

0007/Nº 6
Ubic. ICT
Tesis Maestría

**REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO
FACULTAD METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TESIS EN OPCIÓN AL TÍTULO DE
MASTER EN ELECTROMECAÁNICA**

**TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN
DE LAS RESERVAS ENERGÉTICAS EN EL SEN**

AUTOR: Ing. WILLIAM LEANDRO BATISTA MARRERO

**TUTORES: Dr. RAFAEL PÉREZ BARRETO
Dr. ANGEL O. COLUMBIÉ NAVARRO**

Resumen:

En el presente trabajo ofrecemos una metodología para determinar las reservas energéticas del Sistema Eléctroenergético Nacional.

Para ello primeramente se realizó una caracterización del Sistema Eléctroenergético Nacional detallada, teniendo en cuenta el desarrollo histórico del mismo, los elementos que lo componen, problemas actuales y perspectivas de desarrollo.

Para la determinación de las reservas energéticas fue necesario emplear una metodología que basa su principio en bases probabilísticas, así como realizar un análisis de la situación concreta del sistema.

Se realiza un análisis de las posibles vías de obtener reservas en el sistema, y una breve alusión a las pérdidas en las líneas como fuentes de posibles reservas.

Se obtiene la potencia media ponderada de un agregado único con lo que se hace posible la estimación de la disponibilidad alcanzable de acuerdo con el comportamiento de los últimos años.

Tabla de contenido

Introducción	1
Situación problemática	3
Hipótesis	3
Objetivo	3
Capítulo I: Caracterización del Sistema Eléctroenergético Nacional	4
I.1 Desarrollo histórico de la electricidad en Cuba	4
I.2 Características del Sistema Eléctroenergético Nacional	8
I.3 Conceptos básicos	10
I.4 Fuentes de energía renovables	12
I.4.1 Energía eólica	13
I.4.2 Energía hidráulica	14
I.4.3 Biomasa	21
I.4.4 Energía solar	24
Capítulo II: Determinación de las reservas energéticas en los sistemas de energía	30
II.1.1 Reserva de reparación	30
II.1.2 Reserva de explotación	31
II.1.3 Reserva de avería	31
II.1.4 Reserva de carga	32
II.1.5 Reservas estatales	32
II.2 Fundamentación de la reserva de avería	35
II.3 Determinación de las reservas	44
Capítulo III: Análisis de los resultados	50
III.1 Consideraciones sobre la disminución de las pérdidas	55
Conclusiones	58
Recomendaciones	59
Bibliografía	60
Anexos	

INTRODUCCIÓN

La electricidad, como forma de energía, determina el desarrollo económico de un país y garantiza el nivel de vida de su población. En Cuba gran parte de la misma se produce en centrales termoeléctricas a partir del petróleo: combustible, cuyas reservas nacionales, en cantidad y calidad, son insuficientes y obliga a la nación a importarlas a precios crecientes, determinados por las peculiaridades del mercado internacional y acrecentados por los efectos del bloqueo económico a que está sometida. Todo esto obliga a ser cada vez más eficientes en el empleo del petróleo nacional o de importación y la energía producida.

El Programa de ahorro de electricidad en Cuba (PAEC), cuyo objetivo es atenuar o eliminar los cortes de electricidad a la población sin afectar las actividades económicas vitales; plantea elevar la eficiencia en el empleo de la energía eléctrica.

El Sistema Electroenergético cubano, incide de forma extraordinaria en la vida diaria de nuestro pueblo, en la economía nacional y en el desarrollo del país; por lo cual es necesario que todos conozcamos las características del sistema, su desarrollo histórico, las necesidades de ahorro de energía eléctrica, la problemática actual y las proyecciones.

La crisis en el suministro energético nacional ha repercutido en mayor o menor grado en todos los sectores de la actividad económica. En virtud de las prioridades asignadas a las empresas exportadoras y a los servicios sociales básicos en cuanto al suministro energético, el impacto sobre el resto de las empresas ha sido severo. Esta situación ha obligado a la dirección del país a tomar diversas medidas y programas para enfrentar esta crisis, cuyo alcance ha sido global y sectorial.

El estudio del Sistema Electroenergético es complejo debido a la cantidad de variables que inciden de forma dinámica en su desarrollo y estabilidad, para de esta forma poder brindar un servicio con la fiabilidad y parámetros de calidad

Situación problemática

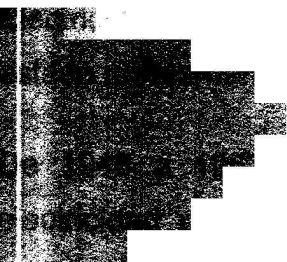
La crisis energética nacional obliga a realizar estudios para hallar una metodología de determinación de las reservas del Sistema Electroenergético Nacional en cada momento de tiempo.

Hipótesis

Es posible establecer una metodología para la determinación de las reservas energéticas del SEN a partir de la caracterización del mismo .

Objetivo

Crear las bases para el estudio de las reservas energéticas nacionales.



Capítulo I: Caracterización del Sistema Electroenergético Nacional

I.1 Desarrollo histórico de la electricidad en Cuba

El desarrollo de la electricidad en nuestro país comenzó desde la época colonial. La primera demostración de su utilidad para el alumbrado fue un diseño basado en una máquina de vapor que le suministraba su energía a un dínamo y este a una lámpara de arco eléctrico; dicha máquina fue traída a Cuba en 1877 por el catalán Tomás José Dalmau y representó un avance superior en comparación con el alumbrado por gas, el cual producía molestias a los consumidores.

En la primera mitad de la década de los años ochenta del siglo XIX, la iluminación por arco eléctrico llegó a algunos ingenios azucareros y ésta ya se lograba a partir de dichas lámparas, que se alimentaban de generadores eléctricos de poca capacidad. No es hasta el 3 de marzo de 1889 que se instaura un sistema eléctrico para el servicio público con generación centralizada y redes de distribución dirigidas a algunas zonas de la capital.

A partir de este momento se inicia la aplicación generalizada del servicio de alumbrado público en otras ciudades del país.

A finales de 1928 se estableció el mayor monopolio en Cuba del servicio eléctrico por la compañía norteamericana Electrical Bond & Share Company afianzada como tenedora de acciones. Contaba con más de 135 MW y unos 4 500 km de líneas de transmisión y distribución para suministrar energía eléctrica a más de 165 poblaciones. Todas las propiedades “pertenecían” a la Compañía Cubana de Electricidad, la cual se había organizado en 1927 con arreglo a la legislación del estado norteamericano de la Florida.

De 1948 a 1957 se logró aumentar en Cuba la capacidad generadora de electricidad de 149 a 362 MW, mediante el financiamiento de proyectos por bancos norteamericanos; ya en 1959 la Compañía Cubana de Electricidad elevó

su capacidad de generación a 470 MW y sus instalaciones y equipos se repartían entre dos sistemas eléctricos independientes: uno para la zona centro occidental y el otro para la oriental. El total del servicio abarcaba el 56% de la población cubana, que estaba estimada en unos 6 500 000 habitantes. Este servicio no llegaba a una gran parte de las zonas rurales, lo que atribuían a la baja densidad de población; consideraban que no era factible invertir recursos en instalar redes de distribución de electricidad en esas zonas.

El triunfo de la Revolución Cubana en 1959 inició una etapa completamente nueva en la historia y se impuso el momento de solucionar los problemas planteados en el Programa del Moncada. En agosto de ese año son rebajadas las tarifas eléctricas, con lo cual se puso fin a los abusos del monopolio imperialista. El 6 de agosto de 1960 se nacionalizó la Compañía Cubana de Electricidad, pasando a manos del estado revolucionario.

El 1ro de junio de 1961 el Che siendo Ministro de Industrias inaugura la primera planta terminada en el periodo revolucionario, la Central Termoeléctrica del Banderete en la bahía de la Habana la que se nombró Frank País García y en estos momentos no se explota.

Los días 22, 23 y 24 de noviembre de 1963 se celebra el Primer Forum de la Energía Eléctrica. El Che al hacer las conclusiones plantea: "Tenemos que afrontar la tarea gigantesca de electrificar totalmente el país, incluida la unificación de nuestros dos sistemas, el llevar la electricidad a una inmensa zona de Cuba que no la tiene, o que la tiene en forma ineficiente por plantas aisladas y en extendernos además, para llevar la electricidad hacia el campo".

A partir del 20 de febrero de 1966 la situación de la generación de electricidad mejoró en el país con la adquisición y entrada en servicio de generadores de la Unión Soviética y Checoslovaquia, así como se suministró por la URSS el combustible necesario.

Para 1975 ya se había triplicado la capacidad de generación de la industria eléctrica con relación a 1958 con el montaje de varias centrales termoeléctricas; por ejemplo, en Cienfuegos, Nuevitas, Matanzas y en otros lugares. Ya en estos momentos el consumo de electricidad por habitante se incrementó de 406 a 705 kW.h anuales, la electrificación alcanzó a más de 70% de la población, y la generación de electricidad creció cerca de tres veces. Es bueno destacar también que las líneas eléctricas aumentaron de 13 098 km existentes antes del triunfo de la Revolución, a 32 067 km en 1975. Se logran integrar los dos sistemas eléctricos independientes que existían, lo que fue posible con la entrada en servicio en 1973 de las dos primeras líneas de 220 kV. Esto representó el nacimiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La capacidad instalada fue progresivamente aumentando, hasta obtener en el año 1988 una disponibilidad record 80,4% y en el año 1989 una potencia instalada de 2 967,5 MW, que era unas 6 veces mayor con respecto al año 1959.

En este último año se importaban 220 000 barriles diarios y solo se extraían 18 000 barriles diarios. Bajo estas condiciones económicas de favorable desarrollo, por el apoyo de la extinta Unión Soviética, la generación eléctrica no presentaba dificultades.

Con el derrumbe del campo socialista y la desaparición de la URSS, unido al brutal bloqueo norteamericano, se establece en el país el Período Especial. Bajo estas condiciones las importaciones de combustible para la generación de electricidad llegaron a valores muy bajos y la caída de la producción de electricidad fue abrupta decidiéndose iniciar el proceso de asimilación paulatina del uso del crudo nacional en nuestras plantas, a pesar de que sus características (alto contenido de azufre, elevada viscosidad y otros componentes) no eran las especificadas en el diseño. Al agudizarse aún más las condiciones de bloqueo y considerando el requerimiento de satisfacer las necesidades de nuestra economía y de la población, se aceleró más el empleo del crudo nacional y del gas

acompañante que se perdía con la extracción del hidrocarburo llegando al cierre del año 2003 al consumo de 2 300 000 t de combustibles nacionales.

Si comparamos la generación eléctrica en 1989 con la del año 1993 el decremento fue de -27,5%. En el período 1993-1996 hubo como promedio afectaciones del servicio eléctrico a la población el 76% de los 365 días del año.

En este período la disponibilidad fue disminuyendo de 70,6% en 1990 hasta 50,2% en 1994, a partir de ahí comenzó a recuperarse hasta el 71 % en el 2003.

Se aprueban como estrategia en 1997 tres direcciones básicas, las cuales se habían venido desarrollando satisfactoriamente con el objetivo de elevar la eficiencia del servicio eléctrico y eliminar paulatinamente los apagones. Estas fueron:

1. Construir y explotar nuevas capacidades.

- Concluir la Central Termoeléctrica Lidio Ramón Pérez (FELTON) de origen checo y eslovaco con 500 MW de capacidad.
- Iniciar y desarrollar la utilización del gas acompañante de los yacimientos petrolíferos cercanos con la instalación y explotación de la Planta ENERGÁS, con varias unidades generadoras (turbinas de gas), localizadas en Varadero y Jaruco.

2. Modernizar las centrales termoeléctricas y asimilar aceleradamente el uso del crudo nacional.

3. Desarrollar el Programa de Ahorro de Energía en Cuba (PAEC).

La explotación del crudo cubano, unida al gas acompañante que se expulsaba a la atmósfera con la correspondiente contaminación ambiental y que fue aprovechado para la generación de energía eléctrica permitió la autosuficiencia energética del país.

En esta etapa tuvo una particular importancia la modernización de las Centrales Eléctricas para el uso eficiente del crudo nacional cuyo alcance fue:

- Adaptación y asimilación paulatina de las instalaciones para la utilización del petróleo crudo nacional como combustible.
- Mantenimiento general y mejoramiento técnico de las instalaciones.
- Restablecimiento de los Sistemas de Control Automático de las Centrales Eléctricas, obsoletos y con ausencia de repuestos en el mercado mundial.

Por otra parte el país continuó avanzando en su programa de electrificar zonas rurales. Ejemplo de ello es la electrificación en el 2001, y en tiempo récord, de más de dos mil escuelas primarias rurales, crecimiento de casi 1 000 000 de consumidores en los últimos 11 años, lo que elevó el porcentaje de electrificación del país hasta 95.5 %, de lo cual el 89,04% es por el sistema Electroenergético y el resto por otras fuentes. Asimismo se ha llevado a cabo un programa priorizado de electrificación de los bateyes de los centrales azucareros, dadas las malas condiciones del servicio eléctrico, que suministrado por los centrales tenían las viviendas de miles de trabajadores azucareros.

1.2 Características del Sistema Electroenergético Nacional.

El suministro de energía eléctrica es un servicio público vital e indispensable para el desarrollo económico y social de cualquier país. Prácticamente todas las actividades de la sociedad moderna tienen dependencia, en mayor o menor grado, de la electricidad, de ahí que un suministro eléctrico suficiente, estable, confiable y a un costo razonable son condiciones fundamentales para asegurar el normal desarrollo de las industrias, los servicios, la educación, la salud, la recreación, la vida en el hogar y muchas otras necesidades de la sociedad y la familia.

Hacer llegar la electricidad a todos los lugares donde se necesita, requiere de una compleja estructura de elementos tecnológicos, infraestructura y organización que permita producirla y entregarla a cada usuario en la cantidad necesaria, en el momento preciso y con una alta confiabilidad y calidad.

En un esquema simplificado, para el abastecimiento eléctrico se requieren tres elementos principales: la producción de la electricidad (Generación), el transporte de la electricidad producida a los Centros de Consumo (Transmisión) y su entrega en el lugar donde será utilizada (Distribución).

La Generación de electricidad es básicamente un proceso tecnológico de transformación de energía y se realiza en las Centrales Eléctricas, la Transmisión se realiza por las Líneas Aéreas de Alto Voltaje hasta las Subestaciones de Distribución y de aquí hasta los consumidores por las Líneas de Distribución, que vemos comúnmente a lo largo de las carreteras en las zonas rurales y las calles en las zonas urbanas.

Para tener una idea de lo complejo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) basta señalar que para brindar servicio a los 3 107 124 consumidores, la Unión Eléctrica dispone de 14 Centrales Eléctricas principales, casi 7 mil kilómetros de Líneas de Transmisión de Alto Voltaje, más de 75 mil kilómetros de Líneas de Distribución, 131 Subestaciones de Alto Voltaje, 2 096 Subestaciones de Distribución y más de 120 000 transformadores de distribución en todo el país.

Debemos destacar dos características muy importantes de la electricidad:

- La producción y el consumo de la electricidad es simultánea, esto significa que cuando un operario pone en marcha un motor o un niño enciende el televisor, un Generador Eléctrico comienza a producir instantáneamente la electricidad que se demanda. Se establece entonces un equilibrio constante entre producción y demanda.
- La electricidad no puede ser almacenada en grandes cantidades. Con excepción de algunos casos para consumos relativamente pequeños (lámparas recargables, baterías, etc.) no es posible acumular electricidad como reserva de la forma que hacemos con el agua o los alimentos.

Adicionalmente a las características anteriores, los Sistemas Eléctricos tienen las siguientes peculiaridades:

- Sus instalaciones son tecnológicamente complejas y de muy alto costo, por lo general requieren áreas extensas, grandes volúmenes de agua, sistemas complementarios de seguridad tecnológica y para la protección del medio ambiente, adecuado diseño para condiciones naturales adversas y extremas, facilidades para el abastecimiento y almacenaje de combustibles. Construir una Central Eléctrica puede tener un costo de hasta 1 Millón de Dólares por cada Megawatt instalado, una Línea Eléctrica de Alto Voltaje puede costar hasta 100 000 dólares por cada kilómetro de extensión. Por estas razones se dice que las Inversiones Eléctricas son intensivas en Capital.
- Los plazos de construcción son por lo general largos. Construir una nueva Unidad de Generación Eléctrica puede tomar entre 18 y 48 meses, dependiendo del lugar y la tecnología seleccionada.

I.3 CONCEPTOS BÁSICOS:

Demanda eléctrica: es la suma de la potencia de los equipos eléctricos que están funcionando simultáneamente en cada instante en una casa, un centro de trabajo, una provincia o el país. Esto significa entonces que no es una magnitud fija pues la misma va lógicamente variando durante el día y la noche. Por eso, la demanda eléctrica es más baja en el horario de la madrugada y es más alta en el horario pico, que es el horario en que estamos todos en nuestros hogares y que si además hay como es lógico, fabricas, hoteles, hospitales y centros de servicios funcionando se eleva este valor.

Energía consumida: Es el valor de esa demanda consumida en el tiempo por cada consumidor.

Capacidad Instalada: es la suma de la Potencia instalada por diseño o rectificadora de las Centrales Eléctricas del país.

Disponibilidad: Es la suma de la Potencia disponible en las Centrales Eléctricas (excluye las limitaciones, las averías, las que están de mantenimiento, etc.)

Siempre que la suma de las potencias de las termoeléctricas que están funcionando sea mayor que la demanda no se retira en ningún territorio el servicio eléctrico, es decir, no se produce el apagón. Este ocurre cuando por averías y mantenimientos la disponibilidad de las plantas disminuye y esta no es capaz de satisfacer toda la demanda.

En un día típico, el país consume una cantidad de electricidad, que requiere quemar en las termoeléctricas más de 9000 toneladas de petróleo que pueden ser alrededor de 58000 barriles de este preciado combustible y la demanda eléctrica total en el horario pico en estos días está alrededor de los 2100 MW. Para satisfacer esta demanda se requiere mantener conectadas y funcionando permanentemente un grupo de plantas termoeléctricas. En el horario pico la mayor demanda es producida por el sector residencial, es decir en nuestros hogares que en algunas provincias puede llegar hasta el 70 o el 80 % del valor total.

Termoeléctricas	Provincia	Potencia (MW)	No. Unidades
Máximo Gómez	La Habana	450	5
Otto Parellada	C.Habana	64	1
Este de la Habana	La Habana	300	3
Antonio Guiteras	Matanzas	330	1
C.M. Céspedes	Cienfuegos	316	2 (No incluye la unidad de 30MW)
10 de Octubre	Camaguey	435	4
Antonio Maceo	S. de Cuba	450	5
Lidio R. Pérez	Holguín	500	2
José Martí	Matanzas	35	1
Hidroeléctricas			
Robustito León	Cienfuegos	29	2
Turbinas de Gas (Diesel)	Provincia	Potencia (MW)	No. Unidades

San José	La Habana	40	2
Rincón	C. Habana	20	1
Turbinas de Gas			
Energás Varadero	Matanzas	180	5
Energás Jaruco	La Habana	35	1
Total SEN	País	3184	35

Además de estas 14 centrales eléctricas de que dispone la Unión Eléctrica en el país existen otras fuentes de generación que abordaremos en lo adelante.

Naturalmente, un país con las limitaciones que tiene Cuba en cuanto a combustibles fósiles, ha de considerar seriamente la explotación de las fuentes de energía renovables de que dispone. En primer lugar, el bagazo de la caña, que se utiliza como combustible para generar el vapor requerido por la industria azucarera, en parte para la producción de energía eléctrica, la cual podría incrementarse considerablemente si se contase con los recursos necesarios para optimizar la producción y el uso del vapor en los centrales. Existe, por supuesto, la posibilidad de aprovechar al máximo las corrientes fluviales, con que cuenta el país, generalmente bastante pobres. Al efecto, se han venido instalando, especialmente en las áreas rurales y montañosas, plantas micro y minihidroeléctricas, cuyo número llegó a 205 en 1992, con una potencia total instalada de 8,6 MW (Unión Eléctrica, 1992, p. 33). Estas plantas han sido utilizadas fundamentalmente en la electrificación rural, allí donde resulta demasiado costoso llevar las líneas del Sistema Electroenergético Nacional. Por otra parte, se han dado los primeros pasos con vistas al posible empleo de la energía eólica para el mismo fin.

1.4 FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES

- Energía eólica
- Energía solar fotovoltaica
- Energía hidráulica
- Biomasa

1.4.1 ENERGÍA EÓLICA

El aprovechamiento del viento es una de las posibilidades que ofrece el clima y la geografía de Cuba.

De acuerdo con el estudio *Evaluación del potencial eólico cubano* (de 1991 a 1998), detenido actualmente por falta de financiamiento, y el *Atlas eólico cubano preliminar*, la costa norte desde Villa Clara hasta Guantánamo es una región de altas velocidades del viento, donde por lo menos ocho zonas han sido identificadas con velocidades medias anuales superiores a 5,7 m/s a 10 m de altura. No obstante, el régimen de viento no es homogéneo y es fuertemente influenciado por condiciones locales, debido a la positiva interrelación entre los vientos alisios y las brisas locales, los eventos meteorológicos estacionales, tales como los frentes fríos provenientes de Norteamérica y otros que refuerzan el régimen de viento en la costa norte, fundamentalmente en la parte este.

Lo anteriormente mencionado, junto con las ventajas del paisaje y el uso limitado de la tierra, empleada fundamentalmente para la agricultura y el ganado, crean buenas condiciones para instalar entre 200 y 500 MW en la isla grande (de 5 a 12 %) de la capacidad de generación instalada actualmente por el SEN en dependencia del tamaño de las turbinas que se empleen.

El uso de la potencia eólica en los cayos de la costa norte también tiene un buen potencial y el mejor pronóstico para en un corto y medio término instalar parques eólicos conectados a la red, debido al excelente régimen de viento y las ya mencionadas condiciones para instalar parques eólicos y los altos costos de generación con la suficiente disponibilidad de terrenos.

Un pronóstico preliminar y parcial, considerando un escenario de crecimiento del turismo de 10 000 habitaciones en los cayos dentro de los próximos diez años, ó 40 MW de capacidad de generación distribuida, señala que la potencia eólica pudiera contribuir con no menos de 20 MW de capacidad de generación efectiva para una penetración de 50 % (equivalente a instalar no menos de 70 MW). En

qué medida pudiera ser realista este escenario y cuáles son las verdaderas oportunidades de la energía eólica, son algunos de los aspectos a esclarecer por nuestros investigadores y especialistas en un corto tiempo, conjuntamente con la participación de compañías foráneas interesadas en invertir en el sector eléctrico cubano.

Implementación de la potencia eólica en Cuba

En 1999, una pequeña potencia eólica fue conectada al Sistema Electroenergético Nacional. Basado en tres años de evaluación del potencial eólico (de 1993 a 1996) y un soporte financiero de ONG's europeas, la UNE (Unión Eléctrica) y el apoyo de la ONG cubana CUBASOLAR, un parque eólico conectado a la red de 2 x 225 kW fue desarrollado y puesto en marcha en mayo de 1999.

La capacidad original era de 1 MW, pero las limitaciones financieras llevaron a que se instalaran dos máquinas españolas ECOTECNIA 28/225, con 30 m de altura de torre e incluido 1 MVA de transformador y capacidades de control remoto que permitirán completar su capacidad original en el futuro. El parque eólico ha suministrado a la red alrededor de 998,5 MWh/año

Como conclusiones de ese trabajo se obtuvo:

- Se comenzó y se ha realizado de manera parcial el mapa de potencial eólico de la Isla de Cuba.
- Se encontraron zonas favorables cerca de la costa.
- Se recomienda su uso en instalaciones híbridas y acopladas a la red.
- Su uso es preferible en playas y cayos.
- Se debe incluir análisis de ruido para su instalación.

1.4.2 ENERGIA HIDRAULICA

Breve reseña histórica:

La aplicación de la hidroenergía como fuente de generación de electricidad en Cuba data de principios del siglo pasado, 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 1750 kW, "San Blas" en Cienfuegos con 1 000 kW, "Piloto" y "San Vicente" en Pinar del Río con 295 y 71.2 kW respectivamente y "Barranca" en Granma con 200 kW, todas ellas construidas en los primeros años de la centuria pasada. Sin embargo, en las zonas montañosas de las provincias orientales, aún se conservan ruinas que demuestran que ya en el siglo antepasado 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, actualmente operada por la Unión Eléctrica del Ministerio de la Industria Básica.

En la década del 80 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 90 y por la carencia de líneas eléctricas, quedando en diferentes etapas constructivas varias de estas instalaciones. En los últimos cuatro años se han concluido 21 de ellas.

Aprovechamiento del potencial hidroenergético del país.

El Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INRH) ha trabajado durante varios años en la identificación del potencial hidroenergético aprovechable del país, estudiando los principales ríos de Cuba y realizando estudios de factibilidad del aprovechamiento hidroenergético de las presas construidas.

Los resultados de los estudios ejecutados hasta el presente por la Unión de Investigaciones y Proyectos Hidráulicos, han demostrado que en las presas existentes es factible construir 30 pequeñas centrales hidroeléctricas, 60 minicentrales y 80 microcentrales, con una potencia de 52 MW y una generación media anual de 210 GWh. En el resto de los cierres estudiados para centrales hidroeléctricas a filo de agua, se considera la posibilidad de instalar unos 400

MW de potencia y generar unos 1 000 GWh al año, que se aportarían al Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

Se estima que en las hidroeléctricas de posible construcción en Cuba se podrían generar unos 1 210 GWh anuales, que representarían aproximadamente un 10% de la generación media anual del país, equivalente a unas 360 MTM de petróleo.

En la actualidad existe un total de 176 instalaciones hidroenergéticas con una potencia instalada de 57,3 MW y una generación de más de 80 GWh al año, de éstas, 28 están conectadas al Sistema Electroenergético Nacional. El INRH opera 175 instalaciones, con una potencia instalada de 14.3 MW, de las cuales 148 trabajan aisladas en pequeños circuitos que abastecen de energía eléctrica a más de 200 comunidades rurales, ubicadas fundamentalmente en el territorio del Plan Turquino, electrificando a 8 380 viviendas, con una población de 24 680 habitantes y 503 objetivos económicos y sociales.

Se desarrolla un programa de mantenimiento y reparación de estas instalaciones, lo que ha permitido un incremento sostenido de la generación de energía, así como el mejoramiento del servicio que prestan, manteniendo en operación como promedio más del 90% de estas. Su distribución territorial se aprecia en la tabla 1. La generación total de las instalaciones en operación y los ingresos por la venta de energía se ha incrementado cada año, obteniéndose los resultados que se exponen en la tabla 2. El 85% de esta energía se produce en las 27 instalaciones que están conectadas al Sistema Electroenergético Nacional, sin embargo, aún existe un gran número de minicentrales con un bajo factor de carga, dado en muchos casos por la falta de usuarios o el bajo consumo de energía de estos y en otros por el mal estado de las instalaciones que no permite un aprovechamiento adecuado del potencial hidroenergético existente en sus lugares de ubicación.

Para superar esta situación, se ejecuta un programa de mantenimiento y se acomete la reparación capital de aquellas instalaciones con mayores potencialidades, para incrementar sus niveles de generación de electricidad.

Asimismo, se trabaja en el incremento de la calidad de la energía que se entrega a los usuarios, estando en proceso de desarrollo un prototipo de regulador electrónico de carga,

que garantice la estabilidad de los parámetros de la energía y una mayor protección para los equipos electrodomésticos. Se buscan otras alternativas para este problema.

Por otra parte, se continúa buscando opciones para diversificar los usos finales de la energía disponible en cada instalación y se promueve el incremento de la reparación y venta de lámparas y efectos electrodomésticos a los usuarios.

Otras de las medidas para incrementar el aprovechamiento del potencial hidroenergético existente, es el desarrollo de un programa de capacitación para los trabajadores vinculados directamente a la actividad hidroenergética. Este comprende cursos anuales para los operadores de las instalaciones, además de otros cursos para los ingenieros y técnicos existentes en las áreas de hidroenergía, así como para el resto de los especialistas de las empresas de proyecto.

Tabla 1. SITUACIÓN ACTUALIZADA DE LAS INSTALACIONES HIDROELÉCTRICAS EN OPERACIÓN EN 2002.

INSTALACIONES	CANTIDAD INSTALADA	CONECTADAS AL SEN	INSTALACIONES AISLADAS	POTENCIA INSTALADA (kW)
Microche	139	10	129	3087.4
Miniche	31	12	19	3953.8
PCHE	5	5	-	7315.0
Total Nacional	175	27	148	14356.2
DISTRIBUCIÓN TERRITORIAL				
INSTALACIONES	CANTIDAD INSTALADA	CONECTADAS AL SEN	INSTALACIONES AISLADAS	POTENCIA INSTALADA (kW)
<u>Pinar del Río</u>	13	9	4	604.2
Microche	11	7	4	238.0

<u>Villa Clara</u>	8	5	3	494.5
Microche	6	3	3	163.3
Miniche	2	2	-	331.2
PCHE	-	-	-	-
<u>Cienfuegos</u>	18	3	15	1937.5
Microche	11	-	11	239.5
Miniche	6	2	4	698.0
PCHE	1	1	-	1000.0
<u>Sancti Spiritus</u>	4	-	4	86.0
Microche	4	-	4	86.0
Miniche	-	-	-	-
PCHE	-	-	-	-
<u>Holguín</u>	12	-	12	471.9
Microche	10	-	10	177.9
Miniche	2	-	2	294.0
PCHE	-	-	-	-
<u>Granma</u>	30	2	28	3787.1
Microche	24	-	24	607.1
Miniche	5	1	4	620.0
PCHE	1	1	-	2560.0
<u>Stgo. de Cuba</u>	23	2	21	2787.2
Microche	16	-	16	418.8
Miniche	6	1	5	838.4
PCHE	1	1	-	1530.0
<u>Guantánamo</u>	67	6	61	4187.8
Microche	57	-	57	1156.8
Miniche	8	4	4	806.0

Tabla 2. Generación de energía eléctrica de 1998 a 2001 (MWh).

Año	Generación		
	TOTAL	SEN	AI SLADA
1998	22 754.30	19 286.03	3 468.27
1999	31 522.60	28 453.50	3 069.10
2000	17 942.10	14 625.56	3 316.54
2001	18 686.90	15 325.40	3 361.50

Inversiones en proceso y a largo plazo

El amplio programa hidráulico desarrollado en Cuba durante los últimos 40 años constituye un soporte de gran importancia para el aprovechamiento hidroenergético, pues si se evalúa una hidroeléctrica en su conjunto, la presa representa en la mayoría de los casos, más del 50% de la inversión.

Las 221 presas construidas, dedicadas fundamentalmente al riego, se mantienen en muy buenas condiciones de explotación, con las tuberías de presión instaladas en la mayor parte de ellas; por lo que existen las condiciones requeridas para el montaje de las hidroeléctricas. En estas presas y en las que se construyen en la actualidad, se han realizado estudios de prefactibilidad, contándose con la información necesaria para la selección del equipamiento adecuado, siendo éstas la primera prioridad en el programa hidroenergético que se ha concebido.

Dentro del programa de inversiones que se venía desarrollando en la década del 80, varias instalaciones hidroenergéticas quedaron en diferentes etapas del proceso inversionista. Se han estado realizando esfuerzos para concluir estas obras, algunas de las cuales se concluyeron en los últimos años, reflejadas en la tabla 3, y las que están en proceso se reflejan en la tabla 4.

Se encuentran en diferentes etapas constructivas 6 pequeñas centrales hidroeléctricas con una potencia de 10.4 MW y una energía media anual de 60 GWh.

Se dispone del equipamiento necesario para modernizar 4 Minihidroeléctricas con una potencia de 865 kW y una energía media anual de 5 GWh.

Tabla 3. INVERSIONES EN PROCESO.

Año	No.	PCHE	Provincia	Potencia kW	Energía media GWh /año
2002	1	Zaza	S. Spíritus	2 700	13
	2	P.Baraguá	Stgo de Cuba	1 460	705
	3	Bueycito	Granma	1 260	5.2
	4	Corojo	Granma	2 000	13.0
	5	Moa	Holguín	2 000	16.0
	6	Chambas	C. Avila	1 100	3.2
Total	6			10 520	57.9

Tabla 4. Perspectivas de los proyectos a iniciar en las pequeñas centrales hidroeléctricas en los próximos años.

2003	1	Alacranes	Villa Clara	3 000	13.3
	2	Minerva	Villa Clara	1 460	3.0
	3	Lebrije	S. Spíritus	1 260	3.0
	4	Jimaguayú	Camagüey	800	3.0
	5	Abreus	Cienfuegos	500	3.0
	6	La Yaya	Guantánamo	500	2.6
Subtotal	6			7 520	25.9
2004	7	Peladero I	Stgo de Cuba	5 000	26
	8	Peladero II	Stgo de Cuba	5 000	26
	9	La Paila	Pinar del Río	800	3.6
	10	Juventud	Pinar del Río	900	4.0
	11	Los Palacios	Pinar del Río	600	3.0
Subtotal	5			12 300	62.6
2005	12	Bayamita	Stgo de Cuba	4 600	20
	13	Mampostón	La Habana	1 250	3.0
	14	Pedroso	La Habana	1 100	2.5
	15	Najasa I	Camagüey	960	4.0
	16	Porvenir	Camagüey	840	2.0
Subtotal	5			8 750	31.5
2006	17	Guamá Norte	Granma	3 000	13.0
	18	Jaibo	Guantánamo	1 600	2.3
	19	Felicidad	S. Spíritus	840	2.2
	20	Tuinicú	S. Spíritus	640	2.6
	21	Najasa II	S. Spíritus	960	4.0
Subtotal	5			7 040	24.1
Total	21			46 130	202

La situación detallada por provincia se encuentra en el anexo I.

I.4.3 BIOMASA

Sin lugar a dudas, la agroindustria azucarera tiene una gran potencialidad como generadora de biomasa: cada 100 *TM* de caña procesada produce de 10 a 12 *TM* de azúcar, de 25 a 30 *TM* de bagazo y quedan en el campo de 10 a 20 *TM* de residuos agrícolas, de los cuales de 5 a 7 *TM* se colectan como paja en los centros de acopio. Una operación termoenergética medianamente eficiente entrega de 10 a 15 % de bagazo sobrante; una operación eficiente eleva esta cifra de 30 a 40 % y más.

Igualmente importante es la potencialidad de la industria azucarera de producir energía eléctrica, al estar obligada a reducir la presión del vapor de sus calderas para poderlo utilizar en calentar los productos azucareros. Hacer esto con turbogeneradores le permite producir simultáneamente electricidad como subproducto. Sin embargo, históricamente la industria no ha tenido interés en ser termoenergéticamente eficiente. Esto se debe al riesgo de disponer de cantidades importantes de bagazo sobrante que no es capaz de asimilar. Por ello las fábricas de azúcar en todo el mundo se diseñaron sin aislamiento, con calderas que generan a baja presión y esquemas gastadores de vapor. La tarea de los diseñadores era balancear la generación y el consumo de vapor, sin que hubiera bagazo sobrante.

Cuba no se escapa a esa realidad con cerca de 800 calderas con eficiencia promedio de 65 % y varias decenas de años de operación, al igual que los más de 400 turbos que se les asocian, con una capacidad de generación de algo más de 800 *MW*. El índice de generación promedio actual es 23 *kWh/TM caña*, con un máximo de 45 *kWh/TM caña*. En el proceso se consumen casi 500 *kg* de vapor de baja presión por *TM* de caña procesada, lo que refleja su baja eficiencia [Lippman et al, 1997].

Tabla 5. Potencialidad de la industria azucarera cubana.

Presión de caldera		Electricidad	Observaciones
kg/cm^2	psi	generada $kWh/TMcaña$	
11	150	10	76 CAI, molida 32 %, pequeños
18	250	20-25	68 CAI, molida 54 %, 22 tandem eléctricos
28	400	35-45	12 CAI, molida 13 %, grandes tandem eléctricos
40-60	550-850	hasta 100	Se operan en forma similar a lo actual
>60	>850	100-150	Exigen agua especial y alta automatización
Ciclo combinado		300-500	Exigen pirólisis/gasificación y turbinas de gas

Fuente: Jorge T Lodos Ministerio del azúcar.

Por otro lado, la necesidad de superar la obsolescencia técnica ofrece la oportunidad de hacerlo con la mayor eficiencia termoenergética posible, aprovechando las ventajas de cogenerar con biomasa. Así, junto con la modernización de la industria que eleva su eficiencia y reduce el costo de producción, se podría incrementar la generación actual en varias veces; independizar parte de la producción de energía del país, de precios y combustibles externos; disminuir la contaminación ambiental, pues la biomasa casi no contiene azufre ni nitrógeno y devuelve a la atmósfera el dióxido de carbono que absorbió la planta, mientras que el fuel-oil lo incrementa en 3 veces su peso; y reducir pérdidas de transmisión, al entregar la energía directamente a la red.

La generación de biomasa tiene como desventaja la necesidad de otro combustible para poder operar todo el año y, sobre todo, capital adicional por su menor economía de escala y para enfrentar las inversiones de modernización de la fábrica y recolección de biomasa. Estos

últimos aspectos hacen que los productores de electricidad a partir de combustibles fósiles se cuestionen la conveniencia económica de producir electricidad de biomasa.

Jorge T. Lodos Fernández y Gilberto Font Pimentel en su trabajo titulado " Hacia una estrategia de cogeneración con biomasa" plantean que el costo de producción del *kWh* de biomasa es inferior al producido de combustible fósil, y que la inversión también es menor si se considera su participación en la producción de azúcar. A partir de esto es posible delinear una estrategia de generación eléctrica de biomasa azucarera, cuyos elementos serían:

1. Seleccionar fábricas con potencial de caña y de incremento de eficiencia.
2. Definir, de ellas, aquellas donde haya que sustituir las calderas y/o los turbos, que serán las cogeneradoras de electricidad, y ordenarlas por la magnitud de sustitución.
3. Definir, de las fábricas con potencial, aquellas donde no haya que sustituir las calderas y turbos, que serán las tributarias, y ordenarlas según su entrega de bagazo sobrante.
4. Reducir el consumo de vapor al máximo, y en la producción de azúcar a menos de 38 %.
5. preparar condiciones en las fábricas tributarias para manipular, compactar y almacenar el bagazo sobrante, para su envío a las fábricas cogeneradoras.
6. Priorizar, de las fábricas cogeneradoras, las que tengan mayor capacidad de cogenerar, en particular por poseer fábricas de derivados anexas.
7. Instalar en las fábricas cogeneradoras calderas con eficiencia 85 % y 40-60 *atm* de presión, al menos, y turbos de extracción-condensación.
8. Analizar cuidadosamente los esquemas que sólo generen todo el año.
9. Trabajar fuera de zafra en las cogeneradoras con bagazo sobrante de fábricas tributarias.
10. Analizar el uso de la paja de centros de limpieza cercanos.
11. Instalar, siempre que sea posible, fábricas de derivados anexas a fábricas cogeneradoras.
12. No invertir buscando sólo más electricidad, sino también azúcar a menor costo.
13. Apoyar el desarrollo de esquemas y equipos de evaporación, de la generación a más de 14. 60 *atm.*, de la pirólisis y gasificación de biomasa, y de la caña energética.
15. Materializar la ventaja de no contaminar el medio ambiente de la biomasa, en una legislación que premie por no contaminar y/o multe a los que lo hagan.
16. Las inversiones requeridas son tan grandes y estratégicas, que será necesaria la participación de capital y tecnología nacionales y extranjeros.

17. Integrar los programas de desarrollo eléctrico del MINAZ y la UNE.

I.4.4 ENERGIA SOLAR.

La radiación solar en Cuba es de 5 kWh/m²/día, prácticamente todo el año.

Las manifestaciones de la Energía solar utilizadas son:

- Energía solar térmica.
- Energía solar fotovoltaica.
- Energía solar luminosa.

Debido a las características de las zonas rurales, ubicación remota y difícil acceso fundamentalmente, resulta muy difícil la electrificación de los consultorios médicos y centros educativos por el Sistema Electroenergético Nacional. Estos centros reciben algún servicio con plantas diesel, pero durante los últimos años, y como consecuencia de las limitaciones económicas que atraviesa el país, dichas plantas se han ido deteriorando por falta de piezas de repuesto. Las plantas que continúan funcionando lo hacen de forma inestable, por la escasez de combustible, prestando su servicio dos o tres horas al día en el mejor de los casos.

A partir de la evaluación y análisis de las potencialidades de las fuentes nacionales de energía en la solución de los problemas energéticos, así como de la experiencia adquirida durante varios años, se elaboró el Programa de Desarrollo de las Fuentes Nacionales de Energía. En éste juegan un papel relevante las acciones de las ONGs especializadas como son Pronaturaleza y CUBASOLAR.

La situación del suministro de la energía en áreas rurales puede analizarse en tres etapas:

- Primera Etapa. 1987 a 1999.
- Segunda Etapa: 1999 a 2002.
- Tercera etapa: comienza en 2002.

PRIMERA ETAPA

Instalación de sistemas fotovoltaicos para la electrificación en las zonas rurales aisladas en:

- Consultorios Médicos de la familia.

- Círculos sociales campesinos.

Año de inicio 1987.

Una de las instalaciones más importantes realizadas, desde un punto de vista social es la electrificación del Consultorios Medico de la Familia en los lugares aislados.

Una instalación típica consiste en un grupo de paneles fotovoltaicos de 400 W de potencia para el empleo de: doce lámparas fluorescentes, un televisor, un transmisor de la radio, tres instrumentos médicos y un refrigerador pequeño para guardar las vacunas.

Costo de los Sistemas Escolares:

Objeto		costo
módulo FV	165 W	\$970.00
Controlador de Carga	20 A	\$200.00
2 baterías	6V, 220Ah	\$160.00
Inversor	250 W	\$80.00
2 lámparas DC	15 W	\$1 480.00

En la primera fase se efectuaron aproximadamente unas mil instalaciones entre 0.01 y 90 kW.

INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS INSTALADAS

Tipo de instalación	Cantidad	Potencia kW	Total kW
Viviendas rurales	185	0.08	14.8
Consultorios	226	0.4	90.4
Hospitales rurales	4	2.0	8.0
Escuelas rurales	7.0	2.5	17.5

Círculos sociales	85	0.2	17.0
Comunidades rurales	4.0	6.0	24.0
Instalaciones turísticas	5.0	1.0	5.0
Trasladadores de TV	3.0	0.7	2.1
Señalización marítima	485	0.04	9.4
Cercas eléctricas ganado	20	0.1	2.0
Guardabosques	7.0	0.3	2.1
Otras	30.0	0.5	1.5
Total	1061	13.73	202.0

SEGUNDA ETAPA

- Electrificación de las escuelas:

1^{er} Momento: video, televisor, lámparas.

2^{do} Momento: computadoras.

Las escuelas en áreas urbanas o rurales de lugares de fácil acceso disponen de la energía eléctrica del Sistema Electro energético Nacional.

Así se beneficiaron 11179 centros educacionales, desde la enseñanza primaria hasta la media.

Sin embargo existían 2067 escuelas en lugares apartados que carecían de servicio eléctrico, de estos 123 fueron electrificados por la red nacional, mientras que 1944 situados en zonas de difícil acceso requerían una solución sencilla, confiable y de fácil mantenimiento.

En menos de un año ya las 1994 escuelas cuentan con suministro de energía eléctrica a partir de sistemas solares fotovoltaicos.

Cada sistema consta de:

- Panel fotovoltaico de 165 W.
- Controlador de 20 A.
- Inversor de 250 W.
- Banco de baterías de 220 A-hr.

En cada escuela hay instalados:

- Dos lámparas de 15 W CD.
- Un televisor y un video de corriente alterna.

Tiempo de operación: cinco horas diarias utilizando el video u ocho solo con el televisor.

Estudiantes en Escuelas Cubanas Electrificadas con fotovoltaica:

Cantidad alumnos	Cantidad escuelas
1	21
2-5	357
6-10	483
11-20	518
21-40	385
Mayor 40	180
TOTAL	1944

TERCERA ETAPA:

- Electrificación de viviendas campesinas aisladas.
- 100 000 viviendas en 5 años.
- Sistema solar fotovoltaico.

SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN LA TERCERA ETAPA:

Consultorios médicos de la familia > 320

CÍRCULOS SOCIALES > 100

A los 1061 sistemas existentes se le han sumado las nuevas instalaciones, ahora:

ESCUELAS > 1970

La potencia total instalada, informe de junio 2002 era de 1,5 MW.

Las zonas montañosas de Cuba cubren una extensión de 19,000 km², casi el 17 % de la superficie del país, y en ellas residen más de 720 000 habitantes que representa el 6.5% de

la población total, según la Oficina Nacional de Estadísticas se estima que en el país existen 109 369 viviendas no electrificables por el SEN.

Una alternativa de solución es emplear una instalación solar fotovoltaica que puede garantizar el suministro estable de energía eléctrica para la iluminación de la casa, para un televisor a color de 14" y para una radio grabadora. La refrigeración de los productos alimentarios se podría realizar en forma comunitaria.

Esta instalación contaría con una potencia máxima de 200 W en paneles solares fotovoltaicos, un banco de baterías de 440 A.h, un inversor 12 V DC/110V AC de 300 W, un controlador de carga 12 V/20^a y 5 lámparas fluorescentes de 12 V/15W.

El sistema garantiza el suministro de energía eléctrica para :

- Cinco lámparas fluorescentes de 15 W, cuatro de ellas durante 4 horas al día.
- Radio grabadora de 20 W durante 12 horas.
- Televisor a color de 14 pulgadas durante 6 horas al día.

El sistema tiene una autonomía de 3 días.

Estas instalaciones contribuirán a:

- Promover las FRE ecológicamente sanas y económicamente sostenibles.
- Mayor estabilidad de la fuerza laboral, una mayor gestión de los cooperativistas y unidades básicas de producción agropecuaria.
- Desarrollo socio-cultural de la población y su nivel de vida y como proyecto demostrativo ayudar a la formación de una cultura ambiental.
- Incremento de la calidad de vida de los pobladores en el área.
- Incremento de los resultados productivos de las cooperativas y campesinos independientes.
- Disminución del éxodo de la población.

Como resultado de lo expuesto hasta este momento podemos plantear que la limitación de la disponibilidad de las Centrales Eléctricas, por el uso del crudo nacional sin la ejecución de todas las inversiones necesarias y el crecimiento de la demanda hizo que además de las medidas orientadas por el PAEC el Gobierno adoptara un plan emergente de contingencia energética (aprobado en el 2000), a aplicarse en el marco del PAEC, que implicaba medidas excepcionales en todos los sectores de la economía con vistas a reducir la demanda de la

carga eléctrica en las horas pico durante el día y la noche y de esta forma minimizar las afectaciones eléctricas.

Además de las limitaciones que presenta la disponibilidad del sistema por el uso del crudo nacional sin concluir las modernizaciones de las Centrales Termoeléctricas, el Sistema Electroenergético presenta descapitalización y atraso tecnológico en sus redes de Transmisión y Distribución no habiéndose podido rehabilitar desde antes del periodo especial. Esto ha provocado que los niveles de interrupciones sean altos, la calidad del servicio no sea la requerida y nuestro sistema sea débil y vulnerable.

Como resultado del análisis crítico de la situación energética nacional permite establecer las líneas racionales de trabajo; a saber:

- Elevar la disponibilidad en el sistema actual.
- Disminución de pérdidas en las líneas de distribución.
- Construcción de una planta generadora.

Capítulo II: Determinación de las reservas energéticas en los sistemas de energía.

El suministro eléctrico confiable a partir del Sistema Electroenergético se logra por medio de la creación de las reservas energéticas. La coincidencia en el tiempo de los procesos de generación y consumo y la imposibilidad práctica de almacenar la producción final, conlleva a la necesidad de crear reservas de potencia energética en los sistemas. Se tienen unas posibilidades limitadas de creación de reservas de energía debido a las reservas de agua y de combustibles fósiles.

En correspondencia con el destino de las reservas éstas se clasifican en:

II.1.1 Reserva de reparación

Está destinada a la compensación de la potencia puesta fuera de servicio en las reparaciones planificadas, ello prevé la posibilidad de realizar los mantenimientos corrientes y capitales del equipamiento principal de las instalaciones eléctricas sin la desconexión de los consumidores ni la disminución de la fiabilidad del suministro eléctrico.

La reparación capital se realiza, como regla, durante la disminución del consumo de energía del sistema en diferentes épocas del año. Por eso la reserva de reparación para cargas máximas es necesaria principalmente para los mantenimientos corrientes. El valor orientado para este tipo de reserva puede ser calculado por la fórmula:

$$N_{res}^{rep} = (\sum_{i=1}^m N_i * \tau_i - \overline{W}_{ver}) / T_{per} \quad (2.1)$$

m : cantidad de agregados en el sistema.

N_i : potencia establecida por el que se va a reparar.

τ_i : duración de las paradas planificadas del agregado.

$\overline{W}_{ver}$: área de la caída de verano.

T_{per} : duración del periodo.

La magnitud de la reserva de reparación en dependencia de las condiciones concretas se encuentra en los límites hasta el 5% de la potencia del sistema.

II.1.2 Reserva de explotación

Sirve para la compensación de la disminución de la potencia disponible de las diferentes plantas eléctricas y agregados que no tienen un carácter de avería provocadas por las condiciones de explotación. Tal disminución de la potencia puede tener lugar en las diferentes plantas eléctricas de diferentes tipos. Así por ejemplo la potencia de una hidroeléctrica disminuye durante la disminución de la presión hidrostática.

La disminución de la potencia eléctrica de una termoeléctrica ocurre en el período de cargas bajas de combustible. En la mayoría de los casos tal disminución de la potencia puede ser prevista con antelación. Evidentemente la magnitud de esta reserva dependerá en gran medida de la fracción de las diferentes plantas en el sistema electroenergético.

II.1.3 Reserva de avería

Esta reserva está destinada a garantizar el suministro eléctrico en los casos de disminución de la potencia, provocado por las paradas por avería de las centrales o las redes eléctricas.

El valor de esta reserva se asume a partir de la potencia total de todo el sistema electroenergético, del número de agregados instalados en las plantas eléctricas. Este valor no debe ser menor que la potencia del mayor agregado del sistema. Al mismo tiempo el valor de esta reserva requiere de una fundamentación precisa ya que los gastos para su creación son sumamente significativos y el déficit de reserva conlleva a la disminución de la fiabilidad del suministro del sistema. Los

principios metodológicos fundamentales para la determinación del valor económicamente óptimo de esta reserva se describirán más adelante.

II.1.4 Reserva de carga

Esta reserva está destinada a la compensación de las posibles desviaciones del máximo diario de carga del sistema de su valor de cálculo, provocado por la aparición de oscilaciones aleatorias no reguladas de la carga. Por cuanto las oscilaciones de la carga del sistema producen variaciones de la frecuencia, ellas requieren de su regulación. Estas oscilaciones en un grado significativo son absorbidas por el sistema de regulación de la frecuencia de la instalación, por esto, la reserva de carga es también llamada de frecuencia.

II.1.5 Reservas estatales

Estas reservas son destinadas para la previsión de posibles violaciones del balance energético del sistema por causa de un incremento del consumo de energía respecto al plan y también de posibles retrasos en la entrada de potencia al sistema. El valor de la reserva estatal se establece durante la planificación de la economía nacional en general y no puede ser el resultado de cálculos técnicos-económicos sólo en la rama energética.

En la actualidad esta reserva constituye el 1% de la potencia total instalada.

Todos los tipos de reserva numerados constituyen la reserva total.

De tal manera como reserva total de la potencia activa se entiende la diferencia entre la potencia de las (N) plantas eléctricas y la carga total de los consumidores (P) .

$$N_{res} = N - P \quad (2.2)$$

Por consiguiente la potencia total de reserva del sistema varía continuamente en dependencia de la demanda del sistema.

Considerando que la potencia disponible de las plantas en cada momento puede ser menor que la instalada, el incremento de la fiabilidad del suministro eléctrico se garantiza a expensa del incremento del valor de la reserva libre de potencia energética.

$$N_{res}^{libre} = N_{disp} - P \quad (2.3)$$

N_{disp} : potencia disponible de las plantas.

El aumento de la potencia disponible del sistema se garantiza con la correspondiente organización de la explotación de todos sus elementos.

Debido a que la variación del balance eléctrico del sistema puede ocurrir de repente, cierta parte de la reserva libre del sistema debe encontrarse en estado de preparación suficientemente operativa para asumir la carga y constituir su reserva operativa.

El valor de la reserva operativa está determinado fundamentalmente por los valores de las reservas de carga y de avería. Según el grado de movilidad, se diferencian las siguientes categorías de reserva operativa:

➤ **Reserva de 1^{er} orden, es la instantánea.**

Está destinada a la compensación instantánea del desbalance de potencia para que los indicadores de calidad de la energía (frecuencia, tensión, etc) no tengan tiempo de salirse de los límites técnicamente establecidos.

Este tipo de reserva se realiza a expensa de la reserva caliente o de rotación. La reserva caliente o de rotación se obtiene en agregados que trabajan con un nivel de carga significativamente bajo o en vacío. En calidad de tal reserva pueden entrar también las hidroeléctricas, consumidores-reguladores que permitan desviaciones instantáneas.

El intervalo de entrada de esta reserva se mide en varias decenas de segundos en las hidroeléctricas y minutos en las termoeléctricas. La reserva de rotación se utiliza generalmente para la reserva por avería y la mantención automática de la frecuencia y la caliente para cubrir la carga del pico planificado.

➤ **Reserva de 2^{do} orden.**

Se realiza con el equipamiento que puede garantizar un incremento de la carga en no menos de 1-3 minutos después de la aparición del déficit. Por ejemplo, un hidrogenerador preparado para el arranque, un agregado diesel, una turbina de gas.

Esta reserva permite establecer los parámetros normales de energía si éstos salieran de los límites establecidos.

➤ **Reserva de 3^{er} orden.**

Se realiza con el equipamiento que pueda asumir la carga luego de varias horas después de ocurrir la avería.

Ella se realiza con el equipamiento que se encuentra en reserva fría. La reserva fría se sitúa en los agregados energéticos que se encuentran fuera de servicio. El tiempo de entrada en trabajo de éstos oscila entre decenas de minutos hasta varias horas. En calidad de reserva fría con frecuencia se utilizan turbinas de compensación de baja eficiencia .

La colocación de las reservas en agregados y plantas del sistema puede variar en el transcurso del año, por ejemplo, en los períodos de poca lluvia para solucionar los problemas de reserva es conveniente pasar a las hidroeléctricas (en aquellos países que el potencial hidráulico así lo permita) y en el de mucha agua a las termoeléctricas. Conjuntamente con esto una reserva suficiente de potencia no es garantía de que el sistema pueda cubrir completamente todos los requerimientos de energía eléctrica. Para esto es necesario la reserva tanto de potencia como de energía.

II.2 Fundamentación de la reserva de avería

La Fundamentación del valor necesario de reserva de avería en el Sistema Eléctroenergético Nacional (SEN) se basa en la teoría del método de las probabilidades. En este caso mientras mayor es la variedad del sistema por su estructura y mayor los enlaces con otros sistemas, la configuración de su red será más compleja y mucho más difícil resolver esta tarea con fundamentación suficiente. Lo más sencillo es estudiar los principios metodológicos fundamentales del enfoque de la fundamentación del valor necesario de la reserva de avería en un ejemplo de estructura uniforme.

Para esto se supone que el sistema de energía está compuesto por (m) agregados del mismo tipo. Si dentro del sistema entran agregados de diferentes tipos y potencias, la potencia única de un agregado se determina como la media ponderada, o sea:

$$N_{med} = \sum_{i=1}^N N_i * n_i / m \quad (2.4)$$

Donde:

N_{i_i} : potencia del agregado (o de la planta eléctrica) de un tipo determinado.

n_i : cantidad de agregados del tipo determinado.

m: número de los tipos de de agregados.

Para los agregados de cada tipo sobre la base del análisis de la estadística de avería se determina la duración relativa probable de la parada de avería (probabilidad del estado de avería del agregado).

$$q = T_b / (T + T_b) \quad (2.5)$$

Donde:

T_b : duración de la parada de avería del agregado.

T : tiempo calendario de su estado de operación.

La magnitud $p = 1 - q$ lleva el nombre de fiabilidad del agregado (coeficiente de disponibilidad).

La magnitud (q) varía en dependencia del tipo de planta y del esquema de su ejecución. Para las plantas hidroeléctricas $q = 0.005$, para las termoeléctricas con enlace transversal por el vapor $q = 0.028$, para las plantas de condensación de varios bloques $q = 0.06-0.1$.

El grado de avería de cálculo de un agregado condicional se puede determinar por:

$$q = \sum_{i=1}^m q_i * N_i / \sum_{i=1}^m N_i \quad (2.6)$$

Suponiendo que las salidas por avería de 1, 2 ó más agregados son eventos independientes, se puede escribir que :

$$q_{om} + \dots + q_{im} + \dots + q_{mm} = 1 \quad (2.7)$$

donde:

q_{im} : probabilidad de las salidas simultáneas de i de los m agregados.

Como se deduce de la teoría de las probabilidades el valor de las probabilidades de salida simultánea de cualquier cantidad de los m agregados puede obtenerse sobre la base de la descomposición del binomio de Newton:

$$(p + q)^m = p^m + \dots + C_m^i p^{m-i} q^i + \dots + q^m = 1 \quad (2.8)$$

En esta expresión la probabilidad de salida de i de los m agregados se calcula por:

$$q_{im} = C_m^i p^{m-1} * q^i \quad (2.9)$$

$$C_m^i = m(m-1).....(m-i+1) / i! \quad (2.10)$$

Donde C_m^i es el número de todas las combinaciones posibles de m elementos en i.

De tal forma puede ser hallada la probabilidad de salida de cualquier agregado desde 0 hasta m. La probabilidad de ausencia de avería o de salida de 0 agregado (p^m) y la probabilidad de la salida simultánea por avería de todos los agregados q^m .

La probabilidad de salida de uno o más agregados se determina por:

$$q_{\geq 1} = \sum_{i=1}^m q_{im} \quad (2.11)$$

De aquí se observa que con el aumento de agregados en un sistema se incrementa la probabilidad de aparición de una avería, pero disminuye la probabilidad de la salida simultánea de una gran cantidad de agregados.

La instalación de agregados de reserva complementarios en el sistema disminuye la probabilidad de aparición de averías. Así si con la ausencia de reserva, la salida incluso de un agregado llevaría a la disminución de potencia del sistema, en presencia de un agregado de reserva, la disminución de la potencia ocurriría solo con la salida de los dos agregados y por consiguiente la aparición de avería en el

sistema disminuiría hasta el valor $q \geq \sum_{i=2}^m q_{im}$ (2.12) y la magnitud de la fiabilidad

aumentaría hasta $p = p^m + C_m^1 p^{m-1} * q$ (2.13).

La instalación de los siguientes agregados de reserva llevará a consecuencias análogas. En relación con esto surge la posibilidad de determinar la magnitud necesaria de reserva partiendo del valor normada de la fiabilidad del suministro eléctrico. Actualmente en calidad de tal normativa se asume el valor de fiabilidad de suministro eléctrico $\bar{p} = 0.999$. Para tal valor de $\bar{p}$ es posible la salida en parada de avería solo de un agregado en 27 años.

Sobre la base de lo descrito anteriormente puede escribirse que la probabilidad de ocurrencia de disminución por avería de la potencia en un sistema con la instalación(r) agregados de reserva es:

$$q_{\geq 1} = \sum_{r+1}^m C_m^i p^{m-1} q_i \quad (2.14)$$

Y en correspondencia, la fiabilidad del suministro de energía será:

$$p = 1 - q_{\geq 1} \quad (2.15)$$

Significa que el criterio de suficiencia del número de agregados de reserva será la relación:

$$q_{r-1} \leq 0.999; \quad q_{r+1} \geq 0.999$$

Y la potencia requerida de reserva de avería será:

$$N_{\text{avería}} = r N_{\text{media}} \quad (2.16)$$

Veamos un pequeño ejemplo:

Sea un sistema constituido por 4 plantas de un tipo con un grado de avería $q = 0.02$ y $p = 0.98$. De acuerdo con los miembros de la descomposición del binomio de Newton la probabilidad de salida simultánea de diferentes números de agregados se determina de la siguiente forma.

La probabilidad de ausencia de avería en el sistema sin agregados de reserva será:

$$q_0 = p^4 = 0.9223,$$

la probabilidad de salida de un agregado será:

$$q_1 = 4p^3 * q = 4(0.98)^3 * 0.02 = 0.0753;$$

de dos agregados:

$$q_2 = 6p^2 * q^2 = 6 * (0.98)^2 * (0.02)^2 = 0.0023 \quad ;$$

de tres agregados:

$$q_3 = 4pq^3 = 4 * 0.98 * (0.02)^3 = 0.00002$$

y de los cuatro agregados:

$$q_4 = q^4 = 0.00000016 .$$

Las cifras muestran que la probabilidad de salida simultánea de tres y cuatro agregados simultáneamente es muy pequeña. Por eso para una cantidad de agregados lo suficientemente grande en el sistema pueden ser despreciados esos miembros de la descomposición.

Con la instalación de un agregado de reserva la fiabilidad del suministro de energía será: $p = 0.9223 + 0.0753 = 0.9976$ lo cual es menor que el valor normativo. La instalación de un 2^{do} agregado de reserva incrementa el valor de $p = 0.9999$ lo cual es superior a la normativa, pero significativamente más cercano a ella que el valor anterior. Por eso asumimos la instalación de dos agregados de reserva.

Ahora vamos a referirnos a la determinación del valor óptimo de reserva de avería. El enfoque desarrollado anteriormente para la Fundamentación del valor de reserva de avería está basado principalmente en consideraciones técnicas y no económicas. Una reserva insuficiente conlleva a la posible aparición de déficit de potencia en el sistema y al consiguiente déficit de entrega de energía al consumidor. Como resultado, como se señalaba anteriormente puede ocurrir un daño económico a consumidores. Si se designa el daño específico al consumidor

por Kw-h no recibido de energía ($\bar{y}$) entonces aparece la posibilidad de valorar la esperanza matemática al consumidor como:

$$\bar{Y} = \bar{y} * \bar{N}_{def} * T \quad (2.17)$$

Donde:

$\bar{N}_{def}$: es la esperanza matemática del déficit de potencia.

T : tiempo calendario.

La esperanza matemática del déficit de potencia puede determinarse fácilmente conociendo la distribución de probabilidades de salida de distintos números de agregados.

$$\bar{N}_{def} = \sum_{i=0}^m N_{ep}^i q_{im} \quad (2.18)$$

Donde:

i : es el número de agregados que salen de servicio.

El déficit de energía en este caso será:

$$\bar{W}_{def} = \bar{N}_{def} * T \quad (2.19)$$

La instalación de agregados de reserva disminuirá la probabilidad de limitación de potencia en el sistema y por consiguiente la esperanza matemática del déficit de potencia. Considerando aquella situación de que con la instalación de un agregado de reserva el déficit de potencia aparecerá solo con la salida de 2 ó más agregados, con la instalación de dos agregados de reserva el déficit aparecerá con la salida de tres o más agregados, etc, la fórmula para la determinación de la esperanza matemática del déficit de potencia puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\bar{N}_{def}^r = N_{cp} * \sum_{i=r+1}^m (i-r) q_{im} \quad (2.20)$$

Donde:

r : cantidad de agregados de reserva.

El aumento de la cantidad de agregados de reserva conlleva a la disminución en esta fórmula del número de miembros del valor de los factores y de $\bar{N}_{def}$ y por consiguiente a la disminución de la magnitud del daño al consumidor $\bar{y}$. Al mismo tiempo el incremento de agregados de reserva conlleva al aumento de los gastos en el sistema.

La instalación de cada nuevo agregado de reserva requerirá el aumento por un lado de las inversiones capitales en el sistema y de la componente constante de los gastos anuales por el otro. De ahí que los gastos específicos referidos a 1 kW de potencia de reserva en una primera aproximación pueden ser determinados por:

$$Z = K_{SAM} (A_{const} + E_n) \quad (2.21)$$

K_{SAM} : inversiones capitales específicas para 1 kW de potencia de la planta (considerando los gastos para la línea de transmisión) .

A_{const} : fracción de los gastos constantes con relación a las inversiones capitales.

E_n : coeficiente normativo de efectividad de las inversiones capitales.

Para encontrar el nivel óptimo de reserva, evidentemente se necesita alcanzar el mínimo del siguiente indicador:

$$Z = Z_{reserva} + \bar{Y} = z * N_{media} * r + \bar{y} * \bar{N}_{def}^r * T \quad (2.22)$$

O sea la suma de los gastos para la creación de la reserva y de la esperanza matemática del daño al consumidor.

Tomemos la derivada respecto a la cantidad de agregados de esta reserva de esta expresión y hallemos la condición del óptimo:

$$dZ_{\text{reserva}}/dr = d\bar{Y}/dr ; \quad \Delta Z_{\text{reserva}} = -\Delta\bar{Y} \quad (2.23)$$

De tal manera la instalación de cada agregado de reserva es económicamente efectiva mientras que el incremento de los gastos para su creación sea menor que la disminución del daño al consumidor o igual.

De forma explícita puede ser expresado por la fórmula:

$$z N_{\text{media}} = \bar{y}(N_{\text{def}}^r - N_{\text{def}}^{r+1}) = \bar{y} * N_{\text{media}} \sum_{i=r}^m q_{im} * T \quad (2.24)$$

Y para el caso del incremento de los gastos para un nivel óptimo de las reservas:

$$z = \bar{y} \sum_{i=r}^m q_{im} * T \quad (2.25)$$

De aquí en particular puede ser obtenido también el nivel óptimo de fiabilidad, correspondiente al nivel óptimo de reserva.

Designemos:

$$q_{\geq 1} = \sum_{i=r}^m q_{im} \quad (2.26)$$

Entonces la expresión anterior se escribirá:

$$z = \bar{y} q_{\geq 1} T \quad (2.27)$$

Por consiguiente el nivel óptimo de duración límite del estado de avería será:

$$q_{\geq 1} = z / (\bar{y} T) \quad (2.28)$$

Y la fiabilidad que le corresponde es:

$$p = 1 - q_{\geq 1} \quad (2.29)$$

En el cálculo de requerimiento de reservas es necesario considerar un factor importante más, que es, el carácter de la distribución del valor de la demanda del sistema en el tiempo. Realmente la disminución de la demanda propicia el

aumento de la reserva, juega un papel de reserva. Por eso el cálculo de la reserva de avería es necesario hacerlo conjuntamente con la reserva de carga. Tal cálculo puede realizarse sobre la base de los gráficos de carga del sistema. Para esto en primer lugar se construye el gráfico anual de carga eléctrica activa y en segundo el eje de ordenada de este gráfico se divide con líneas paralelas al eje de las abscisas con un intervalo de $\bar{N}$, o sea, de la potencia de un agregado equivalente obteniéndose escalones. Entonces los valores $\bar{p}_i = T_i / T$ mostrarán la duración de la carga respectivamente de p a N_{medio} para $2 N_{medio}$ y $3 N_{medio}$, etc.

En correspondencia con esto pueden ser halladas las probabilidades de ocurrencia en el transcurso de un año de las cargas del sistema.

$$p_0 = T_0 / T ; \quad p_{-n} = T_1 / T ; \quad p_{-2n} = T_2 / T ; \text{ etc.} \quad (2.30)$$

La suma de estas probabilidades es igual a 1.

$$\sum_{i=1}^m p_{-n} = 1 \quad (2.31)$$

Considerando que la salida de servicio de un agregado y la ocurrencia de uno u otro nivel de carga pueden considerarse eventos independientes, las probabilidades de aparición de un déficit de cualquier magnitud en ausencia de reserva puede hallarse de la expresión:

$$\left(\sum_{i=1}^m q_{im} \right) \left(\sum_{l=1}^m P_{LN} \right) = 1 \quad (2.32)$$

Entonces la probabilidad de ausencia de déficit se expresará :

$$q_{0m} \sum_{L=0}^m P_{-N} + q_{1m} \sum_{L=1}^m P_{1N} + \dots \quad (2.33)$$

La probabilidad de la disminución de la potencia en N será:

$$q_{1m} P_{0N} + q_{2m} P_{-N} + q_{3m} P_{-2N} + \dots \quad (2.34)$$

En 2N será:

$$q_{2m}P_{-0N} + q_{3m}P_{-1N} + \dots \quad (2.35)$$

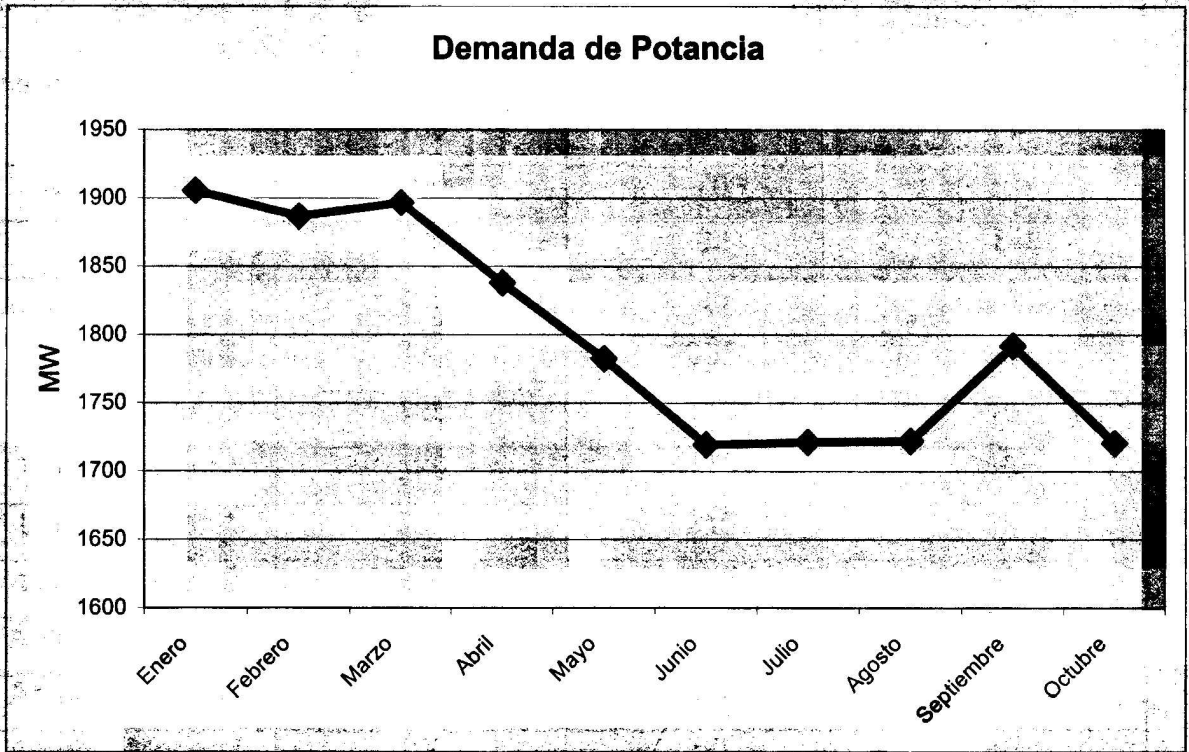
Luego usando estas probabilidades como las probabilidades de salida de 1,2 ó más agregados se puede sobre la base de la metodología descrita anteriormente hallar el nivel requerido de reserva que tenga en cuenta el carácter de variación de las cargas de un año.

II.3 Determinación de las reservas

A partir del método expuesto anteriormente se procederá a determinar las reservas necesarias para un suministro fiable de energía eléctrica por parte del Sistema Electroenergético Nacional.

Para obtener el valor de la reserva por reparación tomamos como referencia el mayor agregado del sistema por representar éste el 10.36% del total de la potencia instalada en el sistema, se asumió que la duración planificada de parada del agregado sería de veinte días debido a que como promedio es lo que duran las reparaciones según opinión de expertos y el área de la caída de potencia se obtuvo del gráfico que a continuación se muestra.

Los datos de este gráfico fueron obtenidos a partir de un coeficiente de proporcionalidad el cual fue calculado tomando la demanda promedio mensual de la provincia Holguín (anexo:2) y la demanda de un día típico nacional (anexo:3) .



La magnitud de esta reserva se encuentra internacionalmente, según bibliografía, en los límites hasta el 5% de la potencia del sistema, en nuestro caso este valor es de 310MW.

La magnitud de la reserva de explotación como se explicó anteriormente depende en gran medida de la fracción de potencia fuera de servicio de los diferentes agregados que no tienen un carácter de avería.

Para la determinación de su valor se tuvo en cuenta el comportamiento del Sistema Electroenergético en un día, el que se caracterizó a partir de estudios que consecuentemente permiten estimar los parámetros de caracterización. La validez de este procedimiento está determinada por la sensibilidad del tipo de información para el caso real y los datos referidos a otros estudios.

A continuación se mostrará una tabla con la situación operativa del sistema de la Unión Nacional Eléctrica (UNE) .

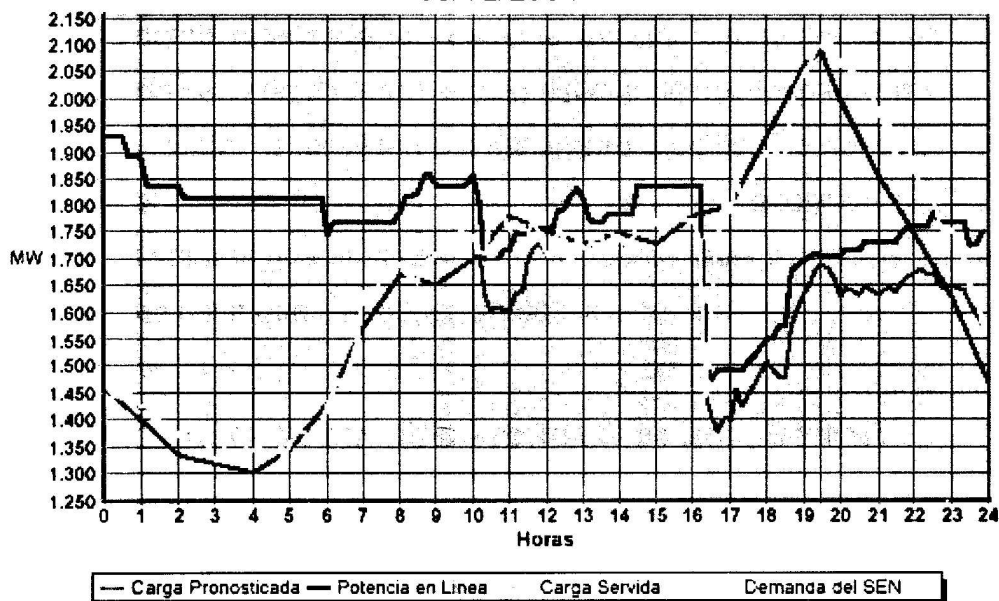
Agregado	Potencia Instalada MW	Potencia disponible MW	Limitaciones Técnicas MW
Máximo G 5	100	89	11
Máximo G 6	100	70	30
Máximo G 7	100	92	8
José Martí 3	35	25	10
Antonio Guiteras	330	305	25
10 de Octubre 4	125	110	15
10 de Octubre 5	125	110	15
Lidio R Pérez 1	250	215	35
Lidio R Pérez 2	250	223	27
Antonio Maceo 2	50	35	15
Antonio Maceo 3	100	98	2
Antonio Maceo 5	100	60	40
Energás Jaruco	35	31	4
Total	1700	1463	237

Tabla (2.1) Limitaciones técnicas

Como podemos observar, en la tabla anterior, la potencia fuera de servicio por limitaciones técnicas representa el 7.44% del total de la potencia instalada teniendo en cuenta que ésta es de 3184MW.

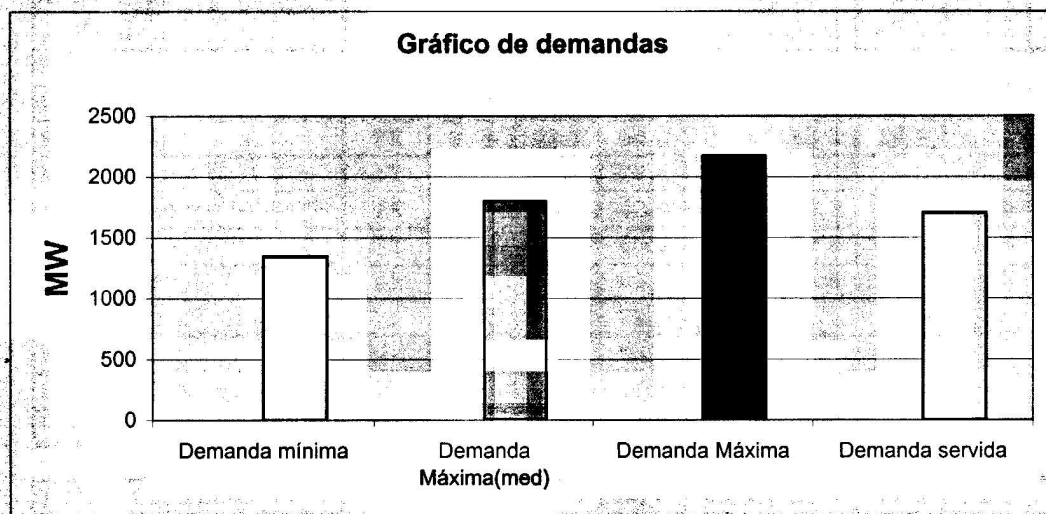
La Reserva de carga está destinada a la compensación de las posibles desviaciones del máximo diario de carga del sistema de su valor de cálculo o esperado, si analizamos el gráfico de demanda que se muestra a continuación podemos ver que esta desviación oscila alrededor de unas decenas por encima del valor esperado.

Carga Pronosticada, Servida y Potencia en Linea 08/12/2004



En el caso particular que nos ocupa, la reserva estatal representa un valor de 95.52MW, ya que se asumió el 3% del total instalado.

Gráfico de demandas



La reserva total del sistema está formada por todas las reservas descritas en el epígrafe anterior y se determina teniendo en cuenta la potencia de todas las plantas y la carga total de los consumidores.

A partir de la ecuación (2.2) y analizando el gráfico de demandas que se muestra podemos plantear que la reserva total de nuestro sistema es de 1084 MW, tomando como referencia la demanda máxima promedio en un año, la que se tomó con un valor de 2100MW según estimados del despacho nacional.

Para incrementar la fiabilidad del suministro eléctrico es necesario incrementar el valor de la reserva libre, la que se calcula según ecuación (2.3) y teniendo en cuenta los valores que aparecen en la siguiente tabla ésta tiene un valor de menos 112 MW, es decir que constituye un déficit y no una reserva.

FACTOR DE POTENCIA DISPONIBLE 24 HORAS EN % .

Promedio de todos los días del año

CENTRALES	TIPO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Trujillo	TE	29.8	28.2	96.1	-	-	-	-	-
Caamaño	TE	98.2	97.6	93.8	-	-	-	-	-
M. Gómez	TE	59.9	57.8	50.6	48.7	45.4	59.3	61.9	
N.E. Habana	TE	68.0	74.9	70.0	75.8	65.4	66.3	57.6	
O. Parellada	TE	8.4	61.4	70.2	57.6	68.9	76.2	76.0	
Regla	TE	44.2	15.3	33.7	75.4	58.3	52.4	-	-
F. País	TE	64.9	45.0	25.4	66.5	73.0	40.6	-	-
A. Gulteras	TE	93.5	76.6	72.5	99.0	80.1	29.3	78.1	
J. Martí	TE	40.9	68.7	79.1	81.0	54.2	68.9	66.5	
San Roman	TE	90.0	73.7	82.2	90.2	0.0	-	-	-
C.M. Céspedes	TE	92.8	84.2	82.4	96.1	84.8	83.9	66.7	
R. Martínez	TE	96.9	91.7	94.6	95.1	85.3	78.8	-	-
M. Julien	TE	73.7	46.5	77.4	96.7	-	-	-	-
10 de Octubre	TE	48.1	35.9	43.1	63.4	79.3	77.9	71.9	
A. Maceo	TE	52.5	49.7	40.2	49.7	58.8	56.9	49.6	
L.R. Pérez	TE	63.6	40.9	65.4	64.3	75.6	81.9	61.5	
H. Pavón	TE	63.7	33.9	73.3	98.0	86.0	-	-	-
R. León	HE	93.0	98.1	96.4	98.9	72.5	97.3	96.9	
Energas Varadero	PI	-	90.3	92.7	93.3	88.8	87.0	85.5	
Energas Jaruco	PI	-	-	92.8	95.2	97.0	97.4	95.2	

TOTAL TURBINAS	TG	67.0	89.0	84.9	69.9	85.3	57.5	75.4	
TOTAL TERMICAS	TE	62.1	56.9	57.4	65.8	68.1	66.1	63.4	
TOTAL HIDROS	HE	92.9	98.1	96.3	98.9	71.8	95.6	96.5	
TOTAL PROD.INDEP.	PI	-	90.3	92.6	93.7	89.8	89.2	87.1	

TOTAL PTAS. SISTEMA		62.6	58.5	58.8	66.2	68.5	66.2	64.1	
TOTAL SIST. - PI		-	58.5	59.9	67.5	69.5	67.3	65.5	

Tabla (2.2) Disponibilidad del sistema

La metodología de cálculo de la reserva de avería necesaria se basa en la teoría del método de las probabilidades.

Si el sistema está formado por agregados de diferentes tipos y potencias, la potencia única de un agregado se determina a través de la expresión (2.4), teniendo el valor de 90.84MW para el caso que nos ocupa.

La probabilidad de ocurrencia de disminución por avería de la potencia de un sistema con la instalación de (r) agregados de reserva puede ser determinada a través de la expresión (2.14), teniendo que la confiabilidad del suministro será (2.15) y la determinación de la potencia requerida de avería se obtiene a partir de (2.16), resultando para nuestro caso particular una potencia de 363.36MW.

Debido a que la variación del balance eléctrico del sistema puede ocurrir de repente cierta parte de la reserva libre del sistema debe encontrarse en estado de preparación para operar y constituir la reserva operativa, el valor de esta reserva está determinado fundamentalmente por los valores de las reservas de carga y de avería.

Capítulo III: Análisis de los resultados.

Desde el punto de vista técnico – económico la solución del problema significa:

- Determinación de la potencia de reserva necesaria para prevenir crisis energéticas.
- Determinación de la potencia racional de las instalaciones energéticas de nueva construcción.

Para el análisis de los resultados se partirá de las potencias de reserva calculadas en el capítulo anterior.

La reserva de reparación está dada por la ecuación:

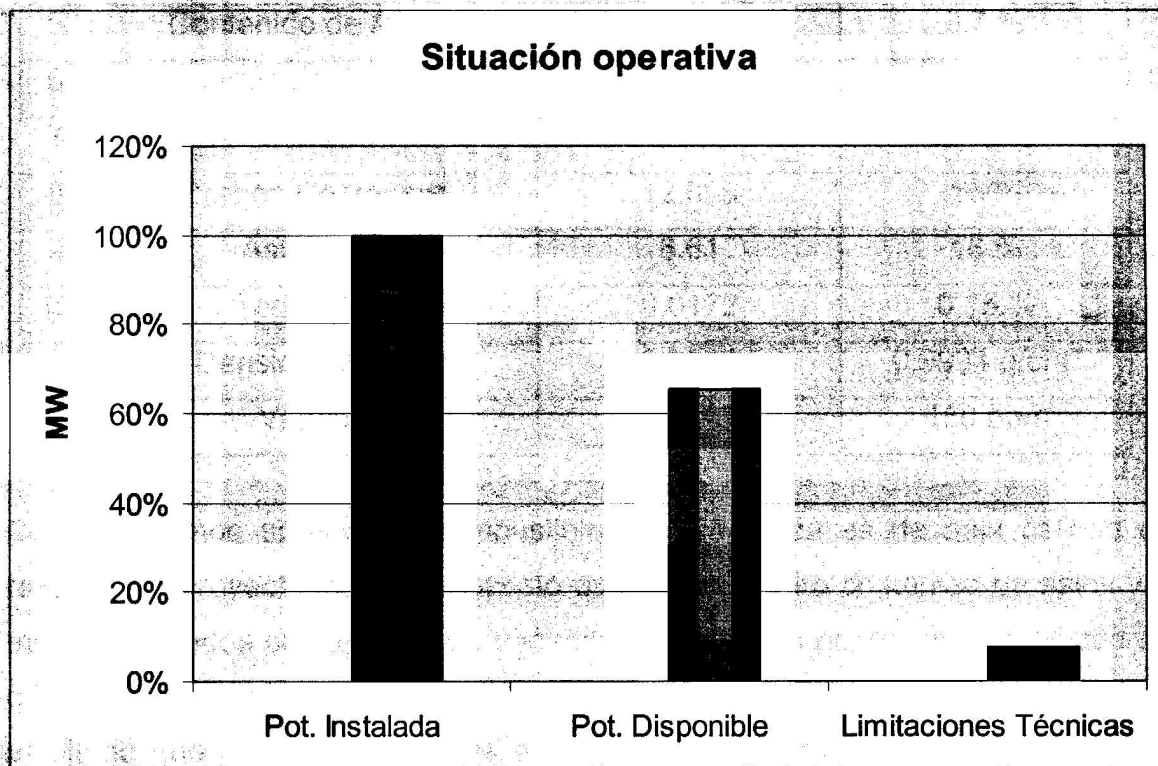
$$N_{res}^{rep} = (\sum_{i=1}^m N_i * \tau_i - \overline{W}_{ver}) / T_{per} = 310 \text{ MW}$$

Es de notar la diferencia de este valor en relación a datos internacionales, ya que varios países toman este valor como un 5% de la potencia instalada, y en nuestro caso representa el 9.73%.

Vale aclarar que la curva utilizada en el cálculo de esta reserva es atípica al comportamiento histórico del SEN debido a la crisis extrema sufrida en los meses de verano en el sistema con la salida de operación de la mayor unidad generadora del país y otras averías sufridas en plantas importantes.

En el análisis de la reserva de explotación se contó con el parte de la situación operativa del sistema nacional de la UNE emitido por el despacho nacional de regulación de la carga.

En el siguiente gráfico se puede apreciar que el valor de la potencia dejada de servir por condiciones de explotación es bastante elevado, representando el 7.44% del total de la potencia instalada, esto se debe principalmente a problemas en el tiro, quemadores sucios, sobrepresión en el horno, falta de aire, tupición en los filtros del combustible, entre otras causas.



Además de las causas expuestas anteriormente debe señalarse que la mayoría de las plantas generadoras del sistema tienen una tecnología de hace varios años provocando que los niveles de explotación disminuyan, aparejado a esto los ciclos de mantenimiento se han alterado y el combustible utilizado es alrededor del 90% crudo nacional, para lo cual las unidades no estaban preparadas a pesar de los cambios realizados (Informe presentado en la mesa redonda del mes de Septiembre).

Las características del crudo Nacional con relación al Fuel-Oil pueden apreciarse en la siguiente tabla:

No	Características	Fuel-oil	Crudo 1400
1	Viscosidad a 50° C	348.11	1400 cst
2	Densidad API a 15°C	—	10 minutos
3	Temperatura de inflamación	90.33	T. ambiente
4	Valor calórico Neto	9967.438	9200 kcal/kg

5	Contenido de Azufre	2.87	6.7 %
6	Contenido de Agua	0.42	2.0 %
7	Cenizas	0.096	0.10 %
8	Carbón Conradson	12.095	15 %
9	Asfaltenos	6.61	18 %
10	Sedimentos	0.0172	0.15 %
11	Densidad a 15°C	0.9944	0.9994 g/cm ³
12	Vanadio	361.67	150 ppm

Como podemos apreciar el combustible que se utiliza es de baja calidad con respecto al proyecto diseñado, puesto que presenta alto contenido de sales y de metales pesados como el níquel, vanadio etc. También posee alta viscosidad que dificulta tanto el almacenaje como el trasiego del mismo, por el alto contenido de asfaleno que pueden clasificarse en los tanques y formar lodos en las paredes interiores de la caldera. Por su baja calidad es necesario aplicar un tratamiento adicional con aditivos organometálicos para mejorar su calidad tanto en la combustión de la caldera como en el medio ambiente.

En el cálculo del agregado único fue utilizada la expresión:

$$N_{med} = \sum_{i=1}^N N_i^* n_i / m = 90.84 \text{ MW}$$

Este valor además de decirnos de cuánto debe ser el agregado a utilizar era necesario para determinar el valor de la reserva por avería.

Se analizó la probabilidad de ocurrencia de disminución por avería de la potencia con la instalación de (r) agregados en el sistema:

$$q_{\geq 1} = \sum_{r=1}^m C_m^i p^{m-1} q_i = 0.985$$

Lo cual es menor que el valor normativo aceptado por varios países (según bibliografía) , que es de 0.999, para que ocurra una avería en 27 años. El valor de 0.985 fue obtenido para cuatro agregados en el sistema.

Por lo que podemos plantear que la potencia requerida de reserva de avería será:

$$N_{\text{averia}} = r N_{\text{media}} = 363.36 \text{ MW}$$

La reserva de carga está destinada a la compensación de las posibles desviaciones del máximo diario de carga del sistema y al no poseer una base de datos lo suficientemente amplia para realizar cálculos estadísticos, se asumió según entrevista a especialistas de la materia que este valor varía alrededor de una decena por encima de lo esperado según datos históricos.

Como plantea la metodología, el valor de las reservas estatales se establece durante la planificación de la economía nacional en general y no puede ser el resultado de cálculos técnicos – económicos sólo en la rama energética, por tal causa analizamos el trabajo titulado:

" Escenarios a largo plazo del desarrollo energético y su impacto ambiental" por el Dr: José Somoza.

En este trabajo el autor analiza la determinación de los escenarios, de referencia y alternativos, de desarrollo energético a largo plazo y su impacto ambiental, utilizando las técnicas del análisis prospectivo. El horizonte temporal de la proyección abarca los próximos 30 años, tomando como año base el 2000. Se hace una necesaria evaluación del pasado reciente tanto del desempeño macroeconómico como del energético, se construyen el paquete de supuestos que van a caracterizar el Escenario Base y sobre esta base se hace la proyección de la demanda final de energía por sectores y tipo de portadores energéticos, y la forma en que ésta se deberá cubrir.

La evolución futura de los sistemas energéticos es el resultado de la interacción de muy complejos procesos que involucran fuerzas de gran dinamismo, como son los casos del desarrollo socioeconómico, las tendencias demográficas y el cambio tecnológico, y que, a la vez, contienen un importante nivel de incertidumbre.

Como resultados del trabajo antes mencionado se encuentran:

Entre los años 2001-2030 la generación bruta crecerá a un ritmo promedio anual de casi el 3%, llegando a algo más que duplicarse con respecto a la generación registrada en el año 2000. Tal proyección se sustenta en un factor de utilización de

la potencia instalada que crece moderadamente de un 70% en el año base (2000) hasta casi un 73% al final del período.

En cuanto al índice de pérdidas y el factor de insumo en generación, estos mejoran. En el caso de las pérdidas el índice se reducirá hasta 15%, a partir de las expectativas de mejoras en las redes eléctricas, en particular en las de distribución (este indicador en la actualidad es superior al 19%). En cuanto al insumo, este se reducirá en casi un punto porcentual, al pasar de algo más de 7% a casi 6%, a partir de la culminación del proceso de modernización de CTE y el completamiento de los ciclos combinados con turbina de gas natural.

Esta proyección tiene implícito el supuesto de mejoramiento de la eficiencia energética en la generación de electricidad. El consumo específico de combustible se reduce drásticamente en los primeros 6 años del período proyectado, como resultado de la culminación de los programas de modernización y de instalación de los ciclos combinados de gas natural pendientes.

Analizando estos resultados proponemos determinar las reservas estatales como el 3% del total instalado y no el 1% como lo hacen en diferentes países según bibliografía.

Analizando la disponibilidad del SEN en los primeros ocho meses del actual año, según la siguiente tabla podemos apreciar que ésta se ha mantenido como promedio a un 61.75% del total instalado.

FACTOR DE POTENCIA DISPONIBLE 24 HORAS EN % . Año 2004

Promedio de todos los días del año

CENTRALES	TIPO	Ene	Feb	Mar	Abril	Mayo	Junio	Julio	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
M. Gómez	TE	64.0	59.3	55.1	47.2	53.6	56.8	55.9	55.4				
N.E. Habana	TE	60.0	62.2	51.5	53.3	60.3	64.2	48.1	28.3				
O. Parellada	TE	0.0	0.0	0.0	14.6	76.9	93.0	60.0	81.8				
A. Guiteras	TE	91.6	79.4	83.5	75.9	9.5	0.0	0.0	0.0				
J. Martí	TE	63.9	4.4	20.0	64.5	65.1	32.5	0.0	13.1				
C.M. Céspedes	TE	94.9	93.2	88.0	59.6	95.3	88.7	77.9	93.8				
10 de Octubre	TE	84.1	62.1	62.0	78.9	77.7	78.1	74.9	69.0				
A. Maceo	TE	43.2	59.5	47.6	52.6	51.2	43.6	39.6	33.8				
L.R. Pérez	TE	31.6	35.2	77.9	83.1	70.0	66.7	77.9	67.8				
R. León	HE	100.01	71.84	67.15	67.44	67.44	99.18	97.90	99.94				
Energías Varadero	PI	104.2	98.2	97.9	95.1	98.3	93.7	101.4	91.5				
Energías Jaruco	PI	100.0	89.9	49.9	85.5	97.1	98.1	95.1	95.7				

TOTAL TURBINAS	TG	90.3	92.7	69.3	57.5	55.9	59.3	79.6	86.9				
TOTAL TERMICAS	TE	61.7	59.6	63.6	63.7	60.5	57.9	54.6	48.0				
TOTAL HIDROS	HE	100.01	71.84	67.08	67.44	67.44	99.02	97.36	99.94				
TOTAL PROD.INDEP.	PI	102.7	96.8	90.0	93.0	97.8	94.5	99.8	91.0				

TOTAL PTAS. SISTEMA		62.9	60.4	63.7	63.6	60.5	58.3	55.6	49.2				
TOTAL SIST.- PI		65.5	62.9	65.5	65.6	63.0	60.8	58.6	52.1				

Por lo que se hace necesario elevar la capacidad del sistema trabajando en la ejecución de los mantenimientos aplazados y recuperar el ciclo normal, máxime cuando la recuperación de la capacidad de generación más rápida y a menor costo, se logra ejecutando las acciones de reparación y mantenimiento requeridas en los bloques rusos y checos, en los que es posible recuperar, a corto plazo, 400 MW (Informe presentado en la mesa redonda de septiembre). Para esto se requiere que la UNE reciba los ingresos acordados en la Reunión de Coordinación del mes de septiembre y garantizar la disponibilidad de 20 millones de dólares a partir de enero para su utilización durante el primer trimestre.

Recuperando estos 400 MW la disponibilidad del sistema electroenergético se elevaría a 74.31%, lo que representa una capacidad de generación de 2366 MW. En Cuba el sector eléctrico ha sufrido restricciones de recursos financieros que no han permitido el adecuado desarrollo en la ampliación y el mantenimiento a la red de distribución eléctrica. Esto ha provocado altas pérdidas de energía (del orden del 19%), principalmente por causas técnicas en la red de distribución primaria.

Por lo que otra fuente para recuperar disponibilidad es trabajar en la rehabilitación de las redes de transmisión y mejoras en la distribución en el corto plazo.

La Unión Nacional Eléctrica (UNE) ha comenzado desde el año 2000 un programa de reducción de pérdidas con el objetivo de reducirlas a un 11% para el año 2005. Hasta el año 2002 se han ejecutado proyectos en varias ciudades del país con inversiones limitadas.

III.1 Consideraciones sobre la disminución de las pérdidas.

Las posibilidades de disminuir pérdidas en las líneas, aumentando tensión o disminuyendo resistencia, son limitadas (José Rafael Pérez), máxime cuando representan inversión de capital importante, pues esto implica cambio de conductores, de transformadores, poda de árboles, etc.

En términos generales las pérdidas de distribución se producen por desbalances y sobrecargas en los circuitos, dado el incremento del consumo y las características técnicas de la red. Las soluciones previstas incluyen el incremento de voltaje de distribución primaria y el cambio del calibre de los conductores.

El principal efecto económico de la reducción de pérdidas eléctricas será la disminución del consumo de combustible en la generación con la consiguiente disminución de GEI. Dado que el costo del combustible es en divisas, corresponde cuantificar el ahorro en esta moneda.

Teniendo en cuenta los resultados expuestos anteriormente podemos plantear que la disponibilidad del sistema con medidas organizativas, de mantenimiento y modernización puede aumentar a un 74.31% del total de la potencia instalada actualmente en el Sistema Electroenergético Nacional.

La determinación de la reserva de avería estuvo basada fundamentalmente en consideraciones técnicas y no económicas.

Analizando los resultados obtenidos podemos plantear que se debe aumentar la disponibilidad del sistema a un 90%, cifra nunca alcanzada en nuestro sistema si consideramos que la cifra record es de 80.4% lograda en 1988, por lo que se hace necesario la construcción de nuevas plantas generadoras.

Las termoeléctricas son más eficientes mientras mayor es su potencia, en las condiciones concretas de Cuba esta situación no es real debido a la baja disponibilidad existente, los resultados muestran la necesidad de aumentar esta disponibilidad; pero para nuestro caso es recomendable la construcción de una termo de ciclo combinado de gas no mayor de 125 MW lo que obliga a la instalación de turbos de gas 25MW como promedio.

En este estudio se ha evidenciado que nuestro sistema electroenergético tiene una situación compleja y difícil por lo que hay que trabajar duro para revertir esa situación, poner todo el empeño y la inteligencia de nuestros especialistas para que en un mediano tiempo sea solucionada por lo que un programa de Desarrollo del Sistema Electroenergético es vital para el país y requiere, partiendo de las

situaciones actuales, prever y planificar las inversiones que será necesario realizar para garantizar el servicio eléctrico con la confiabilidad y la calidad requerida que demanda el progreso económico y social del país, con el menor costo posible.

La Unión Eléctrica cuenta con un Programa de Desarrollo del Sistema Electroenergético Nacional y como resultado de las evaluaciones realizadas, se contempla la recuperación paulatina de la Disponibilidad de las Centrales Eléctricas, la Rehabilitación de las Redes de Transmisión y Mejoras en la Distribución en el corto plazo, con el objetivo principal de disminuir sustancialmente las interrupciones del servicio eléctrico, así como el incremento de las capacidades de generación (Ampliación de las Centrales Eléctricas) en unos 500 MW hasta el año 2008 y la Modernización de la Transmisión y la Distribución para dar garantía de continuidad y calidad del servicio (UNE).

Conclusiones:

Se determina sobre la base del cálculo que la disponibilidad mínima necesaria para garantizar la demanda nacional, debe ser del 90%.

Se establecen las líneas racionales de trabajo a partir de la situación energética nacional, a saber:

- Elevación de la disponibilidad del sistema actual hasta 90%.
- Disminución de pérdidas en las líneas de distribución.
- Construcción de una pequeña planta generadora.

No existen reservas disponibles de energía por lo que se hace necesario la recuperación a corto plazo de la reserva libre.

Es factible el uso de las fuentes renovables de energía, pues existen potencialidades para su empleo.

Recomendaciones:

- Continuar el estudio de las reservas energéticas del país.
- Profundizar en el impacto que tienen las líneas de transmisión y distribución en el ahorro de energía lo cual podría considerarse como reservas.
- Analizar el impacto económico que significa la creación de las reservas desde el punto de vista de inversión y la disminución de los daños económicos a consumidores por déficit de energía.
- Continuar el estudio de las fuentes renovables de energía y su incorporación al SEN atendiendo a las potencialidades que representan para un desarrollo sustentable.

Bibliografía

1. Bujarinov A .N, Shishov A. N , Taratin V. A , Economía de la energética, Editora: Vysshaia Shkola, 1986.
2. Colectivo de autores: Ahorro de energía y respeto ambiental " Bases para un futuro sostenible", 2002
3. Colectivo de autores: El camino hacia la era solar, Editorial científico-técnica, La Habana, 1998
4. Colectivo de autores: Anuario estadístico de Cuba, 1997- 1998.
5. González, R: Ahorro de energía en Cuba, Editorial científico- Técnica, La Habana, 1986.
6. Henriquez, Bruno: Las fuentes renovables de energía, en Energía y Tú, La Habana, No:12 ,1997.
7. Madruga, E : Combustibles sólidos de baja densidad, en Energía y Tú,No: 12, octubre- diciembre de 2001.
8. Material de estudio, noviembre 2004, La población es y será lo más sagrado para la revolución.
9. Prusnier S L: Economía de la energética, 1984.
10. Turíni, E: El camino del sol, Editorial de cabasolar, La Habana, 1999.
11. Scripta Nova: Revista electrónica de geografía y ciencias sociales, no 18, abril, 1998 " Impacto social y espacial de las redes eléctricas en Cuba"
12. Prusnier S L: Economía de la energética, 1984.

Páginas de Internet visitadas:

1. <http://www.nodo50.org/cubasigloXXI/politica.htm>
2. <http://www.cubasocialista.cu/index.html>
3. <http://www.santiago.cu/hosting/cies/sniecieshistoria.htm>
4. <http://www.fineprint.com>
5. <http://www.coastal.com>
6. <http://www.cec.org/trio/archives/index.cgm>
7. <http://www.bioenergy.ornl.gov/fags>
8. <http://www.momografias.com/politicas.shtml>
9. <http://www.falaea.org>

10. <http://www.ises.orgcdm/valdes-energia rural en cuba.pdf>
11. <http://www.hidro.cuutilizacionaguas.htm>
12. <http://www.hidro.cu/recursos hidricos.htm>
13. <http://www.energia.inf.cu/programa/eficiencia.htm>
14. <http://www.cinu.org/ninos/html/onu-n5.htm>
15. <http://www.cabasi.cu>
16. <http://www.monografias.com/cgi-bin/searc.cgi>

Anexo:I

PROVINCIA GRANMA

No	Tipo de instalación	Instalaciones	Potencia	Usuarios		Habitantes
			Instalada (kW)	Viv.	O.O.S.E	
1	Miniche	Canaria I	70.0	87	3	226
2	Microche	Canaria II	48.0	-	-	-
3	Miniche	El Oro	70.4	96	8	307
4	Microche	Colón	30.4	35	6	91
5	Microche	Veguita Larga	30.4	35	3	82
6	Microche	La Toronja	12.0	58	1	139
7	Microche	Pino del Agua	3.0	17	2	47
8	Miniche	Barranca	200.0	SEN	SEN	-
9	Microche	Los Lirios	30.0	107	7	278
10	Microche	Hicotea	30.0	85	7	306
11	Microche	Caña Brava	48.0	89	5	216
12	Microche	Califonia I	30.0	59	4	177
13	Microche	La Habanera	30.0	37	2	132
14	Miniche	Cirugia	186.0	334	20	1506
15	Microche	Banco Abajo	48.0	-	-	-
16	Microche	El Hombrito	3.0	9	2	35
17	Miniche	Pozón de Conabacoa	93.6	460	9	1749
18	Microche	Manaca Abajo	26.0	48	1	168
19	Microche	Manaca Arriba	6.4	16	1	51
20	Microche	Brazo Chiquito	30.0	37	4	103
21	Microche	Cacao	3.0	10	1	34
22	Microche	Palma Criolla	5.0	16	3	46
23	Microche	La Platica	3.0	17	2	59
24	Microche	Vega de Jibacoa	50.0	194	12	659
25	Microche	Cinco Ranchos	5.4	14	2	35
26	Microche	Vicana	36	-	-	-
27	Microche	Los Negritos	1.5	7	-	19
28	PCHE	PCHE Yara	2560	SEN	-	-
29	Microche	Corojito	50	84	2	160
30	Microche	Miguel Sánchez	48	86	2	258
Total		30	3787.1	2030	109	6883

PROVINCIA HOLGUÍN

No	Tipo de instalación	Instalaciones	Potencia instalada (kW)	Usuarios		Habitantes
				Viv.	O.O.S.E	
1	Microche	La Vigia	4.5	17	1	68
2	Microche	La Caridad	30.0	19	3	64
3	Microche	Pinalito	20	37	6	130
4	Microche	Sojo Biran	26.0	Flora y Fauna	1	-
5	Microche	Piloto	26	50		200
6	Miniche	La Mercedita	150	Mina de cromo	1	-
7	Microche	Cayo Guan.	3	Base Campismo	1	-
8	Miniche	Naranja	144.0	Estación de bombeo	1	-
9	Microche	Acueducto	30.4	Taller de la brigada	1	-
10	Microche	Yirimia	30	88	8	350
11	Microche	Aguacero	3	10		35
12	Microche	Limoncito	5.0	1	1	3
Total		12	471.9	224	24	857

PROVINCIA DE PINAR DEL RIO

No	Tipo de instalación	Instalaciones	Potencia instalada (kW)	Usuarios		Habitantes
				Viv.	O.O.S.E	
1	Microche	Guane	37.0	SEN	-	-
2	Miniche	San Vicente	71.2	SEN	-	-
3	Microche	Mártires de la Palma	16.0	SEN	-	-
4	Microche	Sagua	20.0	SEN	-	-
5	Microche	Las Yeguas	27.0	SEN	-	-
6	Miniche	Piloto	295.0	SEN	-	-
7	Microche	El Mulo	30.0	46	3	184
8	Microche	Las Catalinas	18.0	30	3	120
9	Microche	Aspiro	30.0	SEN	-	-
10	Microche	La Paila	26.0	SEN	-	-
11	Microche	Los Tumbos	2.0	3	-	12
12	Microche	Sta. Teresita	2.0	4	-	15
13	Microche	La Tranquilidad	30.0	SEN		
Total		13	604.2	83	12	331

PROVINCIA GUANTANAMO

No	Tipo de instalación	instalaciones	Potencia	Usuarios		Habitantes
			Instalada (kW)	Viv.	O.O.S.E	
1	Miniche	Jagueyón	55.0	SEN	SEN	-
2	Microche	El Nipero	20.0	38	4	185
3	Microche	La Tinaja	10.0	40	2	121
4	Microche	Berraco I	18.8	22	4	79
5	Miniche	Batalla de Jobito	52.0	85	6	644
6	Microche	Santa Fe	5.0	22	2	79
7	Miniche	La Escondida	60.0	143	7	628
8	Microche	San Luis del Potosí	30.4	40	5	200
9	Microche	Florida	12.0	34	4	155
10	PCHE	Guaso	1750.0	SEN	SEN	-
11	Microche	Los Negritos	12.0	7	1	18
12	Microche	San Fernando	30.4	47	2	205
13	Microche	San Andrés I	3.0	16	1	48
14	Microche	San Andrés II	30.0	81	4	344
15	Microche	La Gloria	12.0	27	2	87
16	Microche	Los Calderones	8.0	32	1	108
17	Microche	Vista Alegre	30.0	27	-	87
18	Microche	El Justal	30.0	30	1	125
19	Microche	Caña Brava	3.0	16	-	53
20	Microche	La Prenda	30.0	20	4	59
21	Microche	Los Lazos de Mal Nombre	8.0	-	1	-
22	Microche	Viaya	30.0	39	-	190
23	Microche	San Germán I	30.4	84	6	420
24	Microche	Río Bano	3.0		CT	
25	Microche	Santa Rosa I	30.0	44	1	61
26	Microche	Santa Rosa II	5.0	10	2	26
27	Microche	Arroyo Neblina	.0	45	-	210
28	Microche	Río Minas	30.4	48	4	192
29	Miniche	Arroyo Blanco	52.0	122	4	595
30	Microche	Boca de Naranjo	30.4	25	3	98
31	Microche	Río Frío	12.0	36	2	73
32	Microche	Minas Amores	30.0	Mina	1	-
33	Microche	Tabajo	8.0	16	-	51
34	Microche	Velete	12.0	23	-	92
35	Microche	Juan Matos	30.0	42	5	220
36	Microche	Los Cacaos	30.0	21	5	67
37	Microche	Altos Camarones	3.0	8	-	40
38	Microche	La Emilia	5.0	13	2	78

39	Microche	Juncal	12.0	13	1	65
40	Microche	Los Jamales	22.4	40	3	128
41	Microche	Los Tibet	30.0	90	3	273
42	Microche	La Guira	30.0	33	3	231
43	Microche	Los Gallegos	18.0	47	3	275
44	Microche	Veguita Prieta	30.0	41	4	137
45	Microche	Los Calderos	30.4	66	3	544
46	Microche	Vega del Jobo	38.4	150	5	720
47	Microche	Tío Pancho	12.0	23	1	72
48	Microche	El Jobito	3.0	-	1	-
49	Microche	El Name	12.0	26	3	104
50	Microche	Posanco	30.0	45	2	252
51	Microche	La Cana	30.0	Com.	Com.	-
52	Microche	Baitiquiri	8.0	10	1	39
53	Microche	Las Vegas	30.0	31	1	129
54	Microche	La Criolla	20.0	16	4	59
55	Miniche	Arroyón I	281.0	SEN	SEN<td widt	

PROVINCIA SANCTI SPIRITUS

No	Tipo de instalación	Instalaciones	Potencia instalada (kW)	Usuarios		Habitantes
				Viv.	O.O.S.E	
1	Microche	Vegueta	38.0	6	1	30
2	Microche	IV Congreso	18.0	14	3	52
3	Microche	Presa Higuanojo	5.0	-	1	-
5	Microche	Lebrije	25	28	-	84
Total		4	86	48	5	166

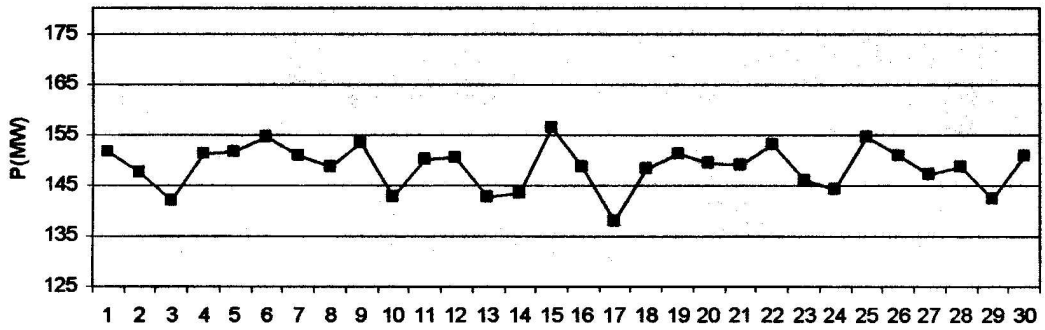
PROVINCIA CIENFUEGOS

No	Tipo de instalación	Instalaciones	Potencia instalada (kW)	Usuarios		Habitantes
				Viv.	O.O.S.E	
1	Microche	El Túnel	30.0	42	3	152
2	Microche	Charco Azul Arriba	12.0	11	2	36
3	Microche	Monforte	28.0	34	4	101
4	Microche	Hoyo de Padilla	30.4	44	6	143
5	Microche	Río Chiquito	30.4	34	5	80
6	Microche	Palmarito	12.0	9	-	17
7	Microche	Vega de Café	30.0	12	4	45
8	Microche	Carlota	20	-	-	-
9	Miniche	Mamey I	130.0	135	14	481
10	Miniche	El Nicho	103.0	136	11	508

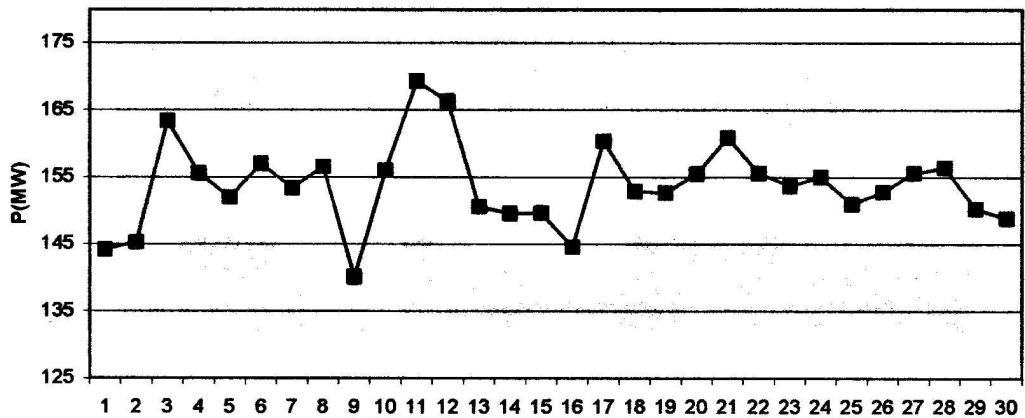
11	Miniche	El Naranjo	110.0	150	21	469
12	Miniche	Yaguanabo Arriba	55.0	60	7	210
13	Microche	Cimarrones	40.7	44	5	101
14	Miniche	Cueva del Gallo	100.0	SEN	-	-
15	Miniche	Guanayara	200.0	SEN	-	-
16	PCHE	San Blas	1000.0	SEN	-	-
17	Microche	Calana	3.0	10	-	37
18	Microche	Marañon	3.0	5	-	18
Total		18	1937.5	726.0	82.0	2398

Anexo:2

Demanda Máxima Prov. Holguín Octubre 2004



Demanda Máxima Prov. Holguín Mayo 2004



Anexo: 3

Carga Pronosticada, Servida y Potencia en Línea **08/12/2004**

