



REPUBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
“DR. ANTONIO NUÑEZ JIMENEZ”
FACULTAD METALURGIA ELECTROMECHANICA
DEPARTAMENTO DE ELECTRICA

*Trabajo de Diploma en opción al título:
De
Ingeniero Eléctrico*

*Título: Estudio de asimilación de demanda de los
emplazamientos de Grupos Electrógenos Diesel*

Autor: Maykel Arango Coira

Tutor: Ing. Yordan Guerrero Rojas

Año 50 del Triunfo de la Revolución
Moa-2009

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Nosotros:

Diplomante: Maikel Arango Coira

Tutor: Ing. Yordan Guerrero Rojas

Autores de este trabajo de Diploma certificamos su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico Doctor Antonio Núñez Jiménez el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Firma del estudiante

Firma del tutor

PENSAMIENTO

Habr  un antes y un después de la Revolución Energética

“Fidel Castro”

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de diploma de una forma muy especial y antes que nada en este mundo a mi abuelo Mariano Coira Velásquez, la cual supo educarme y comprenderme con cariño desde mis primeros días de vida hasta formar el hombre que soy con su experiencia levantó mis ánimos en los momentos difíciles que nos presenta la vida, a mi novia Dania Martines Isla por saberme comprender y brindarme su amor en los momentos de sacrificios que en la vida cotidiana nos toca confrontar, a así como también a todos mis familiares y amigos que de una forma u otra me han ayudado para alcanzar el éxito.

Para todos ellos y las demás personas que me quieren y me estiman queda dedicado este trabajo de diploma.

AGRADECIMIENTO

La formación profesional de cada cubano en particular requiere del esfuerzo de muchas personas dedicadas por completo a un trabajo tan importante como este y que es imprescindible para lograr la revolución soñada por Martí y Fidel. Es por eso que agradezco de una forma especial a las personas que de una manera u otra contribuyeron a la exitosa realización de este trabajo de diploma. A mi madre por todo el apoyo que me ha brindado siempre en todos mis estudios, al Ing Luís P.... por su ayuda y apoyo para realizar con éxito este trabajo, a mi tutor Ing Yordan Guerrero Rojas por su entrega total para lograr la calidad y el exitoso desarrollo de este trabajo, a los trabajadores del Grupo Electrógeno del emplazamiento Banes 1; así como también a los trabajadores de la OBE Eléctrica del municipio Banes, en especial a la familia Parodi Macias en MOA por acogerme como un hijo mas. Agradezco a mi otra madre Maria..... a mi esposa Dania isla Martines por su paciencia y comprensión; y a toda su familia.

A todos muchas gracias

Resumen

En el siguiente trabajo se realizó un estudio de las características generales del emplazamiento de grupos electrógenos diesel en la Subestación Banes 1 para situaciones excepcionales. Se abordan los aspectos teóricos prácticos fundamentales del funcionamiento en modo paralelo e isócrono y las acciones prácticas que se deben realizar en ambos casos, la potencia de generación y el flujo tecnológico de la instalación, además de sus características técnicas fundamentales. Se dejan plasmadas las características de demanda de los dos circuitos que se alimentan desde este emplazamiento, la potencia de distribución del mismo, así como las particularidades de los clientes que lo integran.

Se analiza la selección de los grupos electrógenos que conforman la instalación, para evaluar si los presentes, son suficientes para satisfacer la demanda ante situaciones excepcionales.

Summary

In the following work a study of the general characteristics of the location of Genset in the Substation Banes 1 for exceptional situations was carried out. The fundamental practical and theoretical aspects of the operation are approached in parallel way and isochronous and the practical actions that should be carried out in both cases, the generation power and the technological flow of the installation, besides their fundamental technical characteristics. Characteristics of demand of the two circuits that feed from this location, the power of distribution of the same one, as well as the particularities of the clients that integrate it are left captured.

The selection of the Genset that conform the installation is analyzed, to evaluate if the present quantity, is enough to satisfy the demand in case of exceptional situations.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	3
1.1 Introducción.....	3
1.2 Fundamentación de las situaciones excepcionales.....	3
1.2.1 Apreciación general de riesgos:.....	3
1.2.2 Situaciones extremas:.....	4
1.2.3 Elementos vulnerables:.....	4
1.2.4 Apreciación general de riesgos.....	2
1.2.5 Situaciones extremas:.....	3
1.2.6 Estado del sistema de vigilancia	4
1.2.7 Principales elementos vulnerables de S.E.N	4
1.2.8 Probables afectaciones a la economía.	4
1.3 FLUJO TECNOLÓGICO DE LA SUBESTACION BANES 1.....	5
1.3.1 Descripción y Localización:.....	5
1.3.2 Estación de combustible.	6
1.3.3 Motores de Combustión Interna Diesel:.....	6
1.3.4 Generadores Eléctricos:	7
1.3.5 Lado de 34.5 kV	7
1.3.6 Lado de 13.8 kV	8
1.3.7 Normas de operación de la subestación.....	10
1.3.8 Metodología para la realización de Vías Libres (según [2])	10
1.4 ESTRUCTURA TÉCNICA.	12
1.4.1 Motores Diesel:.....	12
1.4.2 Generador Sincrónico:	12
1.4.3 Datos de chapa: Transformador G.E.D.....	13
1.4.4 Transformador Uso de Planta a 440 V de los G.E.D	14
1.4.5 Datos de chapa: Transformadores de la S/E	14
1.4.6 Interruptor: (NULEC) del lado 34.5 kV	15
1.4.7 Interruptor: (NULEC) del lado de 13.8kV	16
1.4.8 Datos de chapa: Transformadores del banco de tierra S/E	17
1.4.9 Protecciones eléctricas:	17
1.5 PAROS Y AVERIAS	18
1.6 FUNDAMENTOS DE MÁQUINAS SINCRÓNICAS.....	19
1.6.1 Generalidades	19
1.6.2 Funcionamiento en paralelo de las máquinas sincrónicas.....	20
1.6.3 Condiciones de la conexión para el funcionamiento en paralelo.	24
1.6.4 Potencias activa y reactiva de una máquina sincrónica conectada al sistema.	26
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	31



2.1 Introducción.....	31
2.2 Circuitos residenciales.....	31
2.2.1 Estudio de demanda.....	32
2.2.2 Demanda en horario pico.....	34
2.2.3 Demandas promedio en horario pico.....	36
2.3 Trabajo en situaciones excepcionales.....	38
2.4 Identificación de los consumidores de primera categoría.....	41
2.5 Fundamentación del trabajo en paralelo e isla.....	45
CAPÍTULO III. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	51
3.1 Introducción.....	51
3.2 Teoría de evaluación de pérdidas eléctricas.....	52
3.2.1 Clasificación.....	52
3.3 Capacidad instalada necesaria.....	57
3.3.1 Ajuste de la potencia del motor.....	59
3.3.2 <i>Ajuste del consumo de combustible</i>	59
3.3.3 Potencia declarada por el fabricante.....	59
3.3.4 Potencia de régimen continuo (ICXN).....	60
3.3.5 Potencia de régimen continuo de tiempo limitado (IXN).....	60
3.3.6 Alternador sincrónico.....	60
CONCLUSIONES.....	62
RECOMENDACIONES.....	63
BIBLIOGRAFÍA.....	64

Introducción

El empleo de grupos electrógenos para aplicaciones industriales o del sector terciario (alimentación residencial) en nuestro país ha alcanzado un gran auge y queda normalmente asegurado por motores diesel, turbinas de gas o máquinas de vapor. Las turbinas se utilizan principalmente para grupos electrógenos de centrales eléctricas, mientras que se prefieren los motores diesel y fuel en la producción de energía eléctrica de emergencia, suplementaria o de reserva.

La instalación involucrada en el presente trabajo una importancia vital para la continuidad del servicio eléctrico de dos circuitos residenciales ante la siempre presente posibilidad de una situación excepcional, se exponen las características de operación de esta instalación para este tipo de situaciones y las posibilidades que tendría el emplazamiento para asimilar distintos por cientos de la potencia instalada en los mismos operando al 75 y 100 %.

Descripción del tema:

Como resultado de las necesidades de generación que afrontó el país, en el municipio Banes se decidió instalar Grupos Electrógenos en emplazamientos en cada una de las subestaciones principales. El estudio de sus características de funcionamiento se hace necesario para lograr una adecuada disponibilidad y asimilación de cargas durante su trabajo en paralelo con el sistema Electroenergético nacional o en isla, en situaciones excepcionales.

Situación problemática:

En el marco de la Revolución Energética surgen las instalaciones generadoras accionadas o movidas por motores de combustión interna diesel, las que conectadas al sistema contribuyen a aumentar la confiabilidad del mismo y aisladas garantizan el suministro eléctrico en situaciones excepcionales. Cada una de estas instalaciones tiene características propias de funcionamiento las cuales deben ser evaluadas.

Hipótesis:

Si se conocen las características de las cargas que serán alimentadas con los Grupos Electrógenos del Emplazamiento Banes 1, se puede estudiar el comportamiento de la instalación y establecer una correspondencia entre las diferentes situaciones en que se presente la carga y las respuestas de las máquinas generadoras, así como evaluar la selección del número de máquinas de la instalación.

Alcance:

Documentar toda la información necesaria que permita establecer la relación demanda – generación para el trabajo en isla ante situaciones excepcionales, así como evaluar la selección del número de máquinas generadoras de la instalación.

Metodología del trabajo:

1. Caracterizar los circuitos eléctricos alimentados por la subestación Banes 1.
2. Establecer las posibles situaciones excepcionales que puedan manifestarse.
3. Establecer los por cientos de demanda y de generación durante el trabajo en isla para situaciones excepcionales.
4. Evaluar la selección del número de máquinas generadoras de la instalación para el trabajo en isla, durante situaciones excepcionales, capaz de asimilar toda la potencia instalada en los circuitos alimentados por la subestación Banes 1.

Capítulo I. Fundamentación teórica.

1.1 Introducción

Los grupos electrógenos básicamente están formados por un conjunto integrado que contiene un motor de combustión interna (Diesel o Fuel), un generador eléctrico (generalmente de corriente alterna) acoplado en el mismo eje y los correspondientes elementos auxiliares y sistemas complementarios, como los distintos indicadores de estado, tableros de maniobra, tanques, radiadores, circuitos de lubricación, combustible, agua y eventualmente aire comprimido; excitatrices, cargadores de baterías, equipos de control de tensión y frecuencia, automatismos de transferencia, protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos, etcétera. En los grupos más modernos, también se disponen microprocesadores, rutinas de autodiagnóstico, sistemas de comunicación de datos (RS232/485 - agente SNMP), contactos libres de tensión, etcétera.

En el presente capítulo se exponen las diferentes situaciones excepcionales que se pueden presentar, el principio de funcionamiento de la Batería, su estructura técnica, así como los fundamentos del trabajo isócrono y en paralelo con el sistema.

1.2 Fundamentación de las situaciones excepcionales

1.2.1 Apreciación general de riesgos:

Los peligros a que se encuentran expuestas las instalaciones del G.E.D y la S/E son los siguientes (Según [11]).

- Huracanes
- Incendios
- Sismos
- Derrame de hidrocarburos

1.2.2 Situaciones extremas:

1. Huracanes

La ubicación geográfica del territorio posee condiciones favorables para los organismos tropicales, los cuales en su trayectoria por esta área se moverán de SUR- NORTE y de ESTE –OESTE por lo que el área es vulnerable a los mismos.

2. Incendios

Las instalaciones ubicadas en el G.E.D y S/E de 33kV y líneas desplegadas en el área y su posibilidad de incendios donde existen condiciones ambientales y técnica que influyen en el comportamiento de los incendios eléctricos y por combustible.

- Explosión de transformadores de los G.E.D y S/E
- Derrame de combustible o caída de cables eléctricos
- Por corto circuito en las instalaciones

3. Sismos

El emplazamiento de los G.E.D se encuentra dentro de la zona de mayor peligro sísmico de la parte oriental, los cuales son capaces de originar eventos con magnitudes de entre 7-8 grados en la escala de Richter.

1.2.3 Elementos vulnerables:

Los G.E.D. y S/E de 33kV se afectarán por un huracán en las redes eléctricas internas de la S/E, en sudtransmisión, distribución y caídas de estructuras con un porcentaje en:

- Redes de sudtransmisión internas 30%
- Redes de distribución 97%

Las afectaciones por incendio en S/E DE 33kV por explosión de transformadores e incendios en las redes eléctricas son las siguientes.

- Transformadores de distribución por corto circuito y caída de estructuras.
- Tanques de combustible por derrame y violación de medidas de seguridad por el personal.

Las instalaciones de G.E.D y S/E van a ser afectadas por destrucción de las bases de los contenedores de los G.E.D y tanques de combustible.

- En la subestación de 33kV con ruptura de cables soterrados y corto circuitos, así como inclinación de los transformadores.
- Tanque de combustibles con inclinación y ruptura de las tuberías.
- Contenedor de los G.E.D con inclinación y ruptura de cables soterrados.

Unidad empresarial de Base (UEB) Municipio de Banes

Cuenta con:

- ✓ Subestaciones de diferentes capacidades

1. Subestación de 33 Kv total 18

- ✓ Líneas de diferentes tipos

1. Líneas de subtransmisión: 108.891 Km.

2. Líneas primarias: 227.19 Km.

3. Líneas secundarias: 225.036 Km.

Total: 619.061 Km.

1.2.4 Apreciación general de riesgos

Los peligros a que se encuentra expuesta las instituciones de la UEB que pueden afectar el funcionamiento del SEN son:

- Huracanes
- Inundaciones por intensas lluvias
- Incendios
- Sismos

1.2.5 Situaciones extremas:

a) Ciclones tropicales:

La ubicación geográfica del territorio posee condiciones favorables para los organismos tropicales, los cuales en su trayectoria que siguen por esta área moverán de sur a norte o de este a oeste, por lo que el área es vulnerable de ser afectada por un ciclón categoría 4 sin descartar la posibilidad de uno de categoría 5 en la escala ZAFIR SINSON.

La ubicación geográfica:

La zona presenta condiciones para que los organismos tropicales produzcan intensas lluvias, las cuales producen grandes inundaciones, así como el crecimiento de ríos y rupturas de cortinas de las presas del territorio, las cuales pueden afectar S/E, redes e instalaciones

b) Incendios:

La posición geográfica y la existencia de S/E y redes desplegadas en todo el territorio en todo el territorio y la posibilidad de incendios.

Las condiciones ambientales y técnicas que influyen en el comportamiento de incendios eléctricos.

- Por la explosión de transformadores de las S/E.
- Por la caída de cables de las redes.
- Por la caída de rayos a las S/E y transformadores.
- Por corto circuitos en las instalaciones.

Debido a estas condiciones pudieran ocurrir incendios en todos los objetivos que pueden afectar más de una vez.

c) Sismos:

La provincia de Holguín por encontrarse cercana a la Zona de mayor peligro sísmico del país (Sur Oriental), La principal Zona sísmica generadora del área del Caribe, es capaz de generar magnitudes máximas entre 7.6 – 8 grados en la escala de RICHER.

La provincia es atravesada por la zona sísmica generadoras:

- Sabana Cauto - Nipe
- Cauto - Norte

- Cubita
- Baconao
- Curial
- Santiago
- Palenque

Capaces algunas de ellas de generar terremotos de hasta de 7 grados en la escala de RICHTER.

1.2.6 Estado del sistema de vigilancia

El sistema de vigilancia para el monitoreo de los peligros se encuentran organizados mediante la designación de un compañero del CITMA de Banes, donde obtiene la información necesaria de las diferentes catástrofes. (según [11])

1.2.7 Principales elementos vulnerables de S.E.N

a) Huracanes e intensas lluvias.

En la UEB se afectaran por un ciclón tropical e intensas lluvias en los techos de las diferentes instalaciones así como la caída de postes, torres y redes de transmisión y distribución.

b) Incendios.

Las afectaciones por incendio en la S/E debido a corto circuito, así como las explosiones de transformadores por sobre cargas, además de incendios en instalaciones de almacenes, etc.

c) Sismos.

Todo el municipio puede ser afectado, ya que puede provocar destrucciones de viviendas en las S/E y redes de subtransmisión y en menor grado en las redes de distribución.

1.2.8 Probables afectaciones a la economía.

I - Huracanes.

x- Redes de subtransmisión 103.891 Km., se afectaran en un 53 %.

x- Redes de distribución 482.226 Km., se afectaran en un 65 %.

x- Afectaciones de medios materiales de diferentes tipos al 15 %.

II – Incendios.

x- S/E 33Kv pues afectar los transformadores con explosión de los mismos e incendios de cables.

x- Transformadores de distribución por corto circuito y caída de descargas eléctricas.

III – Sismos.

x- En las instalaciones de las S/E ruptura de cable soterrado y corto circuito, así como inclinación de transformadores.

x- En las redes caídas de algunas torres de subtransmisión, así como de distribución. (Caída de postes con transformadores).

1.3 FLUJO TECNOLÓGICO DE LA SUBESTACION BANES 1

1.3.1 Descripción y Localización:

La subestación (S/E) Banes 1 (Según [13]) de distribución primaria se encuentra situada en el centro de operaciones de la Organización Básica Eléctrica (O.B.E) en la calle Torrenteras Rto Belisario en el municipio de Banes, ocupa un área de 400m², teniendo en su superficie la construcción de 2 grupos electrógenos de 2360 kVA de potencia cada uno. Esta subestación tiene además 2 transformadores trifásicos de 2500 kVA conectados en paralelo entre sí con una conexión DELTA – ESTRELLA aterrada cada uno de ellos y dos transformadores trifásicos en la salida de cada G.E.D con una potencia de 2500 kVA con grupo de conexión ESTRELLA - DELTA conectados a la barra de 13.8 kVA. La S/E se alimenta a una tensión nominal de 33 kV por una línea de subtransmisión de más de 40 Km de longitud que parte de la subestación Nipe 110 Kv alimentándose a través del interruptor principal 6580 suministrando energía a los tres circuitos principales del municipio de Banes. Este circuito se encuentran protegidos por los interruptores automático de SF₆ (NULEC) de alta tecnología en la entrada de la subestación por la barra de 33 kV de la cual están conectados los transformadores por la parte alta y por baja de la barra de 13.8 kVA de la barra de 13.8 kVA se alimentan los circuitos 1 y 2, protegidos por los mismo tipos de interruptores los que recogen la información de todas las variables de ambos circuitos. En la barra de 33 kVA la subestación tiene un banco de tierra

donde se realizan tomas de carga para verificar el aterramiento de la subestación cuando se solicite una vía libre para algún mantenimiento en las líneas. Los emplazamientos poseen un banco de transformadores con potencia de 10 kVA para uso propio.

1.3.2 Estación de combustible.

En su proceso tecnológico intervienen una Estación de Combustible con 1 tanques para la recepción del diesel, ubicados a 2 m de altura, de capacidad 80m^3 , el cual se utiliza para las operaciones y almacenaje del combustible, el cual llega a la Batería de G.E.D por medio de carros cisternas, este es succionado de la paila por una bomba de recepción de $60\text{ m}^3/\text{h}$ a una presión de 2.5 bar, después es impulsado por los impelentes de la bomba receptora hacia el tanque de recepción, lo que permite el llenado del tanque.

Este combustible llega con una presión de 0 a 0.15 atm a la succión de la bomba eléctrica (y una bomba manual para caso de avería) que se encuentran en cada una de las dos unidades generadoras, las mismas tienen un sistema automático para cuando el nivel de estos tanques está al 40% de su capacidad, arranquen automáticamente pasando el combustible a cada motor de combustión interna diesel.

1.3.3 Motores de Combustión Interna Diesel:

En los 2 Motores de Combustión Interna (MCI) se quema el combustible a través de los procesos del ciclo de trabajo de los MCI: admisión, compresión, explosión o fuerza y escape, el combustible (diesel) que se quema se convierte en energía mecánica útil, para generar una potencia nominal de 1990kW. Estos motores diesel son estacionarios, de cuatro tiempos, con 16 cilindros. Poseen un sistema de enfriamiento con aire y con líquido refrigerante. La refrigeración directa con aire se emplea en motores Diesel con potencias de hasta 200 kW y la cantidad de aire de refrigeración ronda los $70\text{ m}^3 / \text{kWh}$. Tienen además un sistema de regulación: que controla el motor, vigila los estado operativos, la velocidad de rotación (en dependencia del estado operativo), y visualiza los estados de funcionamiento erróneos (códigos de fallo), además de tener un sistema de inducción o aspiración que suministra aire limpio al motor a la temperatura y cantidad correcta, cuenta

también con un sistema de lubricación que reduce la fricción entre las partes móviles del motor, y un sistema para el combustible que lo regula y transporta en tiempo y con suficiente presión a la cámara de combustible de cada cilindro.

1.3.4 Generadores Eléctricos:

La transformación de la energía mecánica a eléctrica ocurre en los 2 generadores que componen la Batería, los cuales son sincrónicos, trifásicos, tetrapolares, con una potencia activa al 75% de 1.416 MW y al 100% de 1.888 MW. El rotor de cada una de estas máquinas está directamente acoplado al eje de los MCI, por lo que gira a la misma velocidad que estos, es decir, a 1800 r.p.m.

Tiene un sistema de enfriamiento por aire, además de tener un sistema autoexcitado que mantiene una excitación constante en dependencia de la demanda de la carga. Están asegurados por 30 protecciones que garantizan la seguridad de estos.

Una vez garantizado la velocidad sincrónica y teniendo como referencia el voltaje, frecuencia, y la secuencia de fase, los generadores se sincronizan (presentan dos modos de sincronización en paralelo o en isla) cerrando los interruptores que los enlazan a los transformadores de 0,48/13,8 kV.

1.3.5 Lado de 34.5 kV

Desconectivos: Existen 2 juegos de desconectivos monopolares de acción independiente, además de un juego de drop outs (su operación debe realizarse sin carga.)

La numeración de este desconectivo y su utilización en el esquema es la siguiente:

4529 - Desconectivo monopolar de 34.5 kV, alimenta desde la línea de 33kV Nipe – Banes a la S/E Banes1- Banes.

O -174 - Desconectivo monopolar de 34.5 kV, en la salida del Nulec hacia el transformador de fuerza.

4528 – bypass del interruptor de 34.5 kV.

Ver figura 1 del anexo 1.

Interruptor: La subestación tiene instalado un interruptor inteligente de SF₆ (NULEC).

La numeración de este desconectivo y su utilización en el esquema de la subestación es la siguiente:

O- 175 – Interruptor inteligente de SF₆ que protege la subestación.

Pararrayos: Tiene instalado un juego de 3 pararrayos de polímetros en la entrada de la subestación antes de las cuchillas monopoles por 34.5 kV.

Barras colectoras: Esta S/E posee barras de 34.5 kV de Cu 1/0. La barra inferior alimenta al transformador principal, la barra superior alimenta el banco de tierra.

Ver figura 1 del anexo 1.

1.3.6 Lado de 13.8 kV

Desconectivo: Posee 7 juegos de cuchillas monopoles de operación independiente y manual, estos deben operar sin carga, tres juegos de Drop out uno a la salida de cada circuito y otro hacia el transformador de uso de planta.

La numeración de estos desconectivos y su utilización en el esquema de la subestación es la siguiente:

H1359 Desconectivo de enlace entre la planta G1 y la S/E.

H1364 Desconectivo de enlace entre la planta G2 y la S/E.

4533 Desconectivo de salida del interruptor H350, Cto. 2

4534 Desconectivo de entrada del interruptor H350.

H1357 Desconectivo salida del transformador.

4535 Desconectivo de entrada del interruptor 4510

4536 Desconectivo de salida del interruptor 4510, Cto. 1

H186 Drop Out que alimenta UP

4532 By Pass del Cto.2

4531 By Pass del Cto.1

Interruptor: La S/E tiene instalado dos (2) interruptor inteligente NULEC numeración 4510 y 4515 para las salidas de la S/E.

Ver figura 1 en el anexo 1

Transformador de uso de planta: Están instalado (2) transformadores 1Φ en delta abierta para garantizar la alimentación auxiliar de la misma, estos transformadores están instalados de la barra común a través de un juego de porta fusibles y están protegidos por el lado de baja tensión por un interruptor térmico ubicado en la P.G.D. (Pizarra General de Distribución)

Pararrayos: consta de 46 pararrayos de polímeros, instalados un juego en la línea de salida de la S/E y los otros juegos están instalados en las copas de salida de planta.

Barras colectoras: Esta S/E esta compuesta por dos barras de Cu 1/0. La barra inferior alimenta desde el transformador principal, alimenta la barra común a través de tres puentes rígidos. La barra superior o común alimenta el resto de los equipos a 13.8 Kv .

Pararrayos Punta Franklin: en esta S/E hay instalado un pararrayo de punta en cada poste de la S/E.

Transformadores 0,48/13,8kV:

Los 2 transformadores son los encargados de elevar la tensión de 0,48 kV a 13,8 kV, con una potencia de 2,5 MVA, se alimentan a través de un sistema trifásico, conectados a la barra de 13,8 kV que alimenta a los circuitos 1 y 2.

Transformador de Fuerza:

Los transformadores de fuerza de 0.25 MVA, son los encargados de reducir la tensión de 33kV que sale por el interruptor 6580 de la subestación de 110kV de Nipe a 13.8kV.

1.3.7 Normas de operación de la subestación.

Condiciones normales de Operación (según [13])

Tabla 1.1 Lado de 34.5 kV.

Desconectivo	Estado
O-175 Interruptor por 34.5 kV	Normalmente Cerrado
4529 Cuchilla entrada del Interruptor	Normalmente Cerrado
O-174 Cuchilla Salida del Interruptor	Normalmente Cerrado
4528 By Pass por 34.5	Normalmente Abierto

Tabla 1.2 Lado de 13.8 kV.

Desconectivo	Estado
H-1357 Cuchilla Salida del AT	Normalmente Cerrado
H-186 Drop Out del uso Planta UP	Normalmente Cerrado
H-1359 Cuchilla enlace Grupo # 1	Normalmente Cerrado
H-1360 interruptor Grupo # 1	Normalmente Abierto
H-1364 Cuchilla enlace Grupo # 2	Normalmente Cerrado
H-1365 interruptor Grupo # 2	Normalmente Abierto
4515 Interruptor #1 por 13.8 KV	Normalmente Cerrado
4534 Cuchilla entrada al interruptor # 1	Normalmente Cerrado
4533 Cuchilla salida al interruptor # 1	Normalmente Cerrado
4510 interruptor # 2 por 13.8 KV	Normalmente Cerrado
4535 Cuchilla de entrada al interruptor # 2	Normalmente Cerrado
4536 Cuchilla de salida del interruptor # 2	Normalmente Cerrado
4532 By Pass del interruptor # 1	Normalmente Abierto
4531 By Pass del interruptor # 2	Normalmente Abierto

1.3.8 Metodología para la realización de Vías Libres (según [13])

Tabla 1.3 Vías Libres:

Vía Libre en cuchilla entrada 4529 al interruptor O-175.

1. Comprobar cerrado O-175
2. Comprobar Abierto 4528 y ST/A
3. Abrir y comprobar Abierto O-175
4. Abrir O-174 y ST/A
5. Manipulaciones en la línea

Vía libre sobre Cuchilla de salida H-1357 Del interruptor O-175

1. Comprobar cerrado O-175
2. Comprobar Abierto 4528 y ST/A
3. Abrir y Comprobar abierto O-175
4. Abrir 4529 y ST/A
5. Abrir H-1357 ET/A

Vía libre en Interruptor NULEC por 34.5 KV O-175

1. Comprobar Cerrado O-175
Bloquearle la corriente a la bobina de y apertura.
2. Cerrar 4528
3. Restablecer Corriente a la bobina de apertura del interruptor O-175.
4. Abrir O-175 y Comprobar Abierto
5. Abrir 4529 ST/A
6. Abrir O- 174 ST/A

Vía libre sobre UP

1. Abrir Breaker UP por Baja ST/A
2. Abrir H-186 y ST/A

Vía libre sobre By Pass 34.5KV 4528

1. Abrir O-175 y comprobar Abierto
2. Abrir 4529 ST/A
3. Abrir O-174
4. Abrir H-1357 ST/A
5. Manipulaciones en la línea.

Vía libre sobre H-1357 cuchilla de salida del AT

1. C/A 4528 y ST/A
2. Abrir O-175 C/A
3. Abrir O-174 y ST/A
4. Abrir H-186 y ST/A
5. Abrir H-1359 y ST/A
6. Abrir H-1364 y ST/A
7. Abrir 4534 y ST/A
8. Abrir el 4510 y ST/A

V/L sobre H-1359 cuchilla de enlace del GED 1

1. Abrir 4515 C/A
2. Abrir 4510 C/A
3. Abrir H-1357 ST/A
4. Abrir H-186 ST/A
5. Abrir H1364 ST/A
6. Abrir 4534 y ST/A
7. Abrir 4535 y ST/A
8. Abrir cuchilla de los By Pass

V/L sobre el interruptor H1360 del Grupo 1

1. Abrir H-1359 y ST/A
2. Abrir Cuchilla de la Batería y ST/A
3. C/A By Pass 4532 y ST/A
4. C/A By Pass 4531 y ST/A

V/L Sobre el int. 4515 por 13.8 KV

1. Abrir 4515 y C/A
2. Abrir 4534 y ST/A
3. Abrir 4533 y ST/A

V/L Sobre 4533 cuchilla de Salida del interruptor 4515

1. Abrir 4515 C/A
2. Abrir 4534 y ST/A
3. Comprobar abierto 4532 y ST/A
4. Realizar manipulación en la línea.

Vía libre sobre el transformador de Fuerza 34.5-13.8 KV

1. Abrir O-175 y comprobar abierto.
2. Abrir O-174 y ST/A
3. Comprobar abierto 4528 ST/A
4. Abrir H-1357

V/L sobre H-186 Desconectivo del UP

1. Abrir 4515 y C/A
2. Abrir H- 186 C/A
3. Abrir H-1357 ST/A
4. Abrir H-1359 ST/A
5. Abrir H- 1364 ST/A
6. Abrir 4535 ST/A
7. Abrir 4534 ST/A
8. Abrir UP por Baja y ST/A

V/L sobre H-1364 cuchilla de enlace del GED2

1. Abrir 4515 C/A
2. Abrir 4510 C/A
3. Abrir H-1357 ST/A
4. Abrir H-186 ST/A
5. Abrir H-1359 ST/A
6. Abrir 4534 ST/A
7. Abrir 4535 ST/A
8. Abrir Cuchilla de la batería

V/L sobre el int H-1365 del Grupo 2

1. Abrir H-1364 y ST/A
2. Abrir Cuchilla de la Batería y ST/A
3. C/A By Pass 4532 y ST/A
4. C/A By Pass 4531 y ST/A

V/L sobre 4534 4515 C/A

1. Abrir 4515 C/A
2. Abrir 4510 C/A
3. Abrir 4533 y ST/A
4. Abrir 4535 y ST/A
5. Abrir H-1357 y ST/A
6. Abrir H-186 y ST/A
7. Abrir H1359 y ST/A
8. Abrir H1364 y ST/A

1.4 Estructura técnica.

Datos Técnicos

1.4.1 Motores Diesel:

- Denominación del motor: 16V4000 G81, marca MTU, Alemania.
- Números de cilindros: 16.
- Temperatura del aire de aspiración: 25⁰C.
- Temperatura del líquido refrigerante del aire de carga: 55⁰C.
- Presión barométrica: 1000 mbar.
- Números de revoluciones nominales del motor: 1800 r.p.m.
- Potencia continua, con sobrecarga de un 10% de la potencia de diseño: 1990kW.
- Consumo de Lubricantes: 0.5% del consumo de combustible por hora.
- Peso del Motor: 7210 kg.
- ISO: 3046/1.
- Enfriamiento: Líquido refrigerante (con aditivos anticorrosivos y antiespumantes) y aire.

1.4.2 Generador Sincrónico:

- Tipo MJB 500 MB4, marca Marrelli de fabricación Italiana.
- Peso: 4400Kg
- Generador sincrónico trifásico.
- Cantidad de polos: 4 polos salientes
- Temperatura ambiente: 40⁰c
- Factor de potencia: 0.8
- Frecuencia: 60Hz.
- Voltaje nominal: 480V.
- Corriente nominal: 2839 A.
- Potencia aparente: 2360kVA.
- Potencia activa: 1880kW.
- Eficiencia: 96,1%.
- Enfriamiento: por aire.

- Rpm: 1800min^{-1}
- Rcc :0.36
- Reactancia longitudinal (X_d):305%
- Reactancia transversal (X_q):175%
- X'_d : 29.9%
- X''_d :15%
- X''_q : 16.8%
- X_2 : 15.8
- X_0 : 3.5
- Constante de tiempo transitoria (T_a): 0.043
- Constante de tiempo sudtrasiente (T''_d): 0.018
- Resistencia de fase: $0.75\text{ m } \Omega$ 20^0c
- Sobre carga :10% por 1 hora
- Corriente de corto circuito $3\phi \geq 250\%$ I_n
- Inercia(J): 52.5Kg m^2
- Código del devanado: 80
- Paso del devanado:2/3
- Método de enfriamiento: lca
- Grado de protección: IP23
- Clase de aislamiento: H
- Velocidad: -2% hasta +5%
- Exactitud de la regulación del voltaje: $DV \pm 0.5\%$ en condiciones estables.
- Contenido total del armónico: -5% si no hay carga distorcionante.

1.4.3 Datos de chapa: Transformador G.E.D

- Marca: **WEG**
- Fecha de fabricación: 2006
- Tipo: 843274100
- Norma: IEC/60076
- Potencia S: 2500kva
- Voltaje del primario: 480 V
- Voltaje del secundario: 13,8 kV

- Corriente nominal: 104.7 A
- Fases: 3
- Freq: 60Hz
- Impedancia Z: 5.72% a 75c⁰ en 13.8kv y 2500kva
- Grupo de conexión: ESTRELLA- DELTA
- Enfriamiento: por aceite y por aire

- **Alta Tensión:**

Posición	Liga	V	A
3 (nominal)	cd	13800	104.7

- **Baja Tensión:**

Terminales	2u	2v	2w
480V		3007A	

1.4.4 Transformador Uso de Planta a 440 V de los G.E.D

- Conexión interna de los devanados: Yn / Δ .
- Voltaje del primario: 13,8 kV.
- Voltaje del secundario: 440 V.
- Potencia: 10 kVA.
- Enfriamiento: por aceite.
- Corriente nominal: 301.059 A.

1.4.5 Datos de chapa: Transformadores de la S/E

- Marca: **WEG**
- Fecha de fabricación: 2006
- Tipo: 3007.0555
- Norma: IEC/75
- Frabricante: Brasil
- Potencia S: 2500kVA
- Voltaje nominal: 33.000/13.800 kV
- Corriente nominal: 43.7 A
- Fases: 3
- Freq: 60Hz
- Impedancia Z: 5.55% a 75c⁰ en 33kV y 2500kVA
- Grupo de conexión: DELTA-ESTRELLA
- Enfriamiento: ONAN
- Pasos del tap: 5
- Tap actual: 3
- **Alta Tensión:**

Posición	Liga	V	A
3	cd	33kv	43.7

- **Baja Tensión:**

Terminales	2u	2v	2w
13800/7667 V			104.6A

1.4.6 Interruptor: (NULEC) del lado 34.5 kV

Datos técnicos:

- Método de extinción: vacío
- Aislamiento: SF6
- Voltaje nominal: 38Kv
- Nivel básico de aislamiento: 150 kV
- Corriente nominal: 800 A
- Relación de TC: 2000:1
- Frecuencia de trabajo: 50/60 Hz
- Capacidad interruptiva: 12.5 kA
- Corriente de corta duración (3seg): 12.5 kA
- Tiempo de recuperación: 180 seg.
- Tiempo de cierre: + 50 ms
- Tiempo de apertura: - 45ms
- Ciclo de mantenimiento: 5 años
- Temperatura de trabajo: - 30 a 50 c
- Humedad relativa: 0 a 100 %
- Voltaje de baterías: 24 V
- Periodo de cambio de baterías: 5 años

Tabla 1.4 Datos Técnicos de 34.5 kV

Datos técnicos de los Desconectivos del lado de 34.5kV	
Fabricante	Brasil
Inom	400 A
Voltaje	34.5 kV
I corta duración	25kA/ 1seg
Tensión máx.	38 kV

1.4.7 Interruptor: (NULEC) del lado de 13.8kV**Datos técnicos:**

- Método de extinción: vacío
- Aislamiento: SF6
- Voltaje nominal: 15.5Kv
- Nivel básico de aislamiento: 125 kV
- Corriente nominal: 630 A
- Relación de TC: 2000:1
- Frecuencia de trabajo: 50/60 Hz
- Capacidad interruptiva: 12.5 kA
- Corriente de corta duración (3seg): 12.5 kA
- Tiempo de recuperación: 180 seg.
- Tiempo de cierre: + 50 ms
- Tiempo de apertura: - 45ms
- Ciclo de mantenimiento: 5 años
- Temperatura de trabajo: - 30 a 50 c
- Humedad relativa: 0 a 100 %
- Voltaje de baterías: 24 V
- Periodo de cambio de baterías: 5 años

Tabla 1.5 Datos Técnicos de 13.8 kV

Datos técnicos de los Desconectivos del lado de 13.8kV	
Fabricante	Brasil
Inom	400 A
Voltaje	13.8 kV
I corta duración	25kA/ 1seg
Tensión máx	38 kV

1.4.8 Datos de chapa: Transformadores del banco de tierra S/E

- Potencia nominal: 150kVA
- Tensión nominal: 19.1/0.12/0.24kV
- Grupo de conexión: Estrella aterrada – Delta

1.4.9 Protecciones eléctricas:**Protecciones conectadas a transformador de corriente del neutro del alternador.**

32P: relé direccional de potencia activa.

32Q: relé direccional de potencia reactiva para la pérdida de excitación (grupos > 1MVA).

46: componente inversa (grupos > 1 MVA).

49: imagen térmica.

51: corriente máxima.

51G: defecto a tierra.

51V: corriente máx. manteniendo la tensión.

87G: protección diferencial del alternador (para grupos > 2 MVA).

(Nota: 46, 49, 32P y 32Q pueden también estar conectados a los transformadores de corriente de las fases).

Protecciones conectadas a los transformadores de tensión:

25: synchro-check (únicamente para funcionamiento en paralelo).

27: falta de tensión.

59: sobretensión.

81: frecuencia fuera de límites (máxima y mínima).

Protecciones conectadas a los transformadores de corriente al lado de la línea (solamente para funcionamiento en paralelo):

67: corriente máxima direccional (no es necesario si se utiliza el 87G).

67N: corriente máxima direccional homopolar (sobre TI toroidal, para una mejor sensibilidad).

Protecciones mecánicas generales de grupo, conectadas a los detectores.

49T: temperatura del estator (recomendada para alternadores de más de 2 MVA).

49T: temperatura de los cojinetes (recomendada para alternadores de más de 8 MVA).

64F: protección de tierra del rotor.

1.5 PAROS Y AVERIAS

Los motores de combustión interna diesel (MTU) serie 4000 cuenta con una Unidad de Control del Motor (ECU) en el Sistema de Gestión del Motor (MDEC), que garantiza la operatividad y protege al motor. Este sistema detecta cualquier cambio en las variables de operación del mismo activando códigos de alarma que le indican al operador con precisión donde se localiza la avería. Estos códigos de fallo están registrados en un manual dado por el fabricante. Dentro de estos fallos pueden aparecer situaciones como:

- El motor no gira al arrancar.
- Motor gira al arrancarlo, pero no se enciende.
- El motor se enciende de forma irregular.
- El motor no alcanza el número de revoluciones nominal.
- El número de revoluciones de motor no es estable.
- La temperatura del aire de carga demasiado alta.
- Presión del aire de carga demasiado baja.
- Salida de líquido refrigerante del motor del refrigerador del aire de carga.
- Color negro de los gases de escape.
- Gases de escape de color azul.

1.6 Fundamentos de Máquinas Sincrónicas.

1.6.1 Generalidades

La mayor parte de la energía eléctrica (según [8]) que consumimos se produce con auxilio de los hidrogenadores y los turboalternadores trifásicos sincrónicos. Los primeros se ponen en rotación mediante hidroturbinas. Mientras que los turbogeneradores se ponen en movimiento por turbinas de gas o vapor.

Habitualmente se utilizan generadores compuestos de tensión estabilizada, conformado por un generador sincrónico y un estabilizador de tensión adosado a él o dispuesto en la instalación de maniobra junto al automatismo. Los equipos más modernos no tienen excitatrices rotativas, si no dispositivos de estado sólido que no requieren el montaje de escobillas, sistemas autoexcitados con semiconductores acoplados en el eje.

Existen además pequeñas unidades generadoras que utilizan máquinas sincrónicas de que son accionadas por motores de combustión interna diesel. Por lo general se suministran grupos electrógenos completos para potencias de hasta 3500 kVA aproximadamente. Si la demanda de potencia es mayor, se pueden emplear varias máquinas en paralelo. Como los grupos electrógenos deben estar siempre listos para entrar en servicio, debe establecerse un adecuado plan de mantenimiento, que incluya arranques de prueba a intervalos regulares.

Para el arranque de los grupos se puede emplear un motor eléctrico alimentado por baterías, o en las unidades mayores de 1000 kW, se puede recurrir a la inyección de aire comprimido en los recintos de combustión. En el primer caso deberá instalarse un cargador y en el segundo un compresor auxiliar alimentado de la red pública. En las unidades muy pequeñas se debe arrancar manualmente mediante una cuerda retráctil. Los grupos electrógenos no tienen un arranque instantáneo, presentan dificultades para trabajar aisladamente con cargas que no admiten interrupciones mayores que algunas centésimas de segundo.

Los grupos electrógenos (ISO 8258) pequeños se fabrican en forma de un bloque integrado, de manera que todos sus componentes queden contenidos en un módulo con forma de paralelepípedo con manijas que lo hacen fácilmente transportable por el hombre. Los equipos medianos se pueden montar sobre trineos, remolques o en los casos mayores, dentro de contenedores que pueden instalarse a la intemperie; pudiendo en estos casos transportarse mediante equipos mecánicos; a este último tipo de máquinas es al que pertenecen los instalados en el municipio, generalmente son equipos estacionarios pero ante situaciones excepcionales pueden ser trasladados a los lugares donde se necesiten. Estos equipos deben proveerse un adecuado aislamiento acústico, instalando amortiguadores de vibraciones y disponiendo de cimientos separados de los muros en el caso de edificios. Como las máquinas térmicas poseen importantes pérdidas de calor, se deben disponer dispositivos de ventilación del local suficientes para evacuar el calor generado. Cabe acotar que el volumen de aire necesario para la combustión de los motores alternativos resulta muy pequeño en relación con el necesario para la ventilación. Asimismo en el camino de escape de los gases de combustión deben instalarse dispositivos silenciadores y cámaras de insonorización.

1.6.2 Funcionamiento en paralelo de las máquinas sincrónicas

En el servicio en paralelo, normalmente la red alimenta a un motor eléctrico de CC de velocidad regulada que hace rotar a un generador que alimenta a los consumos, y que también mantiene al motor térmico y al volante girando en vacío. Cuando falla la red, dicho volante se encarga de poner en régimen al motor térmico, el cual pasa a impulsar al generador. En algunos casos se adicionan baterías que impulsan al motor de CC durante el proceso transitorio.

Este servicio también se conoce como de doble conversión de energía (eléctrica / mecánica - mecánica / eléctrica).

En algunas instalaciones resulta conveniente que en los períodos sin falta de suministro, los generadores pasen a entregar electricidad a la red pública de energía en las horas de consumo pico. Para tal fin deben instalarse automatismos de sincronización y de reparto de carga para el funcionamiento en paralelo con la red.

En otros casos puede ser rentable que el grupo alimente los picos de consumo de ciertas instalaciones industriales. Otra técnica de reducción de costos es la cogeneración, que utiliza el calor residual de un grupo electrógeno para alguna otra función útil. Para la alimentación de los consumos puede disponerse una red especial de emergencia o bien puede emplearse la red de suministro normal como es nuestro caso. Cuando el grupo electrógeno no tiene la suficiente potencia para alimentar a la totalidad de los consumidores, se deben instalar tableros de distribución con barras divididas en dos grupos mediante interruptores de acoplamiento (barra partida), con una sección con consumos esenciales atendida por el grupo electrógeno y otra de consumos no esenciales sin alimentación de emergencia. En todos los casos debe instalarse un automatismo de transferencia para conmutar tanto al fallar la red pública como al restablecerse la tensión en la misma, con los debidos enclavamientos y protecciones.

El esquema del sistema eléctrico trifásico que incluye los generadores sincrónicos conectados en paralelo y las cargas acopladas en paralelo se representa en la figura siguiente (según [13]).

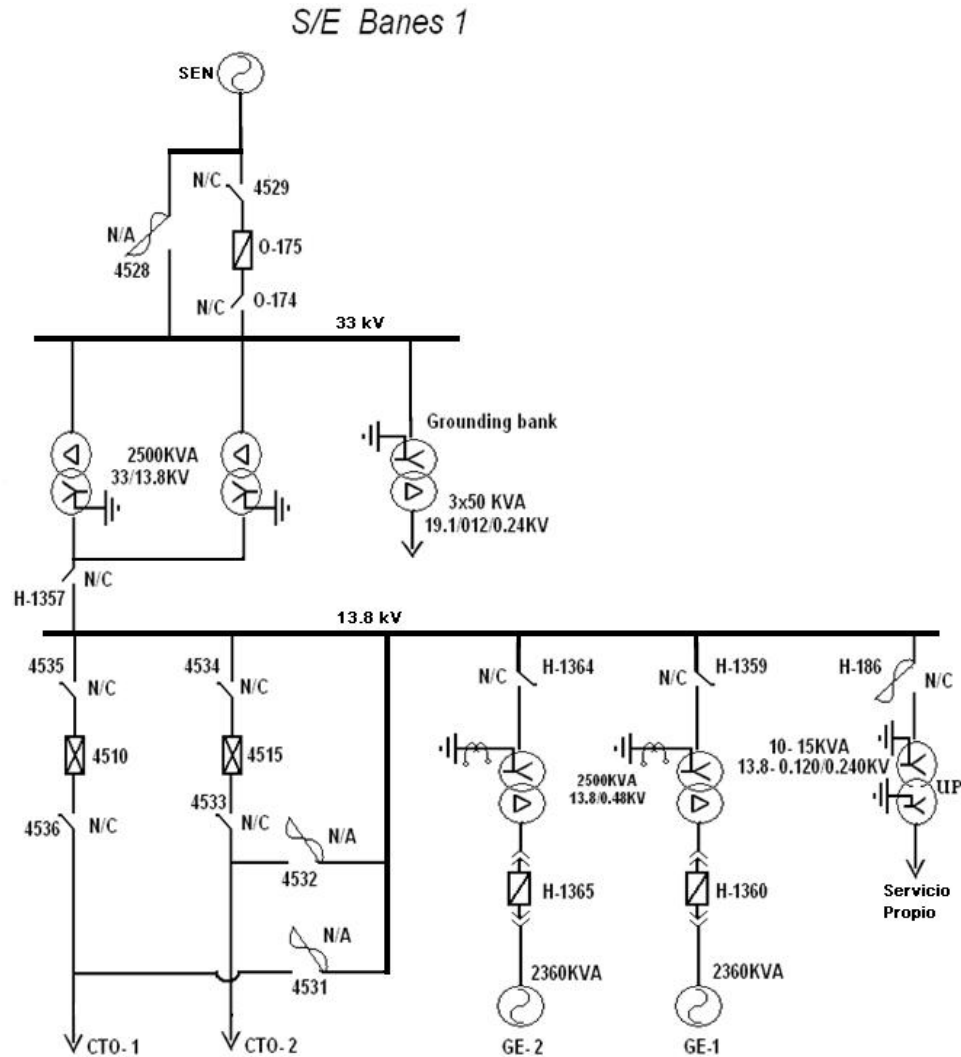


Fig. 1.1 Esquema eléctrico del emplazamiento

El sistema comprende una serie de 2 generadores. Los devanados trifásicos del estator de los 2 generadores de la instalación, luego de alcanzar la tensión requerida, se acoplan en paralelo a través de 2 transformadores a las barras comunes. Para unir en paralelo a las máquinas, se emplea un transformador trifásico, que permite variar el nivel de la tensión y alimentar las cargas conectadas en paralelo al sistema. Entre los consumidores principales de energía eléctrica de la instalación se encuentran los circuitos residenciales y de alumbrado. Merced a que los generadores, conectados al sistema en paralelo, están acoplados unos con otros

eléctricamente o por medio de transformadores, sus tensiones varían con una misma frecuencia:

$$f_1 = f_2 = f_3 = f_4 = \dots = f. \quad (1.1)$$

En este caso la velocidades angulares eléctricas de sus rotores también son iguales entre sí:

$$\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \dots = \omega = 2\pi f, \quad (1.2)$$

mientras que las velocidades angulares reales son inversamente proporcional al número de períodos de estos generadores:

$$\Omega_1 = \frac{\omega}{p_1} ; \quad \Omega_2 = \frac{\omega}{p_2} ; \quad \Omega_3 = \frac{\omega}{p_3} \quad \dots \quad (1.3)$$

Por eso se suele decir que los generadores conectados en paralelo funcionan de manera sincrónica uno con respecto a otro, o están en sincronismo, y la conexión para el funcionamiento se denomina sincronización.

La unificación de un gran número de generadores y consumidores en un sistema eléctrico común situado en un extenso territorio es mucho más ventajosa que el uso de generadores aislados para alimentar los grupos autónomos de consumidores. Sin embargo, ante situaciones excepcionales el envío de electricidad desde grandes distancias no es lo óptimo, pueden ocurrir fallas en las líneas, caídas de torres u otro fenómeno. En estas situaciones es donde la generación distribuida alcanza una vital importancia para mantener funcionando puntos vitales en los territorios. La posibilidad de traslado hacia las cercanías de los principales objetivos económicos y sociales, los hace indispensables ante situaciones excepcionales.

1.6.3 Condiciones de la conexión para el funcionamiento en paralelo.

El esquema de conexión del generador sincrónico trifásico para el funcionamiento en paralelo con el sistema está mostrado en la figura 1.4.

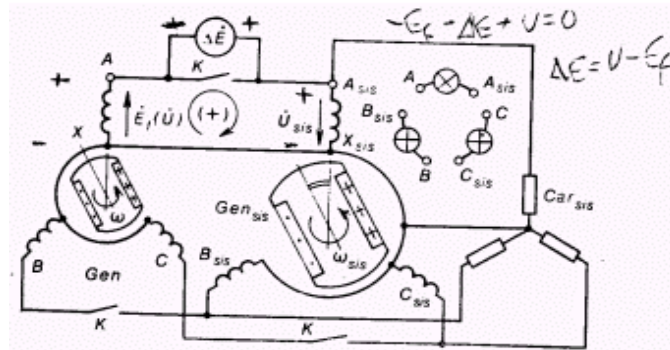


Fig. 1.2. Esquema de conexión de un alternador sincrónico para el funcionamiento en paralelo con el sistema.

Para simplificar, el sistema está representado por un generador sincrónico de un período equivalente de potencia infinitamente grande G_{sis} que alimenta la carga, C_{sis} , figurando en este caso el generador Gen como su modelo de un período. Tomemos la dirección positiva de la tensión U_{sis} del circuito generador –sistema, desde el comienzo A_{sis} hacia el final X_{sis} de su fase. Por dirección positiva de las tensiones, la f.e.m. y la corriente en el circuito A_{sis} , X_{sis} , X , A , formando por las fases homónimas de los generadores G_{sis} y G , tomamos la dirección de recorrido del circuito, la cual coincide con U_{sis} y se muestra en el dibujo con una flecha. Entonces, la f.e.m. E_f (o la tensión U) del generador G serán positivas si se dirigen de X a A según se muestra en la figura. Cuando el interruptor K está desconectado, el generador Gen funciona en régimen de marcha en vacío y entre los contactos de fase del interruptor actúa la f.e.m:

$$\Delta \dot{E} = \dot{E}_f + \dot{U}_{sis} \quad (1.4)$$

donde:

$\dot{E}_f$ es la fem debida a la excitación.

$\dot{U}_{sis}$ es la tensión del sistema.

Esta fem depende de la f.e.m. $\dot{E}_f$ y su fase respecto a la tensión $\dot{U}_{sis}$ que se caracteriza por el ángulo α en la figura 1.5. Si antes de la conexión la velocidad angular Ω y la corriente de excitación I_f del generador *Gen* están elegidas de tal modo que:

$$\omega = 2\pi f = \frac{\Omega}{p} = \omega_{sis} = 2\pi f_{sis} \quad (1.5)$$

$E_f = U_{sis}$, es decir, la frecuencia f y la f.e.m. E_f del generador coinciden con la frecuencia f_{sis} y la tensión U_{sis} del sistema, respectivamente, entonces, la f.e.m. ΔE en los contactos del interruptor se pueden determinar según la fórmula:

$$\Delta E = 2U_{sis} \left| \cos \frac{\alpha}{2} \right|. \quad (1.6)$$

Al variar el ángulo α la f.e.m. eficaz puede adquirir valores cualesquiera en la banda

$$0. \dots 2U_{sis}$$

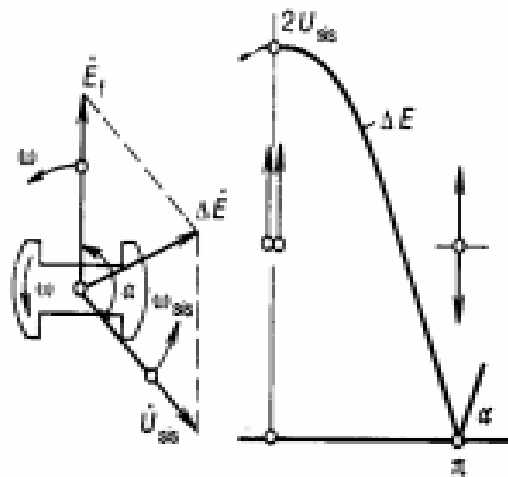


Fig. 1.3. Condiciones de sincronización exacta.

La conexión del generador *G* al sistema es lo más favorable si $\alpha = \pi$ cuando $\dot{\Delta E} = 0$ y

$\dot{E}_f = -\dot{U}_{sis}$. En este caso en el devanado del inducido no surgen corrientes transitorias; después de conectar el generador para el trabajo en paralelo con el sistema, la corriente del inducido queda igual a cero y el generador sigue

funcionando en el régimen de marcha en vacío ($I=0$). Dicho procedimiento de conexión de un generador para el funcionamiento en paralelo con el sistema, se denomina *sincronización precisa*.

Existe además los que se denomina momento electromagnético M durante el funcionamiento en paralelo, *momento sincronizador*. Este momento mantiene el movimiento sincrónico del rotor después de conectar al funcionamiento en paralelo, además asegura el movimiento sincrónico del rotor para el funcionamiento en paralelo en los regímenes de carga.

1.6.4 Potencias activa y reactiva de una máquina sincrónica conectada al sistema.

Las potencias activas y reactivas P y Q de una máquina sincrónica de polos salientes conectada a un sistema de potencia infinitamente grande, siendo:

$f_{\text{sis}} = \text{const}$ y $U_{\text{sis}} = \text{const}$, dependen de la I y de la fase de la corriente respecto a la tensión del generador $\dot{U} = -\dot{U}_{\text{sis}}$,

$$P = m_1 U I \cos \varphi ; \quad (1.7)$$

$$Q = m_1 U I \sin \varphi ; \quad (1.8)$$

No obstante, la corriente del inducido $\dot{I}$ depende a su vez de la corriente de excitación I_f y de la posición espacial del rotor de la máquina respecto a la tensión de la red U_{sis} , la cual se caracteriza por el ángulo θ comprendido entre el complejo $\dot{U}_{\text{sis}}$ y la dirección del eje transversal q .

En una máquina sincrónica insaturada la corriente del inducido $\dot{I}$ se determina por la tensión $\dot{U} = -\dot{U}_{\text{sis}}$ y la f.e.m. de excitación $\dot{E}_f$ y por su orientación mutua; el ángulo entre ellas es igual a θ (la f.e.m. de excitación coincide con la dirección

negativa del eje transversal). Durante la marcha en vacío el ángulo $\theta = 0$. Al accionar sobre el rotor el momento exterior M_{ext} , el ángulo θ adquiere un valor tal, con el cual el momento electromagnético M equilibra el momento M_{ext} . Por eso el estudio de los procesos durante el funcionamiento en paralelo se facilita considerablemente si las potencias activas y reactivas se representan en función de la tensión $U = U_{\text{sis}}$, la f.e.m. debida a la excitación E_f y el ángulo θ entre ellas :

$$P = f(U, E_f, \theta); \quad (1.9)$$

$$Q = f(U, E_f, \theta); \quad (1.10)$$

Tomando por direcciones positivas a lo largo de los ejes d y q los sentidos de la corrientes I_d e I_q en este régimen compongamos las ecuaciones para las proyecciones de la tensión U sobre las direcciones mencionadas:

$$U \sin \theta = X_q I_q - R I_d \quad (1.11)$$

$$U \cos \theta = E_f - X_d I_d - R I_q \quad (1.12)$$

Resolviendo estas ecuaciones conjuntamente, hayamos que:

$$I_q = \frac{U [\varepsilon R + (X_d \sin \theta - R \cos \theta)]}{X_d X_q + R^2}; \quad (1.13)$$

$$I_d = \frac{U [\varepsilon X_q - (X_q \cos \theta + R \sin \theta)]}{X_d X_q + R^2}; \quad (1.14)$$

donde:

$\varepsilon = E_f / U$ es el coeficiente de excitación.

X_q : reactancia por el eje transversal.

X_d : reactancia por el eje directo.

R : resistencia óhmica.

Finalmente se obtiene la expresión general para la potencia activa:

$$P = P_{\text{act}} + P_{\text{react}}; \quad (1.15)$$

La componente P_{ss} esta relacionada con la interacción del rotor no excitado de polos salientes con las corrientes originadas en el devanado del inducido por la tensión U .

La máquina síncrona conectada a la red con la tensión U y el ángulo θ dado desarrollaría la potencia activa P_{ss} merced a la presencia de polos salientes.

La componente P_{s} esta relacionada con la aparición de la excitación caracterizada por la componente. Es la potencia que se va a generar suplementariamente en la red con la tensión U al surgir la excitación con ε prefijado.

En la máquina de polos interiores que tiene $X_d = X_q = X_1$, la componente P_{ss} no existe. Señalamos que la necesidad de considerar la resistencia óhmica R surge solo al calcular las micromáquinas, en las cuales dicha resistencia desempeña un papel notable. En las máquinas síncronas grandes que tienen el devanado del inducido con una resistencia óhmica ínfimamente pequeña ($R \ll X_q < X_d$), se puede suponer que $R=0$. Entonces tenemos que:

$$P = P_{\text{s}} + P_{\text{ss}} = M\Omega \quad (1.16)$$

donde:

$$P_{\text{s}} = \frac{m_1 U E_f}{X_d} \sin \theta ; P_{\text{ss}} = \frac{m_1 U^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \sin 2\theta ; \text{ en una máquina de polos salientes,}$$

$$P_{\text{s}} = P_{\text{ss}} = \frac{m_1 U E_f}{X_1} \sin \theta ; \text{ en una máquina de polos interiores.}$$

Aceptando como potencia básica S_{nom} se puede escribir las fórmulas de las activas en unidades relativas. Por ejemplo, cuando $R=0$;

$$P_* = \frac{U_* E_{*f} \sin \theta}{X_{*d}} + \frac{U_*^2}{2} \left(\frac{1}{X_{*q}} - \frac{1}{X_{*d}} \right) \sin 2\theta ; \quad (1.17)$$

La potencia reactiva se expresa en una forma propicia para analizar el fenómeno en paralelo de la siguiente manera:

$$Q = \frac{m_1 U^2}{X_d X_q + R^2} * [\varepsilon (X_q \cos \theta - R \sin \theta) - X_q \cos^2 \theta - X_d \sin^2 \theta]; \quad (1.18)$$

Si $R=0$, en tal caso la inscripción de las componentes aisladas de la potencia reactiva se simplifica

$$Q = Q_d + Q_q, \quad (1.19)$$

donde

$$Q_d = Q \Im_d + Q \Im \Im_d = m_1 I_d (U \cos \theta);$$

$$Q_d^{\parallel} = \frac{m_1 E_f}{X_d} U \cos \theta; \quad Q_d^{\parallel} = \frac{m_1 (U \cos \theta)^2}{X_d};$$

$$Q_q = -m_1 I_q (U \sin \theta) = -m_1 (U \cos \theta)^2 / X_q.$$

La potencia reactiva longitudinal Q_d corresponde a la corriente longitudinal:

$$I_d = \frac{E_f - U \cos \theta}{X_d} \quad (1.20)$$

y a la componente transversal de la tensión $U_q = U \sin \theta$. La potencia reactiva longitudinal se compone de dos partes :

- 1) la potencia reactiva $Q \Im \Im_d = m_1 (-\frac{U \cos \theta}{X_d}) U \cos \theta < 0$, la cual se consume por

la maquina sincrónica inexcitada para originar el campo longitudinal del inducido, siendo la tensión $U_q = U \sin \theta$ y estando avanzada la corriente longitudinal

$$I_{d(U)} = -\frac{U \cos \theta}{X_d}, \text{ en un ángulo de } \pi/2 \text{ respecto a la tensión } \dot{U}_q;$$

- 2) la potencia reactiva $Q \Im_d = m_1 \frac{E_f}{X_d} U \cos \theta > 0$, la cual se origina durante la

excitación a cuenta de la corriente longitudinal suplementaria $I_{d(c.c)} = E_f / X_d$,

igual a la corriente de cortocircuito con la f.e.m.; $\dot{E}_f$ y retrasada respecto a la tensión $\dot{U}_q$ en el ángulo $\pi/2$.

La potencia reactiva transversal Q_q se consume por la máquina para crear el campo transversal, siendo la tensión $U_d = U \sin \theta$ y estando avanzada la corriente transversal respecto a la tensión en un ángulo de $\pi/2$.

La potencia reactiva longitudinal Q_d es positiva durante la excitación cuando:

$E_f - U \cos \theta > 0$, $\beta > 0$ y la corriente I_d esta retrasada en un ángulo de $\pi/2$ respecto a la tensión $U_q = U \cos \theta$; por lo contrario, para la excitación cuando $E_f - U \cos \theta < 0$, $\beta < 0$ y la corriente I_d avanza respecto a la tensión U_q en un ángulo de $\pi/2$, la potencia reactiva longitudinal siempre será negativa.

Capítulo 2. Fundamentación del emplazamiento.

2.1 Introducción.

La ubicación geográfica de la Subestación (S/E) Banes 1, tiene una importancia primordial desde el punto de vista social y económico para el municipio. En ella se encuentran ubicadas dos unidades generadoras que forman el emplazamiento de Grupos Electrónicos Diesel (GED), importante fuente de generación alternativa de energía, que alimenta a los circuitos residenciales 1 y 2 y las empresas más importantes del territorio. Junto con el Sistema Electroenergético Nacional (SEN), ayudan a mantener estable el servicio eléctrico del municipio, alimentando cargas autónomas de vital importancia para la economía y la sociedad, en caso de emergencia, o para la producción de energía eléctrica suplementaria o de reserva.

2.2 Circuitos residenciales.

Circuito 1

Circuito 1 parte de la Subestación Banes 1 como parte de uno de los dos ramales de la misma. Se extiende con un nivel de tensión de 13.8 kV por 19 Km. de longitud este comprende el centro ciudad norte, teniendo los repartos Honduras, Nuevo Banes, Cárdenas y Nicaragua. Cuenta con 124 transformadores para una capacidad instalada por concepto de distribución de 4.79 MVA. En él se encuentran la sede del gobierno municipal, el PCC y ETECSA. El mismo se puede conectar con el circuito 5 zona de Los Ángeles por la cuchilla BD – 8 hasta la cuchilla BD – 13 en Sampera y el BD – 18 en calle Mulas en caso de avería para el circuito 5. cuenta además con la cuchilla BD – 47, que separa el ramal del Nuevo Banes para casos de mantenimiento no afectar el servicio completo. [Ver fig.2 anexo 1]

Circuito 2

El circuito 2 es el otro ramal que parte de la Subestación Banes 1 y se extiende con un nivel de tensión de 13.8 kV por 15.5 Km. de longitud, este comprende el centro ciudad sur, teniendo los repartos Obrero, Canales, Silva, La Gloria, Betancourt y el Negro. Cuenta con 118 transformadores para una capacidad instalada de distribución de 5.38 MVA. En él se encuentran la unidad de la PNR, la emisora Radio Banes y la sede de la UJC municipal. El mismo se puede conectar con el circuito de Esterito por la cuchilla BD – 24, posee las

cuchillas seccionalizadoras BD – 45 y BD – 21 para dividir el mismo en caso de avería o mantenimiento en las líneas solo desconectar una parte sin afectar la totalidad del servicio. [Ver fig.3 anexo 1]

2.2.1 Estudio de demanda.

Teniendo en cuenta la descarga de los Nu-Lec correspondientes a los circuitos 1 y 2 respectivamente se aprecia que la demanda promedio de ambos en el horario pico de la tarde es mayor que la capacidad instalada en la subestación por concepto de generación distribuida. Como se conoce del capítulo 1 los GED que alimentan estos circuitos solo puede entregar operando al 100 %, 1.888 MW, y por diseño solo pueden ser explotados en esta condición por tiempo no mayor a 1 hora [7], por lo que generan electricidad operando al 75% y en ocasiones al 85%. Cuando operan al 75% solo entregan 1.41 MW, potencia inferior a todas las demandas promedio de los meses muestreados como se aprecia en las siguientes tablas.

Tabla 2.1 Demandas promedio y máximas del circuito 1

Mes	año	Demanda Máxima (kW)	Demanda promedio (kW)
Enero	09	2574	1537.7
Febrero	09	2523	1539.4
Marzo	09	2573	1459.1
Abril	09	2817	1513.5

En el circuito 1 en los primeros 4 meses del presente año el de mayor demanda promedio fue el mes de febrero con 1539.4 kW, como se puede apreciar en la tabla anterior y la figura 2.1, donde es posible además, apreciar que la demanda es superior a la generación al 75% y si se operara al 100 % (entregando 1.888 MW) no sería posible satisfacer la demanda máxima de los meses muestreados, que llega a alcanzar los 2817 kW en el mes de abril.

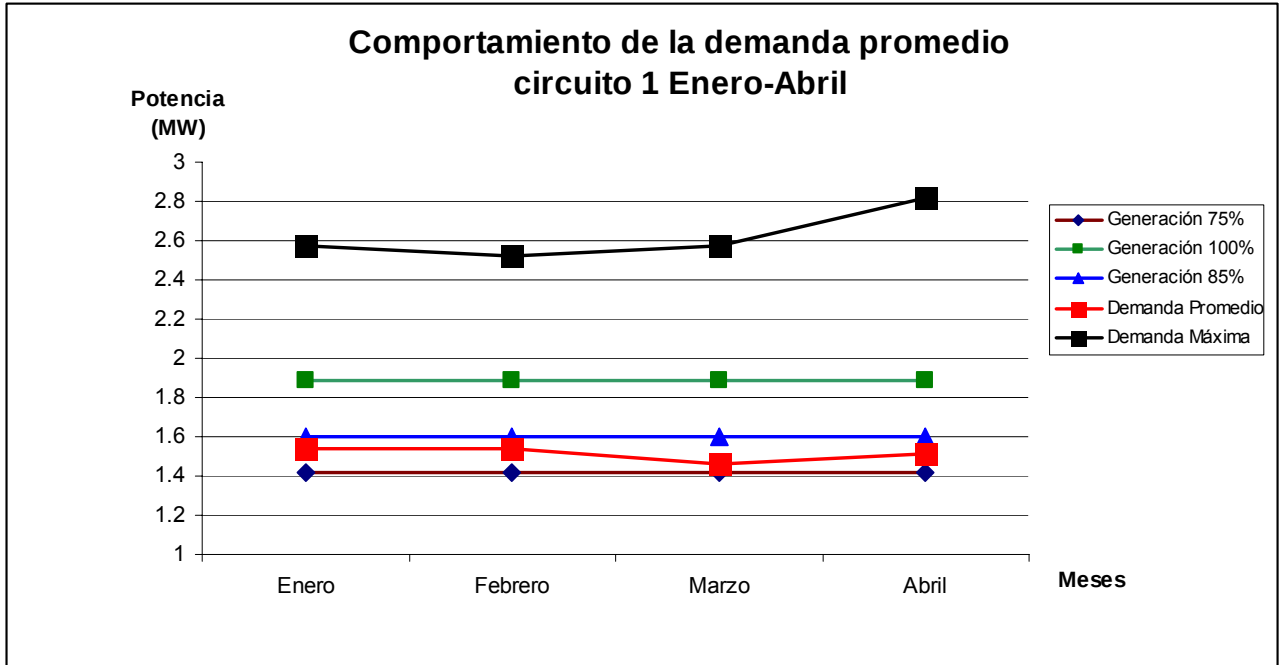


Fig. 2.1 Comportamiento de la demanda del circuito 1.

Para el circuito 2 se muestrearon los meses de julio 2008 a enero 2009, demostrándose que este circuito tiene menor demanda que el 1, con 2595 MW, como se puede apreciar en la siguiente tabla, además se observa que el mes de mayor demanda promedio fue Noviembre con 1518.5 kW, superior a la generación al 75%, si se operara al 100 % no sería posible satisfacer las demandas máximas al igual que en el circuito 1.

Tabla 2.2 Demandas promedio y máximas del circuito 2.

Mes	año	Demanda Máxima (kW)	Demanda promedio (kW)
Julio	09	677	469.4
Agosto	08	707	467.
Septiembre	08	1463	529.2
Octubre	08	2166	1313.6
Noviembre	08	2401	1518.5
Diciembre	08	2419	71494.1
Enero	08	2595	1475.4

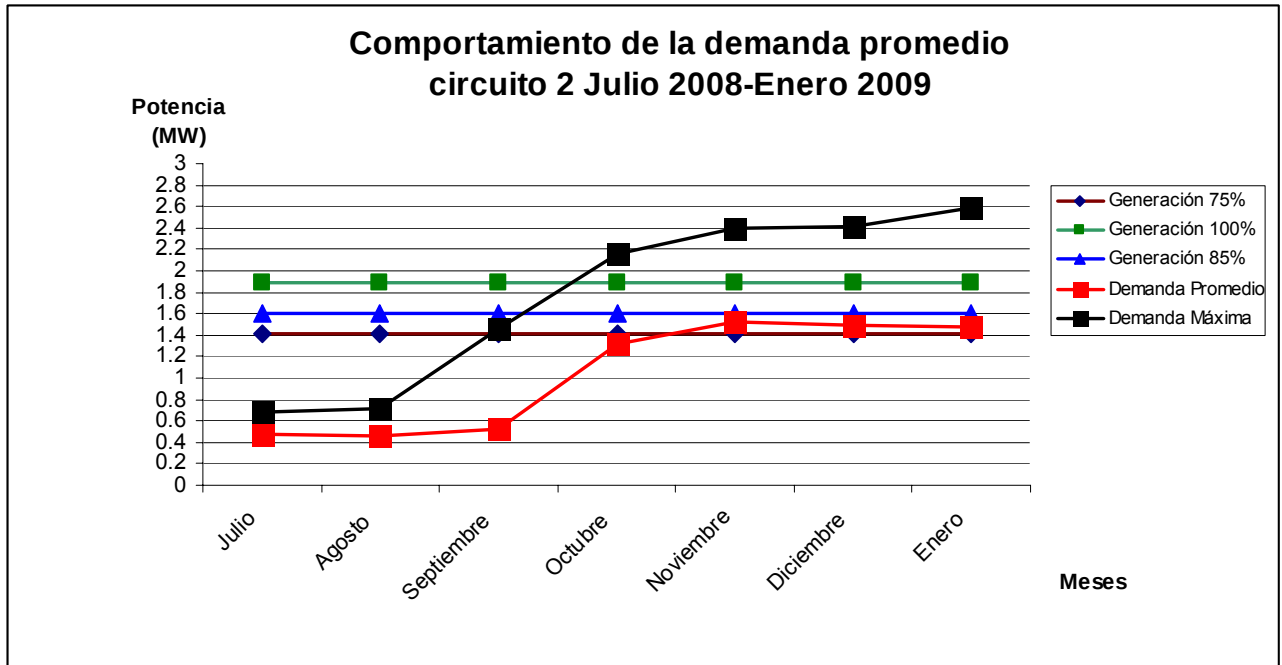


Fig.2.2 Comportamiento de la demanda del circuito 2.

De los siete meses muestreados en el circuito 2, el de mayor demanda promedio fue el mes de noviembre con 1518.5 kW, como se puede apreciar en la tabla y figura anteriores. La demanda de estos meses es superior a la generación al 75% a partir del mes de octubre, y si se operara al 100 % (entregando 1.888 MW) no sería posible satisfacer la demanda máxima de los meses muestreados, que llega a alcanzar los 2817 kW en el mes de Enero.

2.2.2 Demanda en horario pico

Nacionalmente se han establecido tres horarios picos enfatizándose los del mediodía desde 11:00 a.m. a 1:00 p.m. y el de la tarde desde 5:00 p.m. a 11:00 p.m., después de la entrega de equipos electrodomésticos a la población, que si bien representan una mejor calidad de vida influyen en el incremento de los picos de demanda en estos horarios.

Partiendo de los datos de los analizadores Nu-Lec se obtuvieron los datos correspondientes de demanda en estos horarios, decidiéndose realizar el estudio con el horario pico de la tarde por ser el más representativo.

Para la data analizada del circuito 1 podemos apreciar en la figura 2.3 que para la demanda máxima del 22 de abril de 2009 es imposible cubrir esta, aún operando los grupos al 100%.

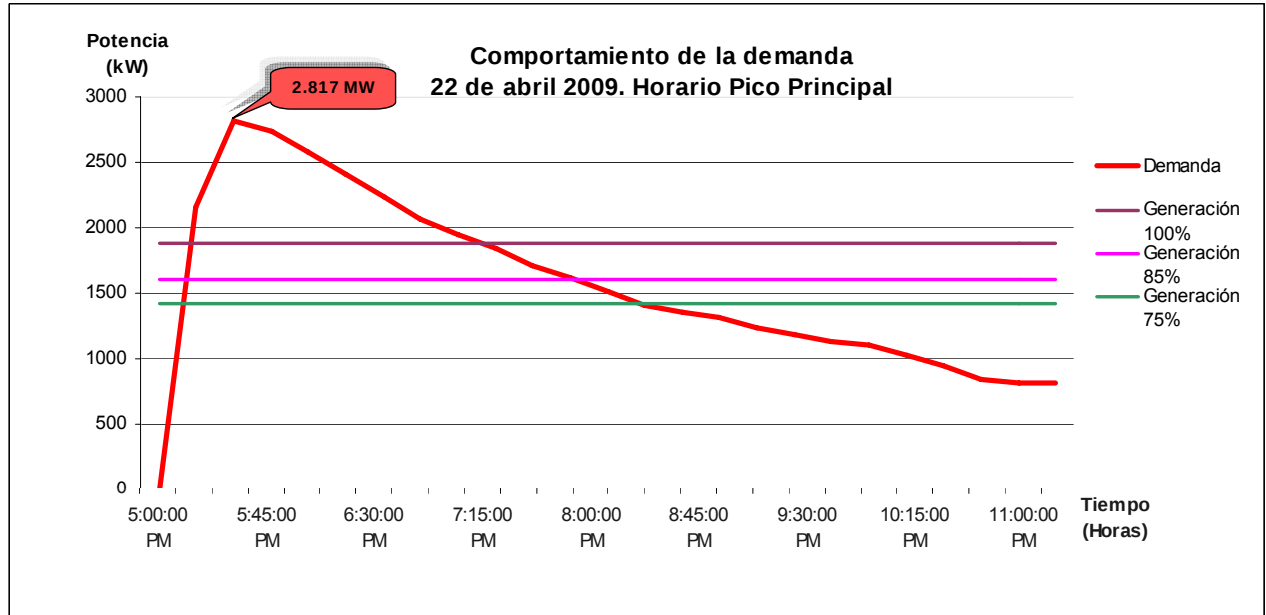


Fig. 2.3 Comportamiento de la demanda en horario pico para circuito 1.

Como se puede apreciar la demanda comienza a incrementarse a partir de las 5:00 pm, llegando a alcanzar valores muy por encima de la capacidad instalada en el GED que alimenta este circuito. Cuando se opera en paralelo con el SEN, no existe problema para satisfacer toda la demanda, pero ante una situación excepcional que obligue a la desconexión de la red nacional, sería imposible alimentar toda la carga asociada a este generador.

De igual forma sucede con el circuito 2, como se muestra en la figura 2.4, donde la demanda comienza a incrementarse a partir de las 5:00 pm, llegando a alcanzar valores muy por encima de la capacidad instalada en el GED que alimenta este circuito 2, para el mismo horario el GED operando al 100% no puede entregar los 2.595 MW que se le demandan, obligando ante una situación excepcional a dejar sin fluido eléctrico a parte de sus clientes.

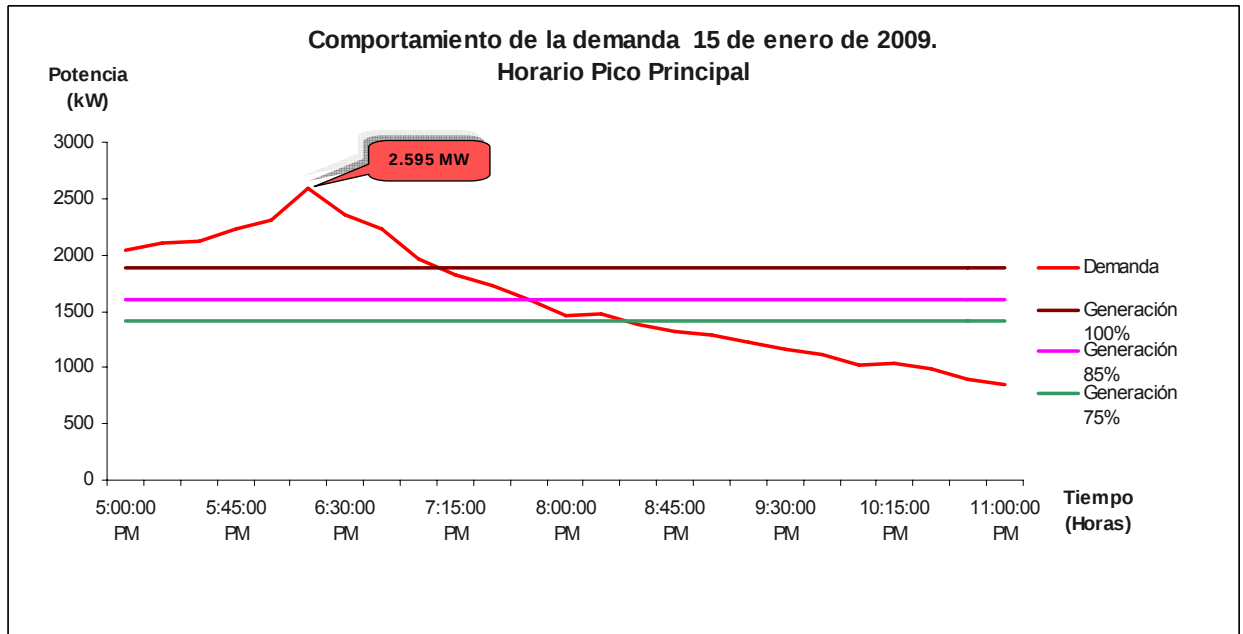


Fig. 2.4 Comportamiento de la demanda en horario pico para circuito 1.

2.2.3 Demandas promedio en horario pico.

Del circuito 1 se toma el mes de febrero para el análisis del comportamiento de la demanda en el horario pico, pues este representa el mes de mayor demanda promedio. (Ver tabla 2.1).

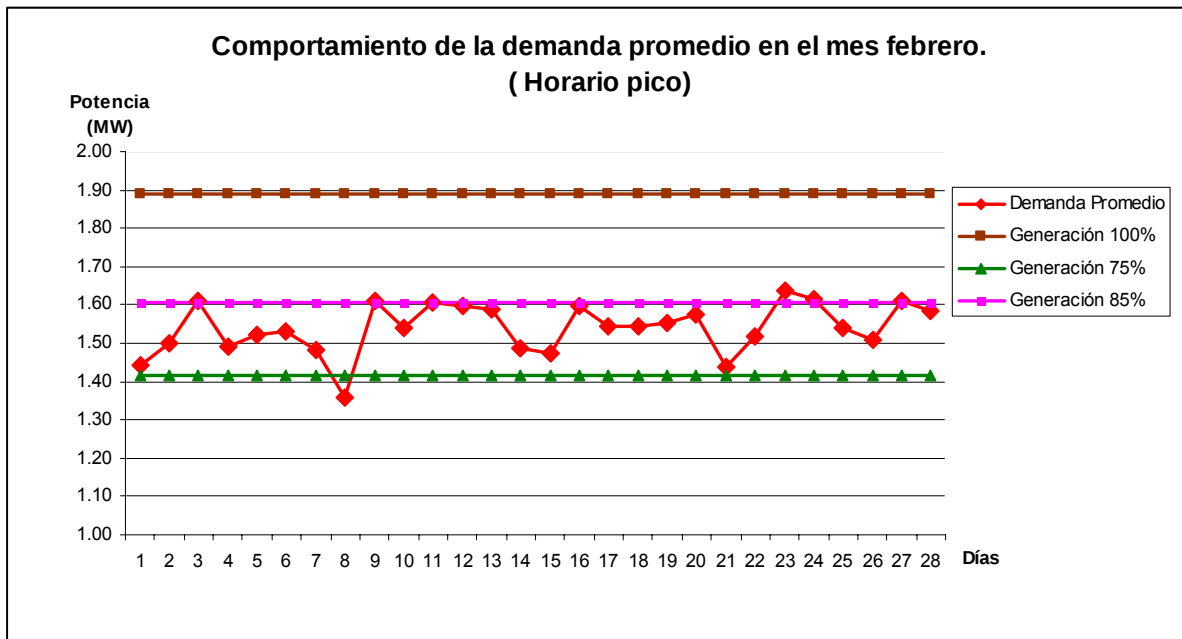


Fig. 2.4 Comportamiento de la demanda promedio para el mes de febrero.

Como es apreciable la demanda del circuito 1 es superior a la potencia generada por el GED al 75%, lo que obliga ante una operación en isla a aumentar la generación al 85% para cubrir la mayor parte de la carga, sin embargo, llegar a este punto obligaría a la instalación a quedarse sin reserva, es decir, sin reserva rodante que permita asimilar las conexiones y desconexiones repentinas, lo que constituye un problema para la estabilidad del minisistema. En cambio operando al 100% quedaría cubierta la demanda en su totalidad pero este tipo de máquina solo puede operar a este porcentaje por un tiempo limitado [ISO 3046-1], pues por chapa su tipo de potencia es PRP (Principal Power), lo que se traduce en potencia máxima por tiempo limitado. (No más de una hora es lo recomendado por los mismos fabricantes) (según. [7])

Del circuito 2 se toma el mes de noviembre para el análisis del comportamiento de la demanda en el horario pico, pues este representa el mes de mayor demanda promedio. (Ver tabla 2.1).

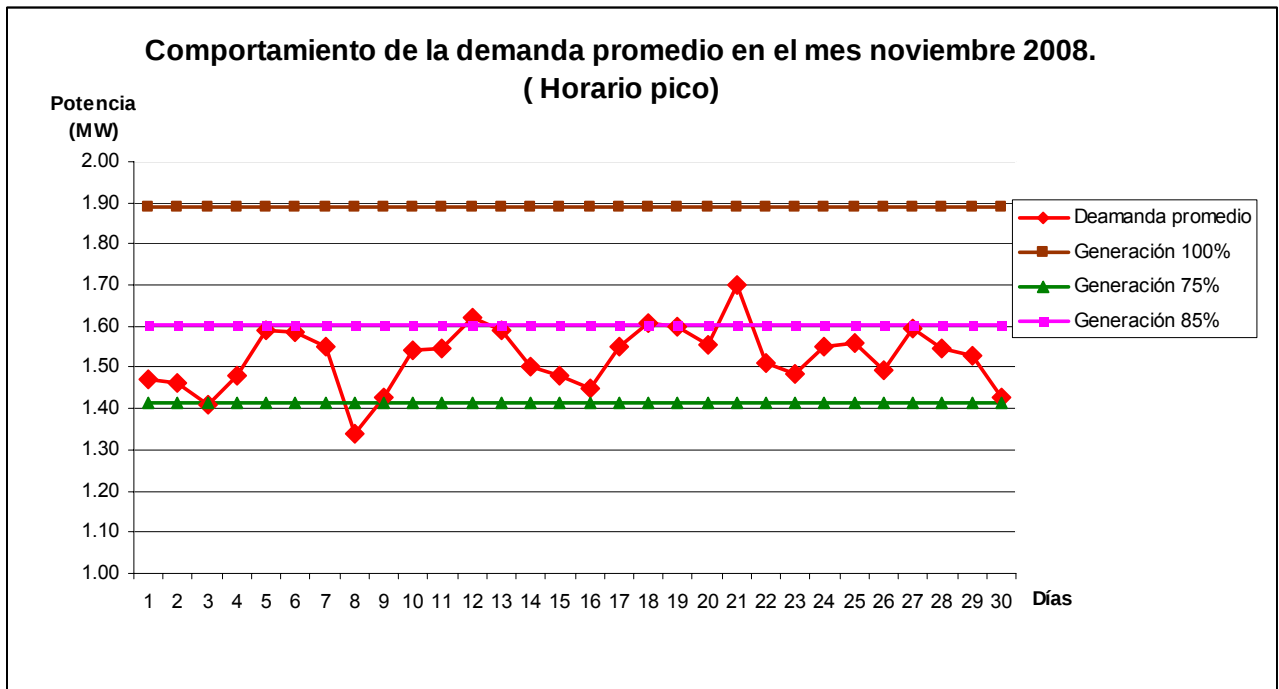


Fig. 2.5 Comportamiento de la demanda promedio para el mes de noviembre.

La demanda en este circuito también es superior a lo que puede entregar el GED operando al 75%, existen días en los que sí es posible satisfacer la demanda trabajando al 85%, pero no en todos los casos se puede contar con reservas en el minisistema, por lo que hay que alternar entre el 85% y el 100%.

En el [Ver anexo 2] se puede apreciar el comportamiento de la demanda en el horario pico para los días de mayor demanda de los meses analizados, tanto para el circuito 1 como para el circuito 2, es apreciable cómo siempre la demanda a partir de las 5:00 pm se incrementa y alcanza valores superiores a los 2 MW, exceptuando los meses de julio, agosto y septiembre de 2008, los dos primeros corresponden a la estación de verano donde históricamente la demanda es menor que en el resto del año, en el último el estado de la demanda se debe al paso del Huracán Ike.

2.3 Trabajo en situaciones excepcionales.

Para el análisis de la asimilación de demanda en situaciones excepcionales se analiza la que mayores posibilidades tiene de ocurrencia en el territorio, pues las lluvias intensas no tienen gran repercusión en cuanto a afectación de clientes y no han obligado hasta el momento a una operación aislada del SEN por esta causa, de igual forma sucede con los sismos, pues la zona donde están ubicados la subestación y los circuitos que alimenta no corren riesgo de ocurrencia de este tipo de fenómeno hasta el momento, aunque no se pueden descartar del todo. Los incendios con posibilidades de ocurrir se concentran dentro de la instalación y la existencia de combustibles y materiales inflamables puede provocar la destrucción de toda la subestación, dejando sin servicio a los clientes que de ella dependen. Por las razones antes expuestas se decide realizar el estudio con la situación excepcional que todos los años puede presentarse y afectar seriamente a los clientes, dejándolos aislados del SEN, alimentados solamente por sus GED y los GEE.

Huracanes.

Considerando el paso del Huracán Ike, se extrajo del Plan de Reducción de Desastres de la U.E.B Banes (según [11]), a la que pertenece el objeto de estudio, que existe la posibilidad de afectaciones en las redes de hasta un 65% quedando disponible un 35% de redes habilitadas. Ante una afectación como esta es posible que el 80% de la demanda quede afectada, y ocurra la desconexión del SEN, por lo que solo con la electricidad producida por la generación alternativa operando al 75% se puede satisfacer a los restantes clientes.

Ante un evento como este es imposible determinar con exactitud el número de clientes afectados, solo una vez pasado el fenómeno y luego de realizado un celaje por todo el circuito, es posible determinar el nivel de afectación y establecer el orden de prioridad para la reconexión de los clientes una vez resuelto la situación de desastre. Considerando en este caso que se debe satisfacer el 20% de la demanda promedio de la subestación se hace una división por circuitos y por GED.

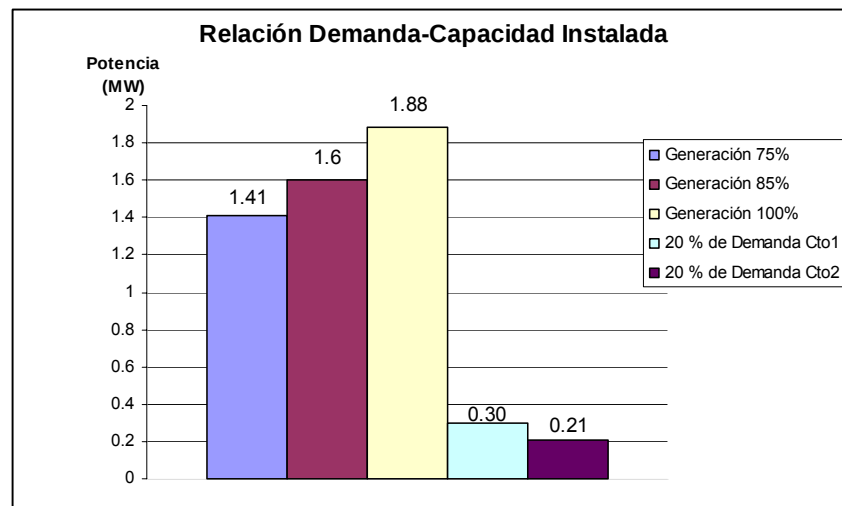


Fig. 2.6 Comportamiento de la demanda ante un Huracán de alta intensidad.

Como se puede ver en la figura anterior para este por ciento de demanda no existe problema alguno en satisfacer la carga disponible. Según se recuperen las redes la reconexión debe realizarse de forma gradual, velando siempre que la capacidad de generación sea suficiente para cubrir la demanda sin arriesgar la estabilidad del minisistema aislado.

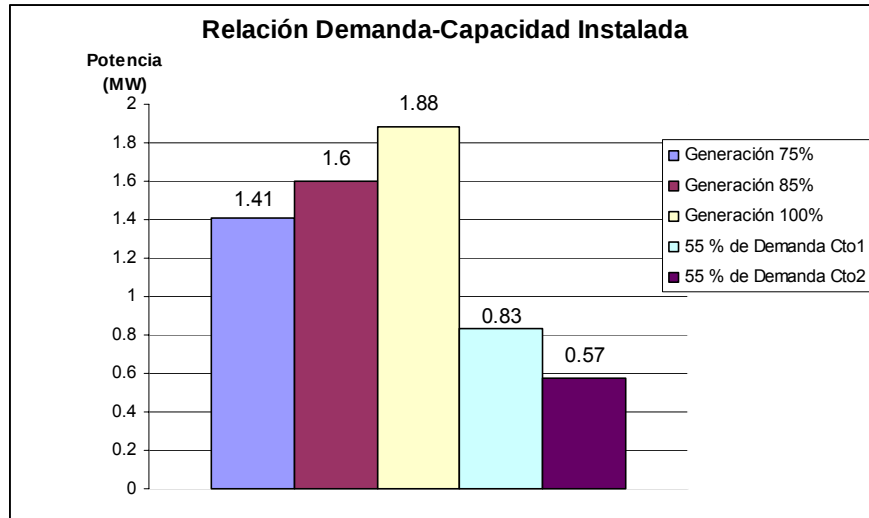


Fig. 2.7 55% de la demanda promedio a la Subestación

El 55% de la demanda de cada circuito puede ser asumido por sus respectivas máquinas sin dificultad, tal y como se muestra en la figura 2.7, sin embargo para satisfacer el 95% de la demanda es necesario en el circuito 1 llevar al GED a trabajar al 85%, mientras el grupo electrógeno que alimenta al circuito 2 puede continuar al 75%, como se muestra en la figura 2.8.

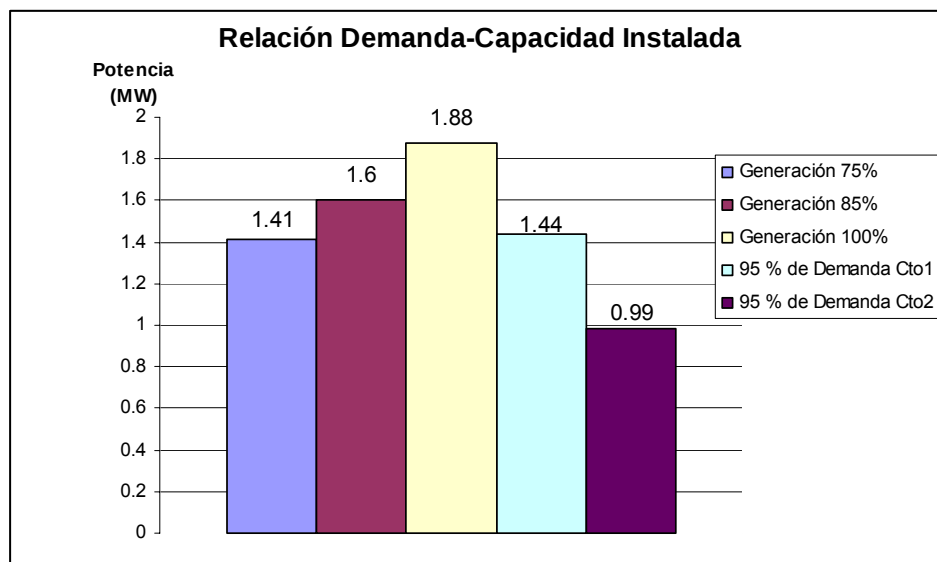


Fig. 2.8 95% de la demanda promedio a la Subestación.

Si se considerara la posibilidad de cerrar el enlace y operar los generadores en paralelo para alimentar a los dos circuitos entonces la demanda promedio de ambos

circuitos puede ser suplida por las máquinas en su conjunto, lo que haría más fiable este minisistema, ver figura 2.8.

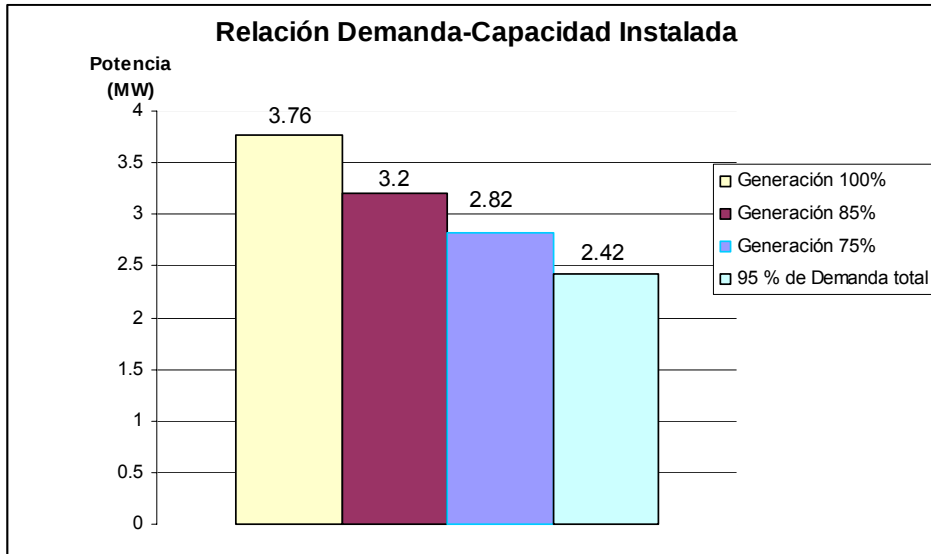


Fig. 2.9 95% de la demanda promedio a los GED en paralelo.

2.4 Identificación de los consumidores de primera categoría.

Para los clientes de primera categoría, la interrupción del servicio origina peligro para la vida de personas, considerables pérdidas para la economía nacional, deterioro de los equipos, producción defectuosa y alteración de procesos tecnológicos. Para gran parte de los consumidores de primera categoría, ya sean industriales, comerciales o de servicios vitales como la salud y centros de elaboración de alimentos, se han destinado Grupos Electrónicos de Emergencia (GEE). En el municipio se encuentran los siguientes:

Tabla 2.3 Clientes de primera categoría por circuitos.

Clientes por circuito	Potencia instalada (kVA)
Circuito1	1252.5
1. Hospital Materno Infantil.	3x 50
2. Panadería la Banense	3x 25
3. Torre TV Comunitaria.	1x 50
4. ETECSA.	3x 50
5. Centro de Elaboración.	1x 25 1x 50
6. Bombeo del Minaz	2x 50

7. Estación de Bomberos	1x 37.5 1x 10
8. Policlínico Darío Calzadilla	1x 50
9. Banco de sangre	1x 50
10. Cadena del Pan	
Circuito2	instalados (1816) (kVA)
1. Torre Radio Banes	1x15
2. Emisora Radio Banes.	1x 37.5 1x 25
3. Hospital Clínico Quirúrgico.	1x 500
4. Servicentros Moderno	1x 37.5 1x 50
5. Servicentros Bani	1x 50 1x 25
6. Sala de rehabilitación	1x 15
7. Panadería La Flor	3x 15
8. Panadería El Gallito	3x 15
9. Pozo El Negro	3x 75
10. Hogar de ancianos	1x 37.5
11. Clínica 26 de Julio	1x 37.5 1x 25

En la tabla siguiente se agrupan los clientes de primera categoría con GEE, correspondientes a los circuitos 1 y 2, pertenecientes a la S/E Banes 1, existen aún 3 de estos clientes que no cuentan con esta modalidad de generación alternativa, lo que constituye un alto riesgo ante la ocurrencia de situaciones excepcionales en las que sea necesario su funcionamiento.

La S/E Banes 1 cuenta con un total de 34 clientes [Ver Anexo 3], de los cuales 20 pertenecen a la primera categoría. Estos clientes corresponden a centros y organismos responsables de mantener los servicios vitales al pueblo y la economía del territorio.

De los clientes antes mencionados solamente los que se muestran en la tabla siguiente cuentan con GEE.

Tabla 2.4 GED y clientes de primera categoría circuito 1.

MiniSistema GED GEE Cto1 al 100 %								
GE	KVA nom	F.P nom	KW nom	Factor Carga	KW trabajo	F.Pot Trabaj	KVA trabajo	KVAr
GED	2360	0.8	1888	0.75	1416	0.98	2360	11328
PANADERÍA BANENSE	75	0.8	60	0.75	45	0.8	56.25	60.0
ETECSA	45	0.8	36	0.75	27	0.8	33.75	36.0
HOSPITAL PEDRIATICO	150	0.8	120	0.75	90	0.8	112.5	120.0
TORRE TV BANI	10	0.8	8	0.75	6	0.8	7.5	8.0
POLICLINICO INTG	60	0.8	48	0.75	36	0.8	45	48.0
CENTRO ELAVORACION	20	0.8	16	0.75	12	0.8	15	16.0
CADENA DEL PAN	45	0.8	36	0.75	27	0.8	33.75	36.0
BANCO DE SANGRE	45	0.8	36	0.75	27	0.8	33.75	36.0
Total	2810		2248		1686		2697.5	11688
MiniSistema GED GEE Cto1 al 100 %								
GE	KVA nom	F.P nom	KW nom	Factor Carga	KW trabajo	F.Pot Trabaj	KVA trabajo	KVAr
GED	2360	0.8	1888	1	1888	0.98	2360	11328
PANADERÍA BANENSE	75	0.8	60	1	60	0.8	75	45.0
ETECSA	45	0.8	36	1	36	0.8	45	27.0
HOSPITAL PEDRIATICO	150	0.8	120	1	120	0.8	150	90.0
TORRE TV BANI	10	0.8	8	1	8	0.8	10	6.0
POLICLINICO INTG	60	0.8	48	1	48	0.8	60	36.0
CENTRO ELAVORACION	20	0.8	16	1	16	0.8	20	12.0
CADENA DEL PAN	45	0.8	36	1	36	0.8	45	27.0
BANCO DE SANGRE	45	0.8	36	1	36	0.8	45	27.0
Total	2810		2248		2248		2810	11598

De igual forma para el circuito 2 se tiene que los clientes de primera categoría que cuentan con GEE son los que aparecen en la tabla 2.5.

Tabla 2.5 GED y clientes de primera categoría circuito 2.

MiniSistema GED GEE Cto2 al 100 %								
GE	KVA nom	F.P nom	KW nom	Factor Carga	KW trabajo	F.Pot Trabaj	KVA trabajo	KVAr
GED	2360	0.8	1888	1	1888	0.98	18880	11328
CLÍNICA ESTOMATLG	25	0.8	20	1	20	0.8	25	15.0
HOSPTL CLÍNICO	150	0.8	120	1	120	0.8	150	90.0
	60	0.8	48	1	48	0.8	60	36.0
PANADER GALLITO	75	0.8	60	1	60	0.8	75	45.0
TORRE TRANS RADIO	20	0.8	16	1	16	0.8	20	12.0
RADIO BANES	20	0.8	16	1	16	0.8	20	12.0
SERVIC MODERNO	25	0.8	20	1	20	0.8	25	15.0
POZO EL NEGRO	60	0.8	48	1	48	0.8	60	36.0
SERVIC BANÍ	25	0.8	20	1	20	0.8	25	15.0
Total	2820		2256	1	2256		19340	11604
MiniSistema GED GEE Cto2 al 75 %								
GE	KVA nom	F.P nom	KW nom	Factor Carga	KW trabajo	F.Pot Trabaj	KVA trabajo	KVAr
GED	2360	0.8	1888	0.75	1416	0.98	18880	11328
CLÍNICA ESTOMATLG	25	0.8	20	0.75	15	0.8	18.75	20.0
HOSPTL CLÍNICO	150	0.8	120	0.75	90	0.8	112.5	120.0
	60	0.8	48	0.75	36	0.8	45	48.0
PANADER GALLITO	75	0.8	60	0.75	45	0.8	56.25	60.0
TORRE TRANS RADIO	20	0.8	16	0.75	12	0.8	15	16.0
RADIO BANES	20	0.8	16	0.75	12	0.8	15	16.0
SERVIC MODERNO	25	0.8	20	0.75	15	0.8	18.75	20.0
POZO EL NEGRO	60	0.8	48	0.75	36	0.8	45	48.0
SERVIC BANÍ	25	0.8	20	0.75	15	0.8	18.75	20.0
Total	2820		2256	0.75	1692		19225	11696

Hasta estos momentos se orienta que los GEE no comiencen a funcionar hasta tanto falle el suministro de energía por las vías convencionales, para de esta forma alargar el tiempo de trabajo de las instalaciones que prestan servicios sociales vitales y realizan actividades económicas de envergadura.

2.5 Fundamentación del trabajo en paralelo e isla.

El trabajo de los G.E.D puede realizarse de dos formas fundamentales “paralelo e isla” estos modos de funcionamiento dependen de las decisiones que se tomen por parte de la dirección de generación de la provincia, la cual se en carga de monitorear parámetros que indican como deben funcionar y cuáles son las necesidades del SEN.

Para el arranque en **“paralelo”** se tienen en cuenta variables importantes como son la frecuencia y el voltaje que impone como referencia el sistema electroenergético nacional para sincronizar los emplazamientos, estos poseen dos tipos de funcionamiento para su operación: manual y automático, se recomienda **AUTOMATICO**.

Para el trabajo en **“isla”** se requiere de algún tipo avería en las líneas de transmisión y subtransmisión del S.E.N que alimentan al municipio, dado por alguna situación excepcional como fuertes vientos y lluvias, que pueden ser ocasionadas por huracanes de gran magnitud, con la consecuente destrucción de torres y subestaciones, en este modo es también recomendable el funcionamiento **AUTOMATICO**.

Las manipulaciones correspondientes para cada caso son las siguientes:

Modo de operación en “isla” del emplazamiento Banes 1 con los GEA #1 y #2 en paralelo. (según [2])

En este modo de operación se puede utilizar la clase de funcionamiento AUTOMATICO o MANUAL (**Recomendado AUTOMATICO**).

Para mayor comprensión del procedimiento que sigue, auxiliarse del monolineal de esta S/E. [Ver fig.1 Anexo 1]

Arranque:

1. se abre el interruptor 0175.
2. se abre el desconectivo H1357.
3. se abren los interruptores 4510 y 4515 separando la carga de los GE.
4. seleccionar clase de funcionamiento AUTOMATICO del GEA #1.

5. girar la llave del panel de control hacia la posición isla (1) del GEA #1, arranca el GE #1 y se conecta el interruptor H1360.
6. seleccionar clase de funcionamiento AUTOMATICO del GEA #2
7. girar la llave del panel de control hacia la posición isla (1) del GEA #2, arranca el GE #2 y se conecta el interruptor H1365 y los GE se conectan en paralelo.
8. se cierran los interruptores 4510 y 4515 conectando la carga de los dos GE repartíendosela automáticamente.

Es válido aclarar que antes de la conexión de la carga, se han realizado manipulaciones que garantizan que la carga sea menor que la capacidad instalada en el emplazamiento.

Parada:

1. se abren los interruptores 4510 y 4515 separando la carga de los dos GEA.
2. Girar la llave del panel de control hacia la posición (0) del GEA #1, se desconecta el interruptor H1360 y se para el GE #1.
3. Girar la llave del panel de control hacia la posición (0) del GEA #2, se desconecta el interruptor H1365 y se para el GE #2.
4. se cierra el desconectivo H1357.
5. se cierra el interruptor 0175.
6. se cierran los interruptores 4510 y 4515.

Modo de operación en “isla” del emplazamiento Banes 1 con los GEA #1 y #2 en paralelo para clase de funcionamiento “MANUAL”. (según [2])

Arranque:

1. se abre el interruptor 0175.
2. se abre el desconectivo H1357.
3. se abren los interruptores 4510 y 4515 separando la carga de los GE.
4. seleccionar clase de funcionamiento MANUAL del GEA #1.
5. girar la llave del panel de control hacia la posición isla (1) del GEA #1.

6. se pulsa el botón (START) del panel de control encendiendo el (LED) indicador del MOTOR (M), arranca el motor del GEA #1.
7. se espera que encienda el (LED) indicador del GENERADOR (G) en el panel de control del GEA #1.
8. se pulsa el botón (ON) del panel de control, conectándose el interruptor H1360 del GEA #1, quedando preparado para asumir la carga.
9. para el GEA #2 se realizan los pasos desde el (1) hasta el (7), luego se pulsa el botón (ON) del panel de control, conectándose el interruptor H1365 del GEA #2, quedando preparado para asumir la carga.
10. se cierran los interruptores 4510 y 4515 conectando la carga de los dos GE repartiéndosela automáticamente.

Parada:

1. se abren los interruptores 4510 y 4515 separando la carga de los dos GEA.
2. se pulsa el botón (OFF) del panel de control apagándose el (LED) indicador de (ON), sale el interruptor H1360, separando la carga del GEA #1.
3. se espera que se apague el (LED) indicador del (G) del GEA #1.
4. se espera el tiempo de enfriamiento del motor (5min) del GEA #1.
5. se pulsa el botón (STOP) del apagando el motor del GEA #1
6. girar la llave del panel de control hacia la posición (0) del GEA #1.
7. para el GEA #2 se realizan los pasos anteriores desde el (1) hasta el (6).
8. se cierra el desconectivo H1357.
9. se cierra el interruptor 0175.
10. se cierran los interruptores 4510 y 4515.

Modo de operación en “paralelo con la red” de los GEA #1 y GEA #2. Este modo de operación se puede utilizar en clase de funcionamiento AUTOMATICO O MANUAL (**Recomendado AUTOMATICO**). (según [2])

Operación en Red de GEA #1 – clase de funcionamiento Automático.

Arranque:

1. se verifica que estén cerrados los desconectivos 4529 y el interruptor 0175 (conexión del GEA con el SEN).
2. se selecciona en el panel de control la clase de funcionamiento "Automático".
3. se gira la llave del panel de control hacia la posición de red. El GEA #1 arranca y conecta el interruptor H1360, entregando su potencia.

Parada:

1. se selecciona en el panel de control la clase de funcionamiento Automático.
2. se gira la llave del panel de control hacia la posición (0) se desconecta el interruptor H1360y se para el GEA #1.

Modo de operación en "paralelo con la red" de GEA #1—clase de funcionamiento MANUAL. (según [3])

Arranque:

1. se verifican que estén cerrados los desconectivos 4529 y el interruptor 0175 (conexión del GEA #1 con el SEN).
2. se selecciona en el panel de control la clase de funcionamiento MANUAL.
3. se gira la llave del panel de control hacia la posición de red (2).
4. se pulsa el botón (START) del panel de control. Arranca el motor.
5. se encienden los (LEDs) indicadores del MOTOR y GENERDOR indicando que están listos para entregar energía la red.
6. se pulsa el botón (ON), cerrándose el interruptor H1360 del GEA #1comenxando a entregas carga al red.

Parada:

1. se pulsa el botón (OFF) para abrir el interruptor H1360 separando la carga del GEA #1.
2. se espera que se apague el (LED) indicador del interruptor H1360.

3. espera que transcurra el tiempo de enfriamiento del motor (5min).
4. pulsar el botón (STOP) para parar el motor.
5. girar la llave del panel de control a la posición (0).

Los procedimientos anteriores se repiten para el funcionamiento de la máquina #2 en el mismo modo de operación.

Modo de operación en “paralelo con la red” de los GEA #1 y GEA #2 en paralelo
– clase de funcionamiento **AUTOMATICO**. (según [2])

Arranque:

1. se verifican que estén cerrados los desconectivos 4529 y 0175 (conexión de GE al SEN).
2. se selecciona en le panel de control la clase de funcionamiento automático.
3. se gira la llave del panel de control hacia la posición (2). El GEA #1 arranca y conecta el interruptor H1360, comenzando a entregar la carga a la red.

Para el GEA #2 se realizan los pasos (2 y 3), solo que se conecta el interruptor H1365 para entregar potencia a la red.

Parada:

1. se selecciona en el panel de control la clase de funcionamiento automático.
2. se gira la llave del panel de control hacia la posición (0) se desconecta el interruptor H1360 y H 1365 respectivamente para cada GEA.

Modo de operación en “paralelo con la red” de los grupos electrógenos (GEA) #1 y #2 en paralelo____ modo de funcionamiento **MANUAL**. (según [3])

Arranque:

1. se verifican que estén cerrados los desconectivos 4529 y 0175 (conexión del gea #1 con el SEN).
2. se selecciona en el panel de control clase de funcionamiento manual.

3. se gira la llave del panel de control hacia la posición de red (2).
4. se pulsa el botón (start) del panel de control. arranca el motor.
5. se espera que se enciendan los (leds) indicadores del motor y generador indicando que están listo para entregar energía ala red.
6. se pulsa el botón (on) del panel de control, cerrándose el interruptor H1360 del gea #1 comenzando a entregar la carga a la red.
7. se selecciona en el panel de control la clase de funcionamiento manual.
8. luego se repiten los pasos desde (1 - 6) hasta pulsar el botón (on) del panel de control, cerrándose el interruptor H1365 del GEA #2 comenzando a entregar carga a la red.

Parada:

1. se pulsa el botón (off) del panel de control para abrir el interruptor H1360, separando la carga del GEA #1.
2. se espera que se espera que se apague el (LED) indicador del interruptor H1360.
3. espera que transcurra el tiempo de enfriamiento del motor (5min).
4. pulsar el botón (stop) del panel de control para parar el motor.
5. girar la llave del panel de control hacia la posición (0).
6. se pulsa el botón (off) del panel de control para abrir el interruptor H1365 del GEA #2, se repite la metodología desde el paso (1) hasta el (5).

Capítulo III. Análisis de los resultados.

3.1 Introducción.

Con vistas a realizar el análisis de la capacidad instalada y la demanda residencial de los circuitos 1 y 2 que se alimentan de la subestación Banes 1, en particular para el trabajo en situaciones excepcionales; en este capítulo se resumen los resultados de las relaciones establecidas entre la demanda y la capacidad instalada del emplazamiento formado por dos grupos electrógenos, así como una evaluación de la selección del número de grupos electrógenos diesel que pudieran conformar el emplazamiento de Banes1, siendo capaces de asimilar toda la demanda y quedar con una reserva para garantizar el equilibrio en el minisistema formado para este caso de estudio, teniendo en cuenta la determinación de las pérdidas en ambos circuitos.

3.2 Teoría de evaluación de pérdidas eléctricas.

Las pérdidas de energía, obedecen a la ocurrencia de una serie de fenómenos, provocado por los parámetros que caracterizan a las redes y subestaciones, por las características de los materiales y equipos empleados y por las condiciones de operación existentes en el entorno. Dentro de estos fenómenos podemos citar: efecto corona, efecto Joule, efecto skin y de proximidad, las corrientes de Eddy y de circulación, así como la circulación de potencia reactiva por las redes, las reactancias de líneas y susceptancias a tierra; que si bien es cierto son pequeñas, juntas incrementan los niveles de pérdidas.

3.2.1 Clasificación.

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en:

Pérdidas no Técnicas

Pérdidas Técnicas

Pérdidas no Técnicas: son las pérdidas calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico y las pérdidas técnicas estimadas para el mismo. Considerando el origen de las pérdidas, como criterio de clasificación, tenemos:

Por robo o hurto: realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la empresa concesionaria.

Por fraude: realizado por clientes de la empresa concesionaria con la finalidad de reducir su consumo real.

Por mala administración: corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa.

Pérdidas técnicas: por concepto pérdidas técnicas, es inherente al proceso que se sigue para suministrar energía a un usuario final desde el centro de generación o punto de venta de energía. Como bien sabemos, en la naturaleza y en el campo tecnológico, no existe una máquina perfecta, ni un elemento capaz de funcionar u operar con una eficiencia de 100%, lo que indica que las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución siempre existirán, pero que no debe sobrepasar los rangos aceptables de un óptimo funcionamiento.

A su vez las pérdidas eléctricas se pueden clasificar por:

1. *Tipo de pérdidas:* Obedecen a la parte y el proceso del sistema donde se producen las pérdidas, así tenemos:

Pérdidas por transporte: producidas por la circulación de la corriente en las redes y conductores de las líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución primaria y secundaria.

Pérdidas por transformación: se producen en los transformadores de AT/AT, AT/MT y MT/BT y dependen de su eficiencia y del factor de potencia de la carga que alimentan.

Pérdidas en las mediciones: producidas en los equipos y aparatos para realizar las mediciones.

2. *Causa de las pérdidas:* se agrupan de acuerdo a tres causas:

Pérdidas por efecto corona.

Pérdidas por efecto joule.

Pérdidas por corrientes parasitas e histéresis.

La magnitud de las pérdidas estará en función de la carga a las que suministren energía, la carga es de una magnitud variable, y como las pérdidas estarán en función de la intensidad de la corriente suministrada, entonces los valores de las pérdidas también variarán, siendo mayores en las horas máximas de demanda. También debemos considerar la naturaleza de la carga, en la mayoría de los casos es de carácter inductivo, lo que provoca un desfase en el vector corriente con respecto al vector tensión. Eso es debido al consumo de potencia reactiva, requerida por los aparatos que contienen elementos inductivos, necesarios para establecer corrientes de magnetización.

Los parámetros eléctricos: resistencia, inductancia y capacitancia, son los que nos permitirán cuantificar las pérdidas de potencias y energía; puesto que el resistor ofrece una oposición al paso de la corriente y el inductor y el capacitor que producen efectos reactivos y son conocidos como reactancias inductiva y capacitiva respectivamente, y que juntas producen las pérdidas técnicas de energía.

Pérdidas en el conductor: no son más que las pérdidas de potencia por el calor generado en los conductores y son función del cuadrado de la corriente y la resistencia efectiva que el conductor ofrece al paso de la corriente por efecto joule. Esta resistencia efectiva deberá ser calculada a la temperatura de operación del conductor y tomar en cuenta los efectos de skin y de proximidad, según las condiciones de operación o instalación.

$$P_p = 3 * I^2 * R * L$$

(3.1)

donde:

P_p : Pérdidas de potencia (kW).

I^2 : Corriente que circula en el conductor (A).

R : Resistencia del conductor (Ω/km)

L : Longitud de la línea hasta la subestación (km)

Las pérdidas en las líneas aéreas, se producen básicamente debido al efecto Joule, a la reactancia inductiva y al factor de potencia de carácter inductivo de la carga, que hace que circule potencia reactiva por las redes, incrementando de esta manera las pérdidas técnicas. La reactancia capacitiva es prácticamente nula debido a las longitudes pequeñas del recorrido de las líneas, como bien sabemos a menor longitud menor reactancia capacitiva.

En nuestro análisis consideramos la resistencia y la reactancia inductiva, como los parámetros que nos ayuden a cuantificar las pérdidas, la caída de tensión es muy pequeña, debido a lo corta que son las distancias entre la subestación y los clientes de cada circuito.

A continuación detallamos el método directo de evaluación de pérdidas, que está en función de los parámetros ya mencionados y de la corriente máxima, la caída de tensión y la longitud de los tramos.

Sea el gráfico de balance de energía:

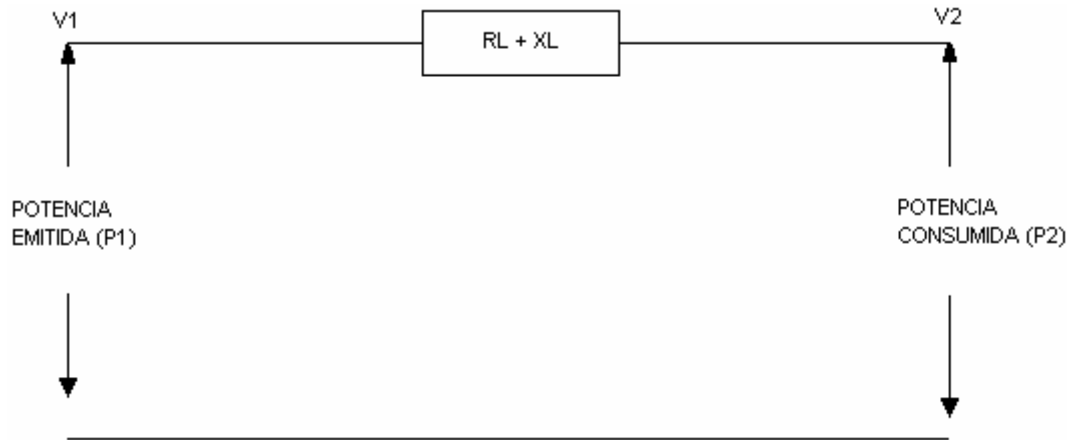


Fig.3.1 Diagrama del balance de energía.

donde:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{(R_L + R_C)} \quad ; \quad P_2 = \frac{V_2^2}{R_C} \quad ; \quad R_C = \frac{V_2^2}{P_2}$$

Debido a la demanda resistiva (consumidores residenciales y comerciales) se puede afirmar que:

$$P_1 = \frac{V_1^2}{V_2^2} * P_2 \tag{3.3}$$

Finalmente obtenemos:

$$\%P' = \frac{P_1 - P_2}{P_1} * 100 \tag{3.4}$$

donde:

$\%P'$: Pérdidas de potencia porcentual.

P_1 : Potencia emitida al alimentador (kW).

P_2 : Potencia consumida por el alimentador (kW).

Para el cálculo de las mismas en la localidad se hizo el análisis para la subestación Banes 1 en cada circuito.

Circuito 1

$$P_p = 3 * I^2 * R * L$$

$$\text{donde } I = \frac{P}{\sqrt{3} * U_L * \cos \varphi} \quad I = \frac{123.85}{\sqrt{3} * 13.8 * 0.85}$$

$$I = 61 \text{ A} \quad R = 0.227 \text{ } \Omega / \text{ km} ; \quad L = 4.5 \text{ km} ,$$

$$\text{luego : } P_{P_{\phi 150}} = 3 * (61)^2 * 0.227 * 4.5 = 10.136 \text{ kW}$$

$$R = 1.227 \text{ } \Omega / \text{ km} ; L = 6 \text{ km} ,$$

$$P_{P_{\phi 35}} = 3 * (61)^2 * 1.227 * 6 = 191.8 \text{ kW}$$

$$R = 0.469 \text{ } \Omega / \text{ km} ; L = 5 \text{ km} ,$$

$$P_{P_3} = 3 * (61)^2 * 0.469 * 5 = 5.2 \text{ kW}$$

$$P_{total} = 207.1 \text{ kW}$$

Circuito 2:

$$P_p = 3 * I^2 * R * L$$

$$\text{donde } I = \frac{P}{\sqrt{3} * U_L * \cos \varphi}$$

$$I = \frac{837.59}{\sqrt{3} * 13.8 * 0.80}$$

$$I = 43.86 \text{ A}$$

$$R = 0.227 \text{ } \Omega / \text{ km} ; L = 4.5 \text{ km} ,$$

$$\text{luego : } P_{P_{\phi 150}} = 3 * (43.86)^2 * 0.227 * 4.5 = 5.89 \text{ kW}$$

$$R = 1.227 \text{ } \Omega / \text{ km} ; L = 6 \text{ km} ,$$

$$P_{P_{\phi 35}} = 3 * (43.86)^2 * 1.227 * 6 = 42.49 \text{ kW}$$

$$R = 0.469 \text{ } \Omega / \text{ km} ; L = 5 \text{ km} ,$$

$$P_{P_3} = 3 * (43.86)^2 * 0.469 * 5 = 13.53 \text{ kW}$$

$$P_{total} = 61.91 \text{ kW}$$

Del método de cálculo utilizado se pudo determinar que las mayores pérdidas se manifiestan en la línea correspondiente a la línea de distribución del circuito 1 con **207.1 kW**, que representa el 0.11% de la potencia enviada desde la subestación, valor que está dentro del rango permisible (5%). Aunque en el año los **207.1 MWh**

equivaldría a un costo de la energía perdida de **3 286.68 USD**, para precio actual del barril (UNE- mayo 22 de 2009).

3.3 Capacidad instalada necesaria.

Para la evaluar la selección del número de máquinas que conforman el emplazamiento de la subestación Banes 1, se parte del planteamiento de algunas normas que rigen el trabajo del motor diesel y el generador por separado.

Motor Diesel

Condiciones normalizadas de referencia.

De acuerdo con la norma ISO 3046 Parte 1 (1986), estas condiciones son las siguientes:

▪ Presión barométrica total	100Kpa
▪ Temperatura del aire	27° C
▪ Humedad relativa	30%
▪ Temperatura del aire aspirado	27° C

Como el fabricante de un motor diesel declara en sus catálogos la potencia referida a las condiciones anteriores y las condiciones reales en el lugar de montaje del motor suelen ser distintas a las normalizadas, la potencia que el motor puede entregar en las condiciones de Cuba (con temperatura de 24° C a 34 ° C en la zona oriental y humedad relativa 60% a 90%) resulta ser menor que la declarada en estos documentos.

Potencia declarada por el fabricante

La norma ISO 3046 Parte 1, establece tres regímenes de trabajo para los motores diesel.

- Potencia continua
- Potencia principal (PRP)
- Potencia de emergencia

Potencia continua

La potencia declarada por el fabricante para este régimen lo puede entregar el motor al 100% de su potencia nominal durante un tiempo ilimitado.

Potencia principal (PRP)

La potencia declarada por el fabricante para este régimen lo puede entregar el motor una determinada potencia base durante un tiempo no limitado y el 100% de la potencia nominal durante un tiempo limitado.

Potencia de emergencia

La potencia declarada por el fabricante para este régimen lo puede entregar el motor es la potencia máxima que la maquina puede entregar durante un tiempo limitado, generalmente menos de 500 horas al año.

Para este régimen conviene aplicara un factor de seguridad de al menos un 10% para la determinación de la potencia de emergencia necesaria.

Capacidad de sobrecarga

La capacidad de sobrecarga que puede entregar un grupo se define como la potencia nominal adicional de un 10% durante 1 hora en un período de 12 horas de funcionamiento. Si la potencia nominal se determina por la potencia de funcionamiento, ya no queda margen para la sobrecarga.

3.3.1 Ajuste de la potencia del motor.

La potencia del motor diesel se publica en los catálogos referidos, generalmente, a las condiciones que se mencionan anteriormente. Al variar estas condiciones cambia la potencia que el motor puede entregar.

La potencia del motor varía en función de los valores de la presión barométrica, de la humedad relativa y de la temperatura del aire aspirado.

La norma ISO 3046/1 (1986) establece un método para ajustar la potencia de un motor diesel a las condiciones reales existentes en el lugar que se instalará el motor. En Cuba, al ser la temperatura del aire y la humedad relativa mayores que las normalizadas, la potencia que el motor puede entregar es inferior a la publicada en los catálogos. En una oferta comercial, lo común es que el fabricante declare una potencia ya ajustada a las condiciones reales en el lugar de la instalación.

3.3.2 Ajuste del consumo de combustible.

El consumo de combustible también cambia cuando varían las condiciones ambientales en el lugar del montaje con respecto a las condiciones normalizadas de referencia.

La norma ISO 3046/1 (1986) establece la forma en que se calcula este ajuste.

Ahora bien este aspecto no es determinante para grupos electrógenos que trabajaran solo en condiciones de emergencia, cuando falla el suministro normal de energía eléctrica.

3.3.3 Potencia declarada por el fabricante.

La norma DIN 6271/ Parte 2, establece entre otros, dos regímenes de trabajo para los motores diesel:

- Régimen continuo (código ICXN)
- Régimen continuo de tiempo limitado (código IXN)

Las potencias declaradas para cada régimen son potencias netas al freno.

Hay que tener en cuenta las potencias de los medios auxiliares impulsados por el propio motor diesel, cuyas potencias han de deducirse de la potencia declarada; por ejemplo, el accionamiento de los 3 ventiladores. Hay otros medios que se consideran

como partes componentes del motor y que ya han sido tomados en cuenta por el fabricante al declarar

la potencia: por ejemplo, la bomba de inyección del combustible, el cargador de aire enfriado.

3.3.4 Potencia de régimen continuo (ICXN).

La potencia declarada por el fabricante para este régimen la puede entregar el motor continuamente, sin límite de tiempo con una sobrecarga del 10% admisible durante una hora cada 12 horas de funcionamiento continuo.

Este sería el régimen de un grupo electrógeno empleado para generar energía eléctrica durante 24 horas diarias y 365 días al año.

3.3.5 Potencia de régimen continuo de tiempo limitado (IXN)

La potencia declarada por el fabricante para este régimen la puede entregar el motor continuamente, pero sin sobrepasar un número de horas de funcionamiento al año, la que se puede exceder en un 10% solo para recuperación (periodos de segundos).

Hay fabricantes que declaran hasta 1000 horas anuales para este régimen, otros 500 horas, otros 300 horas.

Este sería el caso de un grupo electrógeno empleado para generar energía eléctrica solo durante una situación de emergencia; por ejemplo, cuando falla el suministro normal proveniente del S.E.N.

3.3.6 Alternador sincrónico.

Potencia especificada de un alternador sincrónico.

Una parte importante de los fabricantes de alternadores sincrónicos especifican las potencias de sus máquinas para servicio continuo, según lo establecido en la norma NEMA MG 1/Parte 22.

Esta norma señala los incrementos de temperatura que pueden tener los alternadores sincrónicos en sus partes principales de acuerdo con la clase de aislamiento.

Partiendo de las lecturas de demanda del municipio es necesario evaluar el número de máquinas para satisfacer el 100 % de la carga total.

La demanda de los circuitos 1 y 2 a la subestación durante los meses muestreados puede llegar a los 3 MW como se puede apreciar en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Demanda estimada para Subestación Banés 1.

Datos de la Carga		
P (MW)	$\cos \varphi$	Un (V)
3.05	0.8	110

Partiendo de que en el país las tecnologías designadas para este tipo de instalación son mayoritariamente motores MTU y generadores Marelli, se puede proponer la instalación de dos máquinas más en esta subestación, lo que permitiría operando al 75% asimilar toda la demanda actual y dejar un margen para el incremento de la demanda con el transcurso del tiempo, sin caer en problemas de estabilidad y desconexiones a clientes, que hoy dependen aún más de la electricidad para su desarrollo. Ver tabla 3.2.

Tabla 3.2 Número de máquinas para satisfacer la demanda.

# GED	P	S	fp	P 75%	P 100%
1	1.888	2.36	0.8	1.416	1.888
2	3.776	4.72	0.8	2.832	3.776
3	5.664	7.08	0.8	4.248	5.664
4	7.552	9.44	0.8	5.664	7.552

Conclusiones

Se puede concluir que en los dos circuitos las demandas máximas presentadas son muy superiores a la capacidad instalada en la subestación por concepto de generación y las demandas promedios son mayores que la generación al 75%.

1. Se caracterizaron los circuitos que se alimentan desde la subestación Banes 1.
2. Se recopiló información suficiente que permitió establecer la relación demanda – capacidad instalada en emplazamiento, para el trabajo en isla ante situaciones excepcionales.
3. Del análisis de los datos de demanda obtenidos de los interruptores, se estableció que el valor máximo de demanda para la subestación es de 2.817 MW, obtenido en el horario pico.
4. Se evaluó la selección del número de máquinas generadoras de la instalación concluyendo que para los valores que ha alcanzado la demanda del municipio, 2 máquinas no son suficientes, pues estas no pueden trabajar al 100 % de su capacidad por tiempo ilimitado, por lo que se demuestra que es necesario incrementar en 2 GED la instalación.
5. Se estableció la relación demanda-generación del microsistema para el día de mayor demanda.
6. Se identificaron los clientes de primera categoría, sus grupos de emergencia y circuitos a los que pertenecen.
7. Se crearon las bases para el desarrollo de un procedimiento por parte de la OBE Municipal para la conexión y desconexión de los consumidores para caso de emergencia o situación excepcional.
8. Se evaluaron las pérdidas para las líneas de distribución primaria.

Recomendaciones

1. Se desarrolle por parte de un equipo de especialistas de la OBE Banes, un procedimiento para la conexión y desconexión de los consumidores para caso de emergencia o situación excepcional.
2. Realizar la simulación del microsistema y sus cargas asociadas en el software Matlab.
3. Realizar la simulación del microsistema en el software PSX.
4. Tener presente los por cientos de explotación de las máquinas primarias al determinar la relación demanda vs índices de consumo.
5. Tener presente el tiempo de trabajo de las máquinas exigido por el fabricante.
6. Ser exigentes con respecto al mantenimiento de los grupos electrógenos y redes eléctricas.

Bibliografía

- [1]. Explotación de una batería de GED. Cuba: CNCI, Febrero 2006.
- [2] DAIMLERCHRYSLER AG. Guía para la Operación en Régimen Automático de las Baterías MTU de ocho Grupos Electrógenos. Manual Técnico. MCV Comercial S.A. Junio, 2008. p
- [3]. Descripciones de Funcionamiento. Motor Diesel 2005.
- [4]. Documentación técnica (MDEC) Sistema de gestión del motor BR/ 4000 (2005)
- [5]. HAZEL, TERENCE. Producción de energía eléctrica integrada en emplazamientos industriales y edificios comerciales. *Cuadernos Técnicos No 196 de Schneider Electric*. Febrero, 2001.
- [6]. ISO 8258: Grupos electrógenos de corriente alterna arrastrados por motores alternativos de combustión interna.
- [7]ISO 3046-1: Motores alternativos de combustión interna
- [8]. IVANOV; SMOLENSKI. Máquinas Eléctricas. Pueblo y Educación. Tomo II.
- [9]. Manual de grupo electrógeno (M.T.U) 2360 kV (2005), www.mtu-online.com, www.detroitdiesel.com.
- [10]. MARELLI GENERATOR (ITA). FKI Energy Technology, Three Phase Synchronous Generators.
- [11]. Plan de reducción de desastre MINBAS, UNE, (U.E.B) Banes (2008)
- [12]Unión Eléctrica. Dirección de Generación Distribuida. Generación Distribuida en Cuba julio 2007. PPT. Julio, 2007. p 11.
- [13]. YUNIER LEYVA REYES. Expediente de subestación Banes 1 (U.E.B) Banes. (2008)



Software Utilizado:

Mapinfo 6.5

Paquete de Office de Microsoft Windows.

WSOS, Versión 5. Software utilizado para descargar los datos obtenidos de las lecturas de los interruptores NULEC.

ANEXO 1

S/E Banes 1 No 810

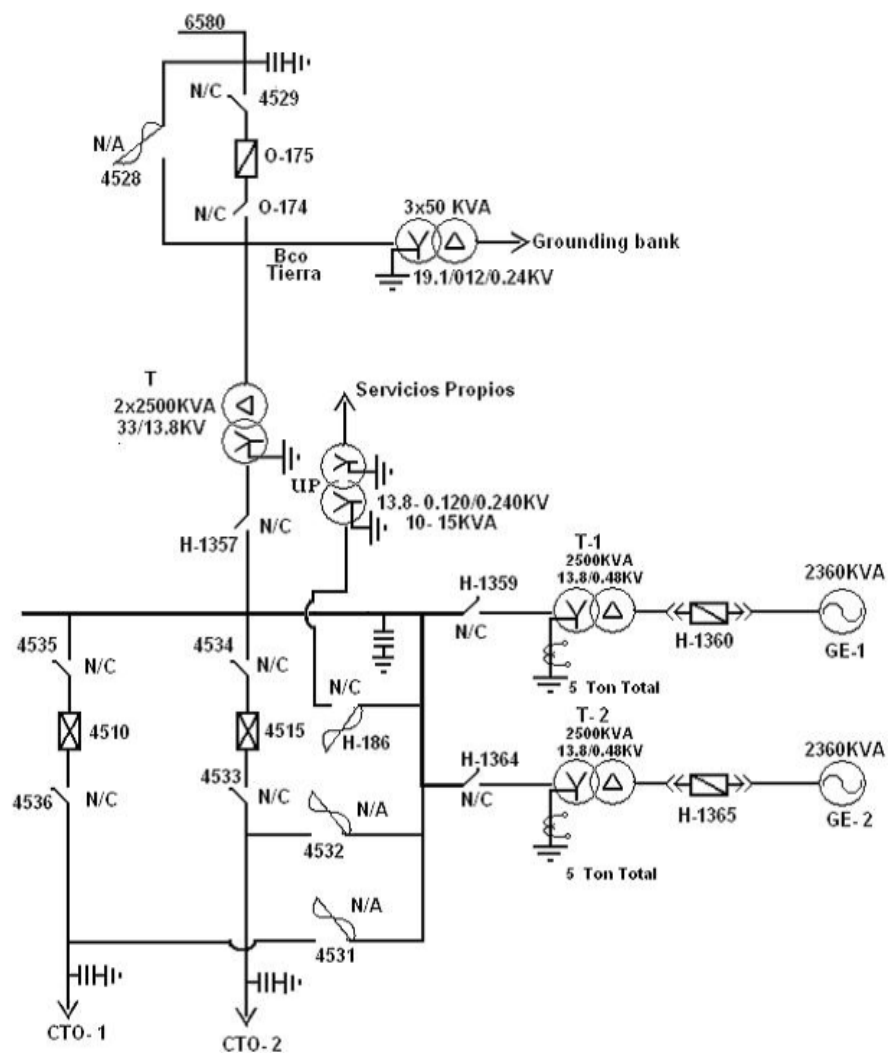


Fig. 1. Esquema monolineal de la subestación Banes 1.

Distribución Circuito Banes 2

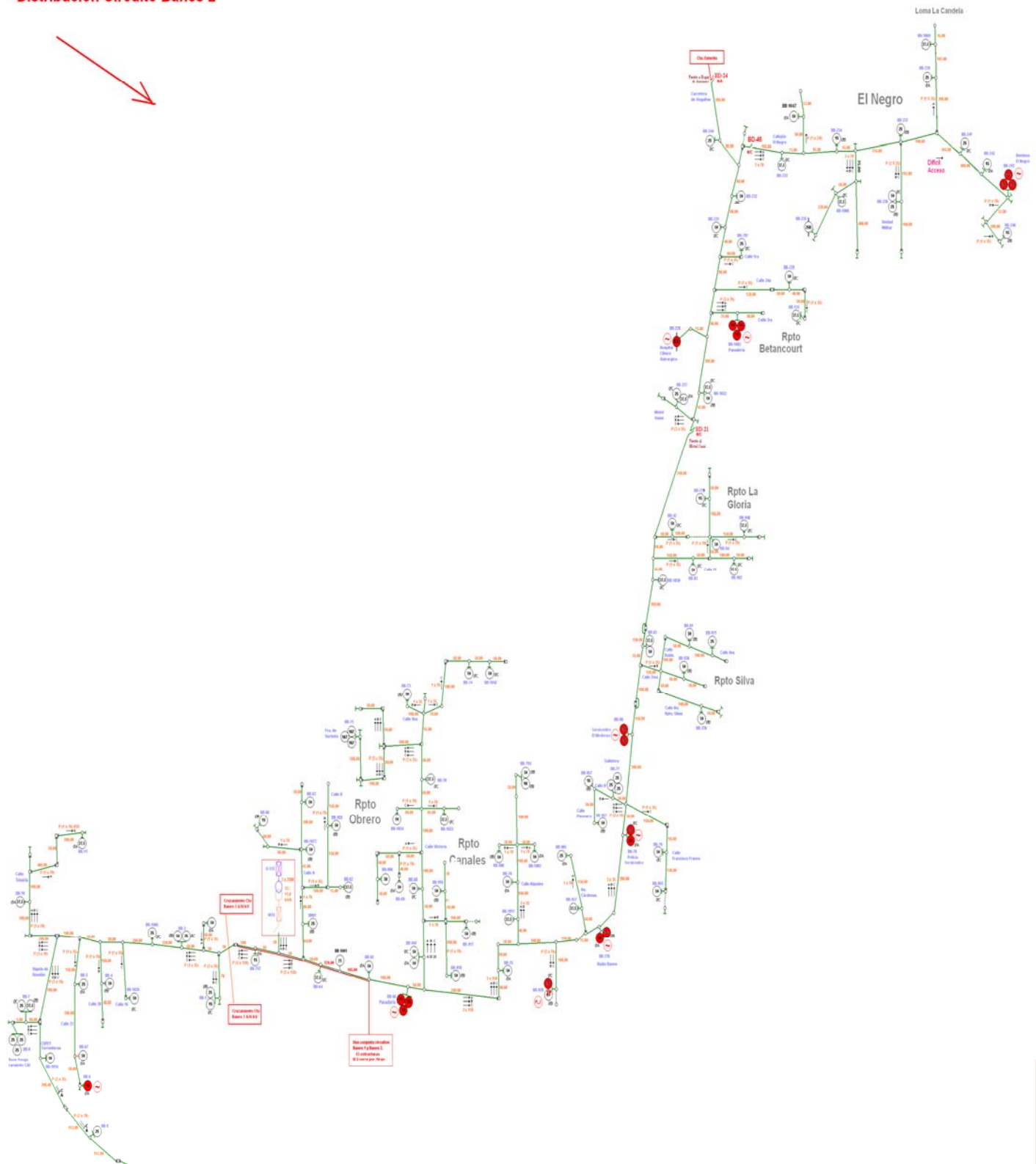


Fig. 3 Esquema monolineal del circuito de distribución 2

Anexo 2

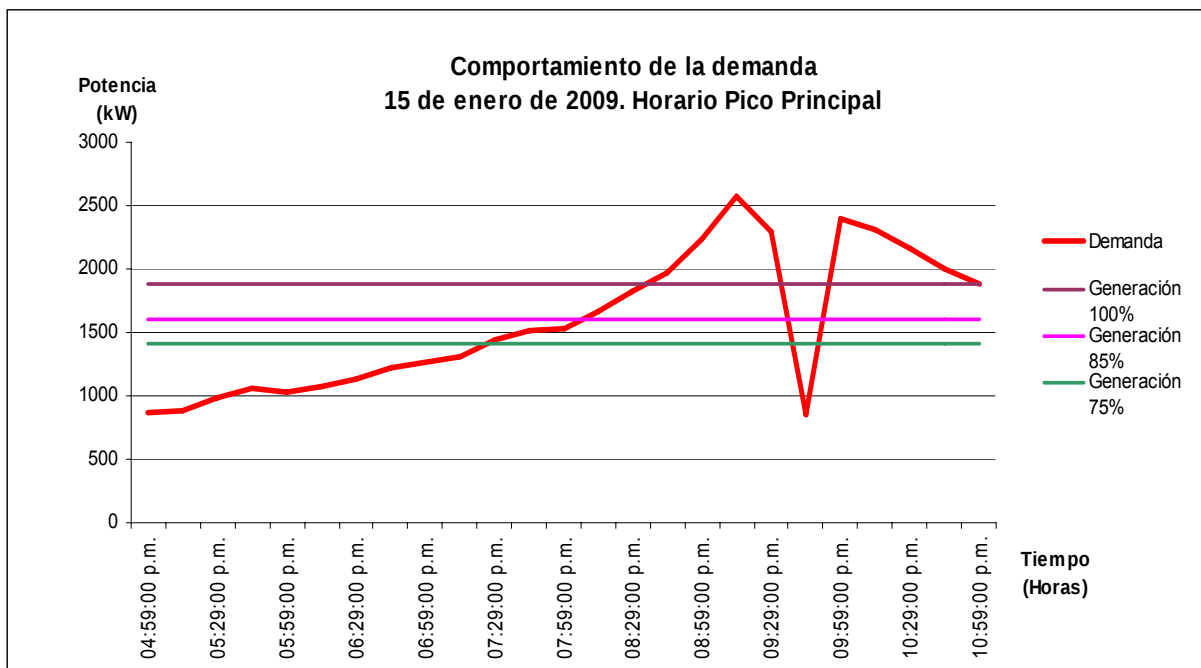


Fig.1 comportamiento de la demanda en el horario pico circuito1

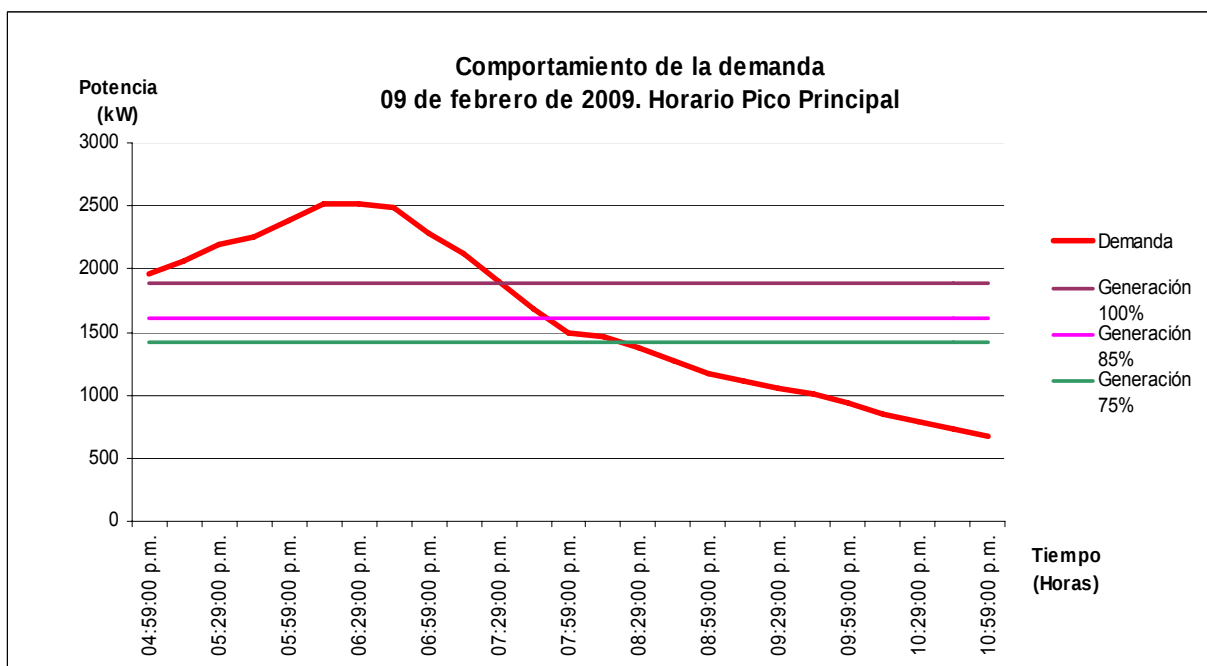


Fig.2 comportamiento de la demanda en el horario pico circuito1

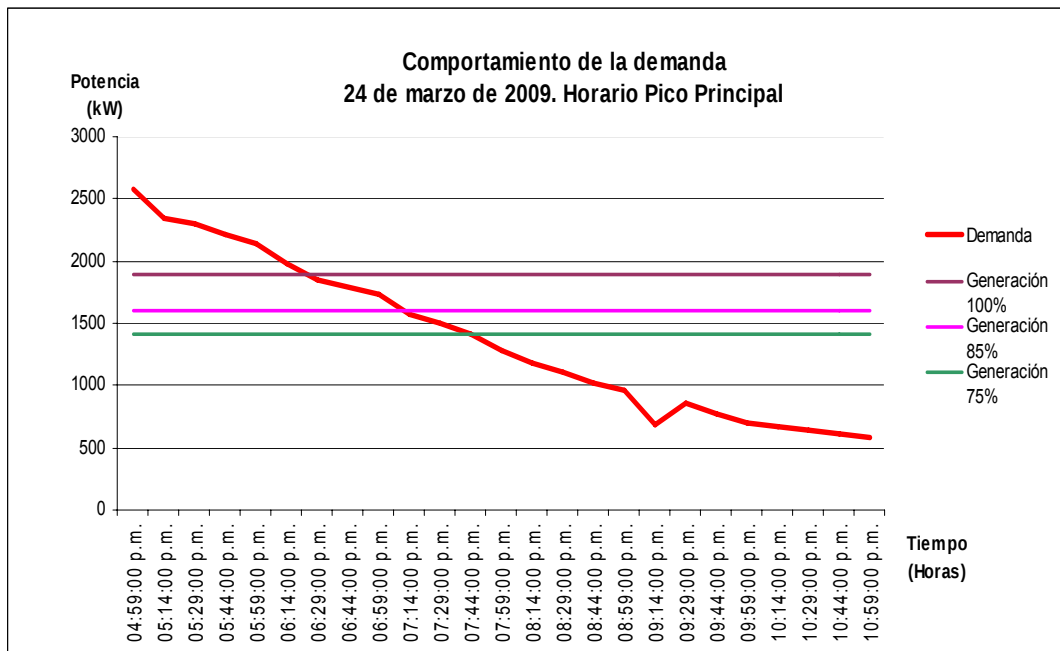


Fig.3 comportamiento de la demanda en el horario pico circuito1

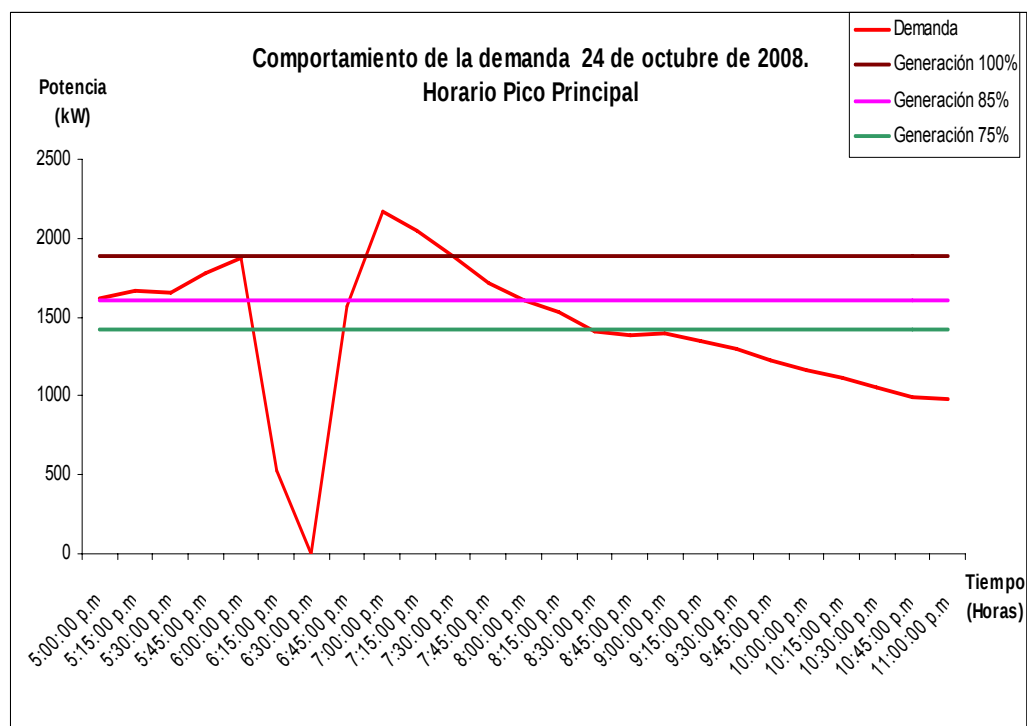


Fig.4 comportamiento de la demanda en el horario pico circuito2

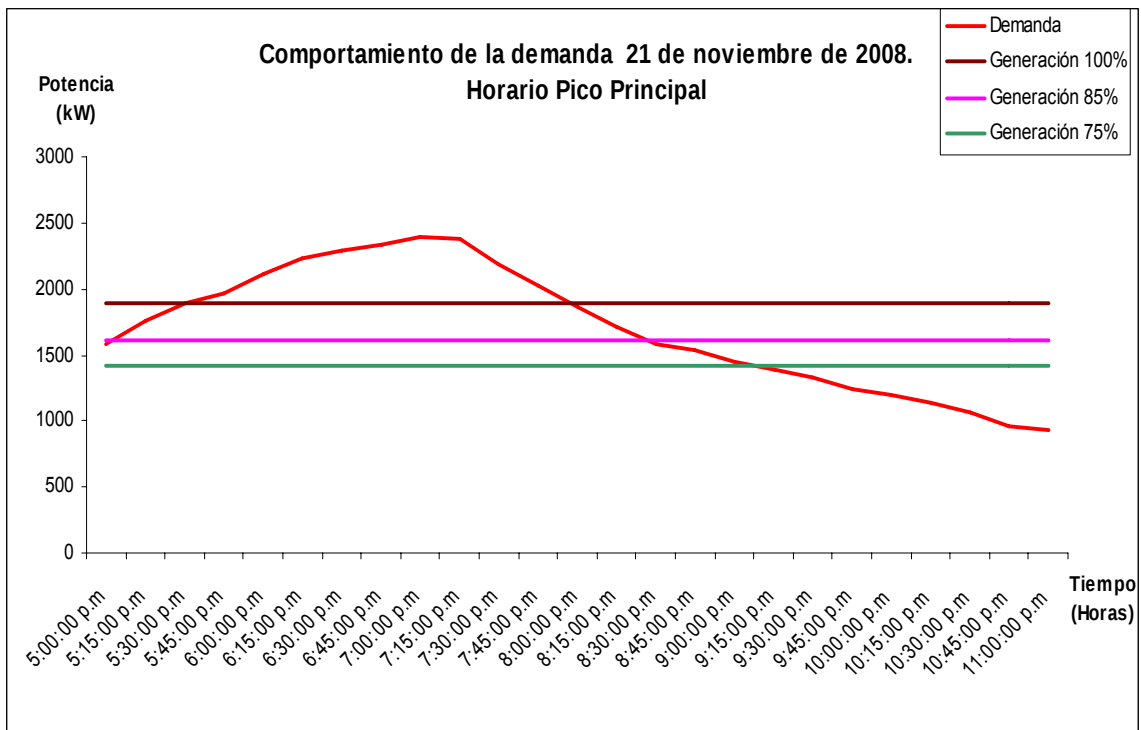


Fig.5 comportamiento de la demanda en el horario pico circuito2

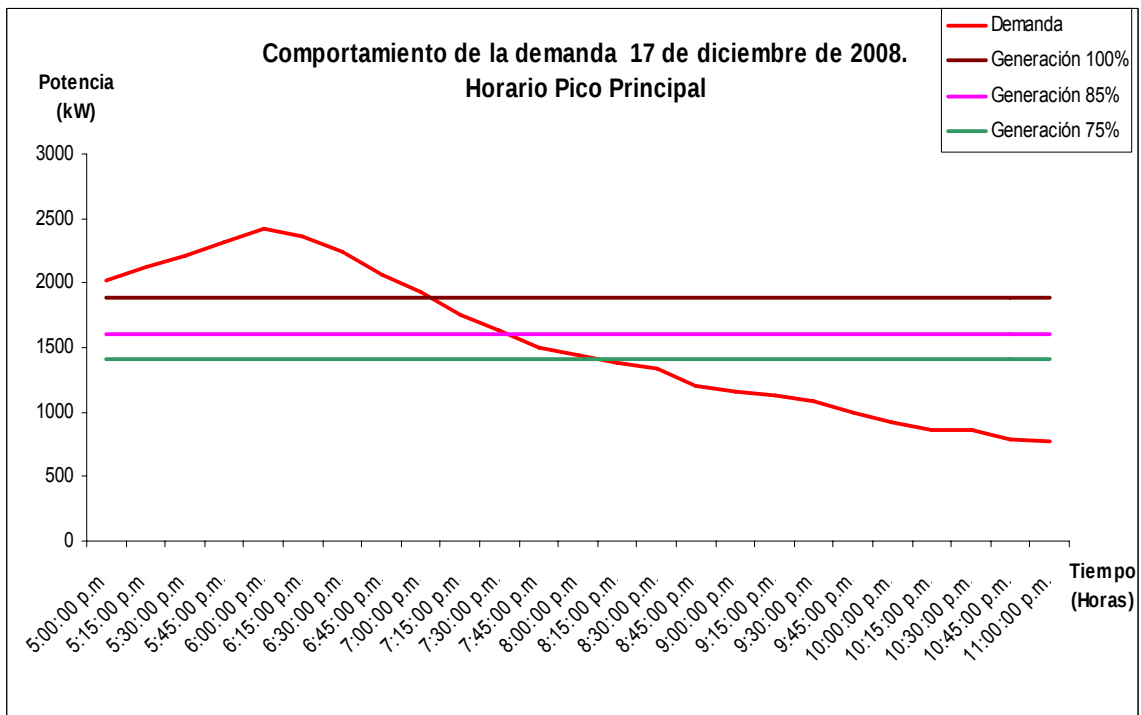


Fig.6 comportamiento de la demanda en el horario pico circuito2

Anexo 3

Tabla. 1 Total de clientes por circuitos

Clientes por circuito	Potencia instalada (kVA)
Circuito1	1337.5
11.Hospital Materno infantil.	3x 50
12.Panadería la Banense	3x 25
13.Torre TV Comunitaria.	1x 50
14.ETECSA.	3x 50
15.Tienda Las Novedades (TRD)	2x 50
16.Tienda La Época (TRD)	1x 25
17.Fabrica de Helado.	1x 40 3fases
18.Fabrica de Conserva.	1x 37.5 1x 10
19.Centro de Elaboración.	1x 25 1x 25
20.Taller de electromedicina	1x37.5 1x 10
21.Bombeo del Minaz	2x 50
22.La Pesca	2x 50
23.Estación de Bomberos	1x 37.5 1x 10
24.Policlínico Integral	1x 50
25.Tienda El Radar (CIMEX)	1x 75 1x 10
26.Tienda Isla de Cuba (CIMEX)	1x 50 1x 25
Dulcería La Gibareña	2x 10
27.Banco de sangre	1x 50

28.PCC	1X 25 1X 50
Clientes por Circuitos	Potencia instalada (kVA)
Circuito2	1816
12. Fabrica de Sorbeto.	3x 167
13. Torre Radio Banes	1x15
14. Emisora Radio Banes.	1x 37.5 1x 25
15. Hospital Clínico Quirúrgico.	1x 500
16. Empresa Carnica	1x 25 1x 50
17. Servicentros Moderno	1x 37.5 1x 50
18. Servicentros Bani	1x 50 1x 25
19. Fabrica de Galletas	3x 25
20. Sala de rehabilitación	1x 15
21. Panadería La Flor	3x 15
11. Panadería El Gallito	3x 15
23. Bombeo El Negro	3x 75
24. Base de aseguramiento CAI	4x 25 1x 37.5
25. Hogar de ancianos	1x 37.5
26. Pozo el negro	1X 250