

NACIONES UNIDAS

CONSEJO  
ECONOMICO  
Y SOCIAL



LIMITADO

ST/ECLA/CONF.7/L.1.02  
30 de noviembre de 1960

ESPAÑOL  
ORIGINAL: INGLÉS

SECRETARÍA ECONÓMICA DE LAS NACIONES UNIDAS

SEMINARIO LATINOAMERICANO SOBRE ENERGIA ELECTRICA

Auspiciado por la Comisión Económica para América Latina, la Dirección de Operaciones de Asistencia Técnica y la Subdirección de Recursos y Economía de los Transportes de las Naciones Unidas, conjuntamente con el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos

México, 31 de julio a 12 de agosto 1961

EL SISTEMA DE ENERGIA DE TRINIDAD

por Kenneth W. Finch

NOTA: Este texto será revisado editorialmente.

INDICE

	<u>Páginas</u>
1. <u>Introducción</u> .....	1
2. <u>Ritmo de aumento del suministro de electricidad</u> <u>para consumo público</u> .....	1
3. <u>Maquinaria generadora actual</u> .....	2
4. <u>Las centrales generadoras en el futuro</u> .....	8
5. <u>Costo del sistema</u> .....	9
6. <u>Resumen</u> .....	9

/1. Introducción

## 1. Introducción

La Isla de Trinidad, que tiene una superficie de 1 864 millas cuadradas, está ubicada 10° al norte del Ecuador y a sólo 9.4 millas de distancia de la costa de Venezuela. La ciudad principal, Puerto España, tiene una población de 121 150 habitantes y la que le sigue en importancia, San Fernando, ubicada a 25 millas de distancia, tiene 39 800 habitantes. En 1959 la población total de la isla era de 788 600 habitantes.

La electricidad fue introducida en Puerto España a comienzos del presente siglo por un grupo local de hombres de negocio. En 1901 la empresa fue adquirida por un canadiense que posteriormente hizo entrega de ella a la Trinidad Electric Company Limited. La concesión de la empresa expiró en 1937, en cuya oportunidad sólo se contaba con electricidad en la ciudad de Puerto España y sus alrededores inmediatos. La responsabilidad de la generación y distribución de energía eléctrica quedó en manos de la Junta de Electricidad de Trinidad (Trinidad Electricity Board) que representaba a la municipalidad y otras autoridades. En 1946 se encargó a la municipalidad de la distribución de la energía dentro de los límites de la ciudad, haciéndose responsable a la Trinidad and Tobago Electricity Commission de la generación de la energía eléctrica para suministro público y además de la distribución total, excepto en la ciudad de Puerto España y el distrito de San Fernando. El distrito de San Fernando mantuvo funcionando una central Diesel desde 1923 hasta 1954. En este año fue vendida a la Comisión y empleada como central de carga máxima hasta 1957 en que fue retirada de servicio activo. San Fernando adquiere actualmente en bloque su cuota de consumo de parte de la Comisión.

En este documento se hace un análisis de la historia del desarrollo de la industria abastecedora de energía entre 1936 y 1960.

## 2. Ritmo de aumento del suministro de electricidad para consumo público

En el período comprendido entre 1937 y 1943 el número de unidades generadas al año aumentó de 4.4 millones a 24 millones, lo que representa una tasa anual de crecimiento bastante regular del 32.7 por ciento.

La insuficiencia de maquinaria, por efecto de la guerra, obligó a racionar el consumo de electricidad desde mayo de 1942 a mayo de 1944. Como sucede siempre con el racionamiento, éste no tuvo grandes efectos sobre las ventas de energía durante el primer año, pero durante muchos años después de la aplicación del racionamiento el ritmo de aumento disminuyó de 32.7 por ciento a 10.9 por ciento. También contribuyó a retardar el ritmo de crecimiento, la escasez de artefactos que tuvo lugar después de la guerra. El racionamiento unido a la escasez de artefactos eléctricos creó entre el público un estado de ánimo adverso al empleo de la electricidad. Para contrarrestarlo, la Comisión comenzó a hacer propaganda en 1952, introduciendo al mismo tiempo tarifas de estímulo. La Government's Aid to Pioneer Industries Ordinance dictada en abril de 1952 dio origen a un programa de introducción de industrias livianas. El efecto combinado de estas medidas fue producir un aumento de la generación de energía a una tasa anual de 18.2 por ciento. Desde entonces se ha mantenido este porcentaje de aumento, que refleja el resurgimiento general y permanente de la actividad económica. Se han representado estos cambios en el gráfico I. El factor de carga anual ha subido de 54.4 por ciento en 1950 a 60.5 por ciento en 1959.

La Comisión abastecía a 6 613 consumidores cuando inició sus actividades en 1946, esta cifra aumentó a 15 400 en 1952 y a 54 875 en junio de 1960. Al terminar el año 1959, había 80 200 establecimientos en Trinidad que empleaban electricidad, incluyendo las municipalidades y las compañías petroleras. Al 31 de diciembre de 1952 la red de la Comisión tenía una extensión de 580 278 millas de líneas aéreas, que aumentó en 1 455 millas hasta diciembre de 1959.

### 3. Maquinaria generadora actual

El gráfico II representa la demanda máxima horaria de cada año a partir de 1948, así como la capacidad instalada y la capacidad firme, (definida como la demanda que se puede abastecer con el total de unidades en servicio) a partir de 1940. En este gráfico podrá apreciarse que en numerosas ocasiones la demanda máxima real excede a la capacidad firme.

/Gráfico I

FIGURE 1

GRAFICO 1

A GROWTH OF ELECTRICITY GENERATED FOR PUBLIC SUPPLY - TRINIDAD  
AUMENTO DE ELECTRICIDAD PARA DISTRIBUCION PUBLICA - TRINIDAD

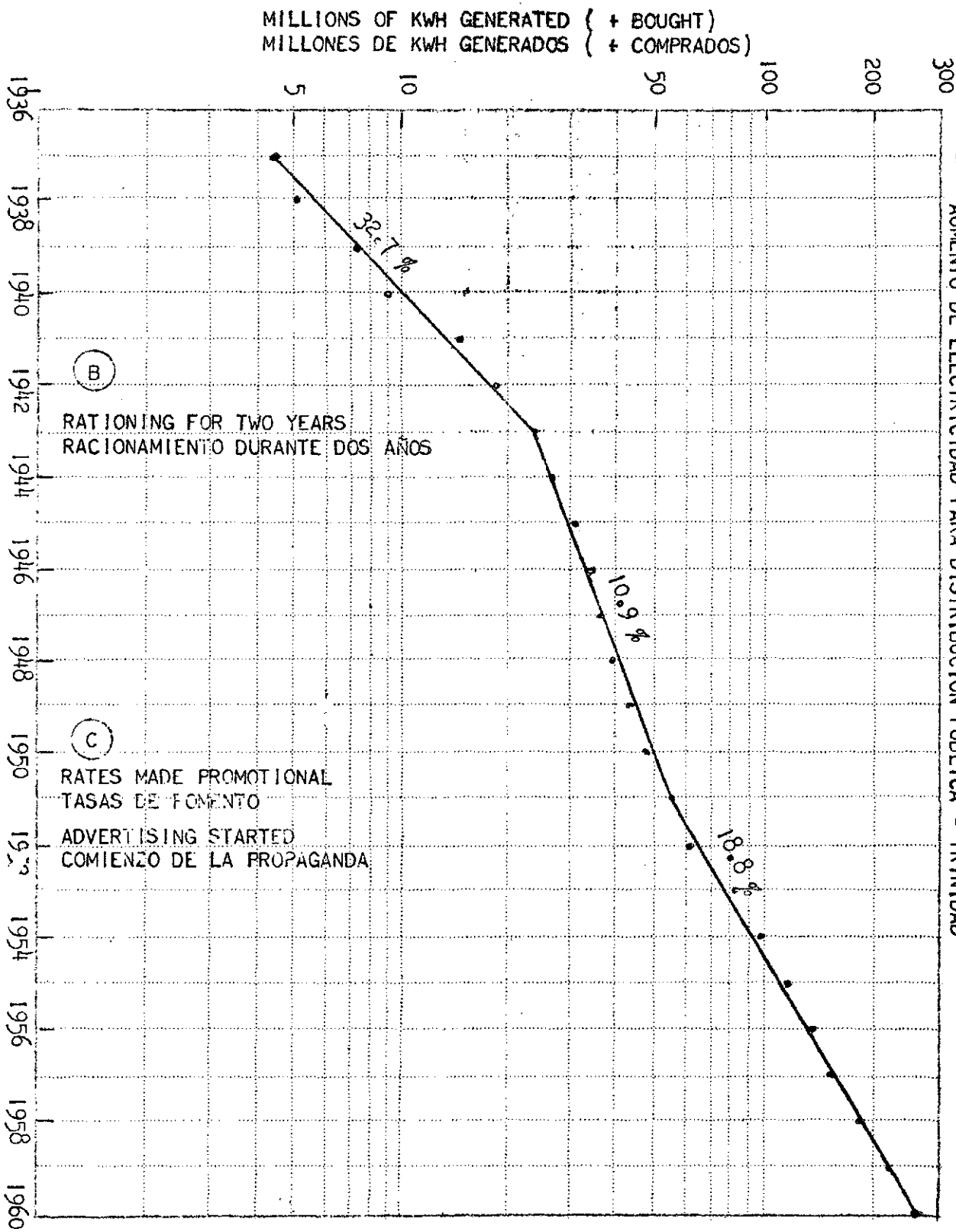
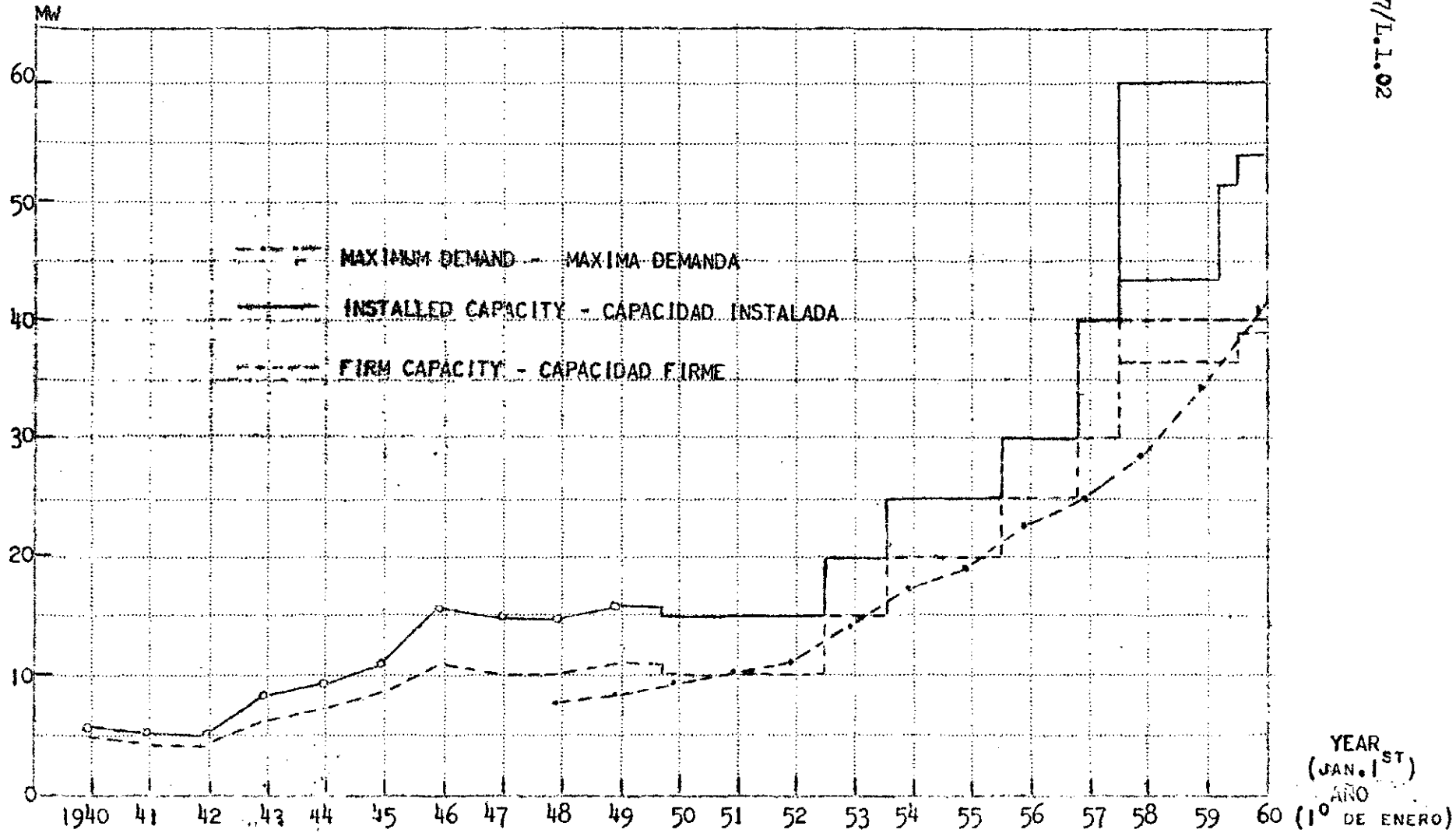


FIGURE II  
GRAFICO II

MAXIMUM DEMANDS AND GENERATING CAPACITY - TRINIDAD  
MAXIMAS DEMANDAS Y CAPACIDAD GENERADA - TRINIDAD



YEAR  
(JAN. 1<sup>ST</sup>)  
AÑO  
(1<sup>o</sup> DE ENERO)

No obstante, ha sido posible abastecer esta demanda sin interrumpir el suministro, estableciendo acuerdos con tres propietarios de centrales generadoras auxiliares particulares para que tengan sus centrales disponibles durante los períodos de máxima de la Comisión, en coordinación con el programa de reparaciones y mantenimiento de la Comisión. A veces ha sido necesario reducir la carga bajando el voltaje en los momentos de demanda máxima. A medida que el sistema se amplía es cada vez más difícil suplir en esta forma la insuficiencia temporal de la central, porque la política de la Comisión es estimular a las industrias nuevas a que dependan exclusivamente de ella para el suministro de su consumo eléctrico total. Todas las centrales auxiliares disponibles están funcionando desde antes que la Comisión estuviera en condiciones de abastecer el consumo en general. Estas consisten en: a) Una central diesel de 1 000 kW, b) Una central diesel de 800 kW, y c) Una central diesel de 2,800 kW.

En un comienzo la única central de la Comisión estaba situada dentro de los límites de la ciudad de Puerto España, lo suficientemente cerca del puerto como para emplear agua salada para el proceso de condensación y como para abastecerse de combustible transportado en barcazas y bombeado a la central. La central de Puerto España producía energía eléctrica generada por vapor y por motores diesel y continuó abasteciendo una red en proceso continuo de expansión. El primer grupo de 5 megawatt y la primera caldera pedidos para la nueva central Penal, fueron instalados en la central de Puerto España como medida de emergencia ya que poner en servicio el grupo era más rápido que instalar la nueva central. El equipo entró en carga comercial en julio de 1952.

Entre 1954 y 1956 se modernizó la central de Puerto España. Un nuevo interruptor principal de capacidad de ruptura igual a 250 megavolt-amperes se instaló en un nuevo tablero de control, las bombas de alimentación se agruparon en un espacio especial destinado a ellas y los interruptores auxiliares se centralizaron en una nueva sala auxiliar de control. En un comienzo, las bombas de alimentación y los dispositivos auxiliares de conexión estaban dispersos en toda la central. Se instalaron receptores de vapor para permitir que cualquier caldera alimentara cualquier turbina.

Se instaló una sala de control con aire acondicionado en la galería donde anteriormente estaba ubicado el interruptor principal. Todas estas transformaciones se hicieron estando la estación bajo carga y sin interrumpir el abastecimiento normal de energía eléctrica.

En noviembre de 1956 entraron en servicio en la Central un turbo-alternador de 10 megawatt y una caldera adicional. Esta central funciona a 3 600 r.p.m. con vapor en las siguientes condiciones 400 lb/pulg.<sup>2</sup> a 750° F.

Ya en 1946 se había decidido que se justificaban la construcción de una segunda central hidroeléctrica en la zona petrolera ubicada en el sur, que emplearía como combustible el gas aducido por medio de cañerías desde un yacimiento petrolero. También se pensó que una central ubicada en este lugar suministraría parte de la electricidad requerida por los yacimientos petroleros. Los trabajos de construcción se iniciaron en 1950, teniendo la central una capacidad inicial de 10 megawatts, que posteriormente se aumentaría a 30 megawatts. La central se planeó para que generara a 6.6 kV y para funcionar en las mismas condiciones de vapor que la Central de Puerto España, a fin de facilitar el intercambio de repuestos. El lugar elegido estaba ubicado convenientemente cerca de los caminos y ferrocarriles, y sobre una napa que podía proporcionar agua para un sistema de enfriamiento de torre de condensación, que provenía de cuatro pozos ubicados en los terrenos de la central (cuya extensión era de 50 acres) y también cerca de una central principal de recolección de gas natural que pertenecía a la Shell Oil Company. En 1951 se advirtió, incluso antes de instalar el primer grupo, que la capacidad final de la central sería mayor de lo que se había estimado. Se decidió por tanto transformarla en estación de 11 kV empleando un auto transformador para evitar tener que cambiar el interruptor principal de la central, dentro de los primeros dos o tres años de funcionamiento. El primer grupo de 5 megawatt entró en servicio en 1953, y el segundo, que generaba a 11 kV, entró en carga comercial en 1955. La Central de Puerto España se enlazó con la de Penal mediante una línea aérea de 66 kV que también se empleaba para atender el suministro de cinco subestaciones de 66/12 kV ubicadas a lo largo de ella.



El análisis de la capacidad generadora total de la central demostró que aunque el grueso de las necesidades de energía aún estaban ubicadas en el norte de Trinidad y esta situación permanecería inalterada por muchos años, era más económico abastecer estas necesidades generando la energía en Penal, y transmitiéndola al Norte, que conducir el gas natural al Norte a través de un gasoducto y convertirlo en electricidad en Puerto España. Por consiguiente se decidió instalar por lo menos dos grupos de 20 megawatt en la Central de Penal. El primero entró en servicio en mayo de 1957. Para abastecer las mayores necesidades de agua del sistema de torre de enfriamiento, fue necesario excavar cuatro nuevos pozos a mayor distancia de la central. El costo por galón de este proyecto demostró que resultaría más barato obtener el agua necesaria para el enfriamiento del segundo grupo de 20 megawatt, y para el tercero que se planeaba instalar, mediante un plan de almacenamiento de agua bombeada. Las investigaciones realizadas por la firma asesora Howard Humphrey & Sons demostraron que el río Coora que corría por el sitio donde estaba ubicada la central podía abastecer las necesidades de agua. Se encontró un lugar adecuado para el embalse de almacenamiento a más o menos 1 1/2 milla de distancia de la central. Se iniciaron los trabajos de construcción, entrando en servicio el segundo grupo de 20 megawatt, junto con el sistema de agua para este grupo y el tercero de 20 megawatt, en septiembre de 1960.

Esta ampliación hizo necesario conectar un tablero de control de 33 kV al tablero original de 12 kV mediante un transformador unitario de 15 MVA. Fue necesario instalar una segunda línea de 66 kV para el traspaso de energía al norte cuando se instaló el primer grupo de 20 megawatts. Este circuito era de transmisión directa. Para dar mayor flexibilidad se construyó una subestación principal de 66 kV con un anillo alimentador en Trinidad Central, cerca de San Fernando y próxima a la ciudad petrolera de Pointe-à-Pierre. Las tres subestaciones primarias de 66/12 kV que habían sido conectadas a la primera línea de transmisión de 66 kV mediante fusibles de alto voltaje comenzaron a ser alimentadas mediante alimentadores radiales desde la subestación de 66 kV. Se está construyendo una conexión de 132 kV de 50 mW de capacidad como parte de la ampliación del segundo y tercer grupo de 20 megawatt.

Cuadro 1

CUADRO CRONOLOGICO Y DE COSTOS DE LAS DIVERSAS AMPLIACIONES

(Dólares de las Indias occidentales; la unidad = 1/2 d. moneda esterlina)

Grupos	Costo total de la ampliación	Costo por kW de ampliación	Costo total de la central (excluida la residencia)	Costo por kW por central	Fecha de autorización	Fecha de pedido	Fecha de puesta en servicio	OBSERVACIONES
<u>PENAL</u>								
Nº 1 5 000 kW			3 120 738	624		Abr. 1949	Jul. 1953	Incluye la represa, caminos, mastranza y despeje del terreno.  Incluye 1 068 000 dólares de las Indias occidentales para el sistema del bombeo de agua.
Nº 2 5 000 kW	932 372	187	4 053 110	405		Nov. 1949	Jun. 1955	
Nº 3 20 000 kW	4 132 506	207	8 185 616	273	Jun. 1953	Dic. 1953	Mayo 1957	
Nº 4 20 000 kW	10 768 000	270	18 953 616	271	Jul. 1957	Dic. 1957	Sept. 1960	
Nº 5 20 000 kW					Nov. 1958	Jun. 1959	Oct. 1961	
<u>P.O.S. "A"</u> 14 900 kW			3 375 247	227				Costo de maquinaria desde 1939 a 1945. Capacidad instalada.
Nº 9 5 000 kW	1 430 108	286	4 805 355	241		Abr. 1949	Jun. 1952	El costo de ampliación incluye un acueducto de valor de 260 000 dólares de las Indias occidentales que también sirve al grupo de 10 MW.
Nº 10 10 000 kW	2 711 256	271	7 516 611	251		Mar. 1953	Oct. 1956	Incluye el nuevo tablero de control para la estación.
<u>P.O.S. "B"</u>								
Nº 1 50 000 kW			31 445 000	314	Dic. 1959		Sept. 1963	Incluye 7 200 000 dólares de las Indias occidentales correspondiente a obras civiles y el aprovisionamiento de agua para el enfriamiento de 200 M.W.
Nº 2 50 000 kW							Sept. 1964	

