcial}}{\text{(Energía Total)} - \text{(Energía Parcial)}}$$

Para obtener este costo, el modelo de carga fue modificado de manera que el sistema de la Autoridad supliera capacidad generatriz por una cantidad igual a 100 MW menos que lo pronosticado.

El programa digital para el cómputo de los costos de producción (PROMOD III) fue utilizado para obtener dichos costos en los siguientes casos:

Caso Base: Programa de la Autoridad para convertir a carbón las unidades 1 y 2 de Aguirre.

Caso A : Igual que el Caso Base pero quitando 100 MW a los pronósticos de carga actuales.

Estos casos fueron evaluados utilizando la siguiente información o condiciones.

1- Costos de combustible como ilustra el Apéndice I-A. Estos costos corresponden al año fiscal 1981-82.

2- Pronósticos de carga de enero de 1982. (Apéndice I-B)

3- Ultimo programa para la conversión a carbón de las unidades 1 y 2 de Aguirre, según se muestra en el Apéndice I-C.

4- Ciclo Combinado 1 y 2 quemando residual Núm. 6 tratado en el año fiscal 1982-83.

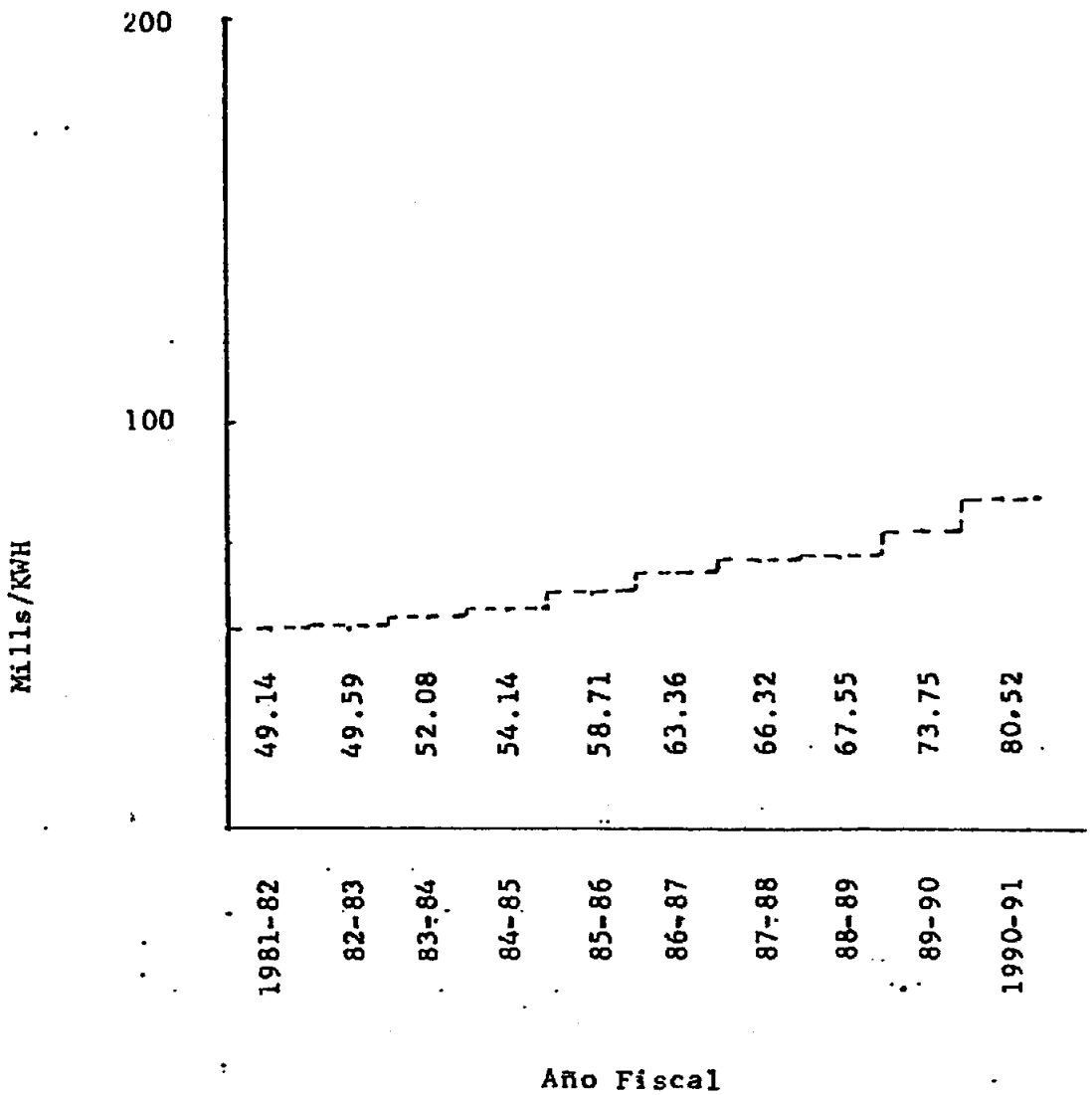
5- Programa de mantenimiento fijo para los casos evaluados.

Los resultados obtenidos se muestran en la Figura I. La Figura I es una indicación gráfica de los ahorros ("avoided costs") que tendrá la Autoridad si el sistema pudiera contar con 100 MW en unidades cogeneradoras comenzando en el 1981-82. Estos ahorros, basados en las presunciones indicadas en el Apéndice I, fluctúan desde 49.14 mills/KWH en el 1981-82 hasta 80.52 mills/KWH en el año 1990-91. Este "avoided cost" es lo que la Autoridad podrá pagar a los cogeneradores, excluyendo penalidades o créditos por capacidad, por contribuir con 100 MW para satisfacer parte de la demanda total por energía eléctrica.

Es conveniente señalar que estos cálculos fueron realizados considerando 100 MW en unidades cogeneradoras a prácticamente 100% de factor de capacidad.

FIGURA 1

" AVOIDED COST"(1)



(1) "Avoided Cost" = Costo Producción Caso Base - Costo Producción Caso A

Generación Unidades Cogeneración

APENDICE I

Costos de Combustible	Apéndice I-A
Pronósticos de Demanda	Apéndice I-B
Programa de Expansión	Apéndice I-C

APENDICE I-A

COSTOS DE COMBUSTIBLES POR PLANTAS [1]

(1981-82)

PLANTA	COSTOS [2]
Planta A	25.88 $/Bdl.
Planta B	29.00
Planta C	25.92
Planta D	27.14
Planta E	44.45
Planta G (Carbón)	61.00 $/Ton

---

1 Costos usados en el Presupuesto de Combustible del 16 de febrero de 1982. La inflación anual por Planta es variable hasta el 1985-86 (menos de un 8%); de este año en adelante, todos los combustibles se inflaron a un 8% anual.

2 No contiene costo de acarreo interno.

Nota: Los Ciclos Combinados comienzan a quemar Núm. 6 tratado en el año fiscal 1982-83. El costo de este combustible se estima en 35.93 $/Bdl. despues del tratamiento.

APENDICE 1-B

PRONOSTICOS DE DEMANDA

AÑO FISCAL	PRONOSTICO DE CARGA (MW)
1980-81	1953
1981-82	1958
1982-83	1910
1983-84	1901
1984-85	1923
1985-86	1949
1986-87	1978
1987-88	2003
1988-89	2038
1989-90	2067
1990-91	2095
1991-92	2117

APENDICE I-C

PROGRAMA DE EXPANSION

Y/O CONVERSION

AÑO FISCAL	EXPANSION Y/O CONVERSION [1]
1985-86	---
1986-87	Aguirre 1
1987-88	Aguirre 2
1988-89	---
1989-90	---
1990-91	---

---

1 Las unidades 1 y 2 de Aguirre serían convertidas a carbón mediante la instalación de calderas nuevas. Las unidades comienzan a usar carbón en enero del año fiscal indicado.