



**UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTROENERGÉTICA**

**Trabajo de Diploma**

**Análisis perspectivo de desarrollo en el sistema eléctrico  
de potencia de la Isla de la Juventud.**

**Autor: Alejandro Luis Sureda Luis**

**Tutor: Dr Zaid García Sánchez**

**Santa Clara, Cuba, 2017**



**UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS**  
**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTROENERGÉTICA**

**Trabajo de Diploma**  
**Análisis perspectivo de desarrollo en el sistema eléctrico de potencia de la Isla de la Juventud.**

**Autor: (Luis Sureda Luis)**  
**Email:lsureda@uclvcu**  
**Tutor (es): Dr. Zaid García Sánchez**  
**Email:Zaid@uclv.edu.cu**

**Santa Clara, Cuba, 2017**

## RESUMEN

Con la revolución energética que hoy sigue nuestro país, existe un incremento de la demanda y consumo eléctrico en las redes, haciendo necesario el estudio de los sistemas eléctricos de potencia.

En este trabajo se realizan los estudios fundamentales del sistema eléctrico de potencia de la isla de la juventud dando una perspectiva del aumento de la demanda en los próximos años

Para realizar el análisis se ha usado el software PSX con el objetivo de determinar el funcionamiento actual del mismo y poder contar con una base de comparación.

Parte esencial del trabajo es la entrada al sistema de parques fotovoltaicos para hacer el desarrollo más sostenible.

Con la realización de estos estudios se logra que el sistema pueda funcionar en condiciones estables, brindando una mayor seguridad y prestación de servicio a los clientes sin comprometer el funcionamiento técnico de los circuitos teniendo en cuenta que es un sistema aislado.

# ÍNDICE

RESUMEN.....	3
ÍNDICE .....	4
INTRODUCCIÓN.....	6
1 CAPÍTULO 1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. PLANEAMIENTO Y PRONÓSTICO DE CARGA .....	8
1.1 Energía Eléctrica.....	8
1.1.2 Evolución de la energía eléctrica.....	8
1.2 Sistemas Eléctricos de Potencia.....	9
1.2.1 Componentes principales de un Sistema Eléctrico.....	9
1.3 Definición de generación distribuida.....	12
1.3.1 Clasificación de la generación distribuida .....	13
1.3.2 Influencia de la generación distribuida en la estabilidad de SEP.....	14
1.3.3 Beneficios de la generación distribuida.....	15
1.3.4 Barreras que pueden presentarse.....	15
1.4 Paneles fotovoltaicos.....	16
1.5 Paneles fotovoltaicos e impacto ambiental.....	17
1.5.1 Perfil de voltaje y estabilidad de frecuencia.....	18
CAPÍTULO 2. Descripción del SEP de la isla de la juventud.....	19
2.1-Introducción.....	19
2.2 Generalidades de los sistemas eléctricos aislados.....	19
2.2.1 Supervisión de los sistemas eléctricos aislados.....	20
2.3 Planeamiento del sistema eléctrico.....	21
2.4 Métodos de Pronóstico.....	21
2.5 Nuevos conceptos de la Unión Nacional Eléctrica (UNE) en el Planeamiento.....	23
2.5.1 Ajustes de potencia Activa .....	25
2.5.2 Ajuste de la Potencia reactiva.....	26
2.6 - Formulación matemática del problema del Flujo de Carga.....	28
2.6.1 - Método de flujo de carga utilizado.....	30

---

2.6.2 Newton Rapshon Acoplado Rápido.....	30
2.6.3 - Basamento matemático. ....	30
2.7- Composición del SEP de La Isla .....	33
2.7.1- Generación de la Isla.....	34
CAPÍTULO 3. Análisis y resultados.....	36
3.1 Introducción.....	36
3.1 Estudio estadístico del año 2017.....	36
3.2.1 Máxima .....	36
3.2.2 Media con paneles fotovoltaicos. ....	40
3.2.3 Media Sin paneles fotovoltaicos.....	43
3.2.4 Mínima.....	46
3.3 Estudio estadístico del año 2018.....	49
3.3.1 MAXIMA .....	49
3.3.2 Media con paneles.....	53
3.3.3 Media Sin paneles .....	56
3.3.4 Mínima.....	59
CONCLUSIONES .....	63
RECOMENDACIONES .....	64
BIBLIOGRAFÍA.....	65
ANEXOS.....	67

## INTRODUCCIÓN

Muchos países del mundo han adoptado diversas políticas en función de medidas que fomenten la eficiencia energética y el uso de las energías renovables. La Generación Distribuida (GD) actualmente se perfila como una de las soluciones parciales más importantes para cumplir con estos objetivos

La GD está conformada por tecnologías de generación a pequeña escala que se pueden dividir en dos grupos según la energía primaria que utilizan, por un lado se encuentran aquellas que trabajan a base de combustibles fósiles y por otro lado las que son capaces de aprovechar las fuentes renovables de energía como el sol y el viento. En el contexto actual las tecnologías que más auge han alcanzado son las correspondientes al último grupo, ya que estas contribuyen en mayor medida con el desarrollo sostenible.

En Cuba ya hace varios años se viene demostrando un interés por parte del gobierno de incentivar una cultura energética encaminada al desarrollo sostenible. Esto ha alcanzado tal prioridad que el año 2006 fue declarado por la Asamblea Nacional del Poder Popular como “Año de la Revolución Energética en Cuba”, el cual tenía como objetivo principal el logro de un desarrollo independiente, seguro, sostenible y en defensa del medio ambiente; dedicado al avance de tecnologías para el uso generalizado de las fuentes renovables de energía, con un peso progresivo en el balance energético nacional; y al uso racional de la energía, con el máximo ahorro y la utilización de tecnologías de alta eficiencia.

Como resultado de la Revolución Energética, la utilización de la energía solar a través de paneles fotovoltaicos ha tomado un ritmo acelerado, de la misma forma ha sido el despegue del empleo del viento para producir electricidad; el país cuenta hoy con herramientas muy importantes para planificar su desarrollo. La utilización de la energía solar y la energía eólica se ha intensificado, fundamentalmente en zonas de difícil acceso donde no llega el Sistema Electroenergético Nacional (SEN), siempre que las características geográficas de la zona así lo permitan.

La Isla de la Juventud es un municipio especial el cual debido a sus características geográficas está constituido por un SEP aislado, donde ya se han implementado varias instalaciones de tecnologías de generación solar fotovoltaica y eólica.

No existe el estudio que evalúe el comportamiento en el sistema eléctrico de la isla de la juventud en años futuros. Se prevee un incremento de carga en los próximos

años y la entrada de parques fotovoltaicos para la sustitución de plantas que consuman fuel oil o diesel el problema científico a resolver es la evaluación de la operación en estado estable del sistema eléctrico de la isla de la juventud.

Para la resolución de este problema se plantea el siguiente **Objetivo General:** Estudiar el comportamiento en estado estable del sistema eléctrico de la isla de la juventud para los años futuro considerando el incremento de carga previsto y las entradas en servicios de la generación fotovoltaica prevista.

**Objetivos Específicos:**

1-Realizar una revisión bibliográfica sobre estudios para la realización del análisis de desarrollo prospectivo.

2-Realizar una estimación de la carga a servir en cada uno de los nodos del sistema eléctrico de la Isla de la Juventud.

3-Realizar la modelación en estado estable del sistema eléctrico.

4-Determinar el voltaje en los nodos y las transferencias por las líneas para los años bajo estudio.

5-Redactar un informe técnico de los estudios realizados.

# **1 CAPÍTULO 1 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. PLANEAMIENTO Y PRONÓSTICO DE CARGA**

## **1.1 Energía Eléctrica.**

La energía es una forma de existencia de la materia, de todos los tipos de energía la más utilizada es la energía eléctrica.

“Previo a introducirnos en el tema de la energía eléctrica definamos el concepto de energía recogiénola de los tratados de física que definen a la energía como causa capaz de producir un trabajo mecánico. Por lo tanto, se puede afirmar que el trabajo mecánico es una manifestación de la energía.”[1].

Tiene cualidades específicas de fácil transformación, generación y distribución. En la era moderna el uso y las aplicaciones de la electricidad han aumentado considerablemente, propiciando el desarrollo de otras ciencias y especialidades como la informática, las comunicaciones y estimuló la construcción de grandes plantas generadoras y de redes eléctricas que facilitaron el desarrollo científico técnico tal y como hoy lo conocemos.(Ramírez 1987).

La energía eléctrica es básicamente la fuerza que se produce en la interacción de las cargas eléctricas y los campos magnéticos. Cuando un flujo de electrones que no son más que partículas con carga negativa se hace circular por un material conductor tenemos una corriente eléctrica. Tiene la gran ventaja de poder ser transportada a grandes distancias, lejos de los centros de generación.[1]

### **1.1.2 Evolución de la energía eléctrica.**

Las redes de corriente continua fueron las que primero se utilizaron para el suministro a los consumidores. Estas tenían la desventaja de no poder transmitir la energía a largas distancias, debido en parte a que no se podían generar niveles de voltaje suficientemente elevados, lo cual era una limitante.[2]

*“La gran novedad destacable del siglo XX fue el descubrimiento de la corriente alterna y junto a ella el desarrollo del transformador de potencia, que hizo posible el transporte de la energía eléctrica a tensiones cada vez mayores y así salvar las grandes distancias que pudieran existir desde dichos puntos de generación a los importantes centros de consumo. Ello dio origen a los actuales sistemas eléctricos de potencia.”[1]*

## **1.2 Sistemas Eléctricos de Potencia.**

“Un sistema eléctrico es el conjunto de plantas generadoras de energía eléctrica que enlazadas por las líneas de transmisión y distribución, y subestaciones transformadoras, se ocupa de producir y entregar a los consumidores las cantidades de energía eléctrica que los mismos requieren.” [2]

Una red eléctrica se compone de tres partes principales. Las centrales generadoras, las líneas de transporte y las redes de distribución. Las líneas de transporte constituyen los eslabones de unión entre las centrales generadoras y las redes de distribución. Una red de distribución une todas las cargas aisladas en una determinada zona a las líneas de transporte, toda red bien trazada comprende un gran número de centrales generadoras de modo que pueden disponerse fácilmente de la producción conjunta por toda la zona que cubre.[3].

### **1.2.1 Componentes principales de un Sistema Eléctrico.**

Existen diversos tipos de plantas de generación de distintos niveles de potencia que producen energía eléctrica usando diferentes tipos de combustible o simplemente emplean los elementos naturales del medio ambiente. Las Centrales Térmicas son del tipo de plantas de generación más difundidas junto a las plantas Electronucleares y las Hidroeléctricas. Las Centrales Térmicas queman el combustible fósil convencional para convertir agua en vapor con el cual mueven una turbina a la cual está conectada el generador eléctrico aunque este tipo de tecnología produce desechos tóxicos, liberan gases tóxicos causantes del efecto invernadero debido al consumo de los combustibles como el petróleo, el carbón y el gas natural. Mientras que las plantas electronucleares producen desechos radioactivos que demoran miles de años en descomponerse totalmente para hacer un ciclo parecido al de las Centrales Térmicas de conversión de energía mecánica en eléctrica mediante el vapor de agua producido con el calentamiento de los núcleos de Uranio o Plutonio que se usan como combustible nuclear en este caso. Por otra parte tenemos las llamadas tecnologías verdes como son los generadores eólicos, plantas geotérmicas, hidroeléctricas, los paneles fotovoltaicos y otras en estudio y desarrollo.[1]

“Las centrales hidroeléctricas que generan energía eléctrica procedente del agua y que las diferenciaremos por las características del salto. Los saltos de gran altura y caudal reducido equipadas con turbinas o ruedas Pelton, los de altura y caudales medios equipadas con turbinas Francis y, finalmente los saltos de pequeña altura y grandes caudales equipadas con turbinas Kaplan.”[1].

Las líneas de transmisión constituyen los eslabones de unión entre las centrales generadoras y las redes de distribución, son las encargadas de transmitir los mayores niveles de potencia y de voltaje hasta las subestaciones de distribución,

donde se reducen a niveles operables por las redes de distribución, mediante transformadores. Son una parte fundamental de los sistemas eléctricos. En los sistemas eléctricos, el transporte de energía a los centros de consumo se debe de realizar a las tensiones más elevadas posibles con el fin de incrementar al máximo la capacidad de transporte y minimizar las pérdidas.[4]

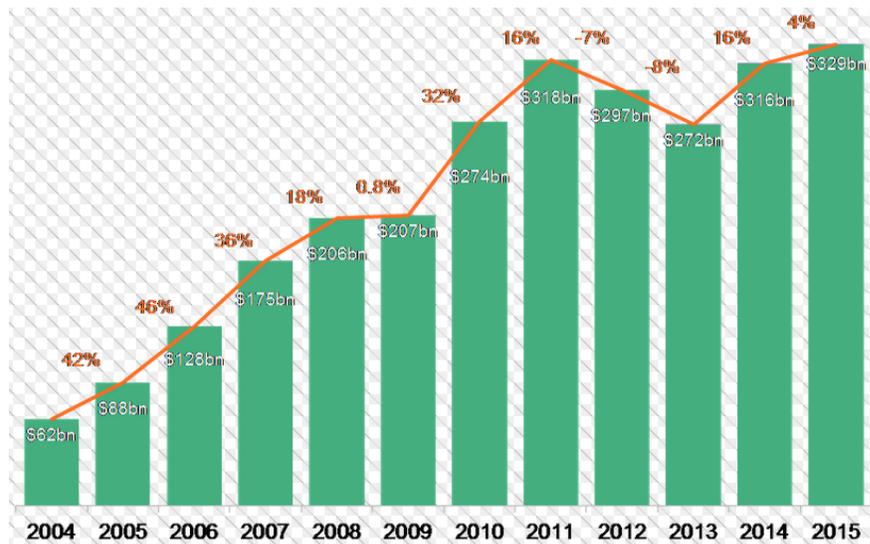
Las líneas de distribución son las encargadas de conectar las cargas individuales de un área dada (pueblo, industria, etcétera) con las líneas de transmisión o subtransmisión su importancia es tal que en algunos países se estudia una especialidad en sistemas de distribución. Debe destacarse que el número de kilómetros de líneas de distribución es varias veces superior al resto de las líneas de transmisión y subtransmisión. [2]

“Las subestaciones son otra parte fundamental de un sistema eléctrico y existen diversos tipos según su funcionalidad y los niveles de voltaje y potencia que manejan. Básicamente transforman la energía de un nivel de voltaje a otro y la potencia depende del transformador principal. Se pueden clasificar en subestaciones de seccionamiento que como fin seccionar o dividir el sistema eléctrico, para poder desconectar parte del sistema y poderla aislar de las anomalías producidas y aislar tramos de las redes eléctricas para hacer nuevas construcciones por ampliaciones o reformas. Están las subestaciones primarias se reduce la tensión a valores más adecuados para que continúe su camino hacia donde se hallan los centros de consumo y pueda ser distribuida por las subestaciones de distribución que se alimentan de los sistemas de reparto a tensiones inferiores a 300 kV, de estas subestaciones salen las líneas de distribución que alimentan a los distintos consumidores. Todo el conjunto de elementos anteriormente expuestos conforman la estructura principal de un sistema eléctrico.” [1]

La continuidad del servicio del servicio es una de las mayores preocupaciones de los ingenieros que operan los sistemas eléctricos .Es evidente que esta continuidad del servicio tiene mayor importancia en los sistemas de transmisión porque manejan los mayores bloques de energía y, por lo tanto, la interrupción de una línea dejaría sin energía eléctrica a varios sistemas de distribución que representan un gran número de consumidores. Pero la seguridad es algo que se tiene muy en cuenta a todos los niveles dentro de un sistema eléctrico de potencia. [4]

Hoy en día, una creciente cantidad de la energía eléctrica es generada por medios de generación descentralizados de pequeño tamaño, denominados comúnmente como “Generación Distribuida” (GD). En virtud del actual interés mundial de diversificar la matriz energética e incentivar el uso de energías renovables, el panorama energético futuro probablemente incluirá un mayor número de centrales de pequeña capacidad situadas en las redes de distribución. Tal argumento se corrobora con la tendencia de las inversiones en pequeños medios de generación a nivel mundial, en el caso de las

inversiones en las energías renovables aumentó, llevando en el año 2015 el total mundial a su punto histórico más alto al alcanzar los 329 000 millones de dólares, un 4% más que en el 2014 (figura1.1), así como el creciente protagonismo que está alcanzando la GD alrededor del mundo y nuestro país no está exento de ello.



*Figura 1.1 Crecimiento de la inversión para energías renovables*

La tendencia de aumento de estos medios de generación es potenciada por el hecho que la GD está constituida por un variado conjunto de tecnologías que explotan energías provenientes de fuentes renovables, entre las cuales es posible destacar los paneles fotovoltaicos, las turbinas eólicas, entre otros. En vista de lo anterior, la situación en Cuba no debería ser distinta a la esperada a nivel mundial en cuanto al aumento de la GD, gracias al gran potencial existente en el país de fuentes renovables. A esto se suma también la necesidad de poseer fuentes de energías que no dependan del precio internacional de los combustibles y promover fuentes de energía más sustentables.

Considerando que un fuerte nivel de penetración de GD produce efectos tanto estáticos como dinámicos en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) en los que se conecten, es indispensable realizar estudios independientes que determinen el impacto que produciría la conexión de estas tecnologías, tomando en consideración su ubicación, tecnología, modelación y nivel de penetración, así como también las características del SEP. En este capítulo se presentan las bases del marco teórico de este estudio, profundizando en los conceptos de generación distribuida y estabilidad transitoria de frecuencia. Asimismo, se explica los impactos que tiene la inserción de la GD sobre algunas variables del SEP.

### 1.3 Definición de generación distribuida

En la actualidad existen dos grandes formas de generación de energía eléctrica. Por un lado se encuentran los generadores convencionales que producen grandes cantidades de energía de forma concentrada, la cual es transportada través de largas líneas de transmisión para abastecer a los centros de consumo. Por otro lado, se encuentran los medios de generación de baja escala dispersados por toda la red, conectados normalmente cerca de los consumos, y denominados generación distribuida.

La GD es un concepto que ha sido definido por varios organismos e institutos tanto regionales como globales, tales como el *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE), la *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRE), la *International Energy Agency* (IEA), el *Electric Power Research Institute* (EPRI) y la *Distributed Power Coalition of America* (DPCA), entre muchos otros.

El IEEE la define como “Instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico mediante un punto de conexión común: Un subconjunto de fuentes distribuidas”, mientras que la CIGRE añade: “No es usualmente planificada; No es despachada de forma centralizada; y su capacidad es inferior a 50 o 100 MW [5]

La definición por parte de estos organismos no siempre es convergente y presentan diferencias según la capacidad de las unidades, la conexión de éstas al sistema, su ubicación, y sus características de despacho.

En estricto rigor no hay una definición formal de la GD y sus características se desprenden finalmente de las normativas existentes en cada país. Por ejemplo, la GD en la República Checa está conectada mayoritariamente a las redes de transmisión, a niveles de voltaje de 110 kV, (Niveles que en otros países europeos corresponden a redes de distribución), e incluso se han reportado conexiones de GD en redes de 400 kV en Francia.

Para el interés de este estudio se adopta la siguiente definición para la Generación Distribuida, que a su vez concuerda con la entregada por [6]

“Unidades de generación de potencia eléctrica cuya capacidad es considerablemente inferior a las centrales convencionales, y que se encuentran conectadas en las redes de distribución de baja y media tensión, a proximidad de los consumidores”.

### 1.3.1 Clasificación de la generación distribuida

Desde el punto de vista de la disponibilidad de la fuente energética, la GD puede ser clasificada en GD controlable y GD no-controlable. La primera clasificación corresponde a aquellas tecnologías donde la disponibilidad de la fuente de energía es conocida (combustibles, por ejemplo), mientras que la segunda corresponde a aquellas en donde su disponibilidad es incierta (energía eólica, solar, hidráulica, etc.). La GD no-controlable puede presentar altas fluctuaciones en su potencia generada, las que pueden ser suavizadas con el uso de baterías [6].

Desde el punto de vista tecnológico, la GD envuelve una amplia gama de tecnologías permitiendo la explotación de diversas fuentes energéticas. Estas tecnologías pueden clasificarse tanto como renovables como convencionales, y sus características de operación difieren de la generación por parte de las grandes centrales.

Los medios de GD más comunes son la cogeneración, las turbinas de combustión convencional, el micro-turbina, la biomasa, los paneles fotovoltaicos y las turbinas eólicas. También hay tecnologías GD que se encuentran todavía en fase experimental y sus costos de inversión imponen una fuerte barrera de entrada (Por ejemplo, la mareomotriz) [6].

En la Tabla N° 1.1 se diferencia la disponibilidad de las unidades de GD según su tecnología.

Tabla 1.1 Tecnologías de Generación

<b>Tecnología de GD</b>	<b>Controlable</b>	<b>No controlable</b>
Convencionales	✓	
Micro Turbinas	✓	
Cogeneración		✓
Pequeñas hidroeléctricas		✓
Turbinas eólicas		✓
Paneles fotovoltaicos		✓
Plantas geotérmicas	✓	
Plantas de biomasa	✓	
Plantas mareomotriz		✓

El interés de este estudio se centra en los impactos de la penetración de GD renovable en el SEP de la isla de la juventud, por lo que las tecnologías que se consideran predominantes son los paneles fotovoltaicos debido al gran potencial energético solar existente en la zona de estudio.

### **1.3.2 Influencia de la generación distribuida en la estabilidad de SEP.**

La integración de la generación a base de fuentes renovables de energía puede afectar significativamente todos los tipos de estabilidad, entre ellas la estabilidad de ángulo, de voltaje y la de frecuencia. Para este tipo de generación lo más común es que la misma esté conectada a los circuitos de distribución.

Los circuitos de distribución fueron diseñados para asumir un volumen de potencia de la transmisión acorde con el valor de las cargas que sirven. Además los flujos de potencia, tanto activa como reactiva, fluyen desde el valor más elevado del voltaje hacia el valor más bajo. Sin embargo cuando existe un valor de penetración de fuentes renovables significativo el flujo de potencia puede invertirse en determinado horario del día y además estas unidades pueden determinar el valor de voltaje de la red y el valor de potencia a transferir.

Tradicionalmente, dentro de los estudios que se realizan a los circuitos de distribución no estaban contempladas técnicas para el análisis de la estabilidad, esto se debe a que este tipo de redes raras veces inducen problemas de estabilidad en la redes de transmisión. Inicialmente, las primeras aplicaciones de la generación distribuida, encaminadas a servir unos pocos kWh, se excluían de los análisis de la estabilidad transitoria pues prescindir de esta generación ante fallas no implicaba efectos considerables en la red de transmisión. Si ocurre una falla en la distribución, el valor de voltaje cae y la mayoría de estas fuentes son desconectadas ya sea por la tendencia a acelerarse o por la circulación de un valor elevado de corriente por estos dispositivos, una vez eliminada la falla, el control de estas unidades tiende a reconectarlas de forma rápida, minimizando los impactos al SEP y manteniendo la operación de forma segura del equipamiento.

De no tener este tipo de control y tratar de que estas unidades permanezcan conectadas ante fallas no es posible asegurarse la estabilidad transitoria para todo tipo de fallas, esto se basa en dos cuestiones principales, la primera es la baja inercia de esta unidades y la segunda es los elevados tiempos de operación de las protecciones en los niveles de distribución.

En la actualidad, en muchos países donde exista un SEP fuerte, la estabilidad no es cuidadosamente estudiada a la hora de determinar el volumen de generación distribuida a conectar, sin embargo, a medida que aumente la penetración de este tipo de

fuentes, aumentando a su vez la influencia de esta en la seguridad del SEP, los análisis de estabilidad deben avalar el volumen de generación a instalar y el tipo de la misma.

En el caso de SEP aislados, como el caso de este trabajo, la estabilidad de frecuencia es el aspecto esencial a evaluar para la conexión de este tipo de fuente. Para este caso el comportamiento del SEP ante la salida de un volumen apreciable de generación distribuida debe ser cuidadosamente estudiado, además el efecto de este tipo de fuente y su aleatoriedad debe ser considerado en el cálculo de la reserva rodante con qué debe operar el SEP en determinados horarios del día.

### **1.3.3 Beneficios de la generación distribuida**

- Reducción de pérdidas
- oferta en picos
- mejoras en la calidad de la energía eléctrica (voltaje, frecuencia, estabilidad de la tensión, suministro de potencia reactiva y corrección del factor de potencia)
- menos interrupciones
- reducción de emisiones atmosféricas
- apoyo al restablecimiento del sistema en caso de colapso total
- mayor eficiencia
- modular, flexible, tiempos reducidos de instalación.

### **1.3.4 Barreras que pueden presentarse**

- Tendencia a privilegiar los esquemas centralizados;
- marcos regulatorios que no fueron concebidos considerando la GD, sino para el 100% de generación central. En la mayoría de los países subdesarrollados, los sistemas regulatorios no consideran a la GD como un aspecto diferente a la generación convencional, por lo que explícitamente la penalizan;
- inversión inicial alta por percepción de riesgos tecnológicos (todavía existe una falta de conocimiento de las tecnologías de GD, muchas de ellas aún están en etapa de investigación con un alto costo asociado);
- potencias bajas y fluctuantes;
- conflictos con los intereses de otros factores, particularmente con los operadores de la red;

-escepticismo;

-interconexión, exigencias exageradas para poder interconectarse con la red de distribución.

#### **1.4 Paneles fotovoltaicos**

Los paneles fotovoltaicos convierten la radiación solar en electricidad. Un panel fotovoltaico consiste en dos o más capas de semiconductores dopados con impurezas que están dispuestas de forma que cuando son expuestas a la luz solar, los fotones hacen que los electrones se desplacen de una capa a la otra, generando una corriente continua (DC de sus siglas en inglés).

Un módulo puede llegar a suministrar entre 5-300 W y puede llegar a tener un rendimiento de entre 5%-30% dependiendo de los semiconductores utilizados (Monocristalinos, Policristalinos, amorfos o concentrados).

Debido a la generación en corriente continua, la inyección de la potencia eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos a la red requiere la utilización de un convertidor que transforme la corriente DC en corriente alterna (AC de sus siglas en inglés). Lo anterior aporta una amplia variedad de beneficios que podrían ser útiles al momento de regular la potencia activa y reactiva que se inyectan a la red. Uno de los beneficios es la posibilidad de inyectar potencia reactiva durante las horas que la energía solar no se encuentre disponible, absorbiendo una pequeña cantidad de potencia activa correspondientes a las pérdidas inherentes del convertidor [7]

La unión de cientos de estos paneles fotovoltaicos forman los parques fotovoltaicos, los cuales son grupos de generación de potencia variable. Hay que tener en cuenta que para 1 kWp se requieren de 8 a 10 m<sup>2</sup> de superficie, lo que implica el uso de terrenos que muy frecuentemente compiten con otras actividades vitales, como la agricultura y el urbanismo. Las mayores plantas actuales con potencias de entre 250 y 500 MW se encuentran en zonas desérticas de Estados Unidos y China, donde resulta evidente que la situación de competencia por el espacio no es lo más importante. Plantas menores, de entre 1 y 3 MW se localizan cercanas a las redes de media tensión (33 kV), pero siempre con la valoración de los espacios requeridos por estas instalaciones.

En las redes de distribución se están incrementando los paneles fotovoltaicos con potencias desde varios kW hasta algunos cientos, ubicados en azoteas (y fachadas) de las edificaciones urbanas, lo que constituye una sabia solución y un aprovechamiento de las áreas ociosas, además de que estos parques se clasifican como los más efectivos desde el punto de vista de la generación distribuida.

## 1.5 Paneles fotovoltaicos e impacto ambiental

La expansión de generación eléctrica a nivel mundial muestra una tendencia a la búsqueda de proyectos que tengan en cuenta la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), ya que el CO<sub>2</sub> representa el 86% del total de partículas aceleradoras del cambio climático [8].

La Organización Meteorológica Mundial (OMM), la agencia meteorológica de la Organización de Naciones Unidas (ONU), indica que el dióxido de carbono, el metano y el óxido nítrico son ahora más prevalentes en la atmósfera que en ninguna otra época desde la revolución industrial.

El reporte de la OMM mide la cantidad total de gases de efecto invernadero en la atmósfera con base en estaciones de monitoreo en más de 50 países. Esto significa que incluye las emisiones naturales y los procesos de absorción, al igual que las emisiones causadas por la actividad humana. El dióxido de carbono, responsable del 80% del efecto de calentamiento global en las últimas dos décadas, subió rápidamente con el uso de combustibles fósiles [9].

Las principales fuentes de CO<sub>2</sub> son: la quema de combustibles fósiles y la deforestación. La figura 1.2 muestra datos entregados por Iberdrola, una de las cinco principales compañías eléctricas del mundo [9], donde se puede observar que la principal actividad que contribuye con la emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera es la producción de electricidad a través de la quema de combustibles fósiles como el carbón y derivados del petróleo.

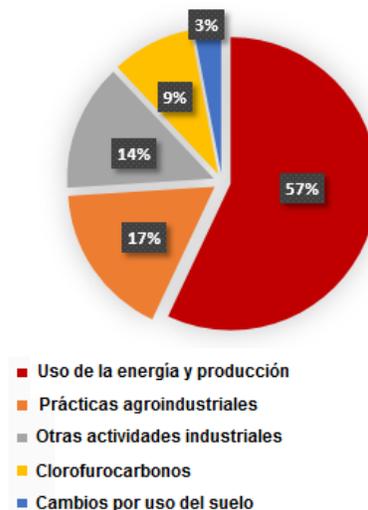


Figura 1.2 Actividades que contribuyen con la emisión del CO<sub>2</sub> [9].

### **1.5.1 Perfil de voltaje y estabilidad de frecuencia**

El nivel de penetración de GD en un sistema es un factor clave a considerar en los estudios de los sistemas eléctricos puesto que los impactos que acarrearán modifican su comportamiento considerablemente. Existen numerosos trabajos, los cuales analizan el impacto que tiene en la integración de la energía solar fotovoltaica sobre los niveles y perfil de voltaje en una red existente.

El perfil de voltaje puede ser definido como la representación numérica del nivel de voltaje en un punto, nodo o barra de una red eléctrica bajo diferentes condiciones de operación, por ejemplo para estados de cargas bajos, medios o altos

Para la mayoría de los sistemas eléctricos es muy importante que el perfil de voltaje se encuentre dentro de los límites especificados, esto se debe a que algunas cargas son sensibles a los grandes cambios y fluctuaciones del voltaje. En ciertas ocasiones los grandes cambios en los niveles de voltaje pueden conducir a cambios en los parámetros del sistema y en muchas ocasiones provocar la inestabilidad de voltaje.

Los estudios para determinar los efectos de altos niveles de penetración de GD sobre la estabilidad de los SEP pueden abarcar numerosas aristas llevando diversos grados de complejidad.

## **CAPÍTULO 2. Descripción del SEP de la isla de la juventud**

### **2.1-Introducción.**

En este capítulo se describen los datos de la red de la isla de la juventud, se analiza además el comportamiento de las principales variables del SEP para los estados de máxima, media y mínima.

Se detallan además los incrementos en la demanda anual de los años bajo estudio. Luego se muestran los estudios de flujo de carga realizados y los resultados obtenidos.

### **2.2 Generalidades de los sistemas eléctricos aislados.**

En un sistema eléctrico, la potencia total generada ha de ser en todo momento igual a la potencia total consumida. Esto se debe a que la energía no es (económicamente) almacenable. Si en un momento dado la generación no es igual a la demanda, se produce una variación de la frecuencia del sistema. El sistema responde a dicha variación de frecuencia con la respuesta inercial y con la regulación primaria.

Los **sistemas eléctricos aislados** son muy sensibles a las variaciones de generación y demanda, esto es debido a que se caracterizan por el reducido número de generadores conectados y su baja inercia. Si se pierde algún grupo generador, a través de la regulación primaria el resto de los generadores conectados han de aportar la potencia que se deja de suministrar. La cantidad de potencia que se deja sin suministrar puede suponer un porcentaje importante de la potencia total generada en el momento de la pérdida, pudiéndose llegar al caso de que la potencia que pueden aportar el resto de generadores no sea suficiente para compensar la energía perdida.

Además estos sistemas eléctricos aislados carecen de sistemas colindantes que les puedan aportar energía. Todo esto puede generar una disminución de frecuencia tal que la única solución para evitar el colapso total del sistema sea el deslastre de cargas.

Los esquemas de deslastre de cargas actúan desconectando un conjunto limitado de cargas para restablecer el equilibrio entre generación y demanda mediante relés de subfrecuencia y de derivada de frecuencia, siendo vitales para asegurar la estabilidad de sistemas eléctricos aislados cuando ocurre la desconexión de un generador.

### **2.2.1 Supervisión de los sistemas eléctricos aislados.**

Los clientes abastecidos por los sistemas aislados tienen los mismos derechos que los atendidos por el SEN, por lo tanto merecen recibir un servicio eléctrico confiable y de calidad apropiada.

En los sistemas aislados, antes que las deficiencias de tensión o frecuencia del suministro eléctrico, la continuidad del servicio constituye el componente más incidente en la calidad del servicio, el mismo que es representado por el número de veces y la duración en que el suministro eléctrico es interrumpido intempestivamente.

Las salidas forzadas de la generación son las que ocasionan mayor impacto en la prestación del servicio eléctrico, como consecuencia de desperfectos propios de las instalaciones generadoras, de las redes de distribución, fenómenos naturales y actos de terceros. La supervisión se sustenta en el comportamiento de los parámetros más representativos de continuidad y confiabilidad de las fuentes de generación, los mismos que están representados por el número, la duración de las salidas forzadas de la generación, cuyos indicadores poseen límites de tolerancia pre-determinados y el margen de reserva, que representa la diferencia entre la capacidad de generación y la máxima demanda de cada sistema aislado, cuya cobertura debe de estar siempre garantizada.[10]

### **2.3 Planeamiento del sistema eléctrico.**

*Planeamiento:* Proceso que permite esquematizar la expansión y el mejoramiento del sistema eléctrico considerando los crecimientos futuros en:

1. Ubicación.
2. Magnitud.
3. Importancia de las Cargas.

*Implica:* Planificar a largo plazo las adiciones que, año por año, y en estrecha correlación con los planes a corto plazo, deberán realizarse a las instalaciones existentes de forma que se asegure su plena utilización tanto desde el punto de vista de su vida útil como de su operación dentro del rango económico [11].

*Pronósticos de Carga:* Constituye un requerimiento básico para la previsión del comportamiento de la carga.

Este comportamiento puede estar afectado por:

1. Las características topográficas y geológicas del terreno.
2. La ubicación respecto a centros poblacionales.
3. Las condiciones económicas de la región.
4. Las fronteras políticas y las regulaciones urbanísticas y de uso del terreno

### **2.4 Métodos de Pronóstico.**

Uno de los aspectos esenciales en el planeamiento de un SEP es determinar la carga a servir. Para muchos SEP predecir el comportamiento de la carga es un tema complejo, a veces no se poseen todas la informaciones que permiten determinar los valores de la carga en un futuro y además se carece de información de las nuevas inversiones y su consumo para incluirlas en el valor de la carga a servir.

Existen métodos de pronósticos que permiten predecir con una exactitud aceptable el valor de la demanda a servir, para el caso de análisis de este trabajo la carga predominante es la carga tipo residencial y no se esperan inversiones considerables en el período a estudiar.

Los métodos más utilizados son:

-*Series Históricas*: Este método consiste en la obtención de un gráfico con datos de períodos precedentes y la determinación de la ecuación matemática a que responde, obteniéndose los valores históricos para así, realizando la extrapolación del gráfico obtenido, determinar el comportamiento futuro de la carga. El método solo tiene en cuenta el período de tiempo escogido sin analizar los factores eventuales que pueden influir en los resultados, aspecto por el cual constituye un método muy ineficaz en nuestros días debido a las constantes fluctuaciones que ha tenido la carga en el país en los últimos años, debido a la situación económica existente a partir de los años de período especial [11].

-*Zonas Características y Componentes de Carga*: Este otro método consiste en pronosticar las demandas futuras en función del tipo de carga predominante, constituye generalmente un método más exacto que su determinación mediante la multiplicación de la carga total por un factor de crecimiento [11].

Para el caso a estudiar y basados en los resultados del censo de población realizado en Cuba en el año 2012, se evaluó el consumo per cápita de cada habitante y el incremento de la población en el periodo esperado, arrojando una tasa de incremento de la demanda de alrededor del 3% anual.

Cuando es previsible o se ha pronosticado ya un incremento de la carga futura en una zona o área determinada, en el caso de la subtransmisión, el sistema transformador - alimentador debe diseñarse desde un inicio de manera tal que su capacidad pueda ser incrementada posteriormente mediante uno de los siguientes métodos:

1. Sustitución de los transformadores existentes por otros de mayor capacidad o la conexión en paralelo de otros similares a los ya conectados, siempre que los alimentadores estén diseñados para soportar las nuevas corrientes.
2. División de los circuitos alimentados mediante la construcción de nuevas barras y traspaso de carga a las mismas.

Cuando la solución prevista para el incremento de capacidad es la sustitución de transformadores existentes por otros de mayor capacidad, o la conexión de otros en paralelo es generalmente recomendable instalar desde un inicio los alimentadores requeridos para la máxima carga esperada. La sustitución de dichos alimentadores existentes por otros de mayor calibre es un procedimiento muy costoso y debe evitarse.

Si la solución prevista para posibles incrementos de la carga en el sistema transformador - alimentador es la división de los circuitos mediante la instalación de transformadores en nuevas barras, la configuración original de la red de subtransmisión deberá ser tal que pueda ser dividida en secciones lógicas cuando las nuevas barras sean construidas [11].

## **2.5 Nuevos conceptos de la Unión Nacional Eléctrica (UNE) en el Planeamiento.**

Minimizar las afectaciones del servicio al consumidor en lugar de la caída de voltaje o el nivel de pérdidas, sin dejar de atender estos dos últimos factores, es el criterio que debe primar para el diseño de nuevas redes eléctricas y el mejoramiento de las ya existentes dentro de determinado rango económico según los nuevos conceptos de planeamiento de la UNE; determinándose bajo esta premisa la longitud de las líneas, el valor de las cargas máximas por barra, subestación, alimentador o circuito, las protecciones y posibles enlaces entre circuitos que garanticen la fiabilidad del servicio que se presta así como todos los demás elementos a tener en cuenta en la construcción de una red eléctrica como son el calibre y tipo de estructura a utilizar, la conexión usada en transformadores, la ubicación óptima de las subestaciones, etc. [11]. Como el planeamiento de las redes eléctricas comienza por el consumidor, los niveles de demanda, el factor de carga, las características de los consumidores y el nivel permisible de tiempo de afectación al servicio, son los parámetros que dictan el tipo de sistema de subtransmisión que se requiere.

Esto significa que el tamaño y ubicación de las subestaciones debe ser determinado a partir del análisis de las cargas desde el nivel transformador servicio exclusivo y/o subestación de distribución hasta llegar a los alimentadores.

Varias compañías eléctricas, así como departamentos de los centros rectores de la energía de cada país, han dedicado innumerables estudios al planeamiento y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).

El planeamiento y el análisis de la operación de los SEP pueden dividirse en tres áreas fundamentales:

- a) Los análisis de flujo de carga.
- b) La estrategia a definir para obtener una generación óptima.
- c) El control de la operación y la estabilidad del SEP.

Durante mucho tiempo, el problema de flujo de carga llamó la atención de los ingenieros y los matemáticos dando como resultado una grandísima cantidad de publicaciones técnicas sobre el tema.

La mayoría de los algoritmos iniciales se basaban en el método de Gauss Seydel que requiere poco almacenamiento en la memoria de la computadora y converge en pocas iteraciones para sistemas eléctricos de potencia pequeños. La lenta convergencia de este método para SEP grandes y sus frecuentes fallos de convergencia para sistemas mal condicionados (radiales, poco mallados, muy cargados, etcétera) hizo que se desarrollara el método de la matriz impedancia, matriz (Z). Este método tiene el inconveniente de ocupar mucha memoria porque la matriz (Z) es "llena", es decir, carece de elementos desiguales de cero. Esta nueva dificultad condujo al método de Newton Raphson que fue desarrollado primero por Van Ness y Griffin y más tarde por otros autores. Las modificaciones realizadas al método convencional de Newton Raphson lo han convertido en un método rápido y exacto pudiendo ser utilizado para problemas "on line" y para el análisis de contingencias. Modificaciones posteriores han permitido su utilización en el cálculo del llamado "Flujo de Carga Óptimo".

La tendencia actual es la de desarrollar programas de Flujo de Carga interactivos que permitan al analista del sistema modificar los datos sobre el "display" de forma gráfica.

Otros de los estudios que a menudo se realizan en los SEP es la simulación en el tiempo de la respuesta de este ante determinadas perturbaciones, esto es conocido en la literatura como la estabilidad de los sistemas eléctricos. La estabilidad de los sistemas eléctricos es un problema complejo que ha atraído a especialistas de la rama desde la segunda década del siglo pasado.

Los problemas de la pérdida de estabilidad en los sistemas eléctricos se identifican claramente con la aparición de grandes oscilaciones en las magnitudes de los voltajes en los nodos más importantes de la red eléctrica, así como con grandes oscilaciones de las transferencias por las líneas que enlazan estos nodos. La solución de estos problemas y la restitución de las condiciones normales de operación de la red ocupan gran tiempo y requieren de mucha atención por parte del personal del Despacho. Las averías que pueden ocasionar estos eventos no son muy frecuentes o hasta poco probable en ocasiones, sin embargo, les corresponde a ellas la mayor proporción en la energía dejada de servir cuando tienen lugar.

Las graves consecuencias apuntadas anteriormente obligan a los ingenieros de planificación a dedicar gran atención a la tarea de proyección de las dimensiones y seguridad de las redes, ubicación de las plantas, esquemas eléctricos utilizados en subestaciones, parámetros de los equipos y la operación del sistema.

### **2.5.1 Ajustes de potencia Activa**

La potencia activa tiene un carácter global, es decir, su déficit en cualquier parte del sistema puede ser suplido, al menos teóricamente, por cualquier generador sin tener en cuenta cuán lejos esté del lugar donde se haya incrementado la carga. Esta característica facilita su control. Los dispositivos que se utilizan para controlar o redistribuir el flujo de potencia activa en los SEP son tres:

- a) El ajuste de la potencia activa que entregan los generadores del SEP accionando el gobernador de la turbina.
- b) El ajuste de las derivaciones “taps” de los transformadores cuya relación de transformación es un número complejo ( $k=a+jb$ ) y cuya función, al modificar el

ángulo de fase entre el voltaje primario y secundario (ángulo  $\delta$ ), modifica el flujo de potencia activa.

- c) La desconexión de las cargas.

### **2.5.2 Ajuste de la Potencia reactiva.**

Los dispositivos de control que se utilizan para controlar el flujo de potencia reactiva son más numerosos que los que se utilizan para controlar la potencia activa.

La potencia reactiva es un fenómeno de carácter local. La circulación de potencia reactiva por las líneas sólo provoca caídas de voltaje y pérdidas de potencia activa y reactiva por lo que su compensación debe realizarse de forma local o “por zonas”.

Los aparatos más utilizados para compensar la potencia reactiva son:

- a) **Los generadores de potencia reactiva** (generadores y condensadores sincrónicos): Para lograr esta variación, los despachadores tienen que variar la corriente del campo o de la excitatriz. Si se varía dicha corriente el voltaje tiende a variar en el mismo sentido de la variación de la corriente, pero como la máquina está en paralelo con el resto de los generadores del SEP lo que produce es una variación en la generación de la potencia reactiva. La potencia reactiva que una máquina sincrónica puede entregar (sobreexcitada) o consumir (bajo excitada) depende de su curva de cargabilidad la cual determina los valores permisibles, teniendo en cuenta la potencia activa que está generando ya que la potencia aparente ( $S=P+jQ$ ) es la que determina el calentamiento de la máquina.
- b) **Los bancos de capacitores estáticos paralelos (shunt)**: Se utilizan para inyectar potencia reactiva en las barras. Esta compensación puede realizarse por pasos o de forma continua.
- c) **Los reactores conectados en paralelo (shunt)**: Se utilizan para compensar el efecto capacitivo de las líneas muy largas a EAV o de las líneas en circuito abierto o con poca carga (efecto Ferranti). Se instalan en los extremos de la línea y/o en puntos intermedios.

- d) **Los cambios de las derivaciones “taps” de los transformadores** cuya relación de transformación es un número real ( $k=a+j0$ ) y cuya función es cambiar el módulo del voltaje y por ende el flujo de potencia reactiva en los SEP mallados.
- e) **Las líneas largas de alto voltaje:** La potencia reactiva neta de una línea de transmisión es:

$$Q_{Neta} = Q_{Gen} - \Delta Q = \frac{B}{2} (V_e^2 + V_R^2) - 3 I^2 R \cdot 10^{-3} \text{ M var} \quad (1.0)$$

Donde:

$Q_{Gen}$  = Potencia reactiva “generada por la línea.

$\Delta Q$  = Potencia reactiva consumida por la línea o pérdidas de Q en la línea.

La expresión 1.1 muestra que, dependiendo del estado de carga de la línea (I), y de los valores de los voltajes del envío y del recibo ( $V_e$  y  $V_R$ ) la línea podrá entregar ( $Q_{Neta}>0$ ) o consumir Q ( $Q_{Neta}<0$ ).

- f) **Los capacitores en serie:** Se instalan en las líneas largas compensando la reactancia serie de la línea entre un 25 y un 70%. Su introducción modifica el flujo de potencia reactiva porque reduce las pérdidas de Q.
- g) **Los compensadores estáticos SVC (Estatic VAR Compensator):** Dependiendo del valor del voltaje en el punto de instalación pueden entrega o consumir potencia reactiva. Su respuesta es comparativamente rápida por lo que se instalan en las barras donde la regulación del voltaje es crítica como son aquellas donde hay hornos por arco eléctrico.

#### Tipos de Barras.

Asociados a cada barra p de un SEP existen cuatro variables  $P_p$ ;  $Q_p$ ;  $V_p$ ;  $\theta_p$ ; Según las variables conocidas y desconocidas; las barras se clasifican en los siguientes grupos:

- ✓ **Barras de Carga (Barras P-Q):**  $P_p$  y  $Q_p$  están especificadas;  $V_p$  y  $\theta_p$  son las incógnitas

- ✓ **Barras de tensión controlada (Barra P-V):**  $P_p$  y  $V_p$  están especificadas;  $Q_p$  y  $\theta_p$  son las incógnitas. En este tipo de barra debe existir alguna fuente controlable de potencia reactiva.
- ✓ **Barra de Balance:**  $V_p$  y  $\theta_p$  están especificados;  $P_p$  y  $Q_p$  constituyen las incógnitas. En esta barra debe existir por lo menos un generador. La necesidad de definir esta barra nace del hecho que no es posible especificar a priori, la potencia que es necesario generar en el sistema debido a que inicialmente no se conocen las pérdidas en el mismo. La barra de balance debe suministrar la diferencia entre la potencia compleja inyectada al sistema en el resto de las barras y la carga total más las pérdidas. Esta barra se conoce también con otros nombres tales como: de referencia, oscilante, de relajación.

## 2.6 - Formulación matemática del problema del Flujo de Carga.

El método más conveniente para resolver el flujo de carga (FC) en los SEP es el método de las corrientes de nodo o método nodal, porque en él es más fácil simular los elementos que constituyen las redes eléctricas y el número de nodos no varía si lo hace el número de líneas en operación.

Para una red de 4 nodos, la ecuación de las corrientes nodales o netas es:

$$(I)=(Y_B)(V) \tag{1.1}$$

Donde:

**(I):** Vector de las corrientes llamadas netas, nodales o inyectadas en los nodos en pu.

**(Y<sub>B</sub>):** Matriz admitancia de barra en pu.

**(V):** Vector de los voltajes al neutro de cada nodo en pu.

Desarrollando la ecuación **1.1**, teniendo en cuenta que la matriz  $(Y_B)$  es simétrica por pertenecer a una red lineal, bilateral y pasiva se obtiene:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ & & Y_{33} & Y_{34} \\ & & & Y_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} pu . \quad (1.2)$$

Donde:

$Y_{ii}$ : Admitancia propia del nodo "i": Suma de las admitancias conectadas al nodo "i"

$Y_{ik}$ : Admitancia mutua entre los nodos "i" y "k":  $-y_{ik}$  admitancia mutua física con signo cambiado

$y_{ik} = \frac{1}{Z_{ik}}$ : Inverso de la impedancia serie de la línea en pu.

Se supone que el nodo "1" es el de balance y que su voltaje es conocido en módulo y ángulo por lo que, como ya se explicó, no entra en la solución matemática y por ende para él no se escriben ecuaciones.

Comenzando por el nodo 2, su corriente neta será, multiplicando la fila 2 por la columna 2 elemento a elemento:

$$I_2 = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4 pu . \quad (1.3)$$

Donde en este caso particular, todas las admitancias mutuas son desiguales de cero.

La corriente neta se puede calcular también mediante la expresión:

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} pu . \quad (1.4)$$

es decir, la conjugada de la potencia neta del nodo 2 entre la conjugada del voltaje del nodo.

Sustituyendo **1.4** en **1.3** y despejando el voltaje del nodo 2 ( $V_2$ ):

$$V_2 = \frac{1}{Y_{22}} \left( \frac{S_2^*}{V_2^*} - Y_{21}V_1 - Y_{23}V_3 - Y_{24}V_4 \right) \quad (1.5)$$

La ecuación **1.5** tiene que ser resuelta por métodos numéricos e iterativos porque:

- ✓ No es lineal dado que  $S=f(V^2)$ .
- ✓ Tiene dos funciones distintas del mismo voltaje,  $V_2$  y  $V_2^*$ .
- ✓ Hay que calcular cada voltaje en función de otros desconocidos.

### 2.6.1 - Método de flujo de carga utilizado.

Existen varios métodos para el análisis de los flujos de potencia, en el PSX se encuentran implementados dos, uno es el Newton Rapshon Desacoplado Rápido y el otro es el Newton Rapshon Acoplado Rápido. Ambos presentan excelente velocidad de convergencia para sistemas grandes pero este último no se encuentra afectado por la relación X/R de la red, algo que a nivel de transmisión no es tenido en cuenta, pero a nivel de subtransmisión y distribución las líneas pueden tener relaciones cercanas a la unidad afectando la convergencia del desacoplado.

### 2.6.2 Newton Rapshon Acoplado Rápido.

Este algoritmo presenta buena velocidad de convergencia, ahorra esfuerzo computacional y además no es afectado por la relación X/R del SEP [6]. La jacobiana constante significa que se forma y factoriza una sola vez, lo que reduce grandemente el esfuerzo computacional y contribuye a aumentar la velocidad de cómputo por iteraciones. Además significa que la pendiente de la función evaluada en cualquier punto es constante, lo que trae que la convergencia del método sea más lenta, pero no se va a ver afectado por rugosidad de la función en la región de interés, por lo que lo hace más poderoso ante este caso.

### 2.6.3 - Basamento matemático.

Partiendo de las siguientes expresiones:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{p-1} \\ \Delta Q^{p-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^{p-1} & N^{p-1} \\ J^{p-1} & L^{p-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^p \\ \Delta V^p / V^{p-1} \end{bmatrix} \quad (1.6)$$

Los términos de la jacobiana dependen del módulo y ángulo de los voltajes los cuales varían en cada iteración. Para mantener constantes estos términos se toman las siguientes suposiciones:

$V_k$  y  $V_m \approx 1.0$  en pu

$\cos(\theta_k - \theta_m) \approx 1.0$  y  $\sin(\theta_k - \theta_m) \approx \theta_k - \theta_m \approx 0$  ya que la diferencia angular de una línea en condiciones normales de operación es muy pequeña.

Además, dividimos las expresiones de  $P_k$  y  $Q_k$  entre el voltaje del nodo  $k$ . Aplicando todas las suposiciones antes vistas y optando el esquema de errores de corriente nos queda el problema formulado de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{p-1} / V^{p-1} \\ \Delta Q^{p-1} / V^{p-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{serie} & G_{total} \\ G_{serie} & B_{total} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^p \\ \Delta V^p \end{bmatrix} \quad (1.7)$$

Quedando los errores de corriente:

$$\frac{\Delta P_k}{V_k} = \frac{P_k^{sp}}{V_k} - \frac{P_k}{V_k} = \frac{P_k^{sp}}{V_k} - \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (1.8)$$

$$\frac{\Delta Q_k}{V_k} = \frac{Q_k^{sp}}{V_k} - \frac{Q_k}{V_k} = \frac{Q_k^{sp}}{V_k} - \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (1.9)$$

y los términos de la jacobiana quedan:

$$B_{km}^{serie} = H_{km} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial \theta_m} = -B_{km} \quad (1.10)$$

$$B_{kk}^{serie} = H_{kk} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial \theta_k} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n B_{km} \quad (1.11)$$

$$G_{km}^{total} = N_{km} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial V_m} = G_{km} \quad (1.12)$$

$$G_{kk}^{total} = N_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_k} = G_{kk} \quad (1.13)$$

$$G_{km}^{serie} = J_{km} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial \theta_m} = -G_{km} \quad (1.14)$$

$$G_{kk}^{serie} = J_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial \theta_k} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n G_{km} \quad (1.15)$$

$$B_{km}^{total} = L_{km} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_m} = -B_{km} \quad (1.16)$$

$$B_{kk}^{total} = L_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_k} = -B_{kk} \quad (1.17)$$

De esta forma queda formulada la base teórica del método.

A pesar de la muy buena característica de convergencia de este método existen múltiples técnicas para mejorarla. Las tres acciones más conocidas son:

1. Limitar los incrementos de voltaje y ángulo en cada iteración.
2. Seleccionar buenos valores de arranque. Generalmente se emplea el arranque plano  $1+j0$  para los nodos PQ y  $V+j0$  para los PV. Esto a veces no da buenos resultados por lo que si se conocen valores anteriores, deben usarse.
3. Los controles de reactivo en los nodos PV son adicionados al algoritmo de FC después de haberse alcanzado una convergencia inicial.

Esta valiosa información ha permitido un incremento agigantado de su uso para diversos propósitos, tal como, la evaluación de seguridad ante la salida de líneas, transformadores, cargas y plantas generadoras y en propósitos más complicados, como optimización y estabilidad. Además de ser usados para la planificación de la operación, la planificación de la red de transmisión y el control del SEP.



### 2.7.1- Generación de la Isla

En la actualidad se encuentran instaladas varias tecnologías de generación: máquinas MAN fuel oil para un total de 30MW, máquinas MTU diésel para un total de 4MW, parques PFV con un total de 4MVA y el parque Eólico de 1.5MVA Para una capacidad potencial total de generación de 39.5 MW como se muestra detalladamente en la tabla 2.1 Esta generación se basa fundamentalmente en motores de combustión interna que realizan la función de carga base.

El cubrimiento del gráfico de carga entregado por el personal de la empresa eléctrica de la Isla de la Juventud muestra que la disponibilidad del recurso eólico en el SEP es realmente muy baja, alcanzando su máximo valor para el año 2015 en 1,14 MW, pero el 90 % de las veces se encuentra entregando menos de 300 kW.

**Tabla 2.1** Generación de la Isla de la Juventud

Nombre	Fabricante	MVA	MW	cos $\theta$	kV nominales
GP-1	Alemania	4,50	3,6	0,8	6,3
GP-2	Alemania	4,50	3,6	0,8	6,3
GP-3	Alemania	4,50	3,6	0,8	6,3
GP-4	Alemania	4,50	3,6	0,8	6,3
GM-5	Alemania	4,875	3,9	0,8	13,8
GM-6	Alemania	4,875	3,9	0,8	13,8
GM-7	Alemania	4,875	3,9	0,8	13,8
GM-8	Alemania	4,875	3,9	0,8	13,8
MTU-1	Alemania	2,360	2	0,85	0,48
MTU-2	Alemania	2,360	2	0,85	0,48

PFV-1	Cuba	1,000	1	1	13
PFV-1	Cuba	1,000	1	1	13
PFV-1	Cuba	2,000	2	1	13
Eólico	Cuba	1,500	1,5	1	13
<b>Total</b>			<b>39,5</b>		

## **CAPÍTULO 3. Análisis y resultados.**

### **3.1 Introducción.**

Antes de comenzar a brindar información estadística sobre el SEP de la isla es necesario explicar que los datos de partida del trabajo comienzan a partir de los parámetros reales de este año 2017, aumentando la demanda en un 3% anualmente a partir del método de estimación explicado en el capítulo 1.

Todos los parámetros de las tablas que se presentan en este capítulo están en el orden de los mega(MVA, Mvar, MW) exceptuando los niveles de voltajes que están en el orden de los kilos (kV).

El análisis se aplicara a los 3 horarios de carga (mínima media y máxima).

El estudio previsto para la zona pretende llegar a cubrir el incremento de la demanda hasta el año 2025. En la actualidad se encuentra con una demanda máxima de 15.62MVA y para el año 2025 se estima una demanda de 19.82 lo que representa aproximadamente el 126% de la actual.

### **3.1 Estudio estadístico del año 2017.**

A Continuación se muestran los valores en que está operando el sistema de potencia de la isla de la juventud.

#### **3.2.1 Máxima**

El punto de partida de nuestro estudio es considerando una máxima demanda de 15.85MW. Esta se distribuye de la siguiente forma como se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 distribución de la generación.

Tipo	2017	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gp2	2.5	1.3
Gm7	2.6	1.5
Gm5	2.6	1.5
Gm6	2.6	1.5

Gm8	2.6	1.5
Pvg1	1	0
Pvg2	1	0
Pvg	2	0

Con esta distribución este sistema ha logrado asumir un pico como el que se analiza sin presentar malas condiciones desde el punto de vista técnico con la generación.

Teniendo en cuenta esta configuración y los niveles de carga, las condiciones de voltajes son las adecuadas y están entre los valores permisibles y no presenta ningún problema para una adecuada operación del sistema como se muestra en la tabla 3.2.

Tabla3.2 Voltajes y potencias en los de nodos. Máxima 2017.

nodos	Vop(kV)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	Vmin(kV)	Vmax(kV)
VI Cong13	13.37	1.9	1	13.1	14.5
14jun13	13.54	2	0.8	13.1	14.5
Atanag13	13.47	0.7	0.2	13.1	14.5
Melvis13	13.52	0.7	0.2	13.1	14.5
30nov13	13.35	0.6	0.5	13.1	14.5
Comb13	13.62	3	1.6	13.1	14.4
MANII	13.67	6.9	2.6	13.1	14.5

En las Tablas 3.3 se pueden apreciar que las pérdidas existentes son pequeñas en la transferencia por las líneas. Como se muestra no existen sobrecargas.

Tabla3.3 transferencia por líneas máxima 2017

Nombre	Envío	Recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Prec MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA Max
3030	Sov3 3-1	VI Cong33	0.9	1.9	0.9	1.9	0.002	0.008	2.1	24.3
4118	Vi Cong33	Guanábana	1	0.9	1	1	0.003	0.012	1.3	24.3
Columb	Guan	Colum	1	0.9	1	1	0.001	0.005	1	24.9

	ában a	b33								
Tapeolic	Colu mbi3 3	Eolico 3030	1	0.9	1	1	0.001	0.001	1.3	24.3
LaFe	Eolic a303 0	14jun3 3	1	0.9	1	1	0.005	0.001	1.3	24.3
BandaM elvis	Enlac e	Melvis 33	-0.6	-0.5	-0.6	-0.6	0.002	0.004	0.8	24.3
BandaL aFe	Enlac e	30nov 33	0.6	0.5	0.6	0.6	0.002	0.002	0.8	24.3
3040	Sov3 3	Abralin ea	2.1	1.1	2.1	1.1	0.001	0.013	2.4	24.3
Atanalgi co	ESB EC37	Atanag 33	0.7	0.3	0.7	0.3	0.003	0.001	0.8	9.4
EnlaceA tana	ESB EC37	Melvis 33	1.3	0.8	1.3	0.8	0.005	0.001	1.5	24.3
3060	Sov3 3	Combi nado3 3	2	1.6	2	1.6	0.003	0.001	2.6	24.3
A505 2	Gp-2	A505	-0.8	-0.6	-0.8	-0.6	0.002	0.002	1	9.4
A505 1	Gp-1	A505	-0.7	-0.6	-0.7	-0.6	0.005	0.000	1	9.4
3071	Sov3 3	3070	-2.6	-1.5	-2.6	-1.5	0.001	0.000	3	9.4
3072	Sov3 3-1	3070	2.6	1.5	2.6	1.5	0.001	0.00	3	9.4
Atanalgi co	Bomb eos	ESBE C37	2.1	1.1	2.1	1.1	0.002	0.00	2.3	24.3
Bombeo 3	Abrali nea	Bombe os	2.1	1.1	2.1	1.1	0.002	0.000	2.3	24.3
L27	1	MANII	2.6	1.5	2.6	1.5	0.003	0.00	3	9.4
L28	2	MANII	2.6	1.5	2.6	1.5	0.002	0.00	3	9.4

L29	3	MANII	2.6	1.5	2.6	1.5	0.003	0.013	3	9.4
L30	4	MANII	2.6	1.5	2.6	1.5	0.002	0.004	3	9.4

Los niveles de potencias transferidos por los transformadores se pueden apreciar en las tablas 3.3 y 3.4. Como se muestran no existe ninguna transferencia con sobrecarga.

Tabla 3.4 Transferencia por transformadores máxima 2017

Nombr e	Envío	Recibo	Penv MW	Prec MW	Qenv Mvar	Qrec Mvar	MVA	MVA Max
VICNG 1	VI Cong 33	VI Cong 13	-0.1	-0.1	0.5	0.5	0.5	2.5
VICNG 2	VI Cong 33	VI Cong 13	0	0	0.5	0.5	0.5	2.5
14jun1	14jun3 3	14jun1 3	0.5	0.5	0.4	0.4	0.7	2.5
14jun2	14jun3 3	14jun1 3	0.5	0.5	0.4	0.4	0.6	2.5
30-nov	30nov3	30nov1 3	0.6	0.6	0.5	0.5	0.8	2.5
Melvis	Melvis	Melvis 13	0.7	0.7	0.3	0.3	0.8	2.5
Comb1	Comb3 3	Comb1 3	1	1	0.8	0.8	1.3	2.5
Comb2	Comb3 3	Comb1 3	1	1	0.8	0.8	1.3	2.5
Atanag	Atanag 33	Atanag 13	0.7	0.7	0.2	0.2	0.8	1.6
T4	GP-1	Sov33	0.7	0.7	0.6	0.6	1	9.4
T5	GP-2	Sov33	0.8	0.8	0.6	0.6	1	9.4
T1	MANII	Sov33-1	1.7	1.7	1.7	1.7	2.4	12.5
T2	MANII	Sov33-	1.7	1.7	1.7	1.7	2.4	12.5

		1						
--	--	---	--	--	--	--	--	--

En resumen para el horario de máxima en el año 2017 se tiene la generación y demanda total que se muestra en la tabla 3.5. Donde se puede apreciar el balance del sistema en cuanto a generación/demanda

Tabla3.5 Resumen General máxima 2017

	Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	ΔP(MW)	ΔQ(Mvar)
	15.85	7.31	15.81	6.98	0.04	0.33

### 3.2.2 Media con paneles fotovoltaicos.

Para este horario entra la generación fotovoltaica.

El valor de penetración de la energía fotovoltaica se calcula según la expresión que se muestra en la figura 3.1.

$$penetración_{n_{FV}} (\%) = \frac{Generación_{total_{FV}} (MW)}{generación_{total} (MW)} \cdot 100$$

Figura3.1

Por lo que el nivel de penetración será de un 36%.

La tabla 3.6 muestra la generación y demanda total para este régimen.

Tabla 3.6 Resumen general

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	ΔP(MW)	ΔQ(Mvar)
11.03	5.04	11.01	4.90	0.02	0.15

La tabla 3.7 muestra como está compuesta la distribución de la generación.

Tabla3.7 Distribución de la generación.

	2017	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gm5	1.9	1.7
Gm6	2.6	1.7

Gm8	2.6	1.7
Pvg1	1	0
Pvg2	1	0
Pvg	2	0

En la tabla 3.2.1 se observa que no existe sobrecarga en las transferencias por las líneas para el horario de media en el año 2017.

Tabla 3.2.1 Transferencia en líneas media 2017

Nombre	envió	recibo	Penv MW	Qenv MW	Prec Mvar	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MV A	MVA max
3030	Sov33-1	VICon g33	-0.3	1.3	-0.3	1.3	0.002	0.008	1.4	24.3
4118	ViCon g33	Guaná bana	0.4	0.6	0.4	0.6	0.003	0.012	0.7	24.3
Columb	Guana bana	Colum b33	0.4	0.6	0.4	0.6	0.001	0.005	0.7	24.9
Tapeolic	Colum bi33	Eolico 3030	0.4	0.6	0.4	0.6	0.001	0.001	0.7	24.3
LaFe	Eolica 3030	14jun3 3	0.4	0.6	0.4	0.6	0.005	0.001	0.7	24.3
BandaM elvis	Enlace	Melvis 33	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	0.002	0.004	0.5	24.3
BandaL aFe	Enlace	30nov 33	0.4	0.4	0.4	0.4	0.002	0.002	0.5	24.3
Enlace3 030	30nov 33	14jun3 3					0.001	0.013		
3040	Sov33	Abralin ea	1.4	0.7	1.4	0.7	0.003	0.001	1.6	24.3
Atanalgi co	ESBE C37	Atanag 33	0.5	0.2	0.5	0.2	0.005	0.001	0.5	9.4
EnlaceA tana	ESBE C37	Melvis 33	0.9	0.5	0.9	0.5	0.003	0.001	1.1	24.3

3060	Sov33	Combinado33	1.1	1.1	1.1	1.1	0.002	0.002	1.6	24.3
3071	Sov33	3070	-2.5	-1.9	-2.5	-1.9	0.005	0.000	3.2	9.4
3072	Sov33-1	3070	2.5	1.9	2.5	1.9	0.001	0.000	3.2	9.4
Atanalgi co	Bombos	ESBE C37	1.4	0.7	1.4	0.7	0.001	0.00	1.6	24.3
Bombeo 3	Abralin ea	Bombos	1.4	0.7	1.4	0.7	0.002	0.00	1.6	24.3
L27	1	MANII	1.9	1.7	1.9	1.7	0.002	0.000	2.5	9.4
L28	2	MANII	2.6	1.7	2.6	1.7	0.003	0.00	3.1	9.4
L30	4	MANII	2.6	1.7	2.6	1.7	0.002	0.00	3.1	9.4

No existe sobrecarga por los transformadores como se muestra en la tabla 3.2.2.

Tabla3.2.2 Transferencia transformadores media 2017 con pfv

Nombr e	Envío	Recibo	Penv(MW)	Prec(MW)	Qenv( Mvar)	Qrec( Mvar)	MVA	MVA Max
VICNG 1	VICon g33	VICong 13	-0.4	-0.4	0.4	0.4	0.5	2.5
VICNG 2	VIcong 33	Vicong1 3	-0.3	-0.3	0.3	0.3	0.5	2.5
14jun1	14jun3 3	14jun13	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	2.5
14jun2	14jun3 3	14jun13	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	2.5
30-nov	30nov 3	30nov1 3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	2.5
Melvis	Melvis	Melvis1 3	0.5	0.5	0.2	0.2	0.5	2.5
Comb1	Comb3 3	Comb13	0.5	0.5	0.6	0.6	0.8	2.5

Comb2	Comb3 3	Comb13	0.5	0.5	0.6	0.6	0.8	2.5
Atanag	Atanag 33	Atanag1 3	0.5	0.5	0.2	0.2	0.5	1.6
T1	MANII	Sov33-1	1.1	1.1	1.6	1.6	2	12.5
T2	MANII	Sov33-1	1.1	1.1	1.6	1.6	2	12.5

En la tabla 3.2.3 se muestra la generación de los parques y las pérdidas del sistema con cada uno conectado.

Tabla 3.2.3 Distribución de la Generación

	Pg(MW)	$\Delta p$ (MW)
Pvg1	1	0.023
Pvg2	1	0.029
Pvg	2	0.021

En la tabla 3.2.4 se ven las pérdidas que aporta al sistema la salida de cada parque.

Tabla 3.2.4 Pérdidas por salida de parques.

	$\Delta P$ (MW)
Pvg1	0.02764
Pvg2	0.02239
Pvg	0.01955

### 3.2.3 Media Sin paneles fotovoltaicos

La generación y demanda total del horario de media sin los parques fotovoltaicos conectados se muestra en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Resumen General.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
11.05	5.16	11.01	4.86	0.03	0.30

En la siguiente tabla se observa como está compuesta la generación sin los parques operando.

Tabla 3.3.1 Distribución de la Generación.

	2017	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gp2	1.5	0.9
Gm7	2.4	1.1
Gm5	2.3	1.1
Gm6	2.4	1.1
Gm8	2.4	1.1

En las tablas (3.3.2) y (3.3.3) se observan que no existe sobrecarga alguna en las transferencias por líneas y transformadores en el horario de media sin paneles en el año 2017.

Tabla 3.3.2 Transferencia en líneas media 2017 sin pfv

Nombre	envío	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Prec MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA Max
3030	Sov3 3-1	VICon g33	2.7	1.3	2.7	1.3	0.002	0.008	3	24.3
4118	ViCo ng33	Guaná bana	1.4	0.6	1.4	0.6	0.003	0.012	1.5	24.3
Columb	Guan ában a	Colum b33	1.4	0.6	1.4	0.6	0.001	0.001	1.5	24.3
Tapeolic	Colu mbi3 3	Eolico 3030	1.4	0.6	1.4	0.6	0.002	0.004	1.5	24.3
LaFe	Eolic a303 0	14jun3 3	1.4	0.6	1.4	0.6	0.002	0.002	1.5	24.3
BandaM elvis	Enlac e	Melvis 33	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	0.003	0.001	0.5	24.5

BandaLaFe	Enlace	30nov33	0.4	0.4	0.4	0.4	0.005	0.001	0.5	24.5
3040	Sov33	Abralinea	1.4	0.7	1.4	0.7	0.002	0.002	1.6	24.3
Atanalgi co	ESB EC37	Atanag 33	0.5	0.2	0.5	0.2	0.001	0.000	0.5	9.5
EnlaceA tana	ESB EC37	Melvis 33	0.9	0.5	0.9	0.5	0.001	0.00	1.1	24.3
3060	Sov3 3	Combi nado3 3	2.1	1.2	2.1	1.2	0.002	0.00	2.4	24.3
A505 2	Gp-2	A505	-0.8	-0.5	-0.8	-0.5	0.003	0.00	0.9	9.4
A505 1	Gp-1	A505	-0.7	-0.5	-0.7	-0.5	0.002	0.00	0.9	9.4
3071	Sov3 3	3070	-2	-1	-2	-1	0.003	0.013	2.3	9.4
3072	Sov3 3-1	3070	2	1	2	1	0.002	0.004	2.3	9.4
Atanalgi co	Bomb eos	ESBE C37	1.4	0.7	1.4	0.7	0.001	0.000	1.6	24.3
Bombeo 3	Abrali nea	Bombe os	1.4	0.7	1.4	0.7	0.002	0.008	1.6	24.3
L27	1	MANII	2.3	1.1	2.3	1.1	0.003	0.012	2.6	9.4
L28	2	MANII	2.4	1.1	2.4	1.1	0.001	0.005	2.6	9.4
L29	3	MANII	2.4	1.1	2.4	1.1	0.001	0.001	2.6	9.4
L30	4	MANII	2.4	1.1	2.4	1.1	0.005	0.001	2.6	9.4

Tabla 3.3.3 Transferencia transformadores media 2017 sin pfv

Nombr e	Envío	Recibo	Penv MW	Prec MW	Qenv Mvar	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA max
VICN G1	VICon g33	VICon g13	0.7	0.7	0.4	0.3	0	0.013	0.8	2.5
VICN	VIcong	Vicong	0.7	0.7	0.4	0.3	0	0.013	0.8	2.5

G2	33	13								
14jun1	14jun3	14jun1	0.7	0.7	0.3	0.3	0	0.014	0.8	2.5
	3	3								
14jun2	14jun3	14jun1	0.7	0.7	0.3	0.3	0	0.014	0.8	2.5
	3	3								
30-nov	30nov3	30nov1	0.4	0.4	0.4	0.3	0	0.007	0.5	2.5
		3								
Melvis	Melvis	Melvis	0.5	0.5	0.2	0.2	0	0.007	0.5	2.5
		13								
Comb	Comb3	Comb1	1	1	0.6	0.6	0	0.002	1.2	2.5
1	3	3								
Comb	Comb3	Comb1	1	1	0.6	0.6	0	0.002	1.2	2.5
2	3	3								
Atana	Atanag	Atanag	0.5	0.5	0.2	0.2	0	0.012	0.5	1.6
g	33	13								
T4	GP-1	Sov33	0.7	0.7	0.5	0.4	0	0.01	0.9	9.4
T5	GP-2	Sov33	0.8	0.8	0.5	0.4	0	0.01	0.9	9.4
T1	MANII	Sov33-	2.4	2.4	1.2	1.2	0	0.03	2.7	12.5
		1								
T2	MANII	Sov33-	2.4	2.4	1.2	1.2	0	0.03	2.7	12.5
		1								

### 3.2.4 Mínima

Se puede observar en la tabla 3.4 la generación y demanda total para mínima y en la tabla 3.4.1 como está distribuida la misma.

Tabla 3.4 Tabla generación y demanda total.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
5.03	2,30	5.01	2.23	0.01	0.07

Tabla 3.4.1 Distribución de la generación

	2017	
	P(MW)	Q(Mvar)

Gm7	1.5	0.8
Gm5	2	0.7
Gm6	1.5	0.8

La tabla 3.4.2 muestra que los voltajes en los nodos para este horario están dentro de los permitidos por el sistema.

Tabla 3.4.2 de nodos mínima 2017

	Vop(kV)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	Vmin(kV)	Vmax(kV)
VICong13	13.56	0.6	0.3	13.1	14.5
14jun13	13.81	0.6	0.3	13.1	14.5
Atanag13	13.83	0.2	0.1	13.1	14.5
Melvis13	13.84	0.2	0.1	13.1	14.5
30nov13	13.79	0.2	0.2	13.1	14.5
Comb13	13.87	1	0.5	13.1	14.4
MANII	13.67	2.2	0.8	13.1	14.5

No existe sobrecarga en las transferencias por las líneas y tienen unas pérdidas pequeñas, como muestra la figura 3.4.3.

Tabla 3.4.3 Transferencia en líneas mínima 2017

Nombre	envío	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Prec MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA Max
3030	Sov3 3-1	VICon g33	1.2	0.6	1.2	0.6	0.002	0.008	1.4	24.3
4118	ViCo ng33	Guaná bana	0.6	0.3	0.6	0.3	0.003	0.012	0.7	24.3
Columb	Guan ában a	Colum b33	0.6	0.3	0.6	0.3	0.001	0.001	0.7	24.3
Tapeolic	Colu mbi3 3	Eolico 3030	0.6	0.3	0.6	0.3	0.002	0.004	0.7	24.3

LaFe	Eolica3030	14jun33	0.6	0.3	0.6	0.3	0.002	0.002	0.7	24.3
BandaMelvis	Enlace	Melvis33	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	0.003	0.001	0.2	24.3
BandaLaFe	Enlace	30nov33	0.2	0.2	0.2	0.2	0.005	0.001	0.2	24.3
3040	Sov33	Abralin ea	0.7	0.3	0.7	0.3	0.002	0.002	0.7	24.3
Atanalgi co	ESB EC37	Atanag 33	0.2	0.1	0.2	0.1	0.001	0.000	0.2	9.4
EnlaceA tana	ESB EC37	Melvis 33	0.4	0.2	0.4	0.2	0.001	0.000	0.5	24.3
3060	Sov33	Combi nado3 3	1	0.5	1	0.5	0.002	0.000	1.1	24.3
3071	Sov33	3070	-1.7	-0.8	-1.7	-0.8	0.003	0.013	1.9	9.4
3072	Sov33-1	3070	1.7	0.8	1.7	0.8	0.002	0.004	1.9	9.4
Atanalgi co	Bomb eos	ESBE C37	0.7	0.3	0.7	0.3	0.001	0.000	0.7	24.3
Bombeo 3	Abrali nea	Bombe os	0.7	0.3	0.7	0.3	0.002	0.008	0.7	24.3
L27	1	MANII	2	0.7	2	0.7	0.003	0.012	2.2	9.4
L28	2	MANII	1.5	0.8	1.5	0.8	0.001	0.005	1.3	9.4
L29	3	MANII	1.5	0.8	1.5	0.8	0.001	0.001	1.3	9.4

En la siguiente tabla se muestran los niveles de potencia transferidos por los transformadores en el horario de mínima como se puede apreciar no existe ninguna sobrecarga.

Tabla 3.4.4 Transferencia transformadores minima2017

Nombr e	Envío	Recibo	Penv MW	Prec MW	Qenv Mvar	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA Max
VICNG 1	VICon g33	VICong 13	0.3	0.3	0.2	0.2	0	0.013	0.3	2.5
VICNG 2	VIcon g33	Vicong1 3	0.3	0.3	0.2	0.2	0	0.013	0.3	2.5
14jun1	14jun3 3	14jun13	0.3	0.3	0.2	0.2	0	0.014	0.3	2.5
14jun2	14jun3 3	14jun13	0.3	0.3	0.2	0.2	0	0.014	0.3	2.5
30-nov	30nov 3	30nov1 3	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0.007	0.2	2.5
Melvis	Melvis	Melvis1 3	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0.007	0.2	2.5
Comb1	Comb 33	Comb13	0.5	0.5	0.3	0.3	0	0.002	0.6	2.5
Comb2	Comb 33	Comb13	0.5	0.5	0.3	0.3	0	0.002	0.6	2.5
Atanag	Atana g33	Atanag1 3	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0.012	0.2	1.6
T1	MANII	Sov33-1	1.4	1.4	0.7	0.7	0	0.03	1.6	12.5
T2	MANII	Sov33-1	1.4	1.4	0.7	0.7	0	0.03	1.6	12.5

### 3.3 Estudio estadístico del año 2018

Se mostraran las tablas obtenidas del software psx a partir de la estimación al crecimiento de la demanda en el año 2018.

#### 3.3.1 MAXIMA

La tabla 3.5 muestra la generación y demanda total del sistema en el horario de máxima para el año 2018.

Tabla 3.5 Resumen General.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
16.34	7.44	16.30	7.10	0.04	0.35

La generación está distribuida como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 3.5.1 Distribución de la Generación.

	2018	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gp2	1.5	1.3
Gm7	2.6	1.5
Gm5	3.1	1.5
Gm6	2.6	1.5
Gm8	2.6	1.5
Pvg1	1	0
Pvg2	1	0
Pvg	2	0

Los niveles de voltajes están dentro de los permisibles por el sistema como se muestra en la tabla 3.5.2.

Tabla 3.5.2 Tabla de nodos máxima 2018

	Vop(kV)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	Vmin(kV)	Vmin(max)
VICong13	13.37	2	1	13.1	14.5
14jun13	13.53	2.1	0.8	13.1	14.5
Atanag13	13.51	0.7	0.2	13.1	14.5
Melvis13	13.55	0.7	0.2	13.1	14.5
30nov13	13.36	0.6	0.5	13.1	14.5
Comb13	13.60	3.1	1.7	13.1	14.4
MANII	13.67	7.1	2.7	13.1	14.5

En la tabla 3.5.3 y 3.5.4 se muestran que no existen sobrecargas en las transferencias de línea y transformadores.

Tabla 3.5.4 Tabla transferencia línea máxima 2018

Nombre	envío	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Prec MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA Max
3030	Sov3 3-1	VICon g33	1.1	1.9	1.1	1.9	0.002	0.008	2.2	24.3
4118	ViCo ng33	Guaná bana	1.1	0.8	1.1	0.8	0.003	0.012	1.4	24.3
Columb	Guan ábana	Colum b33	1.1	0.8	1.1	0.8	0.001	0.001	1.4	24.3
Tapeolic	Colu mbi3 3	Eolico 3030	1.1	0.8	1.1	0.8	0.002	0.004	1.4	24.3
LaFe	Eolic a303 0	14jun3 3	1.1	0.8	1.1	0.8	0.002	0.002	1.4	24.3
BandaM elvis	Enlac e	Melvis 33	-0.6	-0.5	-0.6	-0.5	0.003	0.001	0.8	24.3
BandaL aFe	Enlac e	30nov 33	0.6	0.5	0.6	0.5	0.005	0.001	0.8	24.3
Enlace3 030	30no v33	14jun3 3					0.002	0.002		
3040	Sov3 3	Abralin ea	2	1	2	1	0.001	0.000	2.3	24.3
Atanalgi co	ESB EC37	Atanag 33	0.7	0.2	0.7	0.2	0.001	0.00	0.7	9.4
EnlaceA tana	ESB EC37	Melvis 33	1.3	0.7	1.3	0.7	0.002	0.00	1.5	24.3
3060	Sov3 3	Combi nado3 3	2.1	1.8	2.1	1.8	0.003	0.013	2.8	24.3

A505 2	Gp-2	A505	-0.8	-0.7	-0.8	-0.7	0.002	0.004	1	9.4
A505 1	Gp-1	A505	-0.7	-0.6	-0.7	-0.6	0.001	0.000	1	9.4
3071	Sov3 3	3070	-2.6	-1.5	-2.6	-1.5	0.002	0.008	3	9.4
3072	Sov3 3-1	3070	2.6	1.5	2.6	1.5	0.003	0.012	3	9.4
Atanalgi co	Bomb eos	ESBE C37	2	1	2	1	0.001	0.005	2.2	24.3
Bombeo 3	Abrali nea	Bombe os	2	1	2	1	0.001	0.001	2.3	24.3
L27	1	MANII	3.1	1.5	3.1	1.5	0.002	0.008	3.4	9.4
L28	2	MANII	2.6	1.5	2.6	1.5	0.003	0.012	3	9.4
L29	3	MANII	2.6	1.5	2.6	1.5	0.001	0.001	3	9.4
L30	4	MANII	2.6	1.5	2.6	1.5	0.002	0.004	3	9.4

Tabla 3.5.4 Tabla Transferencia transformadores máxima 2018

Nom bre	Envío	Recibo	Penv MW	Prec MW	Qenv Mvar	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA max
VICN G1	VICon g33	VICon g13			0.5	0.5	0	0.013	0.5	2.5
VICN G2	VICon g33	VICon g13			0.5	0.5	0	0.013	0.5	2.5
14jun 1	14jun33	14jun13	0.6	0.6	0.4	0.4	0	0.014	0.7	2.5
14jun 2	14jun33	14jun13	0.5	0.5	0.4	0.4	0	0.014	0.7	2.5
30- nov	30nov3	30nov1 3	0.6	0.6	0.5	0.5	0	0.007	0.8	2.5
Melvi s	Melvis	Melvis1 3	0.7	0.7	0.2	0.2	0	0.007	0.7	2.5
Com	Comb33	Comb13	1	1	0.9	0.9	0	0.002	1.4	2.5

b1										
Com b2	Comb33	Comb13	1	1	0.9	0.9	0	0.002	1.4	2.5
Atana g	Atanag3 3	Atanag1 3	0.7	0.7	0.2	0.2	0	0.012	0.7	1.6
T4	GP-1	Sov33	0.7	0.7	0.6	0.6	0	0.03	1	9.4

### 3.3.2 Media con paneles

La tabla 3.6.1 muestra un resumen general de este régimen de carga con la generación fotovoltaica operando.

Tabla 3.6.1 Resumen General.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
11.35	5.05	11.33	4.94	0.02	0.14

Tabla 3.6.1 distribución de la generación.

	2018	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gm7	1.8	1.3
Gm5	1.9	1.3
Gm6	1.8	1.3
Gm8	1.8	1.3
Pvg1	1	0
Pvg2	1	0
Pvg	2	0

Para este horario entra la generación fotovoltaica.

El valor de penetración de la energía fotovoltaica se calcula según la expresión que se muestra en la figura 3.1.

Por lo que el nivel de penetración será de un 35.39%.

En la tabla 3.6.2 se muestra que no existe sobrecarga en ninguna transferencia y las pérdidas son razonables.

Tabla 3.6.2 Transferencia en líneas media 2018

Nombre	Envió	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Prec MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA max
3030	Sov3 3-1	VICon g33	-0.1	1.3	-0.1	1.3	0.002	0.008	1.3	24.3
4118	ViCo ng33	Guaná bana	0.5	0.6	0.5	0.6	0.003	0.012	0.7	24.3
Columb	Guan ábana	Colum b33	0.5	0.6	0.5	0.6	0.001	0.001	0.7	24.9
Tapeolic	Colu mbi3 3	Eolico 3030	0.5	0.6	0.5	0.6	0.002	0.004	0.7	24.3
LaFe	Eolic a303 0	14jun3 3	0.5	0.6	0.5	0.6	0.002	0.002	0.7	24.3
BandaM elvis	Enlac e	Melvis 33	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	0.003	0.001	0.6	24.3
BandaL aFe	Enlac e	30nov 33	0.4	0.4	0.4	0.4	0.005	0.001	0.5	24.3
Enlace3 030	30no v33	14jun3 3					0.002	0.002		
3040	Sov3 3	Abralin ea	1.4	0.7	1.4	0.7	0.001	0.000	1.6	24.3
Atanalgi co	ESB EC37	Atanag 33	0.5	0.1	0.5	0.1	0.001	0.00	0.5	9.4
EnlaceA tana	ESB EC37	Melvis 33	0.9	0.5	0.9	0.5	0.002	0.00	1	24.3
3060	Sov3 3	Combi nado3 3	1.2	1.2	1.2	1.2	0.003	0.013	1.7	24.3

3071	Sov33	3070	-2.6	-1.9	-2.6	-1.9	0.002	0.004	3.2	100
3072	Sov33-1	3070	2.6	1.9	2.6	1.9	0.001	0.000	3.2	100
Atanalgi co	Bomb eos	ESBE C37	1.4	0.7	1.4	0.7	0.002	0.008	1.5	24.3
Bombeo 3	Abrali nea	Bombe os	1.4	0.7	1.4	0.7	0.003	0.012	1.6	24.3
L27	1	MANII	1.9	1.3	1.9	1.3	0.001	0.005	2.3	100
L28	2	MANII	2.6	1.3	2.6	1.3	0.001	0.001	2.2	100
L29	3	MANII	0	1.3	0	1.3	0.002	0.008	2.2	100
L30	4	MANII	2.6	1.3	2.6	1.3	0.003	0.012	2.2	100

En la tabla 3.6.3 se observan las transferencias por los transformadores las cuales no tienen ninguna sobrecarga.

Tabla3.6.3 Transferencia transformadores media 2018 con pfv

Nombre	Envío	Recibo	Penv(MW)	Prec(Mw)	Qenv(Mvar)	Qrec(Mvar)	MVA	MVA max
VICNG1	VICon g33	VICon g13	-0.3	-0.3	0.4	0.4	0.5	2.5
VICNG2	VIcong 33	Vicong 13	-0.3	-0.3	0.4	0.4	0.5	2.5
14jun1	14jun3 3	14jun1 3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	2.5
14jun2	14jun3 3	14jun1 3	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	2.5
30-nov	30nov 3	30nov 13	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	2.5
Melvis	Melvis	Melvis 13	0.5	0.5	0.1	0.1	0.5	2.5
Comb1	Comb3 3	Comb1 3	0.6	0.6	0.6	0.6	0.8	2.5
Comb2	Comb3	Comb1	0.6	0.6	0.6	0.6	0.8	2.5

	3	3						
Atanag	Atanag 33	Atanag 13	0.5	0.5	0.1	0.1	0.5	1.6
T1	MANII	Sov33-1	1.2	1.2	1.6	1.6	2	12.5
T2	MANII	Sov33-1	1.2	1.2	1.6	1.6	2	12.5

En la tabla 3.6.4 se muestra la generación de los parques y las pérdidas del sistema con ellos conectados.

Tabla 3.6.4 Distribución de la Generación.

	Pg(MW)	$\Delta p$ (MW)
Pvg1	1	0.021
Pvg2	1	0.030
Pvg	2	0.020

En la tabla 3.6.5 se ven las pérdidas que aporta al sistema la salida de cada parque.

Tabla 3.6.5 Perdidas por salida de parques.

	$\Delta P$ (MW)
Pvg1	0.02853
Pvg2	0.02258
Pvg	0.02000

### 3.3.3 Media Sin paneles

La tabla 3.7.1 muestra los valores de generación y carga total para este horario de media.

Tabla 3.7.1 Resumen General.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
11.46	5.37	11.47	5	0.03	0.37

Tabla 3.7.2 distribución de la generación

	2018	
	P(MW)	Q(MVAr)
Gp3	2	0.3
Gp2	2	0.3
Gm7	1.8	1.2
Gm5	2.1	1.2
Gm6	1.8	1.2
Gm8	1.8	1.2

No existe sobrecarga en las transferencias por las líneas como se muestra en la tabla 3.7.3

Tabla 3.7.3 Transferencia en líneas media 2018 sin pfv

Nombre	Envío	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Prec MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA max
3030	Sov3 3-1	VICon g33	2.9	1.4	2.9	1.4	0.002	0.008	3.2	24.3
4118	ViCo ng33	Guaná bana	1.5	0.7	1.5	0.7	0.003	0.012	1.7	24.3
Columb	Guan ában a	Colum b33	1.5	0.7	1.5	0.7	0.001	0.001	1.6	24.3
Tapeolic	Colu mbi3 3	Eolico 3030	1.5	0.6	1.5	0.6	0.002	0.004	1.6	24.3
LaFe	Eolic a303 0	14jun3 3	1.5	0.6	1.5	0.6	0.002	0.002	1.6	24.3
BandaM elvis	Enlac e	Melvis 33	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	0.003	0.001	0.6	24.3
BandaL aFe	Enlac e	30nov 33	0.4	0.4	0.4	0.4	0.005	0.001	0.6	24.3

3040	Sov3 3	Abralinea	1.4	0.7	1.4	0.7	0.003	0.001	1.6	24.3
Atanalgi co	ESB EC37	Atanag 33	0.4	0.1	0.4	0.1	0.005	0.000	0.5	9.4
EnlaceA tana	ESB EC37	Melvis 33	0.9	0.5	0.9	0.5	0.001	0.000	1	24.3
3060	Sov3 3	Combi nado3 3	2.2	1.3	2.2	1.3	0.001	0.00	2.5	24.3
A505 1	Gp-1	A505	-2	-0.3	-2	-0.3	0.002	0.000	2	100
3071	Sov3 3	3070	0.4	-1.5	0.4	-1.5	0.003	0.00	1.5	100
3072	Sov3 3-1	3070	-0.4	1.5	-0.4	1.5	0.002	0.00	1.5	100
Atanalgi co	Bomb eos	ESBE C37	1.4	0.7	1.4	0.7	0.003	0.013	1.5	24.3
Bombeo 3	Abrali nea	Bombe os	1.4	0.7	1.4	0.7	0.002	0.004	1.6	24.3
L27	1	MANII	2.1	1.2	2.1	1.2	0.002	0.000	2.4	100
L28	2	MANII	1.8	1.2	1.8	1.2	0.002	0.000	2.2	100
L29	3	MANII	1.8	1.2	1.8	1.2	0.005	0.000	2.2	100
L30	4	MANII	1.8	1.2	1.8	1.2	0.001	0.000	2.2	100

La tabla 3.7.4 muestra las transferencias en los transformadores para este horario y se observa que no existe sobrecarga en ninguna de esta.

Tabla 3.7.4 Transferencia transformadores media 2018 sin pfv

Nombr e	Envío	Recibo	Penv(MW)	Prec(MW )	Qenv Mvar	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA max
VICNG 1	VICon g33	VICon g13	0.7	0.7	0.4	0.4	0	0.013	0.8	2.5
VICNG 2	VIcon g33	Vicong 13	0.7	0.7	0.3	0.3	0	0.013	0.8	2.5
14jun1	14jun3 3	14jun1 3	0.8	0.8	0.3	0.3	0	0.014	0.8	2.5
14jun2	14jun3 3	14jun1 3	0.7	0.7	0.3	0.3	0	0.014	0.8	2.5
30-nov	30nov 3	30nov 13	0.4	0.4	0.3	0.3	0	0.007	0.5	2.5
Melvis	Melvis	Melvis 13	0.5	0.5	0.1	0.1	0	0.007	0.5	2.5
Comb1	Comb 33	Comb1 3	1.1	1.1	0.6	0.6	0	0.002	1.3	2.5
Comb2	Comb 33	Comb1 3	1.1	1.1	0.6	0.6	0	0.002	1.3	2.5
Atanag	Atana g33	Atanag 13	0.5	0.5	0.1	0.1	0	0.012	0.5	1.6
T4	GP-1	Sov33	2	2	0.3	0.3	0	0.01	2	9.4
T5	GP-2	Sov33	2	2	0.3	0.3	0	0.01	2	9.4
T1	MANII	Sov33-1	1.3	1.3	1.4	1.4	0	0.03	2	12.5
T2	MANII	Sov33-1	1.3	1.3	1.4	1.4	0	0.03	2	12.5

### 3.3.4 Mínima

En la tabla 3.8.1 se puede observar que la generación y la demanda en este horario son realmente pequeña.

Tabla 3.8.1 resumen general.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
5.11	2.37	5.10	2.30	0.01	0.07

La tabla 3.8.2 muestra como está compuesta la generación en este horario.

Tabla 3.8.2 distribución de la generación.

	2018	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gm7	1.7	0.8
Gm5	1.7	0.8
Gm6	1.7	0.8

Los niveles de voltajes mostrados en la tabla 3.8.3 están dentro del nivel permisible.

Tabla 3.8.3 nodos mínima 2018

	Vop(kV)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	Vmin(kV)	Vmin(max)
VI Cong13	13.56	0.6	0.3	13.1	14.5
14jun13	13.81	0.6	0.3	13.1	14.5
Atanag13	13.83	0.2	0.1	13.1	14.5
Melvis13	13.84	0.2	0.1	13.1	14.5
30nov13	13.79	0.2	0.2	13.1	14.5
Comb13	13.87	1	0.5	13.1	14.4
MANII	13.67	2.3	0.8	13.1	14.5

Las tablas 3.8.4 y 3.8.5 muestran que no existen sobrecargas en las transferencias de líneas y transformadores para este horario de mínima.

Tabla 3.8.4 Transferencia en líneas mínima 2018

Nombre	envío	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Prec MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA Max
3030	Sov33-1	VI Cong 33	1.2	0.6	1.2	0.6	0.002	0.008	1.4	24.3
4118	Vi Cong 33	Guanábana	0.6	0.3	0.6	0.3	0.003	0.012	0.7	24.3
Columb	Guanábana	Columb 33	0.6	0.3	0.6	0.3	0.001	0.001	0.7	24.3
Tapeolic	Columbi 33	Eolico 3030	0.6	0.3	0.6	0.3	0.002	0.004	0.7	24.3
LaFe	Eolica 3030	14jun33	0.6	0.3	0.6	0.3	0.002	0.002	0.7	24.3
BandaMelvis	Enlace	Melvis 33	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	0.003	0.001	0.2	24.3
BandaLaFe	Enlace	30nov33	0.2	0.2	0.2	0.2	0.005	0.001	0.2	24.3
3040	Sov33	Abralina	0.7	0.3	0.7	0.3	0.002	0.002	0.7	24.3
Atanalgi co	ESBE C37	Atanag 33	0.2	0.1	0.2	0.1	0.001	0.000	0.2	24.3
EnlaceAtana	ESBE C37	Melvis 33	0.4	0.2	0.4	0.2	0.001	0.000	0.5	24.3
3060	Sov33	Combinado 33	1	0.5	1	0.5	0.002	0.000	1.1	24.3
3071	Sov33	3070	-1.7	-0.8	-1.7	-0.8	0.003	0.013	1.9	24.3
3072	Sov33-1	3070	1.7	0.8	1.7	0.8	0.002	0.004	1.9	24.3
Atanalgi co	Bombos	ESBE C37	0.7	0.3	0.7	0.3	0.001	0.000	0.7	24.3
Bombeo 3	Abralina	Bombeos	0.7	0.3	0.7	0.3	0.002	0.008	0.7	24.3

L27	1	MANII	2	0.7	2	0.7	0.003	0.012	2.2	9.4
L28	2	MANII	1.5	0.8	1.5	0.8	0.001	0.005	1.6	9.4
L29	3	MANII	1.5	0.8	1.5	0.8	0.001	0.001	1.6	9.4

Tabla 3.8.5 Transferencia transformadores mínima 2018

Nombr e	Envío	Recibo	Penv MW	Prec MW	Qenv Mvar	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA max
VICNG 1	VICon33	VICon13	0.3	0.3	0.2	0.2	0	0.013	0.3	2.5
VICNG 2	VIcon33	Vicon13	0.3	0.3	0.1	0.1	0	0.013	0.3	.5
14jun1	14jun33	14jun13	0.3	0.3	0.2	0.2	0	0.014	0.3	2.5
14jun2	14jun33	14jun13	0.3	0.3	0.1	0.1	0	0.014	0.3	2.5
30-nov	30nov3	30nov13	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0.007	0.2	2.5
Melvis	Melvis	Melvis13	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0.007	0.2	2.5
Comb1	Comb33	Comb13	0.5	0.5	0.2	0.2	0	0.002	0.6	2.5
Comb2	Comb33	Comb13	0.5	0.5	0.2	0.2	0	0.002	0.6	2.5
Atanag	Atanag33	Atanag13	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0.012	0.2	1.6
T1	MANII	Sov33-1	1.4	1.4	0.7	0.7	0	0.03	1.6	12.5
T2	MANII	Sov33-1	1.4	1.4	0.7	0.7	0	0.03	1.6	12.5

Los años 2020 y 2025 se muestran en el anexo1.

## **CONCLUSIONES**

1. Los estudios de desarrollo perspectivo generalmente se realizan para evaluar el comportamiento del SEP en años posteriores y donde deben determinarse la capacidad de las redes existentes de soportar los incrementos de carga y generación previstos. Estos trabajos solo requieren la modelación en estado estable del SEP.
2. Se realizó una actualización del sistema eléctrico de la Isla de la Juventud y se calcularon las cargas a servir en los años 2018,2020 y 2025. Estos regímenes son de vital importancia para el personal técnico de la empresa eléctrica.
3. Los resultados demuestran que existe capacidad en líneas y transformadores para asumir los incrementos de cargas previstos y que los valores de voltajes en todos los casos se mantienen dentro de los límites permisibles.

## **RECOMENDACIONES**

1. Extender el alcance de estos estudios a estudios dinámicos para observar el comportamiento del SEP ante fallas.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Barrenetxea, A. I. Protecciones de Sistemas de Potencia.
- [2] Ramírez, C. H. (1987). Redes y Sistemas Eléctricos.  
Stevenson W. D., Grainger J.J (Año 1996). "*Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia*". McGraw-Hill, Inc., U.S.A.
- [3] Stevenson, W. D. (1977). Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.
- [4] Labori, H. S. L. (2006). Transmisión de Energía Eléctrica Mediante Corriente Alterna.
- [5] Boucher, R. (1991). "A Summary of the Regional Underground Distribution Practices for 1991, Regional Underground Distribution Practices (IEEE paper 91TH0398-8-PWR)."  
Hernández, A. A. Generalidades de los sistemas eléctricos aislados.
- [6] M. Bollen och H. Fainan, "Integration of Distributed Generation in the Power System", Hoboken, New Jersey: John Wiley and Sons, Inc, 2011.
- [7] T. Walla, J. Widen, J. Johansson and C. Bergerland, "Determining and Increasing the PV Hosting Capacity for Photovoltaics in the Swedish Distribution Grids," in European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, 2012.
- [8] I. E. Agecy, "Contribution of renewables to energy security," Paris, 2007.
- [9] I. R. S.A. (2011). Iberdrola re-novables logra un récord histórico de producción eólica en Estados Unidos durante el segundo trimestre de 2010. Available:  
<http://www.iberdrola.es/>
- [10] Romero, S. M. (2008). Supervisión a la operatividad de la generación en sistemas eléctricos aislados.
- [11] Tesis de Grado. Santa Clara Villa clara "Estudio perspectivo de la Red 110kV en la provincia de cienfuegos", Juan Carlos Leon Gomez,2016  
<http://dspace.uclv.edu.cu8089/handle/123456789/6521>



## ANEXOS

**2020**

### **Máxima**

En la tabla siguiente se muestra un reporte general con la generación y demanda total de este año para el caso de máxima.

Tabla A-1 Resumen General

Pg(mw)	Qg(mvar)	Pc(mw)	Qc(mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
17.45	7.50	17.40	7.10	0.05	0.40

En la tabla A-2 se muestra como está compuesta la generación para este régimen.

Tabla A-2 Distribución de la Generación

	2020	
	P(mw)	Q(mvar)
Gp2	1.5	1.3
Gp1		
Gm7	3.0	1.6
Gm5	3.0	1.6
Gm6	3.0	1.6
Gm8	3.0	1.6
Pvg1	1	0
Pvg2	1	0
Pvg	2	0

La tabla A-3 muestra los niveles de voltajes, como se puede apreciar todos están dentro de los niveles máximos y mínimos de voltaje

Tabla A-3 nodos máxima 2020

	Vop(kV)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	Vmin(kV)	Vmáx(kV)
VICong13	13.35	2.1	1.1	13.1	14.5
14jun13	13.49	2.2	0.9	13.1	14.5
Atanag13	13.48	0.8	0.2	13.1	14.5
Melvis13	13.51	0.8	0.2	13.1	14.5
30nov13	13.27	0.7	0.6	13.1	14.5
Comb13	13.66	3.3	1.3	13.1	14.4
MANII	13.67	7.5	2.8	13.1	14.5

En la tabla A-4 y A-5 se muestra que no tienen sobrecarga las transferencias por las líneas y generadores.

Tabla A-4 transferencias línea máxima 2020----

Nombre	Envío	Recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Prec MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA max
3030	Sov33-1	VICong33	1.3	2.1	1.3	2.1	0.002	0.008	2.5	24.3
4118	ViCong33	Guanábana	1.2	1	1.2	1	0.003	0.012	1.5	24.3
Columb	Guanábana	Columb33	1.2	1	1.2	1	0.001	0.001	1.5	24.3
Tapeolic	Columbi33	Eolico3030	1.2	0.9	1.2	0.9	0.002	0.004	1.5	16.5
LaFe	Eolica3030	14jun33	1.2	0.9	1.2	0.9	0.002	0.002	1.5	24.3
BandaMelvis	Enlace	Melvis33	-0.7	-0.6	-0.7	-0.6	0.003	0.001	0.9	17.8
BandaLaFe	Enlace	30nov33	0.7	0.6	0.7	0.6	0.005	0.001	0.9	9.4
3040	Sov33	Abralinea	2.3	1.1	2.3	1.1	0.002	0.002	2.6	14.9
Atanalgico	ESBEC37	Atanag33	0.8	0.2	0.8	0.2	0.001	0.000	0.8	16.5
EnlaceAtana	ESBEC37	Melvis33	1.5	0.9	1.5	0.9	0.001	0.00	1.7	16.5

3060	Sov33	Combinado33	2.3	1.4	2.3	1.4	0.002	0.00	2.7	16.5
A505 2	Gp-2	A505	-0.8	-0.6	-0.8	-0.6	0.003	0.013	1	24.3
A505 1	Gp-1	A505	-0.7	-0.6	-0.7	-0.6	0.002	0.004	1	24.3
3071	Sov33	3070	-3.1	-1.3	-3.1	-1.3	0.001	0.000	3.4	24.3
3072	Sov33-1	3070	3.1	1.3	3.1	1.3	0.002	0.008	3.4	16.5
Atanalgico	Bombeos	ESBEC37	2.3	1.1	2.3	1.1	0.003	0.012	2.6	9.4
Bombeo 3	Abra linea	Bombeos	2.3	1.1	2.3	1.1	0.001	0.005	2.6	9.4
L27	1	MANII	3	1.6	3	1.6	0.001	0.001	3.3	9.4
L28	2	MANII	3	1.6	3	1.6	0.002	0.008	3.4	9.4
L29	3	MANII	3	1.6	3	1.6	0.003	0.012	3.4	9.4
L30	4	MANII	3	1.6	3	1.6	0.001	0.001	3.4	24.3

Tabla A-5 Transferencias transformadores máxima 2020

Nombre	Envío	Recibo	Pen v(M W)	Prec(Mw )	Qenv(MVAr )	Qrec(MVAr)	MVA	MVA Max
VICNG1	VICong33	VICong13	0.1	0.1	0.6	0.6	0.6	
14jun1	14jun33	14jun13	0.6	0.6	0.5	0.5	0.8	
14jun2	14jun33	14jun13	0.6	0.6	0.5	0.4	0.8	
30-nov	30nov3	30nov13	0.7	0.7	0.6	0.6	0.9	
Melvis	Melvis	Melvis13	0.8	0.8	0.2	0.2	0.8	
Comb1	Comb33	Comb13	1.1	1.1	0.7	0.6	1.3	
Comb2	Comb33	Comb13	1.1	1.1	0.7	0.6	1.3	
Atanag	Atanag33	Atanag13	0.8	0.8	0.2	0.2	0.8	
T4	GP-1	Sov33	0.7	0.7	0.6	0.6	1	
T5	GP-2	Sov33	0.8	0.8	0.6	0.6	1	
T1	MANII	Sov33-1	2.2	2.2	1.7	1.7	2.8	
T2	MANII	Sov33-1	2.2	2.2	1.7	1.7	2.8	

## Media

### Con paneles

En la siguiente tabla se observa la generación y demanda total para este caso.

Tabla A-2 Resumen General.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
11.69	4.92	11.67	4.76	0.02	0.15

En la tabla A-2.1 se puede ver cómo está distribuida la generación.

Tabla A-2.1 Distribución de la Generación.

	2020	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gm7	2.0	1.2
Gm5	1.7	1.2
Gm6	2.0	1.2
Gm8	2.0	1.2
Pvg1	1	0
Pvg2	1	0
Pvg	2	0

En la tabla A-2.3 se muestra la generación de los parques y las pérdidas del sistema con cada uno conectado.

.Tabla A-2.3 Pérdidas en paneles.

	Pg(MW)	$\Delta p$ (MW)
Pvg1	1	0.02466
Pvg2	1	0.03047
Pvg	2	0.02345

En la tabla A-2.4 se ven las pérdidas que aporta al sistema la salida de cada parque.

Tabla A-2.4 Pérdidas por salida de paneles

	$\Delta P$ (MW)
Pvg1	0.03082
Pvg2	0.02470
Pvg	0.02211

En las tablas A-2.5 y A-2.6 se muestran los niveles de MVA de las transferencias y como se puede observar no existe sobrecarga en líneas o transformadores.

Tabla A-2.5 Transferencia en líneas media 2020

Nombre	Envío	recibo	Penv	Qenv	Pre c	Qrec	Perd P	Perd Q	MVA	MVA max
3030	Sov33-1	VI Cong33	-0.1	1.4	-0.1	1.4	0.002	0.008	1.4	24.3
4118	Vi Cong33	Guanábana	0.5	0.6	0.5	0.6	0.003	0.012	0.8	24.3
Columb	Guanábana	Columb33	0.5	0.6	0.5	0.6	0.001	0.001	0.8	24.3
Tapeolic	Columbi33	Eolico3030	0.5	0.6	0.5	0.6	0.002	0.004	0.8	24.3
LaFe	Eolica3030	14jun33	0.5	0.6	0.5	0.6	0.002	0.002	0.8	24.3
BandaMelvis	Enlace	Melvis33	-0.5	-0.4	-0.5	-0.4	0.003	0.001	0.6	24.3
BandaLaFe	Enlace	30nov33	0.5	0.4	0.5	0.4	0.005	0.001	0.6	24.3
3040	Sov33	Abralinea	1.6	0.7	1.6	0.7	0.002	0.002	1.7	24.3
Atanalgico	ESBEC37	Atanag33	0.5	0.1	0.5	0.1	0.001	0.000	0.6	9.4
EnlaceAtana	ESBEC37	Melvis33	1	0.6	1	0.6	0.001	0.00	1.2	24.3
3060	Sov33	Combinado33	1.2	0.9	1.2	0.9	0.002	0.00	1.5	24.3
3071	Sov33	3070	-2.8	-1.6	-2.8	-1.6	0.003	0.013	3.2	100

3072	Sov33-1	3070	2.8	1.6	2.8	1.6	0.002	0.004	3.2	100
Atanalgico	Bombeos	ESBEC37	1.6	0.7	1.6	0.7	0.001	0.000	1.7	24.3
Bombeo 3	Abralinea	Bombeos	1.6	0.7	1.6	0.7	0.002	0.008	1.7	24.3
L27	1	MANII	1.7	1.2	1.7	1.2	0.003	0.012	2.1	100
L28	2	MANII	2	1.2	2	1.2	0.001	0.005	2.3	100
L29	3	MANII	2	1.2	2	1.2	0.001	0.001	2.3	100
L30	4	MANII	2	1.2	2	1.2	0.002	0.008	2.3	100

Tabla A-2.6 Transferencia transformadores media 2020 con pfv

Nombre	Envío	Recibo	Pen v(M W)	Prec(Mw )	Qenv(MVAr )	Qrec(MVAr)	MVA
VICNG1	VICon33	VICon33	-0.3	-0.3	0.4	0.4	0.5
VICNG2	VIcon33	Vicon33	-0.3	-0.3	0.4	0.4	0.5
14jun1	14jun33	14jun13	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4
14jun2	14jun33	14jun13	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4
30-nov	30nov3	30nov13	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5
Melvis	Melvis	Melvis13	0.5	0.5	0.1	0.1	0.5
Comb1	Comb33	Comb13	0.6	0.6	0.4	0.4	0.8
Comb2	Comb33	Comb13	0.6	0.6	0.4	0.4	0.8
Atanag	Atanag33	Atanag13	0.5	0.5	0.1	0.1	0.6
T1	MANII	Sov33-1	1.3	1.3	1.5	1.5	2
T2	MANII	Sov33-1	1.3	1.3	1.5	1.5	2

# Media

## Sin paneles

En la siguiente tabla se muestra la generación y demanda total de este horario.

Tabla A-3 Resumen General.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
11.71	5.08	11.67	4.75	0.04	0.33

La tabla A-3.1 se muestra la distribución de la generación.

Tabla A-3.1 Distribución de la Generación.

	2020	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gp2	2	0.3
Gm7	2.2	1.2
Gm5	2.5	1.2
Gm6	2.5	1.2
Gm8	2.5	1.2

En las tablas de transferencias por líneas y transformadores A-3.2 y A-3.3 se puede observar que no existen sobrecargas para este horario.

Tabla A-3.2 Transferencia en líneas media 2020 sin pfv

Nombre	Envío	recibo	Penv	Qenv	Pre c	Qrec	Perd P	Perd Q	MVA	MVA max
3030	Sov33-1	VI Cong33	2.9	1.4	2.9	1.4	0.002	0.008	3.2	24.3
4118	Vi Cong33	Guanábana	1.5	0.7	1.5	0.7	0.003	0.012	1.7	24.3
Columb	Guanábana	Columb33	1.5	0.7	1.5	0.7	0.001	0.001	1.6	24.3
Tapeolic	Columbi33	Eolico3030	1.5	0.7	1.5	0.7	0.002	0.004	1.6	24.3
LaFe	Eolica3030	14jun33	1.5	0.6	1.5	0.6	0.002	0.002	1.6	24.3

BandaMelvis	Enlace	Melvis33	-0.5	-0.4	-0.5	-0.4	0.003	0.001	0.6	24.3
BandaLafe	Enlace	30nov33	0.5	0.4	0.5	0.4	0.005	0.001	0.6	24.3
3040	Sov33	Abralinea	1.6	0.7	1.6	0.7	0.003	0.001	1.6	24.3
Atanalgico	ESBEC37	Atanag33	0.5	0.6	0.5	0.6	0.005	0.000	0.5	9.4
EnlaceAtana	ESBEC37	Melvis33	1	0.9	1	0.9	0.001	0.000	1	24.3
3060	Sov33	Combinado33	2.2	-0.2	2.2	-0.2	0.001	0.00	2.5	24.3
A505 2	Gp-2	A505	-1	-0.1	-1	-0.1	0.002	0.00	0	100
A505 1	Gp-1	A505	-1	-1.4	-1	-1.4	0.002	0.000	2	100
3071	Sov33	3070	-1.8	1.4	-1.8	1.4	0.003	0.00	1.5	100
3072	Sov33-1	3070	1.8	0.7	1.8	0.7	0.002	0.00	1.5	100
Atanalgico	Bombeos	ESBEC37	1.6	0.7	1.6	0.7	0.003	0.013	1.5	24.3
Bombeo 3	Abralinea	Bombeos	1.6	1.2	1.6	1.2	0.002	0.004	1.6	24.3
L27	1	MANII	2.5	1.2	2.5	1.2	0.002	0.000	2.4	100
L28	2	MANII	2.5	1.2	2.5	1.2	0.002	0.000	2.2	100
L29	3	MANII	2.2	1.2	2.2	1.2	0.005	0.000	2.2	100
L30	4	MANII	2.5	1.2	2.5	1.2	0.001	0.000	2.2	100

Tabla A-3.3 Transferencia transformadores media 2020 sin pfv

Nombre	Envío	Recibo	Penv(MW)	Prec(Mw)	Qenv(MVAr)	Qrec(MVAr)	Perd P	Perd Q
VICNG 1	VICong33	VICong13	0.7	0.7	0.4	0.4	0	0.013
VICNG 2	Vicong33	Vicong13	0.7	0.7	0.4	0.4	0	0.013
14jun1	14jun33	14jun13	0.8	0.8	0.3	0.3	0	0.014
14jun2	14jun33	14jun13	0.7	0.7	0.3	0.3	0	0.014

30-nov	30nov3	30nov13	0.5	0.5	0.4	0.4	0	0.007
Melvis	Melvis	Melvis13	0.5	0.5	0.1	0.1	0	0.007
Comb1	Comb33	Comb13	1.1	1.1	0.5	0.5	0	0.002
Comb2	Comb33	Comb13	1.1	1.1	0.5	0.5	0	0.002
Atanag	Atanag3 3	Atanag1 3	0.5	0.5	0.1	0.1	0	0.012
T4	GP-1	Sov33	1	1	0.1	0.1	0	0.01
T5	GP-2	Sov33	1	1	0.2	0.2	0	0.01
T1	MANII	Sov33-1	2.3	2.3	1.4	1.4	0	0.03
T2	MANII	Sov33-1	2.3	2.3	1.4	1.4	0	0.03

### Mínima

La siguiente tabla muestra un resumen general de la generación y demanda total.

Tabla A-4 Resumen General.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
5.61	2.48	5.60	2.40	0.01	0.08

La tabla A-4.1 muestra la distribución de la generación.

TablaA-4.1 Distribución de la Generación.

	2020	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gm7	1.8	0.8
Gm5	2.0	0.8
Gm6	1.8	0.8

En la tabla A-4.2 se muestran los niveles de voltajes existentes en los nodos que como se puede apreciar no existe ninguno fuera del rango permisible.

Tabla A-4.2 nodos mínima 2020

	Vop(KV)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	Vmin(kV)	Vmin(max)
VICong13	13.56	0.7	0.3	13.1	14.5
14jun13	13.81	0.7	0.3	13.1	14.5

Atanag13	13.83	0.2	0.1	13.1	14.5
Melvis13	13.84	0.2	0.1	13.1	14.5
30nov13	13.79	0.2	0.2	13.1	14.5
Comb13	13.87	1.1	0.5	13.1	14.4
MANII	13.67	2.5	0.9	13.1	14.5

En las tablas A-4.3 y A-4.4 se muestran las transferencias por líneas y transformadores las cuales no tienen sobrecarga.

Tabla A-4.3 Transferencia en líneas mínima 2020

Nombre	Envío	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Pre MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar
3030	Sov33-1	VICon33	1.2	0.6	1.2	0.6	0.002	0.008
4118	ViCon33	Guanábana	0.6	0.3	0.6	0.3	0.003	0.012
Columb	Guanábana	Columb33	0.6	0.3	0.6	0.3	0.001	0.001
Tapeolic	Columbi33	Eolico3030	0.6	0.3	0.6	0.3	0.002	0.004
LaFe	Eolica3030	14jun33	0.6	0.3	0.6	0.3	0.002	0.002
BandaMelvis	Enlace	Melvis33	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	0.003	0.001
BandaLaFe	Enlace	30nov33	0.2	0.2	0.2	0.2	0.005	0.001
3040	Sov33	Abralinea	0.7	0.3	0.7	0.3	0.002	0.002
Atanalgico	ESBEC37	Atanag33	0.2	0.1	0.2	0.1	0.001	0.000
EnlaceAtana	ESBEC37	Melvis33	0.4	0.2	0.4	0.2	0.001	0.00
3060	Sov33	Combinado33	1	0.5	1	0.5	0.002	0.00

3071	Sov33	3070	-1.7	-0.8	-1.7	-0.8	0.003	0.013
3072	Sov33-1	3070	1.7	0.8	1.7	0.8	0.002	0.004
Atanalgi o	Bombeos	ESBEC37	0.7	0.3	0.7	0.3	0.001	0.000
Bombeo 3	Abralinea	Bombeos	0.7	0.3	0.7	0.3	0.002	0.008
L27	1	MANII	2	0.7	2	0.7	0.003	0.012
L28	2	MANII	1.5	0.8	1.5	0.8	0.001	0.005
L29	3	MANII	1.5	0.8	1.5	0.8	0.001	0.001

Tabla A-4.4 Tabla Transferencia transformadores mínima 2020

Nombre	Envío	Recibo	Penv(MW)	Prec(MW )	Qenv(Mvar)	Qrec(Mvar)	Perd P MW	Perd Q Mvar
VICNG 1	VICon3 3	VICon1 3	0.3	0.3	0.2	0.2	0	0.003
VICNG 2	VIcon3 3	Vicon1 3	0.3	0.3	0.2	0.1	0	0.013
14jun1	14jun33	14jun13	0.3	0.3	0.2	0.2	0	0.004
14jun2	14jun33	14jun13	0.3	0.3	0.2	0.1	0	0.014
30-nov	30nov3	30nov13	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0.007
Melvis	Melvis	Melvis13	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0.007
Comb1	Comb33	Comb13	0.5	0.5	0.3	0.2	0	0.012
Comb2	Comb33	Comb13	0.5	0.5	0.3	0.2	0	0.012
Atanag	Atanag3 3	Atanag1 3	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0.012
T1	MANII	Sov33-1	1.4	1.4	0.7	0.7	0	0.03
T2	MANII	Sov33-1	1.4	1.4	0.7	0.7	0	0.03

## 2025

### Máxima

La tabla siguiente muestra un resumen general de generación contra demanda en este horario.

Tabla A-5 Resumen General.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
20.08	10.28	20	9.6	0.08	0.68

La Tabla A-5.1 Muestra como esta distribuida la generación en este horario.

Tabla A-5.2 Distribución de la Generación.

	2025	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gp2	3	1.9
Gm7	3.3	2.1
Gm5	3.2	2.1
Gm6	3.3	2.1
Gm8	3.3	2.1
Pvg1	1	0
Pvg2	1	0
Pvg	2	0

En la tabla A-5.3 se puede observar como los niveles de voltajes a los que están operando están dentro de los niveles permisibles.

Tabla A-5.3 nodos máxima 2025

	Vop(kV)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	Vmin(kV)	Vmin(max)
VICong13	13.04	2.4	2.5	13.1	14.5
14jun13	13.36	2.5	1	13.1	14.5
Atanag13	13.29	0.9	0.3	13.1	14.5
Melvis13	13.34	0.9	0.3	13.1	14.5
30nov13	13.08	0.8	0.7	13.1	14.5
Comb13	13.55	3.8	1.5	13.1	14.4

MANII	13.67	8.7	3.3	13.1	14.5
-------	-------	-----	-----	------	------

Las tablas A-5.4 y A-5.5 muestran las transferencias que existen por barras y transformadores en las que se puede apreciar que no existen sobrecargas.

Tabla A-5.4 transferencia línea máxima 2025-----

Nombre	Envío	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Pre c MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA max
3030	Sov33-1	VICong33	1.9	3.7	1.9	3.7	0	0	4.1	
4118	ViCong33	Guanábana	1.5	1.1	1.5	1.1	0	0	1.9	
Columb	Guanábana	Columb33	1.5	1.1	1.5	1.1	0	0	1.9	
Tapeolic	Columbi33	Eolico3030	1.5	1.1	1.5	1.1	0	0	1.8	
LaFe	Eolica3030	14jun33	1.5	1	1.5	1	0	0	1.8	
BandaMelvis	Enlace	Melvis33	-0.8	-0.7	-0.8	-0.7	0	0	1.1	
BandaLaFe	Enlace	30nov33	0.8	0.7	0.8	0.7	0	0	1.1	
3040	Sov33	Abralinea	2.6	1.5	2.6	1.5	0	0	3	
Atanalgico	ESBEC37	Atanag33	0.9	0.3	0.9	0.3	0	0	1	
EnlaceAtana	ESBEC37	Melvis33	1.7	1.1	1.7	1.1	0	0	2	
3060	Sov33	Combinado33	2.8	1.6	2.8	1.6	0	0	3.2	
A505 2	Gp-2	A505	-1.5	-1	-1.5	-1	0	0	1.8	
A505 1	Gp-1	A505	-1.5	-1	-1.5	-1	0	0	1.8	
3071	Sov33	3070	-2.5	-1.3	-2.5	-1.3	0	0	2.8	
3072	Sov33-1	3070	2.5	1.3	2.5	1.3	0	0	2.8	
Atanalgico	Bombes	ESBEC37	2.6	1.4	2.6	1.4	0	0	3	
Bombeo	Abralinea	Bombes	2.6	1.5	2.6	1.5	0	0	3	

3										
L27	1	MANII	3.2	2.1	3.2	2.1	0	0	3.8	
L28	2	MANII	3.2	2.1	3.2	2.1	0	0	3.9	
L29	3	MANII	3.2	2.1	3.2	2.1	0	0	3.9	
L30	4	MANII	3.2	2.1	3.2	2.1	0	0	3.9	

Tabla A-5.5 Transferencia transformadores máxima 2025

Nombre	Envío	Recibo	Pen v(M W)	Prec(MW )	Qenv(Mvar)	Qrec(Mvar)	MVA
VICNG1	VICon33	VICon33	0.2	0.2	1.3	1.3	1.3
VICNG2	VIcon33	Vicon33	0.2	0.2	1.3	1.3	1.3
14jun1	14jun33	14jun33	0.8	0.8	0.5	0.5	0.9
14jun2	14jun33	14jun33	0.7	0.7	0.5	0.5	0.9
30-nov	30nov3	30nov33	0.8	0.8	0.7	0.7	1.1
Melvis	Melvis	Melvis33	0.9	0.9	0.3	0.3	1
Comb1	Comb33	Comb33	1.4	1.4	0.8	0.8	1.6
Comb2	Comb33	Comb33	1.4	1.4	0.8	0.8	1.6
Atanag	Atanag33	Atanag33	0.9	0.9	0.3	0.3	1
T4	GP-1	Sov33	1.5	1.5	1	1	1.8
T5	GP-2	Sov33	1.5	1.5	1	1	1.8
T1	MANII	Sov33-1	2.2	2.2	2.5	2.5	3.3
T2	MANII	Sov33-1	2.2	2.2	2.5	2.5	3.3

### Media

### Con paneles

La siguiente tabla muestra un resumen general en cuanto a generación y demanda.

Tabla A-6 Resumen General.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
12.04	5.96	12.02	5.77	0.02	0.19

La tabla A-6.1 muestra como está distribuida la generación.

Tabla A-6.1 Distribución de la Generación.

2025	
P(MW)	Q(Mvar)
1.5	1.1
1.5	1.2
1.6	1.2
1.7	1.2
1.7	1.2
1	0
1	0
2	0

La tabla A-6.2 muestra que los voltajes de operación están dentro del margen permisible.

Tabla A-6.2 nodos media con pfv 2025

	Vop(kV)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	Vmin(kV)	Vmin(max)
VICong13	13.43	1.4	1.5	13.1	14.5
14jun13	13.31	1.5	0.6	13.1	14.5
Atanag13	13.59	0.5	0.2	13.1	14.5
Melvis13	13.63	0.5	0.2	13.1	14.5
30nov13	13.47	0.5	0.4	13.1	14.5
Comb13	13.75	2.3	0.9	13.1	14.4
MANII	13.67	5.2	2	13.1	14.5

En la tabla A-6.3 se muestra la generación de los parques y las pérdidas del sistema con cada uno conectado.

Tabla A-6.3 Pérdidas en paneles.

	Pg(MW)	$\Delta p$ (MW)
Pvg1	1	0.03432
Pvg2	1	0.03338
Pvg	2	0.02598

En la tabla A-6.4 se ven las pérdidas que aporta al sistema la salida de cada parque.

Tabla A-6.4 Pérdidas por salida.

	$\Delta P$ (MW)
Pvg1	0.03319
Pvg2	0.02725
Pvg	0.02450

En la siguiente tabla se aprecia que no existe sobrecarga en ninguna línea.

Tabla A-6.5 Transferencia en líneas media 2025

Nombre	Envío	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Pre c MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA max
3030	Sov33-1	VICon33	-0.1	1.4	-0.1	1.4	0.002	0.008	1.4	24.3
4118	ViCon33	Guanábana	0.5	0.6	0.5	0.6	0.003	0.012	0.8	24.3
Columb	Guanábana	Columb33	0.5	0.6	0.5	0.6	0.001	0.001	0.8	24.9
Tapeolic	Columbi33	Eolico3030	0.5	0.6	0.5	0.6	0.002	0.004	0.8	24.3
LaFe	Eolica3030	14jun33	0.5	0.6	0.5	0.6	0.002	0.002	0.8	24.3
BandaMelvis	Enlace	Melvis33	-0.5	-0.4	-0.4	-0.4	0.003	0.001	0.6	24.3
BandaLaFe	Enlace	30nov33	0.5	0.4	0.4	0.4	0.005	0.001	0.6	24.3
Enlace3030	30nov33	14jun33					0.002	0.002		

3040	Sov33	Abralinea	1.6	0.8	1.6	0.8	0.001	0.000	1.8	24.3
Atanalgico	ESBEC37	Atanag33	0.5	0.2	0.5	0.2	0.001	0.00	0.6	9.4
EnlaceAtana	ESBEC37	Melvis33	1	0.6	1	0.6	0.002	0.00	1.2	24.3
3060	Sov33	Combinado33	1.3	0.9	1.3	0.9	0.003	0.013	1.6	24.3
A505 2	Gp-2	A505	-0.8	-0.5	-0.8	-0.5	0.002	0.004	0.9	100
A505 1	Gp-1	A505	-0.7	0.5	-0.7	0.5	0.001	0.000	0.9	100
3071	Sov33	3070	-1.4	-0.7	-1.4	-0.7	0.002	0.008	1.5	100
3072	Sov33-1	3070	1.4	0.7	1.4	0.7	0.003	0.012	1.5	100
Atanalgico	Bombeos	ESBEC37	1.6	0.8	1.6	0.8	0.001	0.005	1.8	24.3
Bombeo 3	Abralinea	Bombeos	1.6	0.8	1.6	0.8	0.001	0.001	1.8	24.3
L27	1	MANII	1.6	1.2	1.6	1.2	0.002	0.008	2	100
L28	2	MANII	1.7	1.2	1.7	1.2	0.003	0.012	2.1	100
L29	3	MANII	1.5	1.2	1.5	1.2	0.001	0.001	1.9	100
L30	4	MANII	1.7	1.2	1.7	1.2	0.002	0.004	2.1	100

En la tabla A-6.6 se muestran que no existen sobrecarga en las transferencias por las líneas.

TablaA-6.6 Transferencia transformadores media 2025 con pfv

Nombre	Envío	Recibo	Pen v(M W)	Prec(MW )	Qenv(Mvar)	Qrec(Mvar)	MVA
VICNG1	VICon33	VICon33	-0.3	-0.3	0.8	0.8	0.8
VICNG2	VIcon33	Vicon33	-0.3	-0.3	0.8	0.8	0.8
14jun1	14jun33	14jun13	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
14jun2	14jun33	14jun13	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
30-nov	30nov3	30nov13	0.5	0.5	0.4	0.4	0.6
Melvis	Melvis	Melvis13	0.5	0.5	0.2	0.2	0.6
Comb1	Comb33	Comb13	0.6	0.6	0.5	0.5	0.8

Comb2	Comb33	Comb13	0.6	0.6	0.5	0.5	0.8
Atanag	Atanag33	Atanag13	0.5	0.5	0.2	0.2	0.6
T4	GP-1	Sov33	0.7	0.7	0.5	0.5	0.9
T5	GP-2	Sov33	0.8	0.8	0.5	0.5	0.9
T1	MANII	Sov33-1	0.7	0.7	1.4	1.4	1.6
T2	MANII	Sov33-1	0.7	0.7	1.4	1.4	1.6

## Media

### Sin paneles

La tabla A.7 muestra un resumen de generación y demanda total.

Tabla A-7 Resumen General.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$	$\Delta Q$
12.03	5.18	12	5.76	0.04	0.42

En la siguiente tabla se muestra como está distribuida la generación para este caso.

Tabla -7.1 Distribución de la Generación-

	2025	
	P(MW)	Q(Mvar)
Gp3	2	0.6
Gp2	2	0.6
Gm7	2	1.3
Gm5	2	1.3
Gm6	2	1.3
Gm8	2	1.3

La tabla A-7.2 muestra los niveles de voltajes a los que se está operando y se puede observar que todos están dentro del margen permisible.

Tabla A-7.2 nodos media sin pfv 2025

	Vop(kV)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	Vmin(kV)	Vmin(max)
VICong13	13.43	1.4	1.5	13.1	14.5
14jun13	13.59	1.5	0.6	13.1	14.5
Atanag13	13.65	0.5	0.2	13.1	14.5
Melvis13	13.67	0.5	0.2	13.1	14.5
30nov13	13.55	0.5	0.4	13.1	14.5
Comb13	13.69	2.3	0.9	13.1	14.4
MANII	13.67	5.2	2	13.1	14.5

La tabla A-7.3 y A-7.4 muestran que no existe sobrecarga en las transferencias de líneas y transformadores en el sistema para este horario.

Tabla A-7.3 Transferencia en líneas media 2025 sin pfv

Nombre	Envío	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Pre c MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar	MVA	MVA max
3030	Sov33-1	VICong33	2.9	2.2	2.9	2.2	0.002	0.008	3.2	24.3
4118	ViCong33	Guanábana	1.5	0.7	1.5	0.7	0.003	0.012	1.7	24.3
Columb	Guanábana	Columb33	1.5	0.7	1.5	0.7	0.001	0.001	1.6	24.3
Tapeolic	Columbi33	Eolico3030	1.5	0.7	1.5	0.7	0.002	0.004	1.6	24.3
LaFe	Eolica3030	14jun33	1.5	0.6	1.5	0.6	0.002	0.002	1.6	24.3
BandaMelvis	Enlace	Melvis33	-0.5	-0.4	-0.5	-0.4	0.003	0.001	0.6	24.3
BandaLaFe	Enlace	30nov33	0.5	0.4	0.5	0.4	0.005	0.001	0.6	24.3
3040	Sov33	Abralinea	1.6	0.8	1.6	0.8	0.003	0.001	1.6	24.3
Atanalgico	ESBEC37	Atanag33	0.5	0.2	0.5	0.2	0.005	0.000	0.5	9.4
EnlaceAtana	ESBEC37	Melvis33	1	1	1	1	0.001	0.000	1	24.3

3060	Sov33	Combinado33	2.3	-0.6	2.3	-0.6	0.001	0.00	2.5	24.3
A505 1	Gp-1	A505	-2	-0.8	-2	-0.8	0.002	0.000	2	100
3071	Sov33	3070	0.1	0.8	0.1	0.8	0.003	0.00	1.5	100
3072	Sov33-1	3070	-0.1	0.8	-0.1	0.8	0.002	0.00	1.5	100
Atanalgico	Bombeos	ESBEC37	1.6	0.8	1.6	0.8	0.003	0.013	1.5	24.3
Bombeo 3	Abralinea	Bombeos	1.6	1.2	1.6	1.2	0.002	0.004	1.6	24.3
L27	1	MANII	2	1.2	2	1.2	0.002	0.000	2.4	100
L28	2	MANII	2	1.2	2	1.2	0.002	0.000	2.2	100
L29	3	MANII	2	1.2	2	1.2	0.005	0.000	2.2	100
L30	4	MANII	2	1.2	2	1.2	0.001	0.000	2.2	100

Tabla A-7.4 Transferencia transformadores media 2025 sin pfv

Nombre	Envío	Recibo	Penv(MW)	Prec(MW)	Qenv(Mvar)	Qrec(Mvar)	Perd P MW	Perd Q Mvar
VICNG 1	VICong33	VICong13	0.7	0.7	0.8	0.8	0	0.013
VICNG 2	Vlcong33	Vicong13	0.7	0.7	0.8	0.7	0	0.013
14jun1	14jun33	14jun13	0.8	0.8	0.3	0.3	0	0.014
14jun2	14jun33	14jun13	0.7	0.7	0.3	0.3	0	0.014
30-nov	30nov33	30nov13	0.5	0.5	0.4	0.4	0	0.007
Melvis	Melvis	Melvis13	0.5	0.5	0.2	0.2	0	0.007
Comb1	Comb33	Comb13	1.2	1.2	0.5	0.5	0	0.002
Comb2	Comb33	Comb13	1.2	1.2	0.5	0.5	0	0.002
Atanag	Atanag33	Atanag13	0.5	0.5	0.2	0.2	0	0.012
T4	GP-1	Sov33	2	2	0.6	0.5	0	0.01
T5	GP-2	Sov33	2	2	0.6	0.5	0	0.01
T1	MANII	Sov33-1	1.4	1.4	1.5	1.5	0	0.03

T2	MANII	Sov33-1	1.4	1.4	1.5	1.5	0	0.03
----	-------	---------	-----	-----	-----	-----	---	------

### Mínima

La tabla A-8 muestra un resumen General en el que se puede apreciar la generación y demanda total para este estado de carga.

Pg(MW)	Qg(Mvar)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	$\Delta P$ MW	$\Delta Q$ Mvar
5.03	2.3	5.025	2.28	0.01	0.14

La siguiente tabla muestra que los voltajes de operación están dentro del margen permitido por el sistema.

Tabla A-8.1 de nodos mínima 2025

	Vop(kV)	Pc(MW)	Qc(Mvar)	Vmin(kV)	Vmin(max)
VICong13	13.56	0.8	0.4	13.1	14.5
14jun13	13.81	0.8	0.4	13.1	14.5
Atanag13	13.83	0.3	0.1	13.1	14.5
Melvis13	13.84	0.3	0.1	13.1	14.5
30nov13	13.79	0.3	0.3	13.1	14.5
Comb13	13.87	1.3	0.7	13.1	14.4
MANII	13.67	3	1	13.1	14.5

Las tablas A-8.2 y TablaA-8.3 muestran las transferencias por las líneas y transformadores en estas se puede apreciar que no existen sobrecargas.

Tabla A-8.2Transferencia en líneas mínima 2025

Nombre	Envío	recibo	Penv MW	Qenv Mvar	Pre c MW	Qrec Mvar	Perd P MW	Perd Q Mvar
3030	Sov33-1	VICong33	1.2	0.6	1.2	0.6	0.002	0.008

4118	ViCong33	Guanábana	0.6	0.3	0.6	0.3	0.003	0.012
Columb	Guanábana	Columb33	0.6	0.3	0.6	0.3	0.001	0.001
Tapeolic	Columbi33	Eolico3030	0.6	0.3	0.6	0.3	0.002	0.004
LaFe	Eolica3030	14jun33	0.6	0.3	0.6	0.3	0.002	0.002
BandaMelvis	Enlace	Melvis33	-0.2	-0.2	-0.2	-0.2	0.003	0.001
BandaLaFe	Enlace	30nov33	0.2	0.2	0.2	0.2	0.005	0.001
3040	Sov33	Abralinea	0.7	0.3	0.7	0.3	0.002	0.002
Atanalgico	ESBEC37	Atanag33	0.2	0.1	0.2	0.1	0.001	0.000
EnlaceAtana	ESBEC37	Melvis33	0.4	0.2	0.4	0.2	0.001	0.00
3060	Sov33	Combinado33	1	0.5	1	0.5	0.002	0.00
3071	Sov33	3070	-1.7	-0.8	-1.7	-0.8	0.003	0.013
3072	Sov33-1	3070	1.7	0.8	1.7	0.8	0.002	0.004
Atanalgico	Bombeos	ESBEC37	0.7	0.3	0.7	0.3	0.001	0.000
Bombeo3	Abralinea	Bombeos	0.7	0.3	0.7	0.3	0.002	0.008
L27	1	MANII	2	0.7	2	0.7	0.003	0.012
L28	2	MANII	1.5	0.8	1.5	0.8	0.001	0.005
L29	3	MANII	1.5	0.8	1.5	0.8	0.001	0.001

Tabla A-8.3 Transferencia transformadores mínima 2025

Nombre	Envío	Recibo	Penv(MW)	Prec(MW )	Qenv(Mvar)	Qrec(Mvar)	Perd P MW	Perd Q Mvar
VICNG 1	VICong33	VICong13	0.3	0.3	0.2	0.2	0	0.003
VICNG 2	Vlcong33	Vicong13	0.3	0.3	0.2	0.1	0	0.013
14jun1	14jun33	14jun13	0.3	0.3	0.2	0.2	0	0.004
14jun2	14jun33	14jun13	0.3	0.3	0.2	0.1	0	0.014
30-nov	30nov3	30nov13	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0.007
Melvis	Melvis	Melvis13	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0.007
Comb1	Comb33	Comb13	0.5	0.5	0.3	0.3	0	0.002
Comb2	Comb33	Comb13	0.5	0.5	0.3	0.3	0	0.002
Atanag	Atanag33	Atanag13	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0.012
T1	MANII	Sov33-1	1.4	1.4	0.7	0.7	0	0.003
T2	MANII	Sov33-1	1.4	1.4	0.7	0.7	0	0.004