

Universidad de Matanzas
Facultad de Ciencias Técnicas
Sede “Camilo Cienfuegos”
Departamento de Mecánica



Trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Mecánico.

Título: Propuesta para el despacho económico de carga en la Empresa Eléctrica Matanzas y su aplicación a redes con presencia de generación híbrida

Autor: Noel Eduardo Mesa Figueroa.

Tutor: Yanán Camaraza Medina.

Matanzas, julio de 2019

Agradecimientos.

A mi gran amor, mi madre querida, por ser toda una fuente de inspiración en mi vida y mi mayor orgullo. Por demostrarme cada día lo que es ser realmente fuerte y perseverante.

A mi papá por ser un padre exigente, preocupado y sobre todo razonable y comprensivo.

A mi primo Danny que siempre me apoyó y me brindó su ayuda incondicional cuando lo necesitaba.

A mis abuelos que siempre me pedían que estudiara mucho para tener algo en la vida y en especial: mi abuelita Dulce que no está conmigo físicamente, pero sí en mi corazón y ahí siempre estará.

A todos mis compañeros de año que me brindaron su ayuda.

A mi hermanita que a pesar de las broncas siempre nos queremos y apoyamos.

A mis amigos del barrio por estar ahí justo cuando necesitaba de ellos sin yo pedírselos.

Y en especial a mi tutor por hacer siempre un espacio para mí y dedicarme un poquito de su vida tan agitada, ya que sin él esta tesis no sería posible, Muchísimas gracias: Yanán Camaraza.

Hoja de Firmas

Este trabajo de diploma ha sido revisado y aprobado por las instancias correspondientes y para que así conste se firma la presente.

Tutor:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Oponente:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Presidente.:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Vocal.:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Vocal:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

Organismo: _____

Declaración jurada

Declaro que soy el único autor de este trabajo de diploma y autorizo a la Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos” para que haga de este trabajo de diploma el uso que estime pertinente.

Firma: _____

RESUMEN.

La OBE tiene como una de sus actividades principales, la realización diaria del Despacho Económico de generación (DE) y es de gran importancia contar con herramientas alternativas que permitan desarrollar los métodos clásicos de solución.

El problema del DE consiste en asignar el nivel de potencia que cada unidad generadora debe suministrar para cubrir la demanda de un Sistema Eléctrico de Potencia al menor costo posible. Las restricciones al problema son muy variadas y dan lugar a problemas específicos de despacho económico. Es común hacer consideraciones para poder solucionar el problema. Una de las técnicas más utilizadas para solucionarlo, trata al DE como un problema de programación lineal. Esta técnica de solución requiere que tanto la función objetivo como las funciones de desigualdades, que representan las restricciones, sean lineales.

En este trabajo se muestran los resultados de la implementación de un programa en Power System Explorer para el despacho económico, sin pérdidas, y modelo de barra única, con las limitaciones de los generadores así como la solución del DE resolviéndolo por los multiplicadores de Lagrange, para la solución de "n" unidades generadoras.

ABSTRACT.

The OBE has as one of its principal activities, the daily achievement of the Economic Dispatch of Generation (ED) and it is of big importance to be provided with alternative hardware that should allow developing the classic solution methods.

The problem of the ED consists in assigning the level of potency that every generating unit must give to cover the demand of an Electrical System of Potency to the minor possible cost. The restrictions to the problem are very varied and they give place to specific problems of economic dispatch. It is common to do considerations to be able to solve the problem. One of the skills most used to solve it, treats to ED as a problem of linear programming. This solution skill needs that both the function target and the functions of inequality, which represent the restrictions, are linear.

In this work, appears the results of the implementation of a program in Power System Explorer for the economic dispatch, without losses, and model of the only bar, with the limitations of the generators as well as the solution of ED solving it for the Lagrange multipliers, for the solution of "n" generating units.

Tabla de Contenido

Introducción	1
Capítulo 1: Despacho económico de carga en sistemas híbridos.	7
1.1. Introducción.	7
1.2. Marco teórico sobre fuentes de energía.....	8
1.3. Marco teórico sobre predicción de demanda.....	17
1.4. Marco teórico sobre despacho económico de carga.	21
Capítulo 2: Modelo Computacional Sistemas Eléctricos de Potencia.....	32
2.1 Planeación de Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.....	32
2.1.1 La Planeación a Corto Plazo.	32
2.1.2 Horizontes de Estudio de la Planeación en Sistemas Termoeléctricos.....	32
2.2 Modelo Entrada- Salida.....	33
2.2.1 Principales Características del Despacho Económico.	34
2.3 Modelo de la celda solar	35
2.4 Predicción de la demanda.....	38
2.5 Modelo computacional.	39
2.6 Resultados del modelo.....	44
Capítulo 3: Aplicación de la metodología propuesta a un estudio de caso (OBC-4945).	52
3.1 Establecimiento de los elementos básicos para el estudio de caso del OCB-4945	52
3.2 Descripción matemática del modelo aplicado.....	58
Conclusiones.....	70
Recomendaciones.....	71
Bibliografía.....	72

Introducción

El sector energético posee un gran potencial económico, es un sector crucial y estratégico para el desarrollo socio-económico de cualquier país. Su relevancia radica en que se extiende desde la extracción de crudo y gas hasta la refinación, la petroquímica y la generación de electricidad, los productos de estas industrias son insumos de otras, y, así, se va formando una gran cadena de valor económico.

La principal fuente no renovable de energía en Cuba actualmente es el petróleo, de ahí la importancia de este recurso para el desarrollo industrial de acuerdo a la tecnología actual. La industria, la electricidad, el transporte, la construcción, el turismo, la agricultura, la pesca, la ganadería, la minería, etc., son muy dependientes del petróleo, que también ha contribuido a los notables adelantos experimentados en medicina, al utilizarse en la producción de medicamentos, en el desarrollo de infraestructuras sanitarias como hospitales y ambulancias, y hasta en la construcción de las carreteras por donde circulan éstas, en fin, el petróleo está presente en los procesos de fabricación de prácticamente todos los bienes de uso común básicos en nuestro modo de vida actual, tanto en forma de energía como de materia prima. Por ello, si el funcionamiento de la sociedad depende en tal medida del petróleo, no debe sorprender que cualquier incremento en su precio genere procesos inflacionarios que finalmente acaben por extenderse a todos los sectores económicos y por afectar a las economías de todos los países, golpeando primero y en especial a las de los más débiles.

El aprovechamiento de la energía renovable contribuye a hacer viable la transición hacia senderos de desarrollo bajos en carbono y sociedades que sean resistentes al cambio climático.

En Cuba, uno de los programas energéticos que ha llamado la atención de varios países es el llamado Revolución Energética diseñado como una estrategia con carácter permanente, ante la necesidad de reducir el consumo de petróleo.

Como antecedente de la Revolución energética, en 1997, mediante el Programa de Ahorro de Electricidad en Cuba (PAEC), se logró orientar a la población, en la aplicación de medidas sistemáticas y prácticas, dentro de las cuales se destaca el empleo de lámparas fluorescentes y la reducción al máximo del uso de bombillos incandescentes, con el fin de lograr un ahorro para la reducción de los consumos y de la demanda para el horario pico. Estas medidas fueron insuficientes para lograr los índices que el momento requería.

En mayo del 2004 el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) se vio seriamente afectado, ante la avería que se produjo en la termoeléctrica Guiteras, la más importante del país, causando severas afectaciones a la economía nacional.

Ante el colapso de este propio año 2004, surge la llamada Revolución Energética, que se basó en un programa de sustitución de las viejas centrales termoeléctricas por generadores eléctricos (a fin de disponer de un sistema eléctrico sin fallas y suficiente para la nación), y en la renovación de los viejos equipos electrodomésticos. El país, como parte de un proceso histórico de reordenamiento del gasto energético, ante la inestabilidad en los precios de los hidrocarburos y el temor creciente a nivel mundial por la pronta posibilidad del agotamiento del petróleo ha llevado a cabo una serie de tareas las cuales se encuentran en función de optimizar el combustible y garantizar que el daño al medio ambiente sea cosa del pasado. Dentro de este proceso se enmarcan acciones como la adquisición e instalación de equipos de generación más eficientes como grupos electrógenos y motores convenientemente ubicados en distintos lugares del país; la rehabilitación total de la red de distribución anticuada e ineficiente que afectaban el costo y la calidad del fluido eléctrico; un programa intensivo de investigación y desarrollo del uso de la energía eólica en Cuba. El objetivo fundamental de este proceso era transformar radicalmente el proceso de generación y ahorro de electricidad, el cual se inició aceleradamente en el 2005 y pronto se tradujo en bienestar y calidad de vida para la población.

Uno de los profundos cambios conceptuales inherentes a esta Revolución radica en el establecimiento de los grupos electrógenos diesel y de fuel-oil, sincronizados al SEN. Se trata de equipos con bajo consumo energético, alta disponibilidad, facilidad para su instalación y niveles de potencia unitaria inferiores a las termoeléctricas. En el año 2007 la dirección del país decide aumentar el nivel de vida de la población cambiando el sistema de cocción de los alimentos con keroseno por electricidad (ollas arroceras, ollas multipropósitos, hornillas eléctricas, calentadores, así como cambio de televisores y refrigeradores...).

Estas tareas puestas en práctica con la Revolución Energética han tenido gran impacto en tres dimensiones fundamentales: económico, social y energético, las cuales guardan estrecha relación entre sí. En lo económico se evidencia a través de un ahorro de energía eléctrica en el sector residencial y estatal, disminuyendo en cuantiosas sumas de dinero la generación de electricidad. En lo energético ambiental se evidencia el impacto de la Revolución Energética a través de la reducción de la demanda eléctrica del sistema de

generación del país, retardando nuevas inversiones en plantas generadoras. Disminuye la carga de contaminantes a la atmósfera, prolongando así el tiempo de duración de la reserva de combustibles fósiles del país y disminuyendo el impacto ambiental por el uso irracional de estos en la generación de energía eléctrica.

El Despacho Económico de Carga es un proceso por el cual se busca satisfacer la necesidad de utilizar energía eléctrica de forma económica y segura. En este proceso el objetivo es alcanzar un equilibrio entre generación y demanda que corresponden respectivamente a la generación de centrales eléctricas y a los requerimientos de energía, potencia, seguridad y calidad de servicio por parte de los clientes.

La operación económica de un sistema eléctrico de potencia es muy importante para maximizar el beneficio social neto. Por ello, para cualquier condición de carga específica, el despacho económico determina la salida de potencia de cada central generadora que minimizará el costo total de combustible necesario para alimentar la carga del sistema.

Pero, para realizar un despacho económico, hay que considerar la creciente complejidad de los sistemas eléctricos de potencia que, cada vez, opera los equipos cerca de sus límites de seguridad con el fin de satisfacer la creciente demanda energética. Para evitar sobrecarga o pérdida de estabilidad en uno o más elemento de la red de potencia, es necesario imponer una restricción de capacidad del elemento. Por esas razones, es necesario que la operación y construcción de sistemas de generación y transporte, sean más económicos, seguros, confiables y ambientalmente sostenibles.

En los recientes años, los sistemas eléctricos de potencia aumentaron en complejidad debido a las interconexiones y el uso de nuevas tecnologías.

Los problemas, tradicionalmente, enfocados en los sistemas eléctricos de potencia, tales como: cortocircuitos, flujos de potencia y estabilidad fueron resueltos mediante programas de computadoras.

Hoy en día los nuevos problemas enfocados en el control y operación de los sistemas eléctricos de potencia, son los relacionados con la operación económica y expansión óptima de los sistemas. En la operación de un sistema eléctrico de potencia, prima el aspecto económico y se supone que el sistema eléctrico presenta un amplio

margen de estabilidad y es un sistema robusto y confiable, por consiguiente, se hace necesario determinar políticas óptimas para abastecer la demanda de electricidad y abaratar el precio de éste bien para favorecer el desarrollo tan anhelado por los países en vías de desarrollo.

La operación económica de sistemas eléctricos de potencia, tiene como uno de sus objetivos: minimizar los costos de operación del sistema, sujeto a las restricciones de red y operación. Para lo cual, se deberán desarrollar modelos matemáticos del sistema eléctrico, tales como los modelos de las centrales eléctricas -térmicas, de la red y la demanda. El fundamento del problema de la operación económica, se basa en el conjunto de características de entrada - salida de las unidades de generación: térmica convencional - vapor, fuel, carbón, diésel y gas.

Este problema, conocido también con el nombre del despacho económico, busca un nivel de generación para cada uno de los generadores disponibles, tal que el costo total de operación sea mínimo para satisfacer a toda la carga y las pérdidas. El sistema consiste en N unidades térmicas de generación conectadas al sistema que suministran energía a la demanda. El propósito de este modelo, es encontrar una política óptima de operación, para estas N unidades.

En un modelo lineal las restricciones operativas de los generadores y de la red de transporte forman un conjunto de inecuaciones lineales, estas forman una región llamada factible y todo punto perteneciente a este conjunto puede ser solución del problema de despacho económico.

Las variables encargadas de verificar que se cumplan con las restricciones impuestas y que, al mismo tiempo, se minimice la función objetivo son las variables de decisión.

Por otra parte, el problema de entrada en servicio de una unidad u otra, es más complejo y se denomina pre-despacho de carga. El problema es dificultoso de resolver matemáticamente, debido a que se involucran variables enteras binarias (1 - 0, on - off). Puesto que, un generador en particular tienen que estar conectado o desconectado de la red, pero no todos los generadores estarán conectados al sistema, sino de acuerdo a los requerimientos operacionales; satisfacer la demanda y disponer de suficiente

reserva en giro para enfrentar una contingencia, sin embargo la cuestión es; ¿cuál será la potencia óptima a entregar por cada central eléctrica para suplir la demanda ?. Para resolver el problema, existen tres técnicas ampliamente empleadas, las mismas son: la lista de prioridad, la programación entera y la programación dinámica.

El crecimiento de la demanda y requisitos de calidad impuestos al suministro eléctrico, obligan a las empresas del sector eléctrico a realizar la ampliación de su parque generador y expandir los sistemas de transporte y distribución, los cuales representan altos costos de inversión. La planificación de sistemas eléctricos consiste en planificar su expansión que se traduce en determinar el número de centrales generadoras, líneas de transporte y redes de distribución mediante modelos de planificación que determinan políticas óptimas de inversión para satisfacer la demanda. El gran número y diversidad de alternativas obligan a buscar modelos de planificación y formas de resolución adecuadas.

Las características de los modelos de planificación (lineales, no-lineales) dependen, por un lado, del tipo de sistema eléctrico que se esté intentando modelar, y por el otro, de la representación que se haga a cada uno de los elementos que lo conforman: sistemas de generación, transporte y distribución de potencia. Las metodologías de planificación aplicables a ampliar generación, sistema de transmisión y distribución son diferentes básicamente por las restricciones de operación y red propias de cada sistema.

Por lo expuesto se plantea el siguiente **problema a resolver**: ¿Cómo satisfacer una demanda determinada al mínimo costo de generación en un sistema de potencia híbrido? Para solucionar el problema científico el **objeto de estudio** se enmarca en el despacho económico de carga, centrando como **campo de acción** el despacho económico de carga de la OBE provincial.

Para dar solución al problema descrito se propone como **objetivo general de la investigación**: desarrollar un método que permita obtener el valor de potencia óptimo en las unidades de generación utilizando un programa creado en Power System Explorer.

Para dar cumplimiento al objetivo general del presente trabajo, se detallan los siguientes **objetivos específicos**:

1. Realizar el marco teórico sobre fuentes renovables de energía.

2. Realizar el marco teórico sobre predicción de demanda y despacho económico.
3. Implementar un programa en Power System Explorer que realice el Despacho Económico de un Sistema Híbrido.

Para cumplir con los objetivos específicos de la investigación, se proponen las siguientes **tareas de la investigación**:

1. Estudio de los procesos relacionados con el despacho económico de carga.
2. Estudio de los procesos relacionados con la predicción de demanda.
3. Estudio de los procesos relacionados con la predicción de generación fotovoltaica.
4. Elaboración de la propuesta de solución al problema planteado utilizando Power System Explorer.
5. Implementación del modelo computacional en Power System Explorer.

El contenido de este trabajo se distribuye de la forma siguiente:

- **Capítulo 1. Despacho económico de carga en sistemas híbridos:** En este capítulo se realiza un estudio de los conceptos asociados al despacho económico de carga, sistemas híbridos, fuentes de energía, predicción de demanda. Se caracteriza un conjunto de métodos de solución que son utilizadas para resolver el Despacho Económico de Carga.

- **Capítulo 2. Modelo computacional:** En este capítulo se realiza un estudio de los modelos matemáticos asociados a la generación fotovoltaica, la predicción de demanda y el despacho económico de carga. Así como un modelo computacional para darle resolución al problema planteado.

- **Capítulo 3. Aplicación de la metodología propuesta a un estudio de caso (OCB-4945):** En este capítulo se emplea una solución débil de la discretización del problema de distribución óptima mediante técnicas *Finite Element Method* al estudio de caso de un circuito de distribución seleccionado (OCB-4945) el cual alimenta al municipio Unión de Reyes.

Capítulo 1: Despacho económico de carga en sistemas híbridos.

1.1. Introducción.

En estos tiempos la totalidad de los dispositivos, equipos, artefactos, maquinaria, medios de transporte, etc., funcionan o fueron construidos usando energía eléctrica y gracias a ellos se dispone de las comodidades que la vida moderna demanda, por ello esta forma de energía torna indispensable y en muchos casos vital, a tal punto que sería imposible imaginar un mundo sin ella. Sin embargo, el uso de combustibles fósiles altamente contaminantes en la generación y su inevitable agotamiento, el incremento de sus precios, el creciente ritmo de demanda de energía y otros tantos factores, han ocasionado que se desarrollen nuevos tipos de combustibles para la generación, teniendo como premisa que sean más amigables con el medio ambiente, abundantes en nuestro planeta, económicos, sustentables y de fácil transformación, como es el caso de las fuentes renovables de energía.

Estas fuentes de energía, tales como la solar, son las que mayor crecimiento tecnológico han tenido en los últimos años, pero aún presentan algunas limitantes relacionadas directamente con su naturaleza. Las fuentes de energía renovable solar y eólica basan su capacidad de generación eléctrica, en la irradiación proveniente del sol y la cantidad y velocidad de viento, respectivamente, debido a que las mismas dependen directamente de las condiciones climáticas reinantes en la zona donde están instaladas; además, las limitantes físicas de los dispositivos y equipos, hacen que la cantidad de energía generada se vuelva impredecible, variable e intermitente, siendo esto uno de los mayores retos a superar cuando se usa este tipo de tecnología.

Para solucionar en cierta manera estos inconvenientes, en la actualidad se diseñan Sistemas Híbridos de Energía Renovables, los cuales combinan distintas formas de generación y dispositivos de almacenamiento, que permiten administrar la cantidad de energía que se guarda y despacha hacia las cargas, dependiendo de su disponibilidad y consumo [1], que permitan ofrecer un servicio continuo, con energía confiable, limpia, y económica, garantizando la disponibilidad de la misma ante condiciones de operación bajo eventos específicos de condiciones climáticas.

Varios son los aspectos y problemas que deben ser tomados en cuenta con los sistemas híbridos de energía renovable cuando de controlarlos, dimensionarlos y optimizarlos se trata. Por ejemplo, encontrar el balance óptimo entre operación, confiabilidad, inversión inicial y a largo plazo, tamaño, cantidad y características de los equipos, tiempo de vida útil, calidad de energía generada y factibilidad, entre otros. Estos aspectos requieren de estudio para arrancar con proyectos de instalación de este tipo de tecnología. Algunos de ellos han sido abordados por varios autores por medio del uso de software comercial [2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11]. En la actualidad el uso de herramientas computacionales y específicamente el uso de algoritmos de optimización para resolver este tipo de problemas ha crecido exponencialmente [12, 13], gracias a sus ventajas que se reflejan en el incremento de la eficiencia, aumento del tiempo de vida útil de baterías y demás dispositivos involucrados, que representa entre un 26 y 40% comparado con sistemas fotovoltaicos únicamente [13].

1.2. Marco teórico sobre fuentes de energía.

Combustibles fósiles.

Compleja mezcla de hidrocarburos que se encuentran en forma líquida, gaseosa o sólida. El petróleo se refiere normalmente a la forma líquida o también llamado crudo, aunque técnicamente este formado por gas y otros elementos viscosos principalmente azufre. Las fases líquidas y gaseosas, actualmente constituyen la forma de energía fósil más importante del planeta. Su formación es igual que la del carbón y por ende también se lo considera como una fuente de energía no renovable. Los antiguos Sumerios, Asirianos y Babilonios, usaron éste hidrocarburo hace más de 5000 años A.C. en diversas aplicaciones, mientras que los Egipcios lo usaron con fines medicinales y los Árabes y Persas como armas de guerra [14].

En 1858 el canadiense Miller Williams (1818-1890) perforó el primer pozo petrolero en América y construyó una sencilla refinería para su procesamiento, a la cual llamo *J.M Williams Company* y fue la primera empresa petrolera en América y que posteriormente en 1860 se conocería como la *Canadian Oil Company* [15]. Sin embargo, un año más tarde, el 27 de Agosto de 1859 el estadounidense Edwin L. Drake (1819-1880) perforó un pozo petrolero de 69 pies de profundidad con una innovadora y revolucionaria técnica (que no la patentó) en Titusville, Pennsylvania siendo éste el punto de partida del oro negro en América [16, 17].

En 2010 la demanda de petróleo alcanzó los 86.7 millones de barriles por día y a este ritmo, para el 2035 la demanda sería de 99 millones de barriles por día. Sin embargo, si se aplican políticas de reducción de CO₂ es posible reducir el consumo hasta 78 millones de barriles por día. En cuanto al precio, se estima que su valor aumente hasta 120 USD/barril en el 2035.

Según el IEO2011 [18], más del 75% del incremento en el consumo de combustibles líquidos sería destinado a los países Asiáticos y del Medio Oriente, gracias a su próspero crecimiento económico principalmente. Para cubrir esta demanda, la producción de combustibles líquidos debería crecer a un ritmo de 26.6 billones de barriles por día, desde el 2008 hasta el 2035.

Fuentes naturales de energía.

La energía natural se define como la energía que activa o conduce los fenómenos naturales. Son continuas, intermitentes y no agotables, aunque a menudo son llamadas fuentes de energía renovable. Existen tres categorías de energía natural, las cuales pueden ser subdivididas en tipos que comúnmente se conocen como renovables. Estas son resumidas en la tabla 1.1.

Tabla 1.1 Fuentes de energía natural disponibles en la tierra

Energía Solar	Energía debido al movimiento planetario	Energía de la tierra
Energía solar	Energía mareomotriz	Energía geotérmica
Hidroenergía		
Energía eólica		
Bioenergía		
Energía de los océanos		

Mucha de la energía natural en la tierra es energía solar o derivada de la energía solar. Las continuas reacciones de fusión nuclear que tienen lugar en el sol producen una cantidad inmensa de energía. Cerca del 30% de la energía solar ($1,73 \cdot 10^{17}$ W) incide sobre la atmósfera de la tierra, ésta se refleja directamente de regreso al espacio como ondas cortas de radiación.

El resto ($1, 2 \cdot 10^{17}$ W) se distribuye sobre la superficie de la tierra, donde es utilizada por el hombre para procesos artificiales de conversión de energía.

Los procesos artificiales de conversión de energía se pueden clasificar en dos: (1) la utilización directa de la radiación solar (energía fotónica) o (2) indirectamente utilizando la radiación solar vía procesos termales. Mucho de los procesos naturales de energía son producto de la radiación solar. Estos procesos ocurren en tres áreas diferentes: en la tierra.

Energía solar

La proporción de energía procedente del sol recibida por una unidad de área perpendicular a la dirección de la propagación de la radiación, en la distancia tierra-sol, fuera de la atmósfera se llama Constante Solar (Gcs). La constante solar varía ligeramente sobre el año debido a la órbita elíptica de la tierra alrededor del sol (la distancia desde el sol a la tierra varía acerca de 1.7% sobre el año). Una constante solar de $1353,05 \text{ W/m}^2$, adoptada por el Centro Mundial de Radiación, y recomendado por Duffie and Beckman (1991), se usa en esta tesis.

La radiación solar incidente en la atmósfera de la tierra, o la irradiancia extraterrestre, es radiación de onda corta con longitudes de onda (λ entre los rangos de $0.3\text{-}3 \mu\text{m}$), a menudo llamada espectro solar o luz visible. El espectro solar se divide en tres regiones principales, de acuerdo con la longitud de onda como se muestra en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 Espectro Solar

Tipo	Longitud de onda λ (μm)	Fracción de irradiancia (%)
Región ultravioleta	<0.4	9
Región visible	0.4- 0.7	45
Región infrarroja	>0.7	46

Fuente: Duffie, J. A. y Bechman, W. A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes. 2° ed. New York: Jhon Wiley & Sons. Inc.

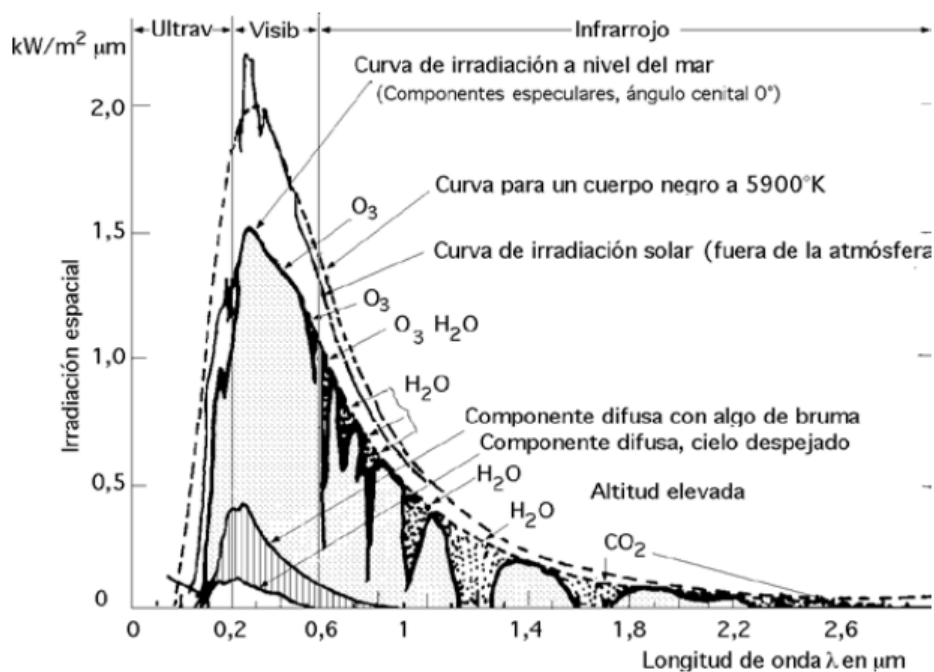
La radiación solar consiste de dos componentes: (1) radiación directa y (2) radiación difusa. En esta tesis, la terminología radiación global, la cual a menudo es llamada radiación solar total, incluye ambas componentes: directa y difusa, al menos que se indique otra cosa.

El espectro de radiación incidente en la superficie de la tierra es diferente a la radiación extraterrestre, principalmente debido a la dispersión y a la absorción de la tierra. La dispersión de la radiación, como ésta pasa a través de la atmósfera, es causada por la interacción de la radiación con las moléculas del aire, vapor de agua (vapor y gotas) y aerosoles (humo, polvo, polen, sal).

La absorción de la radiación en la atmósfera es principalmente debida a la absorción que ejerce el O₃ (ozono), H₂O, y CO₂. Los rayos X y otra onda de radiación muy corta del espectro solar son absorbidos por la ionosfera (50-600 km) por el nitrógeno, oxígeno y otros componentes atmosféricos, mientras que la mayor parte de la radiación ultravioleta es absorbida por el ozono en la estratosfera (10-50 km).

Para longitudes de onda más largas que 2.5µm muy poca energía alcanza la tierra debido a una combinación de baja radiación extraterrestre y una fuerte absorción por el CO₂ en la atmósfera. Es decir, para prácticas terrestres de aplicaciones de energía solar, solo radiaciones con longitud de onda entre 0.29 y 2.5 µm son consideradas. Esta distribución de longitudes de onda se puede apreciar mejor en el gráfico de la figura 1.1.

Figura 1.1 Distribución espectral de la radiación solar

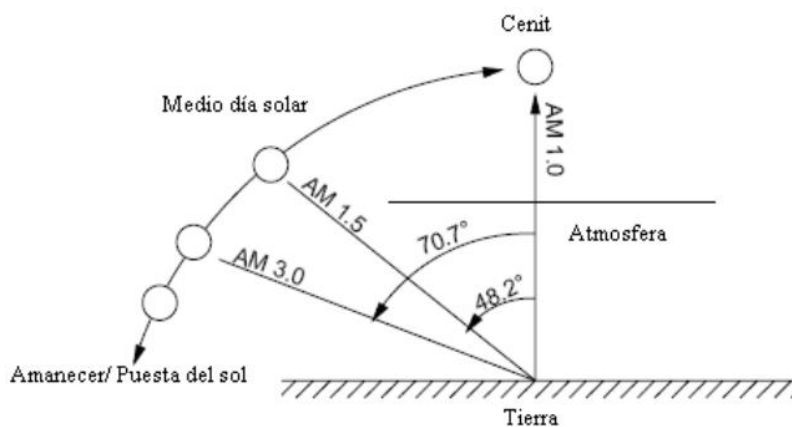


Fuente: Fernández Díez, Pedro. (1993).

La cantidad de radiación directa absorbida en la atmósfera es por conveniencia agrupada en cantidades llamadas masa de aire. La figura 1.2 ilustra el concepto de masa de aire. Se define como la proporción de la masa de atmósfera a través de la cual la radiación directa pasa dividida por la masa a través de la cual pasaría si el sol estuviera en cenit.

Dado que la órbita de la tierra alrededor del sol es elíptica, la distancia sol-tierra varía durante el año. Esto produce que la masa de aire cero varíe $\pm 3.4\%$ durante el año. Una masa de aire en condiciones de referencia frecuentemente usada para evaluar los artefactos de energía solar es AM1.5.

Figura 1.2 Masa de Aire



Fuente: Duffie, J. A. y Bechman, W. A. (1991).

La disponibilidad de la energía solar se puede encontrar en los datos medidos de la radiación solar. Si estos datos no están disponibles es posible estimar los promedios de radiación solar utilizando ecuaciones empíricas y procesos de simulación.

El potencial teórico total de la energía solar para el mundo es enorme, más que la suficiente para satisfacer la demanda total de energía en el mundo. Sin embargo, más interesante es observar los niveles de radiación para las diferentes partes del mundo, los cuales naturalmente varían considerablemente dependiendo de la geografía del lugar y las estaciones del año. La posición del sol varía sobre el año porque la tierra rota alrededor de su propio eje en un ángulo de 23.5° de inclinación (con respecto al sol). Por tanto, cuatro días del año tienen un particular significado:

- Equinoccio: Primavera (21 de marzo) y otoño (21 de septiembre) – el sol está directamente sobre la línea ecuatorial al medio día; la duración del día y la noche es exactamente 12 horas en cualquier punto de la superficie terrestre.

•Solsticio: Verano (21 de junio) e invierno (21 de diciembre)- el sol está directamente sobre el trópico de cáncer (23.5 N°) al medio día del 21 de junio y directamente sobre el trópico de Capricornio (23.5°S) el 21 de diciembre.

El promedio mensual de la radiación diaria en una superficie horizontal varía sobre el año, depende, en gran parte, de la localización; del tipo de clima de la misma y las estaciones del año.

En resumen, varios factores necesitan ser registrados para poder determinar el potencial de energía solar para una localización en particular. La energía solar, debido a la órbita de la tierra alrededor del sol y de la rotación de la tierra alrededor de su propio eje, es una fuente intermitente de energía. Además, de las condiciones locales del clima, tales como la lluvia, nieve, neblina y nubes, la energía solar es también muy estocástica. En general, la energía solar está uniformemente distribuida alrededor del globo, pero las regiones donde hay menores variaciones en las estaciones tienen las mejores condiciones para utilizar la energía solar. Varios países de Sud- América, de África, suroeste de África y Oceanía están dentro de esta categoría. Largamente, el potencial de energía solar se encuentra en climas secos en los Trópicos.

La radiación emitida por el sol es más que suficiente para cubrir, la siempre creciente demanda de energía. La energía solar que llega a la superficie terrestre es suficiente para generar 2.850 veces más de la energía que se utiliza actualmente. A nivel general, cada metro cuadrado de la Tierra está expuesto a suficiente radiación solar para producir 1.700 kWh de energía cada año. La radiación media en Europa es de alrededor de 1.000 kWh por metro cuadrado, mientras que en Oriente Medio es de 1.800 kWh.

Paneles Solares

Los paneles solares o fotovoltaicos, son los dispositivos que convierten la energía solar en energía eléctrica. Su funcionamiento se basa en que la luz solar está compuesta por pequeñas partículas de energía llamadas fotones, los mismos que son absorbidos por los paneles solares. Los fotones excitan a los electrones que se encuentran en las celdas fotovoltaicas haciendo que estos empiecen a moverse y formen pequeños flujos de corriente.

Las celdas se colocan en arreglos para formar paneles solares de diferentes tamaños y por ende potencia eléctrica que luego es utilizada como una forma de energía. Estos paneles

utilizan material semiconductor tales como el silicio para convertir la energía solar en energía eléctrica, los cuales no tienen partes móviles, no generan ruido, ni contaminación de ninguna clase, tienen un tiempo de vida útil de aproximadamente 20 años y requieren poco mantenimiento. Los costos relacionados a estos elementos han disminuido de \$50/W en los inicios de 1980 a \$5/W en 2008. A pesar de su aún alto costo, en algunos países esta tecnología es ampliamente usada para alimentar de energía a lugares remotos, equipos de telecomunicaciones, vehículos, entre otros.

Sistemas híbridos.

El uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica se ha convertido en una solución viable para cambiar los patrones tradicionales de generación que durante muchas décadas han dejado y continúan dejando marcadas huellas sobre nuestro medio ambiente.

Estas se han convertido en la solución real para combatir la contaminación generada por los combustibles tradicionales, hacerle frente al cambio climático, y garantizar una seguridad energética, lo que no brindan los combustibles tradicionales.

Los sistemas híbridos de generación de potencia, típicamente integrado por módulos fotovoltaicos, aerogeneradores, generadores diésel, gasificadores, son una aplicación realmente prometedora para la electrificación de lugares aislados que se encuentran fuera del alcance de la red de distribución eléctrica.

Los sistemas híbridos representan actualmente una solución viable para las exigencias de energía eléctrica en áreas aisladas o no electrificadas. En el pasado, de hecho, se utilizaban sólo generadores diésel, que, en la modalidad operativa de baja carga, muestran una eficiencia reducida en el funcionamiento, altos costes de mantenimiento y un breve tiempo de vida de la instalación. Los sistemas híbridos permiten reducir esos problemas y aprovechar los recursos renovables existentes sobre el territorio de la futura instalación, constituyendo una opción viable y favorable tanto ambiental como socialmente.

Sistema híbrido de potencia.

Definición de un sistema híbrido de generación.

Se entiende por sistema híbrido aquel que genera energía eléctrica a partir de dos o más fuentes energéticas distintas. Con la implementación de un sistema híbrido se intenta reducir los costes del proyecto y facilitar la gestión del sistema a partir de la combinación de las fuentes energéticas disponibles.

El hecho de poder utilizar distintas fuentes energéticas de distintas características proporciona una flexibilidad al sistema para gestionar la demanda a lo largo del día, así como para futuras ampliaciones. No obstante, si se combinan dos fuentes energéticas que dependen de las condiciones meteorológicas (como por ejemplo energía solar y eólica), que podrían no estar disponibles según la curva de demanda eléctrica, la cantidad de baterías necesarias puede ser considerable; por consiguiente, se debería disponer de un gran subsistema de acumulación para el almacenamiento de la energía proporcionada en horas con más generación que consumo. Por el contrario, si se combinan sistemas solares con generadores diésel, el usuario puede adaptar el arranque de este último según le convenga y evitar que se deba almacenar la energía generada por dichas aplicaciones, disminuyendo de esta manera las pérdidas del sistema.

Todo esto repercute en la posibilidad de disminuir el subsistema de acumulación hasta obtener un día de autonomía, ya que la disposición de un generador diésel permite abastecer la demanda y cargar baterías en caso de poca radiación solar o fallo de algún componente.

Los sistemas híbridos son los más flexibles para futuras ampliaciones de consumo y los más fiables ya que disponen de recursos ante posibles fallos de algún componente. En cambio, se certifica que los sistemas autónomos tienen los mayores costes de inversión y que los grupos electrógenos comportan unos altos costes de combustible y mantenimiento.

Evidentemente, la utilización de sistemas híbridos va asociada a la creación de una red eléctrica de distribución ya que la generación es centralizada. A este concepto se le

denomina micro red eléctrica y está formado por una unidad central de generación, una unidad de gestión y las correspondientes redes de distribución monofásicas o trifásicas de 220/318 V y 60 Hz.

Componentes de un sistema híbrido.

Los sistemas híbridos son resultado de la unión de dos o más sistemas de generación, uno convencional y uno que utilice fuentes renovables, para asegurar una base de continuidad en el servicio de energía eléctrica. La configuración típica de un sistema híbrido es la siguiente:

- Una o más unidades de generación de fuentes renovables: eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica.
- Una o más unidades de generación convencional: diésel.
- Sistema de almacenaje de tipo mecánico, electroquímico o hidráulico.
- Sistemas de acondicionamiento de la potencia: inversor, rectificadores, reguladores de carga.
- Sistema de regulación y control.

Configuración de un sistema híbrido.

A menudo las dimensiones de una instalación de generación fotovoltaica o eólica, por si sola, están por debajo del margen de confiabilidad que garantizaría la cobertura del suministro eléctrico durante todo el año, ya sea por razones económicas o bien porque no se cuenta con las condiciones climatológicas adecuadas.

Aun siendo el dimensionamiento de las instalaciones correcto, se producen puntos de consumo muy por encima de lo habitual, hay un período anormalmente largo de tiempo nublado con poca radiación o sin aire para mover los aerogenerador o simplemente existe circunstancias inesperadas, como el uso de todas las cargas al mismo tiempo.

Por tanto, es recomendable disponer de algún sistema de generación auxiliar que permita hacer frente con seguridad a los períodos anteriormente citados. Garantizando un estado de carga aceptable de las baterías y una prolongación de su vida útil. Las componentes mencionadas en la sección anterior se pueden configurar de la siguiente manera:

- Los sistemas fotovoltaicos con grupos electrógenos.
- Los sistemas fotovoltaicos con sistemas eólicos.
- Los sistemas fotovoltaicos con sistemas eólicos y grupos electrógenos.

Sistema solar fotovoltaico con grupo eléctrico.

Este sistema no utiliza exclusivamente fuentes renovables sino hace uso de un grupo generador, esto le permite generar energía eléctrica en cualquier momento, en cualquier lugar donde se necesite y con una gama de potencias muy amplia.

Es el sistema idóneo para funcionar como sistema auxiliar para momentos de déficit de una instalación diseñada únicamente con un sistema fotovoltaico, o bien para cubrir determinados consumos que, por su elevada potencia, se prefiere que no pasen a través del mismo.

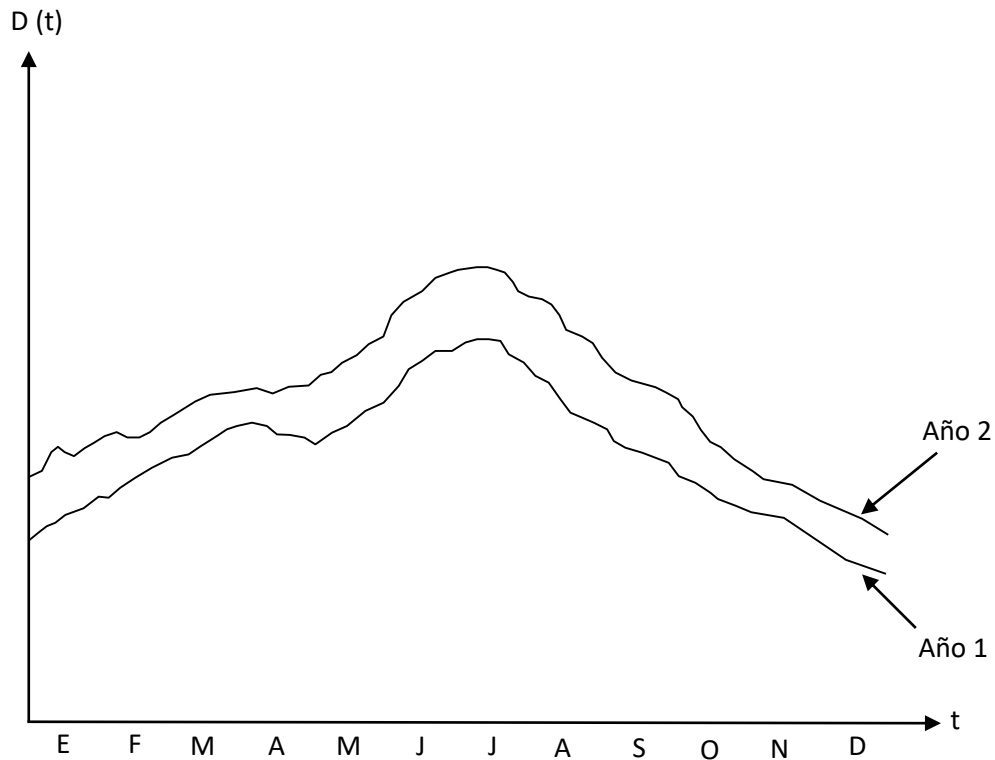
La potencia del grupo eléctrico dependerá de la función a la que va destinado. Siendo la potencia mínima, la suma de las potencias de las cargas que se van a conectar al mismo tiempo. La correcta elección del grupo eléctrico es fundamental para lograr el máximo aprovechamiento de la inversión, minimizando problemas y optimizando el gasto.

1.3. Marco teórico sobre predicción de demanda.

La demanda de la energía eléctrica varía continuamente. Durante en día su nivel va desde el mínimo, en las horas de inactividad, hasta el pico que es el momento de mayor uso de receptores de energía.

Durante el año estos niveles varían por épocas de forma cíclica de acuerdo con la misma época de los años anteriores. En estas condiciones, la demanda aumenta porque:

- La cantidad de receptores crece continuamente.
- El consumo de cada usuario tiende a crecer continuamente.



Definición de pronóstico.

- Proceso sistemático.
- Para predecir el futuro.
- Desde el punto de vista cualitativo.
- Mediante datos del pasado.

Cuando se realiza un proyecto con varios años de vida útil, se necesita estimar la demanda de energía eléctrica durante todos estos años para poder realizar una evaluación económica del mismo.

En el Despacho Nacional Carga se necesita estimar la demanda eléctrica que existirá en cada momento del día para tener lista la entrada y salida de unidades al SEN (el despacho económico) de acuerdo a la disponibilidad que exista.

La dificultad del pronóstico radica en que depende de:

- Política.
- Economía.
- Desarrollo Científico-Técnico.

- Otros factores sociales.

Como depende de muchos factores se puede predecir pero no definir.

Se prefiere hallar $f(t)$ y trabajar con la dispersión que ofrecen las demás variables.

Métodos de predicción de la demanda eléctrica

Como se ha visto anteriormente, las técnicas para la previsión de la demanda de energía eléctrica han evolucionado de manera muy significativa a partir de 1970. Estos métodos, muy influenciados por el horizonte temporal a considerar, se pueden agrupar de la siguiente manera: [19]

Métodos cualitativos:

Se emplean para aquellas situaciones en las que el pasado no proporciona información directa sobre el fenómeno considerado. Son métodos subjetivos que se basan en estimaciones y opiniones, razón por la cual es difícil cuantificar la precisión del pronóstico.

Métodos cuantitativos:

Se basan en la idea de que se pueden usar los datos históricos para inferir el futuro. El objetivo es extraer toda la información posible contenida en los datos y, en base al patrón de conducta seguido, realizar estimaciones.

Dentro de los métodos cuantitativos podemos encontrar los basados en los siguientes modelos:

1. Modelos de Suavizado

Esta técnica supone que el comportamiento futuro de una variable se describe en función sólo de sus valores históricos, identificando el patrón general real de la serie en estudio, a través del suavizado (promedio) de los valores pasados. Dentro de estas técnicas se pueden citar: [20]

- Modelo Ingenuo

El valor estimado de la próxima observación será igual al valor previo.

- Modelo de Promedios

Consiste en tomar un número fijo de observaciones, calcular el promedio de estos datos y utilizar este valor como el pronóstico para el próximo periodo. Para cada nueva observación se calcula un nuevo promedio, manteniendo constante el número de datos, sustituyendo la observación más lejana por la más reciente.

□ Modelo de Suavizado Exponencial Simple

Se basa en una suma ponderada exponencial de las observaciones pasadas. Se asigna la mayor participación a la observación más reciente y valores exponenciales decrecientes a las observaciones históricas más antiguas. Requiere de un número mínimo de observaciones (3), tiene bajo costo, es sencillo y de fácil aplicación. Su principio es intuitivo por lo que es fácilmente comprendido por los que toman decisiones. Es recomendado para series sin tendencia con valores oscilando alrededor de un valor fijo (estacionarias). En caso de estar presente una tendencia de crecimiento, se recomienda la aplicación de una técnica de suavizado de orden superior. El factor más importante es la selección de la constante de suavizado, la cual al tomar valores cercanos a uno, da mayor importancia a las observaciones más recientes y responde más rápidamente a los cambios en el comportamiento de la variable en estudio.

Método de crecimiento vegetativo.

Supone que anualmente existe un % de crecimiento fijo de las cargas sobre la base del nivel del año anterior y que se producen saltos debido a la demanda que incorporan las nuevas cargas.

Sean S_0demanda actual.

S_1demanda año 1

S_2demanda año 2

S_n demanda año n

r_v – razón de crecimiento vegetativo anual de la carga.

S_{nueva1} – demanda que incorporan nuevas carga en el año 1.

S_{nueva2} – demanda que incorporan nuevas carga en el año 2.

S_{nueva} – demanda que incorporan nuevas carga en el año n.

$$S_1 = \left(1 + \frac{r_v}{100}\right) \times S_0 + S_{nueva1}$$

$$S_2 = \left(1 + \frac{r_v}{100}\right) \times S_1 + S_{nueva2}$$

$$S_n = \left(1 + \frac{r_v}{100}\right) \times S_{n-1} + S_{nuevan}$$

Generalización del método del crecimiento vegetativo. (r_v - cte)

$$S_n = S_0 \left(1 + \frac{r_v}{100}\right)^n + \sum_{i=1}^n S_{nuevai} \left(1 + \frac{r_v}{100}\right)^{n-i}$$

Generalización del método del crecimiento vegetativo. (r_v -variable)

$$S_n = S_0 \prod_{i=1}^n \left(1 + \frac{r_{vi}}{100}\right) + \sum_{i=1}^n S_{nuevai} \prod_{j=i+1}^n \left(1 + \frac{r_{vj}}{100}\right)$$

1.4. Marco teórico sobre despacho económico de carga.

Una amplia variedad de algoritmos de optimización han sido usados para resolver problemas de dimensionamiento y despacho de energía; Belfkira et al. [21], usan una técnica de optimización global determinística, conocida como DIRECT (DIviding RECTangles), que es usada para encontrar el mínimo de una función continua de Lipschitz y que permite de esta manera minimizar el costo del ciclo de vida del sistema . En cambio en Ekren et al. [22], presentan un método de dimensionamiento de un sistema híbrido formado por paneles so-lares, turbinas eólicas y baterías, usando un algoritmo de recocido simulado y como objetivo la minimización del costo de la energía del sistema, obteniendo como resultado una mejora del 10.13% con respecto a la optimización heurística ejecutado en el mismo trabajo.

Haghi et al. [23], presentan un procedimiento de simulación híbrida usando optimización por enjambre de partículas embebido en una simulación MonteCarlo. El sistema consiste en generadores eólicos, celdas de combustible, electrolizadores, reformadores, un reactor

anaeróbico y algunos tanques de hidrógeno; el objetivo es minimizar los costos totales del sistema vistos desde la incertidumbre del generador eólico, mientras que Zhang et al. [24], plantean un algoritmo mejorado de enjambre de partículas que permite encontrar los máximos globales, a diferencia del algoritmo normal que únicamente encuentra máximos locales, sobre un sistema híbrido formado por paneles solares, turbinas eólicas, generador diésel y baterías, concluyendo que el sistema opera mejor económica y eficientemente. Hameed et al. [25] se plantea una nueva técnica llamada optimización por enjambre de partículas en espacio abierto, que combina las fortalezas del algoritmo tradicional con la precisión de la técnica de gradiente, sobre un sistema híbrido formado por paneles solares, turbinas de viento y baterías, donde la función objetivo minimiza el costo total sujeto a restricciones del tamaño físico del sistema, en términos de número de elementos.

Lingfeng et al. [26], desarrollan un algoritmo multiobjetivo de enjambre de partículas sobre un sistema híbrido formado por paneles solares, turbinas eólicas y baterías con conexión a la red pública. El objetivo de diseño son el económico, la confiabilidad del servicio y la emisión de gases contaminantes. Mientras tanto Zeng et al. [27] desarrollan un algoritmo genético mejorado para optimizar la operación de un sistema híbrido durante su ciclo de vida; el sistema consiste de paneles solares y turbinas eólicas como fuentes primarias de energía y baterías como dispositivos de almacenamiento. Los resultados de la simulación permiten concluir que este algoritmo tiene mejor convergencia en velocidad y precisión que los algoritmos genéticos estándar. Katsigiannis et al. [28] presentan la combinación de dos técnicas de optimización llamadas recocido simulado y búsqueda tabú, combinando las mejores características de cada uno de ellos, para hacer el dimensionamiento óptimo de un sistema híbrido de energía renovable. La función objetivo minimiza el tamaño de los elementos del sistema y la estrategia de despacho, obteniendo mejores resultados en términos de calidad y convergencia comparados con los resultados de los algoritmos individuales.

Alsayed et al. [29] presentan un dimensionamiento óptimo de un sistema híbrido de energía renovable basado en un análisis de decisión multicriterio, usando la técnica TOPSIS que se basa en que la mejor alternativa deba tener la menor distancia desde la solución ideal positiva. Se obtiene como resultado que este método es confiable y simple para ser implementado de acuerdo a las necesidades, considerando el comportamiento dinámico de los paneles solares, turbinas eólicas y las variaciones de las variables naturales. Además, Xiaolei Hu et al. [30] presentan un algoritmo de control MPC con

optimización cuadrática para controlar el despacho de energía en un sistema híbrido, cuyo objetivo es reducir la intermitencia en la carga y descarga de las baterías y supercondensadores.

Muchos de estos trabajos optimizan el nivel de los dispositivos de almacenamiento dentro de los rangos mínimos y máximo permitidos por cada uno, sin embargo, en esta tesis se define también un factor de rendimiento que penaliza el nivel de carga de los dispositivos de almacenamiento cuando estos bajan de un nivel de seguridad, lo que permite minimizar este parámetro y obliga a permanecer sobre este nivel en la medida de lo posible; este índice, es un factor más a optimizar dentro de la función objetivo y es constante durante todo el intervalo de operación.

En esta tesis se presenta un modelo computacional utilizando Power System Explorer, cuya finalidad es determinar el valor de potencia óptimo para cubrir la demanda predicha y ahorrar el máximo de combustible en las unidades térmicas, en cada instante de tiempo. Pues asumimos que la energía entregada por los parques fotovoltaicos será entregada en su totalidad a la red por ser esta libre de costos.

Despacho económico de carga

El despacho económico de carga busca minimizar el costo de operación del sistema al suplir una demanda en un período de tiempo determinado (por ejemplo una hora, un día, una semana, etc.) satisfaciendo en forma simultánea un amplio y variado conjunto de restricciones de operación y cumpliendo además con los criterios que se deriven de las programaciones de corto, mediano y largo plazo.

Un Sistema Eléctrico de Potencia generalmente utiliza una combinación de unidades generadoras, para suplir la demanda, por ello es necesario optimizar los recursos con los que se cuenta, por lo tanto se debe hacer un despacho económico de carga a las unidades térmicas.

Este busca como en todo despacho económico de carga minimizar los costos de producción de las unidades, que para este caso son todas unidades térmicas, de tal manera que se optimice la producción de energía en el SEP tomando en cuenta las restricciones de las unidades y principalmente las variaciones de la demanda. En el capítulo dos se desarrolla la teoría para este tipo de despacho y algunos métodos de optimización para llegar a su solución.

Generación Térmica.

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- Vapor: Con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Turbogás: Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
- Combustión Interna: Con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.
- Ciclo Combinado: Combinación de las tecnologías de turbogás y vapor, constan de una o más turbogás y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

Otra clasificación de las centrales termoeléctricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

- Vapor (combustóleo, gas natural y diésel)
- Carboeléctrica (carbón)
- Dual (combustóleo y carbón)
- Geotermoeléctrica (vapor extraído del subsuelo)
- Nucleoeléctrica (uranio enriquecido)

Despacho Económico sin Pérdidas.

El problema del despacho económico sin pérdidas se fundamenta en una optimización estática en el tiempo, es decir, se minimiza el costo de producción en un instante para un valor de demanda del sistema, los generadores se ajustan para cumplir con los requerimientos de energía de los consumidores, satisfaciendo además otro tipo de restricciones propuestas.

Se utilizan para modelar los costos del problema de despacho económico las características de entrada-salida.

La figura 1.3 muestra como los generadores conectados a una sola barra que alimentan a una carga concentrada.

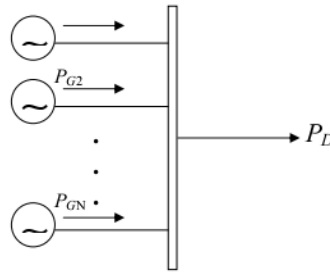


Figura 1.3 Modelo de barra única.

El problema se formula como la minimización de los costos N generadores formando la función objetivo.

Se incluye además la restricción de que todos los generadores cumplen con la demanda.

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \quad (1.1)$$

$$\varphi = 0 = P_{DEM} - P_1 - P_2 - \dots - P_N \quad (1.2)$$

Donde: P_{DEM} : Potencia de Demanda.

Cuando existe una restricción de igualdad, se propone una función extendida de Lagrange.

Aplicación por el Método de Multiplicadores de Lagrange.

El método más frecuentemente usado para restricciones es empleando los multiplicadores de Lagrange. La técnica será presentada usando dos variables independientes y una ecuación de restricción para ilustrar los conceptos. Luego el procedimiento será extendido al caso general de n variables independientes y m ecuaciones de restricción. Para el caso de dos variables independientes, tenemos:

Optimizar: $y(x_1, x_2)$

Sujeto a: $f(x_1, x_2) = 0$

Mostraremos como surgen los multiplicadores de Lagrange y como un problema con restricciones puede ser convertido a un problema sin restricciones. La función beneficio

y las ecuaciones de restricción son expandidas en una serie de Taylor. Luego, usando los términos de primer orden se tiene:

$$dy = \frac{dy}{dx_1} dx_1 + \frac{dy}{dx_2} dx_2$$

$$0 = \frac{df}{dx_1} dx_1 + \frac{df}{dx_2} dx_2$$

Esta forma de la ecuación de restricción será usada para eliminar dx_2 en la función beneficio. Resolviendo para dx_2 se tiene:

$$dx_2 = -\frac{\frac{\partial f}{\partial x_1}}{\frac{\partial f}{\partial x_2}} dx_1$$

Esta ecuación se reemplaza en la ecuación para dy y se obtiene:

$$dy = \frac{\partial y}{\partial x_1} dx_1 - \frac{\partial y}{\partial x_2} \left[\frac{\frac{\partial f}{\partial x_1}}{\frac{\partial f}{\partial x_2}} \right] dx_1$$

y re-arreglando se tiene:

$$\frac{d(y + \lambda f)}{dx_1} = 0 \rightarrow dy = \left[\frac{\partial y}{\partial x_1} + \frac{-\partial y}{\partial x_2} \frac{\partial f}{\partial x_1} \right] dx_1$$

Ahora podemos definir λ como el valor de $\left[\frac{-\partial y}{\partial x_2} \frac{\partial f}{\partial x_1} \right]$ en el punto estacionario de la función restringida. Esta razón de derivadas parciales λ es una constante en el punto estacionario, y la ecuación anterior puede escribirse como:

$$dy = \left[\frac{\partial y}{\partial x_1} + \lambda \frac{\partial f}{\partial x_1} \right] dx_1$$

o

$$dy = \left[\frac{\partial(y + \lambda f)}{\partial x_1} \right] dx_1$$

En el punto estacionario $dy = 0$, y esto da:

$$\frac{\partial(y + \lambda f)}{\partial x_1} = 0$$

Ahora si L es definido como $L = y + \lambda f$, se tiene:

$$\frac{\partial L}{\partial x_1} = 0$$

Esta es una de las condiciones necesarias para localizar los puntos estacionarios de una función sin restricción L la cual es construida a partir de la función beneficio $y(x_1, x_2)$ y la ecuación de restricción $f(x_1, x_2) = 0$. Ahora las mismas manipulaciones pueden ser repetidas para obtener las demás condiciones necesarias:

$$\frac{\partial L}{\partial x_2} = 0$$

Por lo tanto, el problema con restricciones puede ser convertido a un problema sin restricciones mediante la formación de la función Lagrangiana, o aumentado, y resolviendo este problema por los métodos previamente desarrollados de establecer las primeras derivadas parciales iguales a cero. Esto dará dos ecuaciones para resolver para las tres incógnitas x_1 , x_2 y λ en el punto estacionario. La tercera ecuación a ser usada es la ecuación de restricción.

El hecho de que el multiplicador de Lagrange es tratado algunas veces como otra variable ya que $\partial L / \partial \lambda$ da la ecuación de restricción.

Ejemplificando el método de Lagrange al despacho económico:

La condición necesaria para encontrar el mínimo de la función es derivando el Lagrangiano e igualando a cero dicha derivada (Gradiente del Lagrangiana).

$$\Lambda = F_T(PG) + \lambda\phi \dots\dots\dots(1.3)$$

$$\vec{V} \Lambda = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Lambda}{\partial PG_1} \\ \frac{\partial \Lambda}{\partial PG_N} \\ \frac{\partial \Lambda}{\partial \lambda} \end{bmatrix} = 0 \dots\dots\dots(1.4)$$

Para cada generador se tiene:

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial PG_1} = \frac{dF}{dPG_i} - \lambda = 0 \dots \dots \dots (1.5)$$

Y para la restricción de igualdad

$$\frac{\partial \Lambda}{\partial \lambda} = P_D - \sum_{i=1}^N PG_i \dots \dots \dots (1.6)$$

La función de Lagrange requiere que todas las unidades, operen a un mismo costo incremental.

El sistema de ecuaciones para la solución del despacho tendrá las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} \frac{dF_i}{dPG_i} &= \lambda && N \text{ ecuaciones.} \\ PG_{iMin} &\leq PG_i \leq PG_{iMax} && 2N \text{ Desigualdades} \dots \dots \dots (1.7) \\ \sum_{i=1}^N PG_i &= P_D && 1 \text{ Restricción} \end{aligned}$$

Para resolver las ecuaciones anteriores se han usado diferentes procedimientos de solución, tales como: métodos iterativos donde se empieza con un valor de λ inicial y se termina hasta que las potencias se ajustan a la demanda, soluciones directas y otras se basan en generadores con funciones de costos equivalentes.

Existen $N + 1$ ecuaciones y $N + 1$ incógnitas (NP_{G_i} y una λ) y si el sistema de ecuaciones es lineal existe una solución única al despacho económico.

Al considerar una función cuadrática para el costo del generador i se puede escribir.

$$\begin{bmatrix} 2c_1 & 0 & \dots & 0 & -1 \\ 0 & 2c_1 & \dots & 0 & -1 \\ \vdots & 0 & \ddots & 0 & -1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & 2c_N & -1 \\ -1 & -1 & \dots & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PG_1 \\ PG_2 \\ \vdots \\ PG_N \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -b_1 \\ -b_2 \\ \vdots \\ -b_N \\ -P_D \end{bmatrix} \dots \dots \dots (1.8)$$

El sistema anterior tiene la particularidad que puede ser fácilmente triangulizado, ayudando esto al algoritmo computacional.

Para λ se tiene:

$$\lambda = \frac{P_D - \sum \frac{b_i}{2c_i}}{\sum \frac{1}{2c_i}} \dots\dots\dots(1.9)$$

Como todos los generadores operan aun mismo costo incremental la potencia de salida se obtiene para cada unidad como:

$$PG_i = \frac{\lambda + b_i}{2c_i} \dots\dots\dots(1.10)$$

Restricciones.

Para que la solución sea factible los valores de potencia de generación encontrados con (1.8) deben estar dentro de ciertos límites.

$$PG_{iMin} \leq PG_i \leq PG_{iMax} \dots\dots\dots(1.11)$$

Si después de encontrar una solución con (1.8), algún generador viola uno de sus límites, existen procedimientos alternos para obtener una solución factible.

Método I

- Eliminar la ecuación del sistema a solucionar y restar a la potencia de demanda el valor del límite violado.
- Volver a solucionar el sistema y verificar si no existen otras violaciones a límites de otros generadores, si se presentan, volver al paso anterior.

Método II

- En el sistema de ecuaciones se sustituye el valor de la potencia violada y se resuelve para las otras incógnitas.
- Si existen otras violaciones, se sustituyen los valores limites en cada ecuación y se vuelve al paso anterior.

Para ilustrar mejor lo anterior se presentan los sistemas de ecuaciones para ambos métodos, cuando la potencia de salida en el generador 2 ha alcanzado alguno de sus límites.

Método I

$$\begin{bmatrix} 2C_1 & \dots & 0 & 0 & -1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & 2C_N & -1 \\ -1 & -1 & \dots & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PG_1 \\ \vdots \\ PG_N \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -b_1 \\ \vdots \\ -b_N \\ -P_D - PG_2 \end{bmatrix} \dots\dots\dots(1.12)$$

Método II

$$\begin{bmatrix} 2C_1 & 0 & \dots & 0 & -1 \\ 0 & 1 & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & 0 & \ddots & 0 & -1 \\ \vdots & \vdots & \vdots & 2C_i & -1 \\ -1 & -1 & \dots & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} PG_1 \\ PG_2 \\ \vdots \\ PG_N \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -b_1 \\ PG_{2viol} \\ \vdots \\ -b_N \\ P_D \end{bmatrix} \dots\dots\dots(1.13)$$

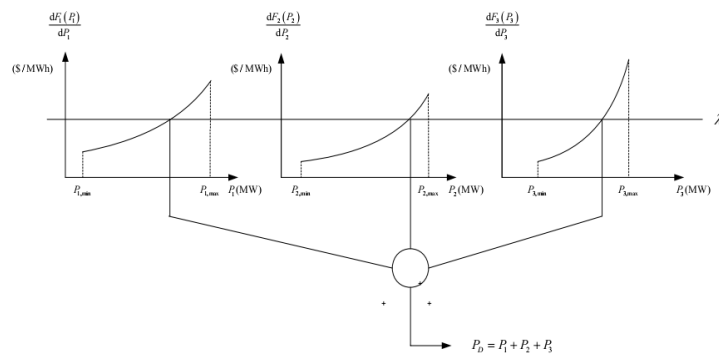


Figura1.4 Rampa de carga, interpretacion grafica de lambda.

Modelando esta restricción como la ecuación de la recta, donde el signo de la pendiente indica el aumento o disminución de la unidad.

$$PG_{Op}(T + \Delta T) = P_{op}(T) \pm m(\Delta T) \dots\dots\dots(1.14)$$

$$m = \frac{\Delta PG}{\Delta T}$$

Donde:

m = Relación de cambio del generador i, (se especifica por generador y depende del tipo de unidad).

La inclusión de esta restricción propone nuevos límites de operación al generador, antes de realizar el despacho.

$$PG_{Min, OPi} \leq PG_{OPi} \leq PG_{Max, OPi} \dots\dots\dots(1.15)$$

La ecuación permite revisar límites en el cambio de potencia en un punto de operación, antes del despacho económico.

Existen unidades que no pueden realizar cambios en su potencia de salida, unidades con carga fija, para este caso se propone que no entren directamente al proceso de solución.

La manera de resolver el problema de restarle a la demanda la cantidad que aporta esta unidad, unidad no-coordinable, y que las demás unidades se coordinen para la nueva demanda.

El generador es tratado como si hubiera violado alguno de sus límites.

Capítulo 2: Modelo Computacional Sistemas Eléctricos de Potencia.

2.1 Planeación de Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia.

2.1.1 La Planeación a Corto Plazo.

El trabajo de los especialistas del SEN en lo que se refiere a la planeación de operación de sistemas eléctricos de potencia conjunta diversas disciplinas, como la optimización matemática, la ingeniería eléctrica de potencia y la informática.

La planeación de operación constituye una línea de investigación en la que continuamente se buscan mejores métodos de optimización matemática, así como modelos cada vez más precisos del funcionamiento de los componentes del sistema eléctrico; estos modelos permiten considerar en la planeación todas las restricciones físicas y operativas del sistema.

El plan, conocido como pre- despacho, establece para cada hora de un horizonte de planeación de hasta siete días, cuáles unidades entrarán en operación y cuáles serán sus potencias de generación para satisfacer la demanda pronosticada; en el pre-despacho se considera un mínimo de reserva de energía en el caso de que se presente un aumento inesperado de la demanda.

El operador ajusta el pre-despacho cada hora, en respuesta a los cambios que se tengan en las condiciones de operación.

La asignación de unidades se hace de manera tal que se minimiza el costo de operación que resulta del consumo de combustible en las unidades termoeléctricas, aprovechando de la mejor manera la producción de los parques fotovoltaico.

2.1.2 Horizontes de Estudio de la Planeación en Sistemas Termoeléctricos.

En el análisis de la operación de sistemas de potencia es básico el conocimiento de las variables que intervienen en el proceso.

Los generadores como parte importante del sistema eléctrico poseen ciertas características de comportamiento, tales como: tipo de primo-motor, turbina de vapor o hidráulica, tipo de combustible, límites operativos, etc. que hacen que cada unidad tenga

diferente comportamiento que otras, la influencia de cada una de estos elementos influye en el costo de operación de la unidad.

La intervención de restricciones operativas, costos asociados a insumos secundarios en operación de las plantas eléctricas y restricciones ambientales algunos energéticos hacen necesario que se comprenda el comportamiento de las unidades de generación y los costos totales en que se incurre.

Una vez que se establece el modelo de costo de la unidad se determina posteriormente el proceso de solución.

Debido a las nuevas estructuras en las empresas eléctricas y la inclusión de nuevos productores de energía en los sistemas eléctricos implica que los costos de generación sean representados por un precio de energía el cual incluye el costo de combustibles, costos variables, insumos secundarios, recuperación de la inversión, etc.

2.2 Modelo Entrada- Salida.

En los estudios de despacho económico es común caracterizar a las unidades termoeléctricas con las curvas denominadas “entrada-salida”, que definen el calor (Gcal/Hr) necesario para generar en nivel de potencia (Mw).

Generalmente estas curvas son caracterizadas con polinomios de segundo grado. Una curva típica se muestra en la figura 3.1, siendo su modelo matemático la función de consumo:

$$q(g) = a + b \cdot g + c \cdot g^2 \quad \dots (2.1)$$

Donde:

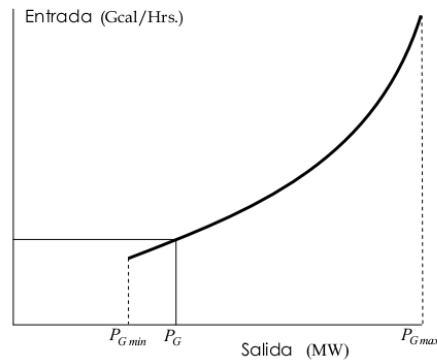
q (g): Función de consumo (Gcal/Hr).

a: Coeficiente del término independiente del modelo entrada-salida (Gcal/Hr).

b: Coeficiente del término lineal del modelo entrada-salida (Gcal/Mwhr).

c: Coeficiente del término cuadrático del modelo entra-salida (Gcal/Mw² hr).

g: Nivel de generación (Mw).



La unidad típica de generación eléctrica comprende el sistema caldera-turbina-generator, esto consiste en una caldera que genera vapor mediante algún tipo de combustible y este vapor acciona una turbina acoplada mecánicamente a un generador eléctrico, la salida es potencia eléctrica en MW que se entrega al sistema.

Para nuestros fines se hablara de la entrada a este sistema de generación contra salida al sistema eléctrico.

La curva que describe el comportamiento de la caldera-turbina-generator es la característica de entrada-salida.

Esta curva representa la cantidad de combustible o el costo de combustible que la unidad consume por hora para la potencia a la que la unidad está generando, esta relación que generalmente se representa por un polinomio de segundo orden.

2.2.1 Principales Características del Despacho Económico.

El despacho económico consiste básicamente en usar los recursos energéticos (térmicos, hidráulicos, solares, eólicos, etc.) disponibles para la generación de energía eléctrica en una forma óptima de tal manera que cubra la demanda de electricidad a un mínimo costo y con un determinado grado de confiabilidad, calidad y seguridad.

Este consiste también en conocer la cantidad de potencia que debe suministrar cada generador para satisfacer una condición de demanda de los consumidores minimizando los costos de generación del sistema eléctrico sujeto a diferentes tipos de restricciones operativas de las plantas de generación tales como: rapidez para tomar la carga en el

sistema caldera-turbina-generador, límites de generación, reserva rodante, tipos de combustible, etc.

Sin dejar a un lado las restricciones de transmisión y seguridad de la red eléctrica.

Esto es como una sintonización de todos los generadores operando a un mismo costo incremental.

2.3 Modelo de la celda solar

El modelo más general de una celda solar [31] [32] la representa como un circuito equivalente formado por una Resistencia R_s conectada en serie con una combinación paralelo de los siguientes elementos: Fuente de corriente, Dos diodos exponenciales, y una resistencia en paralelo R_p . La figura 2.1 muestra el diagrama del circuito equivalente:

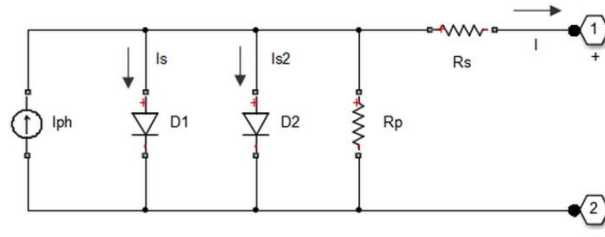


Figura 2.1-Diagrama del circuito equivalente de una celda solar (Fuente: Power System Explorer/ Simulink)

La corriente de salida I será:

$$I = I_{fot} - I_0 \cdot \left(e^{\frac{(V+I \cdot R_s)}{(m \cdot V_t)}} - 1 \right) - I_{02} \cdot \left(e^{\frac{(V+I \cdot R_s)}{(m_2 \cdot V_t)}} - 1 \right) - (V + I \cdot R_s) / R_p \quad (2.2)$$

Donde:

$$I_{fot} = I_{fotr} \cdot \frac{G}{G_r} \quad (2.3)$$

Donde:

G : Radiación solar sobre la celda en W/m^2 .

G_r : Radiación solar sobre la celda en W/m^2 en condiciones de referencia (STC: Standard Test Conditions). Generalmente $1000 W/m^2$

I_{fotr} : Corriente fotovoltaica generada, medida para la radiación incidente en condiciones de referencia. (A)

I_0 : Corriente de saturación del diodo D1. (A)

I_{02} : Corriente de saturación del diodo D2. (A)

V_t : Tensión térmica, kT/q

k : constant de Boltzmann. $1.38 \cdot 10^{-23}$ joule/ $^{\circ}K$

T : Temperatura de operación de la celda. ($^{\circ}K$)

q : Carga elemental de un electrón. $1.602 \cdot 10^{-19}$ C

m_1 : Factor de calidad (coeficiente de emisión del diodo) de D1.

m_2 : Factor de calidad (coeficiente de emisión del diodo) de D2.

V : Es la tensión en los terminales de la celda solar. (V)

R_s : Resistencia serie, representa la resistencia interna al flujo de corriente, depende del espesor de la unión p-n, las impurezas presentes en el semiconductor y la resistencia de contacto de los terminales metálicos.

R_p : Resistencia paralelo, representa el comportamiento de la corriente de fuga a tierra.

La resistencia paralela tiene poca influencia en la eficiencia de conversión de la celda por lo que la mayoría de los autores proponen el modelo de un solo diodo [33] [34] [35] a partir de las siguientes simplificaciones en la ecuación (2.2): la corriente de saturación de D2 es igual a cero, la impedancia del resistor en paralelo es infinita.

La aplicación de este modelo permite parametrizar la celda a partir de los datos de catálogo del fabricante fundamentalmente, por lo que se conoce en la literatura como modelo apropiado [32]. El circuito equivalente del modelo simplificado se muestra en la figura 2.2

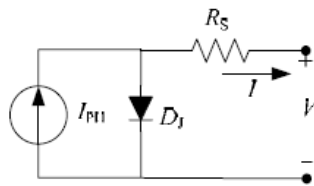


Figura 2.2 Circuito equivalente del modelo simplificado [32]

La corriente que entrega la celda a una carga en este caso se podrá calcular de forma general como sigue:

$$I_c = I_{phot} - I_D \quad (2.4)$$

Donde:

I_D : Corriente que circula a través del diodo.

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{q \cdot V_c}{m \cdot k \cdot T_r}} - 1 \right) \quad (2.5)$$

$$I_0 = I_{0r} \cdot \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 \cdot e^{\left(\frac{q \cdot E_g}{m \cdot k} \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right)} \quad (2.6)$$

I_{or} : Corriente de saturación del diodo a la temperatura de referencia. (A)

$$I_{or} = \frac{I_{ccr}}{\left[e^{\left(\frac{q \cdot V_{oc}}{Ns \cdot k \cdot m \cdot T_r} \right) - 1} \right]} \quad (2.7)$$

V_{oc} : Tensión de circuito abierto. (V)

Ns : Número de celdas en serie (En el caso de que se analice un módulo).

I_{fot} : Corriente fotovoltaica a la temperatura de operación de la celda

$$I_{fot} = (I_{ccr} + \alpha \cdot (T - T_r)) \cdot \frac{G}{G_r} \quad (2.6)$$

Donde:

T_r : Temperatura en condiciones de referencia. (0K)

V_c : Tensión a la salida de la celda. (V)

I_{ccr} : Corriente de cortocircuito en condiciones de referencia. (A)

α : Coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito. ($A/^0C$)

T : Temperatura de operación de la celda.

La corriente total que la celda fotovoltaica puede proveer [36] se puede formular mediante la siguiente ecuación:

$$I_c = I_r + \left[\alpha \cdot \left(\frac{G}{G_r} \right) \cdot (T - T_r) \right] + \left(\frac{G}{G_r} - 1 \right) \cdot I_{cc} \quad (2.7)$$

Donde:

I_r : Valor de referencia tomado de la curva de corriente contra tensión I-V.

La tensión a la salida de la celda se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$V_c = -\beta \cdot (T - T_r) - R_s \cdot \Delta I + V_r \quad (2.8)$$

Donde:

$$\Delta I = \alpha \cdot \left(\frac{G}{G_r} \right) \cdot (T - T_r) + \left(\frac{G}{G_r} - 1 \right) \cdot I_{cc} \quad (2.9)$$

V_r : Valor de referencia tomado de la curva de corriente contra tensión I-V.

R_s : Resistencia serie. (Ω)

El valor típico de la resistencia serie para una celda es muy pequeño (0.001-0.008 Ω), sin embargo para un módulo fotovoltaico la misma se puede calcular a partir de los datos del fabricante.

$$R_s = \left[1 - \frac{FF}{FF_0} \right] \cdot \frac{V_{oc}}{I_{cc}} \quad (2.10)$$

Donde:

FF : Factor de forma de la celda. Se define como el cociente entre la potencia máxima y el producto de la corriente de cortocircuito y la tensión de circuito abierto, da la medida de la calidad de la unión y la resistencia serie de la celda.

$$FF = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{I_{cc} \cdot V_{oc}} \quad (2.11)$$

I_{mpp} , V_{mpp} : Corriente y tensión en el punto de máxima potencia. (A),(V)

Para una celda ideal, sin considerar la resistencia serie, el FF es solo función del voltaje de circuito abierto V_{oc} , definido como el cociente entre la tensión de circuito abierto de la celda y la tensión térmica, estando ambos parámetros relacionados por la siguiente expresión empírica.

$$FF_0 = \frac{V_{oc} - \ln(V_{oc} + 0.72)}{V_{oc} + 1} \quad (2.12)$$

El modelo permite simular un módulo o un arreglo serie-paralelo de módulos, a partir de los parámetros NS y NP, que representan el número de módulos conectados en serie y en paralelo respectivamente.

2.4 Predicción de la demanda.

La exponencial

La ecuación de la exponencial se obtiene utilizando la ecuación de la recta logarítmica

$$\ln y = \ln A_0 + A_1 * X \text{ en la que } k_0 = \ln A_0 \text{ y } k_1 = A_1$$

Entonces en lugar de trabajar con el dato de y , se trabaja con su logaritmo y después de obtener A_0 y A_1 , se obtienen los valores de k_0 y de k_1 .

Ejemplo de resolución.

Con los datos de demanda dados obtenga el pronóstico del próximo año.

Datos

Ti	Di
0	1
1	2.51
2	6.25

- Se plantea la tabla para obtener la ecuación de la recta logarítmica

X_i	Y_i	$\ln Y_i$	X_i^2	$X_i * \ln Y_i$
0	1	0	0	0
1	2.51	1	1	1
2	6.25	2	4	4

$$\sum_{t=0}^3 \quad \text{XX} \quad 3 \quad 5 \quad 5$$

$$\quad \quad \quad \text{A} \quad \quad \quad \text{B} \quad \quad \quad \text{C} \quad \quad \quad \text{D}$$

$$A_0 = (1*5 - 1*5)/(3*5 - 9) = 0 \quad A_1 = (3*5 - 33)/6 = 1$$

$$K_0 = e^0 = 1 \quad K_1 = 1$$

La ecuación $y = e^x$

El pronóstico el próximo año será $\text{Prono}(3) = e^3 = 20.08 \text{ MWh/a}$

2.5 Modelo computacional.

A continuación se presentan fragmentos de la programación implementada desarrollada en el software Power System Explorer 2014. El primer subprograma plantea la resolución de la predicción de la demanda; el segundo: la predicción de la generación fotovoltaica; y el tercero: el despacho económico de carga.

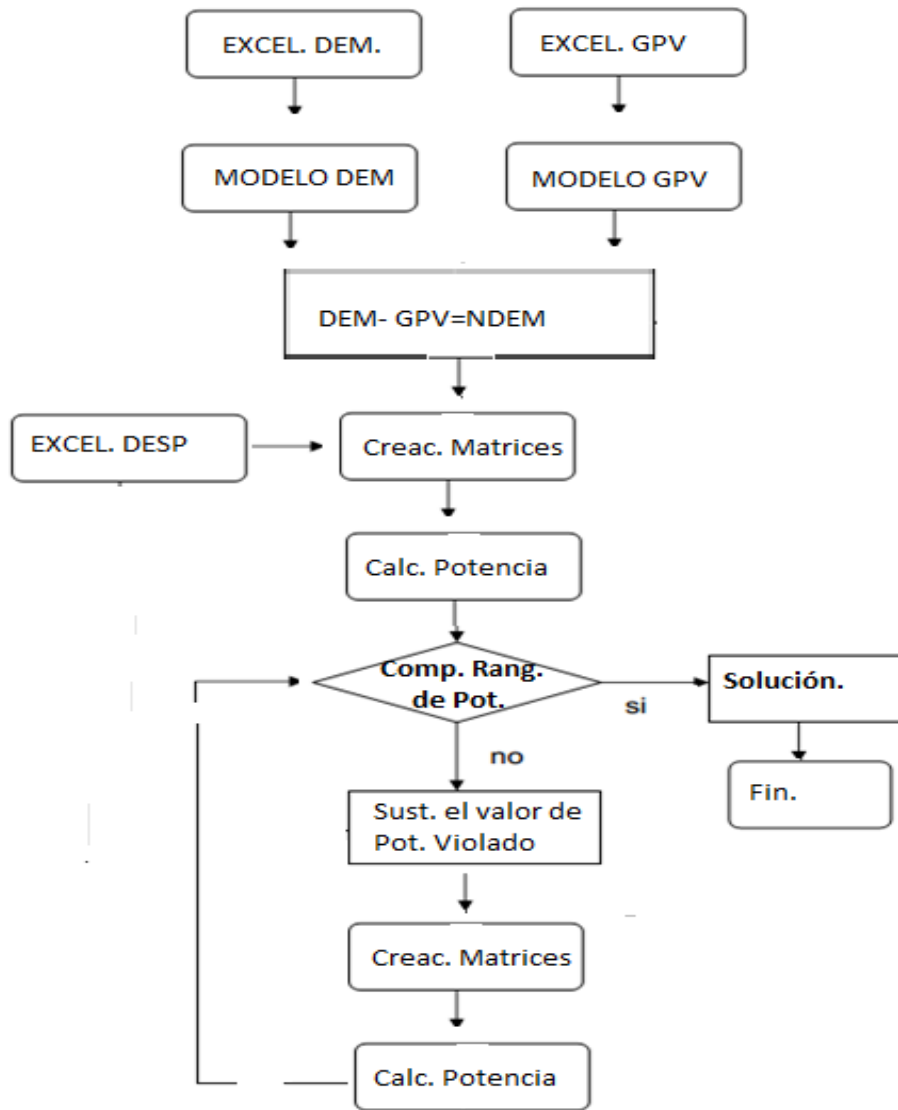


Figura 2.3 Esquema de la programación

Fragmento de las líneas de código.

```

% Empresa Eléctrica Matanzas

%Predicción de la Demanda.

clear all; close all; clc;

DEM=xlsread('Demanda.xlsx');

Hora=input('hora (Semana):');

w=Hora+1;

DEMANDA=DEM(:,w);
  
```

```

[n5,n6]=size(DEMANDA);

A=0;B=0;C=0;D=0;

for Xi=1:1:n5;

    xi=DEMANDA(Xi);

    A=A+Xi;

    B=B+log(xi);

    C=C+(xi^2);

    D=D+(xi*log(xi));

    Xi=Xi+1;

end

```

```

% Empresa Eléctrica Matanzas

% Generación Fotovoltaica.

clear all;close all;clc;

format bank

PV=xlsread('GenPV1.xlsx');

[m1,m2]=size(PV);

%Introducción de datos.

GENPV=[];

length(GENPV)=m1;

for j=1:m1

    beta=PV(j,1);

    alfa=PV(j,2);

    Immp=PV(j,3);

    Vmmp=PV(j,4);

    Ish=PV(j,5);

    Voc=PV(j,6);

```

```

Ir=PV(j,7);

Vr=PV(j,8);

NS=PV(j,9);

NP=PV(j,10);

T=PV(j,11);

G=PV(j,12);

% Cálculo de la Potencia del parque

Gr=1000;Tr=25;

%FF

FF=((Impp*Vmmp)/(Ish*Voc));

```

```

% Empresa Eléctrica Matanzas

% Despacho económico de carga.

clear all; close all;clc;

format bank;

G=xlsread('GenTerm.xlsx');

[n1,n2]=size(G);Dem=input('Demanda:');

%%%%%%%%%%%%%%

% filtro de unidades Generadoras.

%GG matriz que brinda las unidades en servicio.

GG=[];

Potencia=[];

length(Potencia)=(n1)+1;

for j=1:n1;

    if j==1;

        G(j,1); %celda de Servicio.    if j==1;

        if G(j,1)==1;

```



```

    Gx=[G(j,:)];

    GG=[Gx];

else

    unid=G(j,7);

    Potencia(unid)=0;

end

end

if j~=1;

if G(j,1)==1;

    Gx=[G(j,:)];

    GG=[GG;Gx];

    GG=[GG];

else

    unid=G(j,7);

    Potencia(unid)=0;

end

end

j=j+1;

end

% comprobación de la demanda con las potencias de los generadores.

[n3,n4]=size(GG);

Pmin=GG(:,2);

Pmax=GG(:,3);

gmin=cumsum(Pmin);

gmax=cumsum(Pmax);

Gmin=gmin(n3)

Gmax=gmax(n3)

```

```

a=Dem>Gmax;

b=Dem<Gmin;

c=Dem<Gmax & Dem>Gmin;

if a==1;

    Potencia='Con. Un ';

end

if b==1;

    Potencia='Dsc. Un ';

end

if c==1;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%Creación de las Matrices para el cálculo del despacho.

%MatA y MatB    [n3,n4]=size(GG); j=1; k=n3+1;

```

2.6 Resultados del modelo.

Los valores de los generadores fueron obtenidos de [37], los datos de los grupos fotovoltaicos fueron obtenidos a partir del modelo DSM-250, el cual es producido en Cuba.

Al ingresar los valores históricos y seleccionar la hora se realiza la predicción de la demanda. Aquí se considera que cada fila contenga la semana, por lo que el rango de selección de las horas se comprende desde las 0 hasta las 168 horas. Los datos introducidos son dados en MW. Se podrán ingresar tantas semanas como el cliente desee y el software Excel lo permita.

Hora 6:00 de la semana.

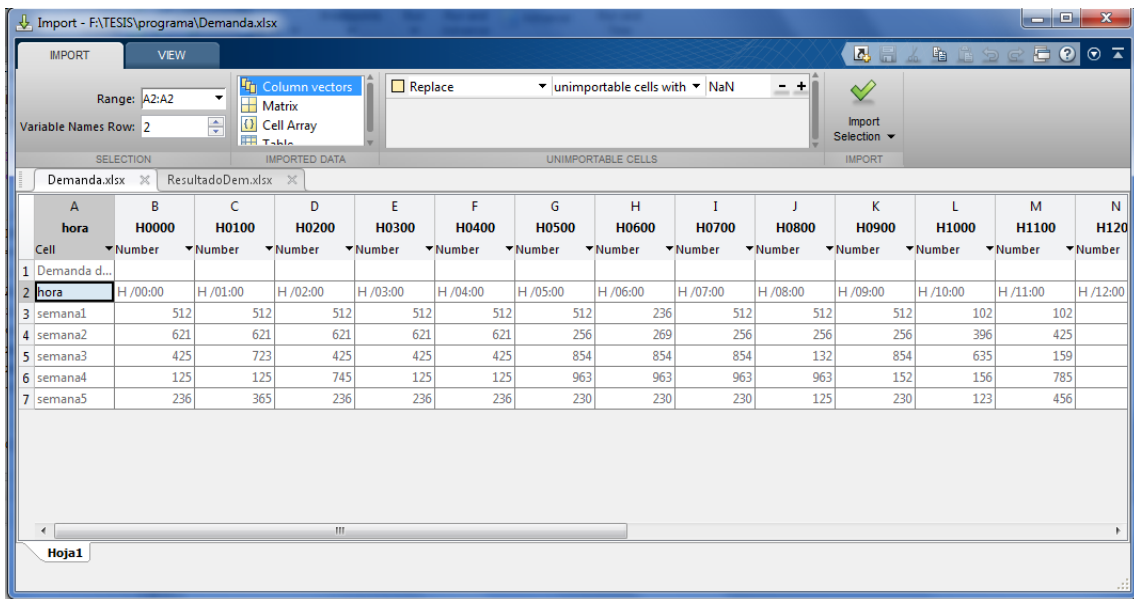


Figura 2.4 Datos históricos de la Demanda eléctrica en el sistema analizado.

Luego se obtiene la demanda pronosticada para dicha hora. Para la hora 6:00 de la semana se demandarán 424.1 MW

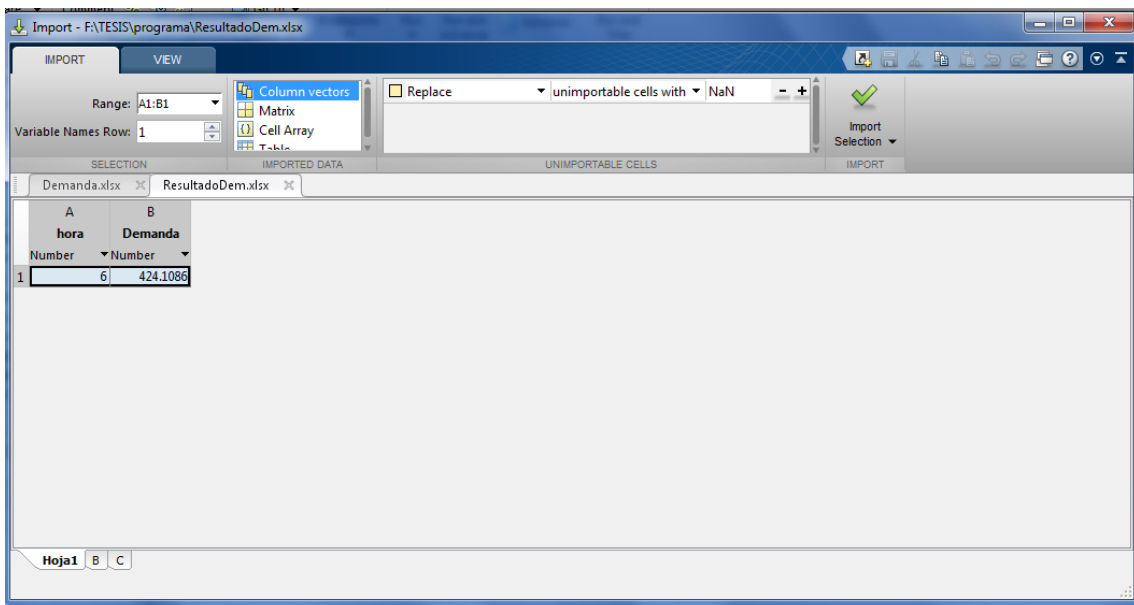


Figura 2.5 Respuesta obtenida por el modelo de predicción de demanda para la sexta hora de la semana.

Generación fotovoltaica.

Luego de ingresar las características de los parques fotovoltaicos, solo será necesario cambiar los valores de temperatura (T) e irradiación (G) para saber cuánto se genera con dicha tecnología. Estos valores serán obtenidos a partir de los informes del grupo de meteorología de la ciudad.

El modelo permite que se ingresen tantos grupos fotovoltaicos como el Excel lo permita. Por ello, se supone la existencia de tres futuras instalaciones (PV2, PV3, PV4) con idéntica tecnología que el primer grupo.

Instalacion	beta1	alfa	Immp	Vmmp	Ish	Voc	Ir	Vr	Ns	Np	T	G
1 Datos de lo...	Dato...										Variables M...	
2 Instalacion	beta	alfa	Immp	Vmmp	Ish	Voc	Ir	Vr	Ns	Np	T	G
3 CITA	0.3000	0.5600	8.5000	6.3000	9.6000	10.3000	9.6000	9.6000	100	42	29	1000
4 PV 2	0.3000	0.5600	8.5000	6.3000	9.6000	10.3000	9.6000	9.6000	100	42	26	750
5 PV 3	0.3000	0.5600	8.5000	6.3000	9.6000	10.3000	9.6000	9.6000	100	42	25	700
6 PV 4	0.3000	0.5600	8.5000	6.3000	9.6000	10.3000	9.6000	9.6000	100	42	25	650

Figura 2.6 Datos técnicos y meteorológicos de los grupos fotovoltaico.

CITA	PV2	PV3	PV4	TOTAL
1 0.3908	0.3130	0.2906	0.2729	1.2672

Figura 2.7 Respuesta obtenida por el modelo de predicción de la generación fotovoltaica.

Ante tales condiciones, la figura 2.7 da respuesta a los datos ingresados en la figura 2.6. El grupo fotovoltaico CITA, genera en esa hora 0.3908MW. El total entregado por los grupos en esa hora es de 1.2672 MW.

Despacho económico de carga.

A continuación examinaremos un primer caso con cinco situaciones. Se estableció que las unidades G4, G6, G7, estuviesen fuera de servicio. Las unidades en activo serian G1, G2, G3, G5, entregando estas un mínimo de 171MW y un máximo de 682MW.

Gen	en servicio	Pot mínima	Pot máxima	Coeficiente a	Coeficiente b	Coeficiente c	unidad
G1	1	40	160	1.2800	368	22770	1
G2	1	62	248	0.5600	158.5000	33830	2
G3	1	62	248	0.5600	158.5000	33830	3
G4	0	7	27	24.9200	1154	13330	4
G5	1	7	26	19.4500	1204	16680	5
G6	0	8	30	21.1600	1190	16660	6
G7	0	122	489	0.0300	467.7000	6957	7

Figura 2.8 Datos de los generadores. Unidades activas (G1, G2, G3, G5)

Ante una demanda inferior a la mínima que pueden entregar estos generadores, se pide desconectar unidades del sistema (Dsc. Un), a fin de cumplir el balance de potencias.

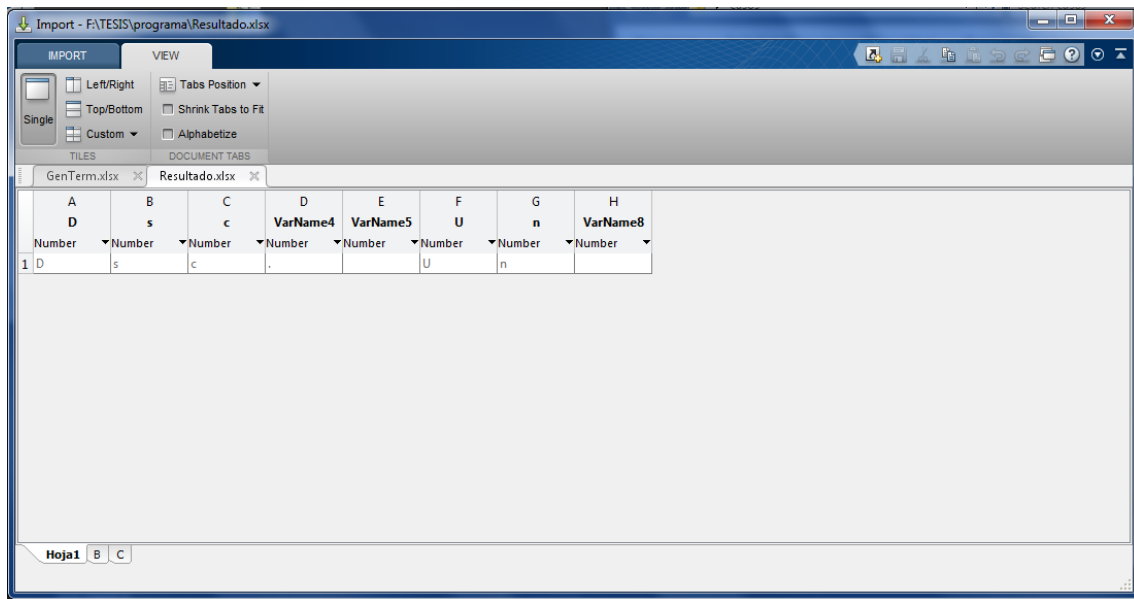


Figura 2.9 Respuesta ante una demanda inferior.

Para el caso en que la demanda sea igual a la potencia mínima que entrega ese grupo de generadores, se puede observar que todas las unidades deben entregar el mínimo de su capacidad. Ver figura 2.10.

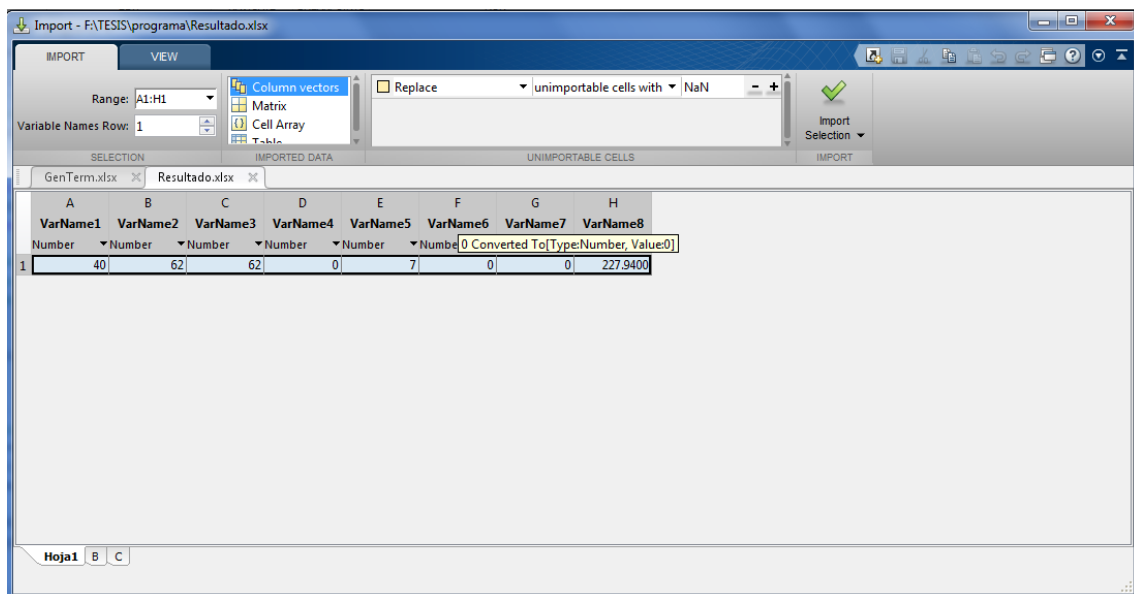


Figura 2.10 Respuesta ante una demanda igual a la mínima.

Ante una demanda en el rango de potencias de los generadores, se realiza el despacho económico. Obsérvese que las unidades fuera de servicio informan en el parte como 0 MW.

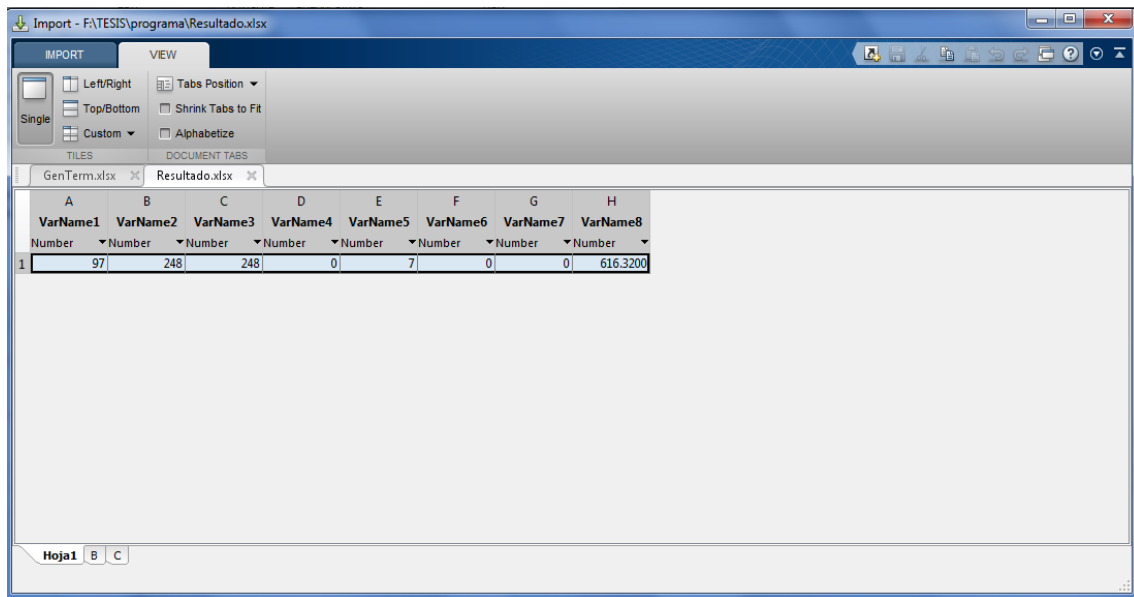


Figura 2.11 Respuesta ante una demanda en el rango de potencias que entrega el grupo (G1, G2, G3, G5).

Ante una demanda igual a la superior, se puede apreciar como todas las unidades entregan el máximo de su capacidad. Ver figura 2.12

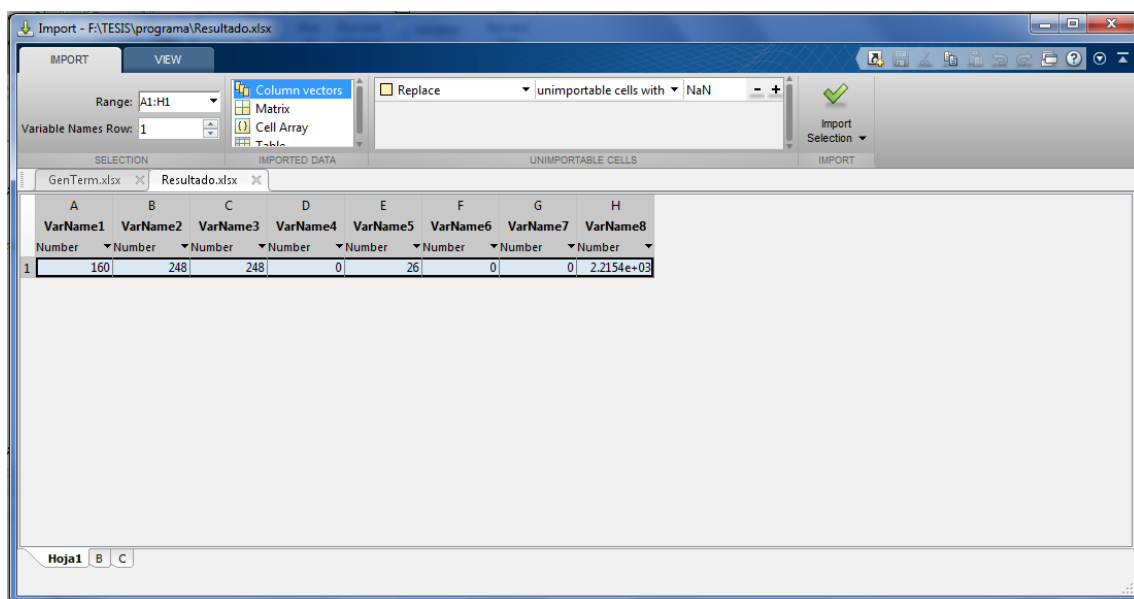


Figura 2.12 Respuesta del modelo ante una demanda igual a la máxima.

Ante una demanda superior a la máxima que el grupo puede entregar se pide conectar unidades al sistema (Con. Un), para cumplir el balance de potencia. Ver figura 2.13

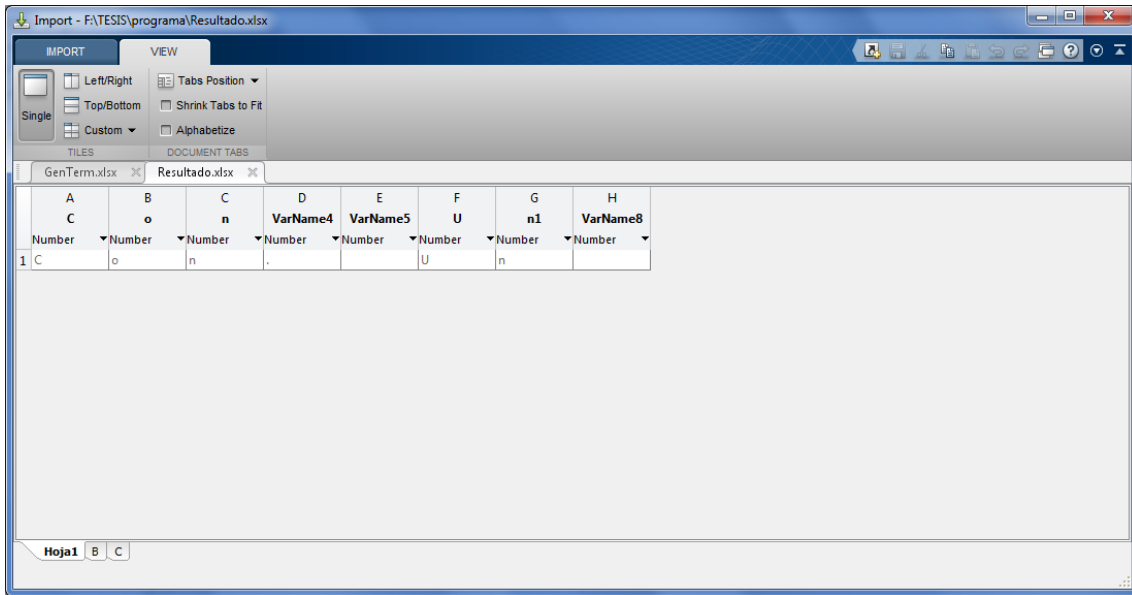


Figura 2.13 Respuesta del modelo ante una potencia superior a la máxima que el grupo puede entregar.

Veremos un segundo caso con una situación. Para ello, se sacaran del sistema las unidades G2, G4, G6. Ver figura 2.14. Este grupo entrega una potencia mínima de 231 MW y una máxima de 923 MW.

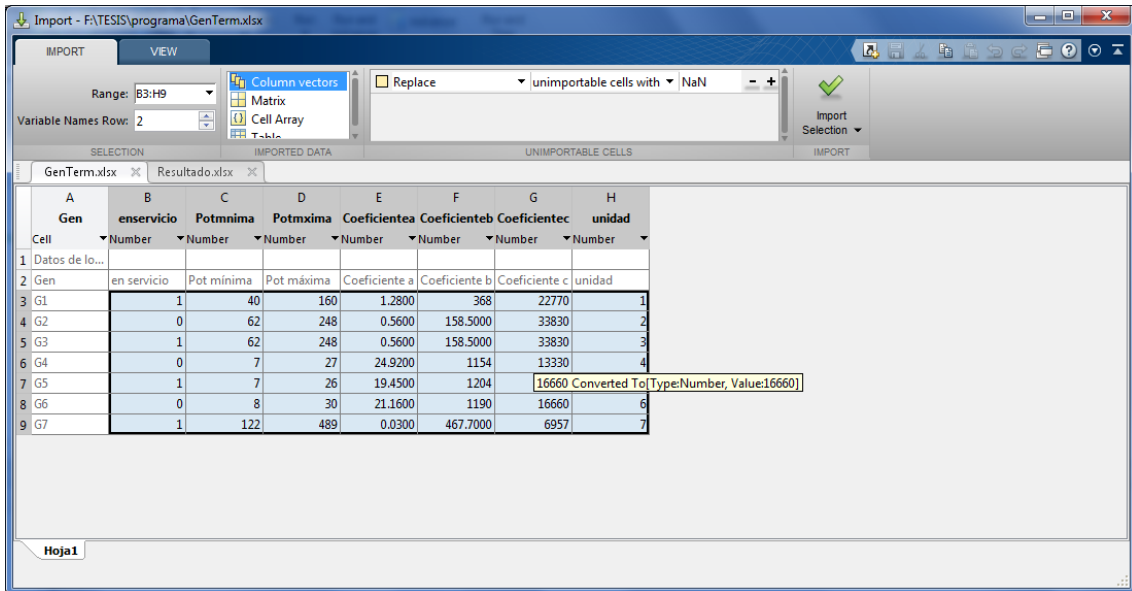


Figura 2.14 Datos de los generadores. Unidades activas (G1, G3, G5, G7)

Ante una demanda en el rango de potencia, se realizara el despacho de carga. Ver figura 2.15.

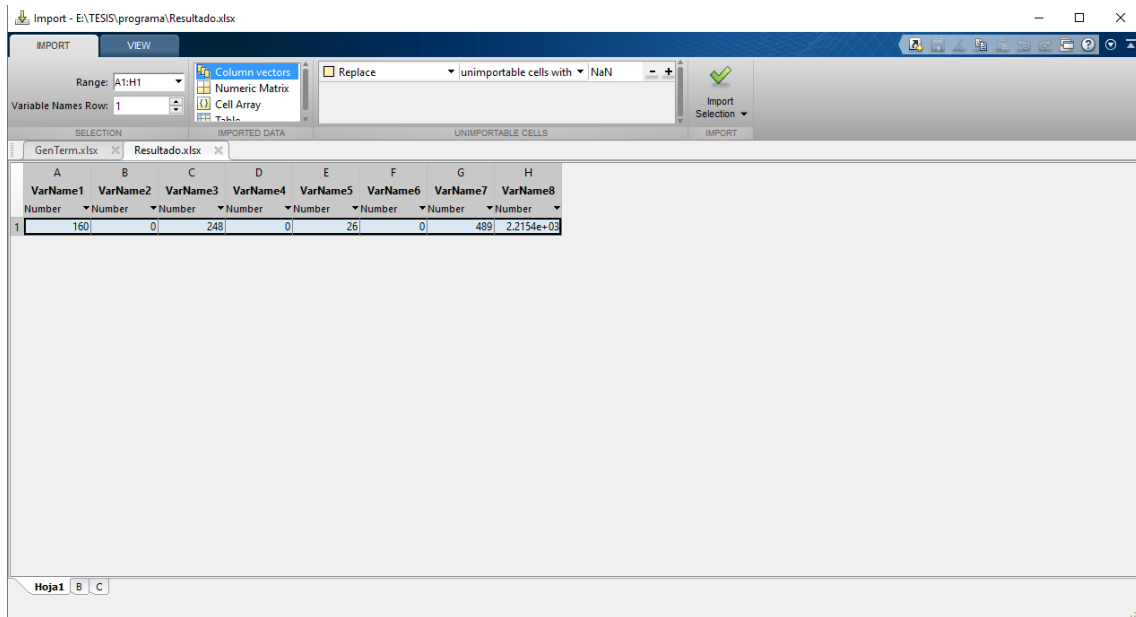


Figura 2.15 Respuesta del modelo para el caso dos.

Capítulo 3: Aplicación de la metodología propuesta a un estudio de caso (OCB-4945).

3.1 Establecimiento de los elementos básicos para el estudio de caso del OCB-4945

El empleo de método de soluciones débiles en las técnicas *Finite Element Method* se basa en la superposición simultánea de los momentos eléctricos en el punto de peores condiciones operacionales. En el OCB-4945 este punto coincide con el int-495 (N/A), el cual es el enlace de este alimentador con el OCB-5670, en la S/E Unión de Reyes.

El método establece que sean depreciadas todas las cargas que sean inferiores al 10% de la carga impuesta a la fuente de alimentación. Por lo tanto el esquema monolineal se simplifica y solo son consideradas las cargas en la tres S/E mixta-residencial en operación y la carga de la S/E acueducto Presa Cidra. El esquema simplificado del circuito OCB-4945 se proporciona en la figura 3.1.

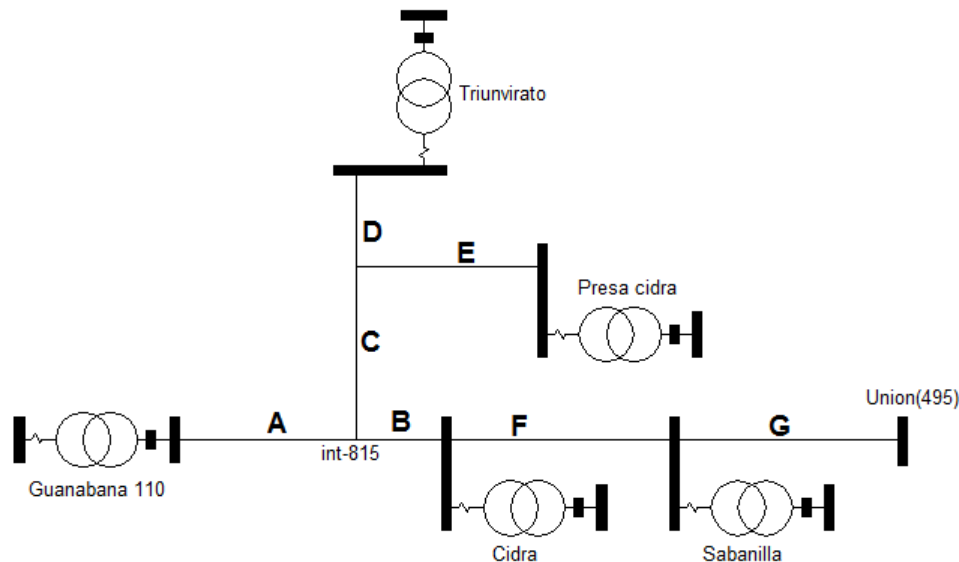


Figura 3.1. Esquema simplificado del OCB-4945

En la figura 1 se denotadas mediante letras mayúsculas negritas las secciones de línea con similitud geométrica y operacional, mientras que las cargas efectivas son denotadas con nombres propios. En la tabla 3.1 se proporciona un resumen de las principales características de cada sección de línea.

Tabla 3.1. Resumen de las principales características de cada sección de línea

Sección	Longitud (km)	Calibre	Estructura	RMG	ρ (Ω /km)	I (A) 50°C
A	12,5	Cu 3/0	CE9 sin N	4,28	0,22	420
B	1,2	Cu 3/0	CE9 sin N	4,28	0,22	420
C	4,5	Al 70	CE9 sin N	4,42	0,51	300
D	1,5	Al 70	CE9 sin N	4,42	0,51	300
E	1,2	Al 70	CE9 sin N	4,42	0,51	300

F	6,5	Cu 3/0	CE9 sin N	4,28	0,22	420
G	8,2	Cu 3/0	CE9 sin N	4,28	0,22	420

Para efectuar el estudio, las cargas deben ser retiradas y en su lugar ser ubicados los nodos de carga que son lo que serán empleados en la simulación de momentos. En la figura 3.2 es proporcionado el esquema base.

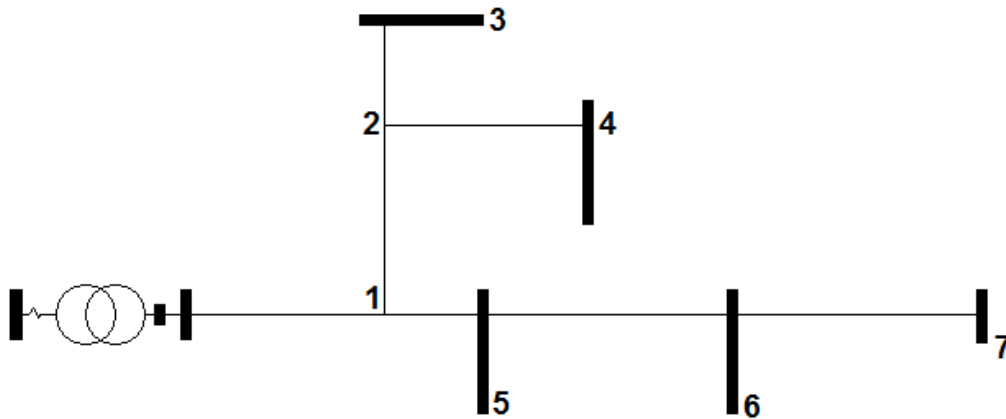


Figura 3.2. Esquema base para la distribución nodal de carga concentrada.

La ubicación de momentos va a ser proporcional a la carga puntual existen pro la distancia a la fuente de alimentación. Se consideran positivos los momentos dextrógiros (a favor de las manecillas del reloj) y negativos los que no cumplan esta condición. En el circuito estudiado todos los momentos al estar situadas las cargas en la porción este de la fuente, eso convierte en dextrógiros la totalidad de elementos (véase la figura 3.3). Las cargas en los ramales pueden ser traspuestas, considerando la influencia del momento producido, y simultaneidad de la carga.

Para reducir las cargas concentradas a momentos concentrados es requerido trasladar las cargas. Se empieza siempre con las cargas situadas en derivaciones. La carga del nodo 2 (presa cidra) puede ser reducida, igualmente la carga del nodo 3 (Triunvirato).

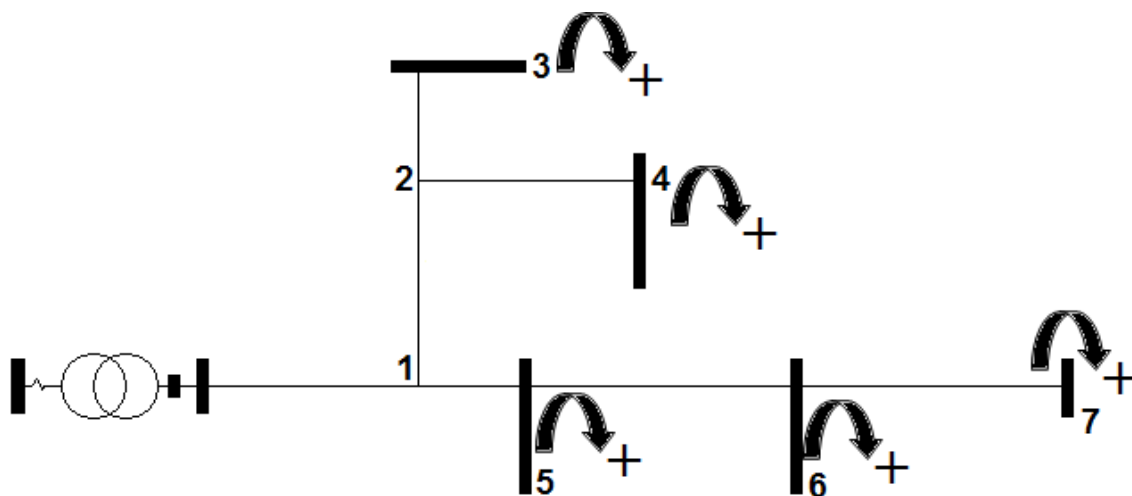


Figura 3.3. Definición de los signos de los momentos mediante la ley de Zienkewicz.

Para poder estudiar la equivalencia de momentos de carga se hace necesario subdividir el estudio en tres intervalos atendiendo al valor numérico de la demanda en la cabeza de alimentación. Estos intervalos son:

- 1- Demanda mínima
- 2- Demanda media
- 3- Demanda máxima

Los valores de carga concentrada para cada intervalo son detallados en las tablas 3.2-3.4.

Tabla 3.2. Valores de carga para mínima demanda (03:00 AM), FP=0,93

No	Nodo	P (MW)	Q (MVAR)
1	Int-815		
2	Ramal presa		
3	Triunvirato	0,5	0,15
4	Presa cidra	0,3	0,1
5	Cidra	0,3	0,2
6	Sabanilla	0,7	0,4
7	In -495		

Tabla 3.3 Valores de carga para media demanda (12:00 PM), FP=0,94.

No	Nodo	P (MW)	Q (MVAR)
1	Int-815		
2	Ramal presa		
3	Triunvirato	1,0	0,18
4	Presa cidra	0,3	0,1
5	Cidra	0,6	0,4
6	Sabanilla	1,4	0,7
7	In -495		

Tabla 3.4. Valores de carga para máxima demanda (18:30 PM), FP=0,96

No	Nodo	P (MW)	Q (MVAR)
1	Int-815		
2	Ramal presa		
3	Triunvirato	1,8	0,3
4	Presa cidra	0,3	0,1
5	Cidra	0,9	0,5
6	Sabanilla	2,2	0,9
7	In -495		

Un momento va a ser igual a la multiplicación de la carga puntual por la distancia que le separa de la fuente de alimentación o el punto sobre el cual se desee situar dicho momento.

Para la reducción de carga en el nodo 2 se fija el valor de la carga como una variable arbitraria X, así es considerado que posteriormente pueda ser sustituido el valor puntual

de la carga en cualquier horario en el desarrollo obtenido, simplificando de esta forma el estudio. La carga posee un valor X , mientras la distancia entre los nodos 2 y 4 (véase la tabla 1) es igual a 1,2 km, por lo tanto la carga concentrada en el nodo 4 es trasladada al nodo 2, unida al momento producido por ella, el cual será igual a $1,2X$ con módulo positivo (véase la figura3). Se procede de igual forma para trasladar la carga del nodo 3 al nodo 2, se designa la carga en 3 como Y , mientras que la distancia 2-3 es igual a 1,5 km, por lo tanto el momento será $1,5Y$.

Se disponen en el nodo 2 de dos cargas concentradas y de dos momentos, la carga concentrada sumaria será $X+Y$, mientras que el momento sumario será $1,2X+1,5Y$. La distancia entre el nodo 2 y el nodo 1 es igual a 4,5 Km, por lo tanto en el nodo 1 se tendrá ahora un momento total igual a $4,5(X+Y)$, así como la superposición de dos momentos existentes en el nodo anterior, cuya suma es igual a $1,2X+1,5Y$. En definitiva el momento definitivo en el nodo 1 será igual a $5,7X+5,7Y$. Acá X corresponde a la carga de S/E Presa Cidra y el módulo Y corresponde a la carga de la S/E Triunvirato. En esta sección es coincidente que cada uno de los tramos posee idéntico conductor y tipo de estructura, si sucediese lo contrario es necesario aplicar un factor de corrección a los momentos calculados, estableciendo la relación que existe entre los cocientes de las resistencias equivalentes de los conductores existentes, así como la impedancia equivalente para ambos casos.

El esquema resultante de momentos en su versión simplificada es mostrado en la figura 3.4.

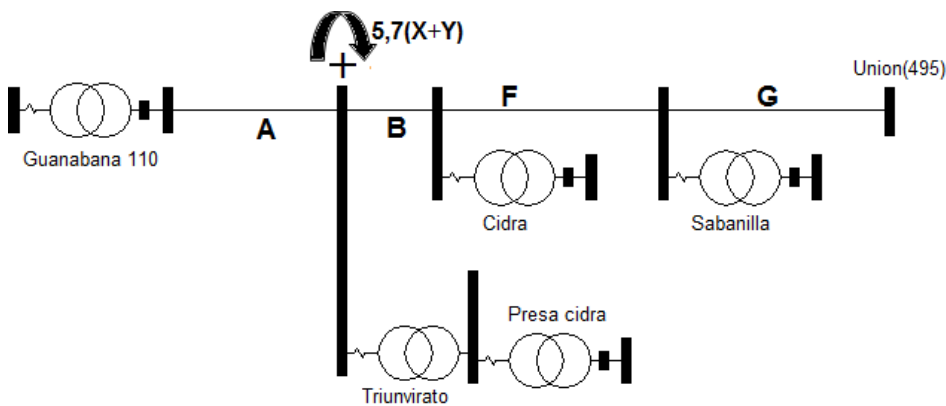


Figura 3.4. Sistema equivalente simplificado del OCB-4945

El esquema simplificado dado en la figura 3.4 posee Cu 3/0 en toda su longitud como conductor de distribución. Las cargas de Cidra y Sabanilla se denotan como C y B respectivamente. La peor condición de tensión se encontrara en el Int-495, por lo tanto en él es donde se concentran los momentos, para dejar una idea más clara estos se irán haciendo por sección a partir de la fuente de alimentación.

Sección A (longitud 12,5 km)

No existen cargas productoras de momentos

Sección B (longitud 1,2 km)

Momento $5,7(X+Y)$ y las cargas puntuales X, Y

Sección F (longitud 6,5 km)

Carga puntual C

Sección G (longitud 8,2 km)

Carga puntual B

Entonces el momento total será:

$$5,7 \cdot (X + Y) + [1,2 + 6,5 + 8,2] \cdot (X + Y) + [6,5 + 8,2] \cdot C + 8,2 \cdot B$$
$$21,6 \cdot (X + Y) + 14,7 \cdot C + 8,2 \cdot B \quad (1)$$

El momento producido por la carga G en la cabeza de alimentación será:

$$-[12,5 + 1,2 + 6,5 + 8,2] \cdot G \quad (2)$$

Igualando las ecuaciones (1) y (2)

$$21,6 \cdot (X + Y) + 14,7 \cdot C + 8,2 \cdot B = -[12,5 + 1,2 + 6,5 + 8,2] \cdot G \quad (3)$$

Simplificando

$$0,76 \cdot (X + Y) + 0,52 \cdot C + 0,29 \cdot B = G \quad (4)$$

El factor de regulación de tensión viene dado por la ecuación de casas, la cual establece que:

$$reg = \frac{V_0 - 34,5}{V_0} \quad (5)$$

En la ecuación (5) V_0 es el la tensión propuesta para la fuente de alimentación, con el objetivo de regular carga.

El desfase producido por la regulación de tensión, es proporcional a la diferencia del ángulo de la corriente y el ángulo generado por el factor de potencia, si se considera que el sistema está perfectamente balanceado se puede determinar como:

$$\theta = 120 - \cos^{-1} FP \quad (6)$$

La impedancia en líneas es una función sumatoria de la resistencia y la reactancia, por lo tanto

$$Z = \rho + X_L \quad (7)$$

Mientras que

$$X_L = 0,1736 \log \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \quad (8)$$

En la ecuación (8) el radio medio geométrico de los conductores empelados puede ser obtenido en la tabla 1, mientras que la distancia media geométrica es calculado a partir del teorema de los cosenos esféricos, estableciendo que la estructura básica es CE9 sin neutro, con distancias A-B(a): 1700 mm ; B-C(b): 840 mm.

$$RMG = \sqrt[3]{a \cdot b \cdot (a + b)} \quad (9)$$

El momento producido en la cabeza de alimentación de una red radial con cargas puntuales viene dada por:

$$M = \frac{-\cos \theta + \sqrt{\cos^2 \theta + \text{reg} \cdot (2 - \text{reg})}}{z} V_0 \quad (10)$$

Como M y G son momentos equivalentes en la cabeza de alimentación, entonces pueden ser combinadas las ecuaciones (10) y (4)

$$Z \cdot \frac{[0,76 \cdot (X+Y) + 0,52 \cdot C + 0,29 \cdot B]}{-\cos \theta + \sqrt{\cos^2 \theta + \text{reg} \cdot (2 - \text{reg})}} = V_0 \quad (11)$$

La ecuación (11) es implícita, pero permite mediante soluciones iterativas la obtención de la tensión más adecuada en la cabeza de alimentación, en función del momento eléctrico.

La ecuación de Broodly relaciona el factor de perdidas con la tensión de operación mediante la siguiente expresión:

$$Fp = \frac{M \cdot P}{L} \quad (12)$$

Por lo tanto mediante la ecuación 11 es posible llegar al factor de pérdidas de regulación de tensión, mediante un criterio de matrices.

Para el caso del circuito estudiado los resultados obtenidos fueron graficados, siendo dadas en las figuras 3.5 y 3.6, las dos soluciones obtenidas para cuadraturas exponenciales y polinómicas de orden 3 respectivamente.

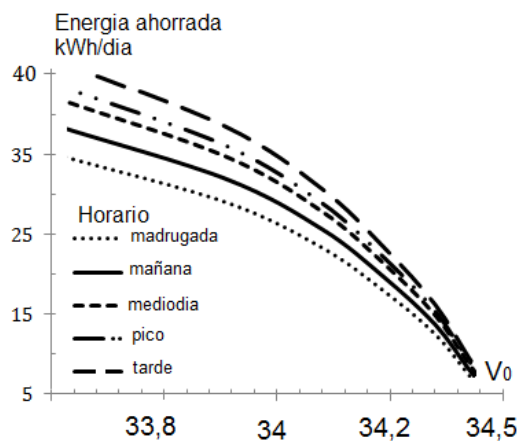


Figura 3.5. Curva de regulación obtenida mediante una cuadratura exponencial.

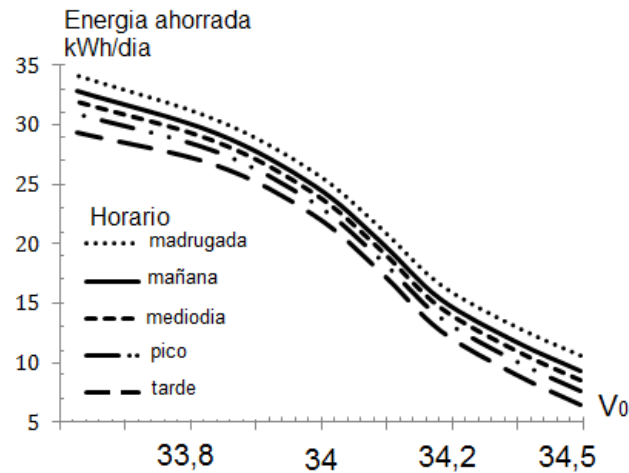


Figura 3.6. Curva de regulación obtenida mediante una cuadratura polinómica.

3.2 Descripción matemática del modelo aplicado.

Para el análisis global de la red provincial fue aplicado un mecanismo similar. Para la parametrización del estudio fue empleada la técnica de superposición de cargas, la cual se genera a partir de una solución débil del método de Galerkin. Para ellos se subdividió la red de 110 kV y sus elementos receptores y transmisores en un total de 52 nodos. Al ser la red dependiente de dos ejes coordenados se selecciona para la discretización del mallado un elemento cuadrangular bi-cuadrático, el cual contiene tiene nueve nodos, cuatro de ellos en los vértices, otros cuatro en los puntos medios de cada lado y el noveno, en el centroide del cuadrilátero, tal como se muestra en la figura 3.7.

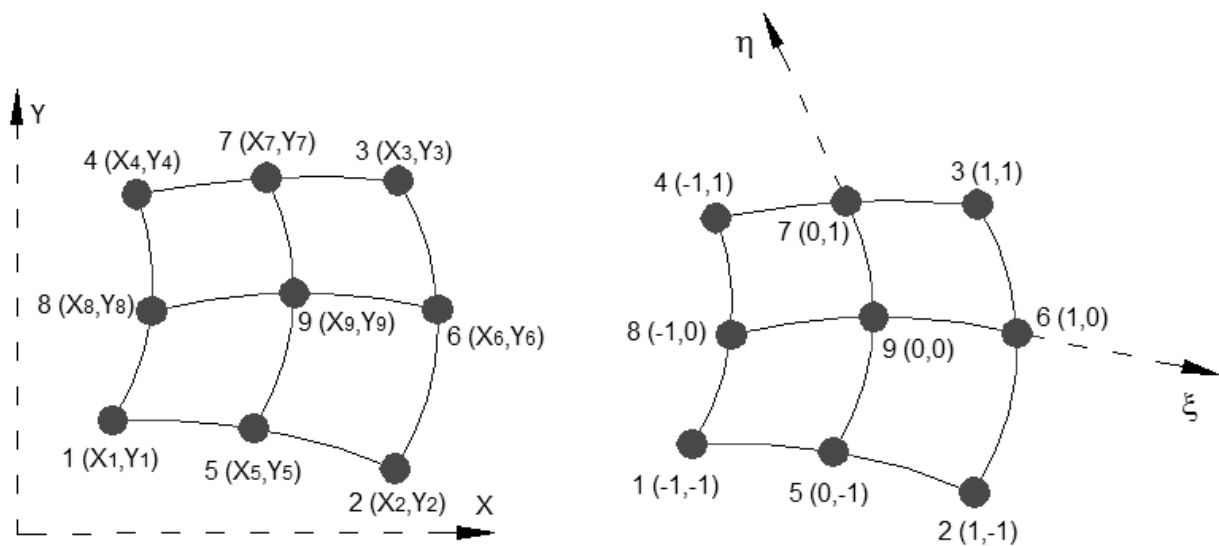


Figura 3.7 Representación paramétrica del sistema nodal empleado para la discretización del elemento finito (red de 110 kV)

Al igual que el elemento triangular cuadrático, el cuadrangular bi-cuadrático puede tener aristas curvas. Las funciones de forma, para este elemento, tendrán las expresiones siguientes:

$$\begin{aligned}
 N_1 &= \frac{1}{4}(1-\xi)(1-\eta)\xi\eta \quad ; \quad N_2 = \frac{1}{4}(1+\xi)(1-\eta)\xi\eta \quad ; \quad N_3 = \frac{1}{4}(1+\xi)(1+\eta)\xi\eta \\
 N_4 &= \frac{1}{4}(1-\xi)(1+\eta)\xi\eta \quad ; \quad N_5 = -\frac{1}{2}(1-\xi^2)(1-\eta)\eta \quad ; \quad N_6 = \frac{1}{2}(1-\xi)(1-\eta^2)\xi \\
 N_7 &= -\frac{1}{2}(1-\xi^2)(1+\eta)\eta \quad ; \quad N_8 = \frac{1}{2}(1+\xi)(1-\eta^2)\xi \quad ; \quad N_9 = -(1-\xi^2)(1-\eta^2)
 \end{aligned}$$

Para la determinación de la absortividad nodal se emplea la relación normal de Tijonov-Samarsky la cual queda dada por:

$$\begin{aligned}
 K_N &= \varpi x + \left(\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{a^2 t \varpi (\rho_L - \rho_V) g \operatorname{sen} \theta (\delta^2 - x)}{\mu_L} \right) - \frac{a^2 t (\rho_L - \rho_V) g \operatorname{sen} \theta (\delta^2 - x)}{\mu_L} \frac{\partial \varpi}{\partial x} \right) - \frac{1}{2} \varpi x + \\
 & a^2 t \left(\frac{\varpi (\rho_L - \rho_V) g \operatorname{sen} \theta (\delta^2 - x)}{\mu_L} \frac{\partial \varpi}{\partial x} - \frac{(\rho_L - \rho_V) g \operatorname{sen} \theta (\delta^2 - x)}{\mu_L} \frac{\partial \varpi}{\partial x} \right)
 \end{aligned}$$

Mientras que la transmitancia nodal continua se determina mediante los criterios de formación nodal, o sea:

A la entrada

$$\left(-\frac{1}{2}x + x^2 \right) V_x = a \left(-\frac{1}{2}x + x^2 \right)^2 + 3\mu \left(\frac{\partial V_x}{\partial x} \right)^2$$

En el intermedio

$$(1 + 2x + x^2) V_x = a(1 + 2x + x^2)^2 + 3\mu \left(\frac{\partial V_x}{\partial x} \right)^2$$

En la salida

$$\left(\frac{1}{2}x + x^2 \right) V_x = a \left(\frac{1}{2}x + x^2 \right)^2 + 3\mu \left(\frac{\partial V_x}{\partial x} \right)^2$$

Y para la transmitancia nodal no estacionaria los criterios aplicar son:

A la entrada

$$-\left(-\frac{1}{2}x + x^2 \right) V_x = -a \left(-\frac{1}{2}x + x^2 \right)^2 - 3\mu \left(\frac{\partial V_x}{\partial x} \right)^2$$

En el intermedio

$$-(1 + 2x + x^2) V_x = -a(1 + 2x + x^2)^2 - 3\mu \left(\frac{\partial V_x}{\partial x} \right)^2$$

En la salida

$$-\left(\frac{1}{2}x + x^2 \right) V_x = -a \left(\frac{1}{2}x + x^2 \right)^2 - 3\mu \left(\frac{\partial V_x}{\partial x} \right)^2$$

La formación de los estados estacionarios y no estacionarios en el nodo se combinan mediante el criterio de los cosenos para obtener el factor inductivo de carga nodal de forma que:

$$\begin{aligned}
Q = & \int_{PQ} \varphi(x,t) \frac{1}{2\sqrt{\pi a^2 h^2}} e^{-\frac{(2x-h)^2}{4a^2 h}} dx - \int_{AB} \varphi(x,t) \frac{1}{2\sqrt{\pi a^2 h^2}} e^{-\frac{(2x-h)^2}{4a^2 h}} dx - \\
& + \int_{BQ} \left[\varphi(x,t) \frac{1}{2\sqrt{\pi a^2 h^2}} e^{-\frac{(2x-h)^2}{4a^2 h}} dx + a^2 \left(\frac{1}{2\sqrt{\pi a^2 h^2}} e^{-\frac{(2x-h)^2}{4a^2 h}} \frac{\partial \varphi(x,t)}{\partial x} - \varphi(x,t) \frac{\partial \left(\frac{1}{2\sqrt{\pi a^2 h^2}} e^{-\frac{(2x-h)^2}{4a^2 h}} \right)}{\partial x} \right) \right] dt \\
& - \int_{AP} \left[\varphi(x,t) \frac{1}{2\sqrt{\pi a^2 h^2}} e^{-\frac{(2x-h)^2}{4a^2 h}} dx + a^2 \left(\frac{1}{2\sqrt{\pi a^2 h^2}} e^{-\frac{(2x-h)^2}{4a^2 h}} \frac{\partial \varphi(x,t)}{\partial x} - \varphi(x,t) \frac{\partial \left(\frac{1}{2\sqrt{\pi a^2 h^2}} e^{-\frac{(2x-h)^2}{4a^2 h}} \right)}{\partial x} \right) \right] dt
\end{aligned}$$

La solución de este complejo integral aporta el valor de transmitancia nodal.

Sistemas de ecuaciones para la solución nodal del esquema distribución red provincial 110 kV Matanzas (método de Smirnov-Kruzllin)

Corrección nodal para el elemento discretizado I.

$$\Delta L_I = - \left[\frac{K_{19} \cdot Q_{19}^2 + K_{21} \cdot Q_{21}^2 + K_{31} \cdot Q_{31}^2 - K_1 \cdot Q_1^2 - K_{13} \cdot Q_{13}^2}{2[K_{19} \cdot Q_{19} + K_{21} \cdot Q_{21} + K_{31} \cdot Q_{31} + K_1 \cdot Q_1 + K_{13} \cdot Q_{13}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado II.

$$\Delta L_{II} = - \left[\frac{-K_2 \cdot Q_2^2 + K_{13} \cdot Q_{13}^2 + K_{18} \cdot Q_{18}^2 - K_{181} \cdot Q_{181}^2}{2[K_2 \cdot Q_2 + K_{13} \cdot Q_{13} + K_{18} \cdot Q_{18} + K_{181} \cdot Q_{181}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado III.

$$\Delta L_{III} = - \left[\frac{-K_3 \cdot Q_3^2 - K_4 \cdot Q_4^2 - K_{12} \cdot Q_{12}^2 + K_{181} \cdot Q_{181}^2}{2[K_3 \cdot Q_3 + K_4 \cdot Q_4 + K_{163} \cdot Q_{163} + K_{181} \cdot Q_{181}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado IV.

$$\Delta L_{IV} = - \left[\frac{K_{92} \cdot Q_{92}^2 + K_4 \cdot Q_4^2 - K_{90} \cdot Q_{90}^2 - K_{56} \cdot Q_{56}^2}{2[K_{92} \cdot Q_{92} + K_4 \cdot Q_4 + K_{90} \cdot Q_{90} + K_{56} \cdot Q_{56}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado V.

$$\Delta L_V = - \left[\frac{K_{93} \cdot Q_{93}^2 - K_{57} \cdot Q_{57}^2 + K_{90} \cdot Q_{90}^2 + K_{67} \cdot Q_{67}^2}{2[K_{93} \cdot Q_{93} + K_{57} \cdot Q_{57} + K_{90} \cdot Q_{90} + K_{67} \cdot Q_{67}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado VI.

$$\Delta L_{VI} = - \left[\frac{-K_{93} \cdot Q_{93}^2 - K_{109} \cdot Q_{109}^2 - K_{95} \cdot Q_{95}^2 + K_{96} \cdot Q_{96}^2}{2[K_{93} \cdot Q_{93} + K_{109} \cdot Q_{109} + K_{95} \cdot Q_{95} + K_{96} \cdot Q_{96}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado VII.

$$\Delta L_{VII} = - \left[\frac{K_5 \cdot Q_5^2 - K_{94} \cdot Q_{94}^2 - K_{92} \cdot Q_{92}^2 - K_{96} \cdot Q_{96}^2}{2[K_5 \cdot Q_5 + K_{94} \cdot Q_{94} + K_{92} \cdot Q_{92} + K_{96} \cdot Q_{96}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado VIII.

$$\Delta L_{VIII} = - \left[\frac{-K_5 \cdot Q_5^2 + K_8 \cdot Q_8^2 + K_{10} \cdot Q_{10}^2 + K_{12} \cdot Q_{12}^2}{2[K_5 \cdot Q_5 + K_8 \cdot Q_8 + K_{10} \cdot Q_{10} + K_{12} \cdot Q_{12}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado IX.

$$\Delta L_{IX} = - \left[\frac{-K_{18} \cdot Q_{18}^2 - K_8 \cdot Q_8^2 + K_{17} \cdot Q_{17}^2 + K_{14} \cdot Q_{14}^2}{2[K_{18} \cdot Q_{18} + K_8 \cdot Q_8 + K_{17} \cdot Q_{17} + K_{14} \cdot Q_{14}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado X.

$$\Delta L_X = - \left[\frac{K_{32} \cdot Q_{32}^2 + K_{33} \cdot Q_{33}^2 + K_{22} \cdot Q_{22}^2 - K_{14} \cdot Q_{14}^2 - K_{31} \cdot Q_{31}^2}{2[K_{32} \cdot Q_{32} + K_{33} \cdot Q_{33} + K_{22} \cdot Q_{22} + K_{14} \cdot Q_{14} + K_{31} \cdot Q_{31}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XI.

$$\Delta L_{XI} = - \left[\frac{K_{20} \cdot Q_{20}^2 + K_{23} \cdot Q_{23}^2 - K_{22} \cdot Q_{22}^2 + K_{24} \cdot Q_{24}^2 - K_{21} \cdot Q_{21}^2}{2[K_{20} \cdot Q_{20} + K_{23} \cdot Q_{23} + K_{22} \cdot Q_{22} + K_{24} \cdot Q_{24} + K_{21} \cdot Q_{21}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XII.

$$\Delta L_{XII} = - \left[\frac{K_{27} \cdot Q_{27}^2 + K_{28} \cdot Q_{28}^2 - K_{26} \cdot Q_{26}^2 - K_{24} \cdot Q_{24}^2}{2[K_{27} \cdot Q_{27} + K_{28} \cdot Q_{28} + K_{26} \cdot Q_{26} + K_{24} \cdot Q_{24}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XIII.

$$\Delta L_{XIII} = - \left[\frac{K_{29} \cdot Q_{29}^2 - K_{30} \cdot Q_{30}^2 + K_{26} \cdot Q_{26}^2 - K_{33} \cdot Q_{33}^2}{2 \cdot [K_{29} \cdot Q_{29} + K_{30} \cdot Q_{30} + K_{26} \cdot Q_{26} + K_{33} \cdot Q_{33}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XIV.

$$\Delta L_{XIV} = - \left[\frac{K_{25} \cdot Q_{25}^2 - K_{32} \cdot Q_{32}^2 + K_{30} \cdot Q_{30}^2 - K_{15} \cdot Q_{15}^2}{2 \cdot [K_{25} \cdot Q_{25} + K_{32} \cdot Q_{32} + K_{30} \cdot Q_{30} + K_{15} \cdot Q_{15}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XV.

$$\Delta L_{XV} = - \left[\frac{-K_9 \cdot Q_9^2 - K_{17} \cdot Q_{17}^2 + K_{16} \cdot Q_{16}^2 + K_{15} \cdot Q_{15}^2}{2 \cdot [K_9 \cdot Q_9 + K_{17} \cdot Q_{17} + K_{16} \cdot Q_{16} + K_{15} \cdot Q_{15}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XVI.

$$\Delta L_{XVI} = - \left[\frac{K_9 \cdot Q_9^2 - K_{10} \cdot Q_{10}^2 + K_{11} \cdot Q_{11}^2 - K_6 \cdot Q_6^2}{2 \cdot [K_9 \cdot Q_9 + K_{10} \cdot Q_{10} + K_{11} \cdot Q_{11} + K_6 \cdot Q_6]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XVII.

$$\Delta L_{XVII} = - \left[\frac{K_6 \cdot Q_6^2 - K_{102} \cdot Q_{102}^2 + K_{94} \cdot Q_{94}^2 - K_{99} \cdot Q_{99}^2}{2 \cdot [K_6 \cdot Q_6 + K_{102} \cdot Q_{102} + K_{94} \cdot Q_{94} + K_{99} \cdot Q_{99}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XVIII.

$$\Delta L_{XVIII} = - \left[\frac{K_{95} \cdot Q_{95}^2 + K_{102} \cdot Q_{102}^2 - K_{98} \cdot Q_{98}^2 - K_{101} \cdot Q_{101}^2 - K_{103} \cdot Q_{103}^2}{2 \cdot [K_{95} \cdot Q_{95} + K_{102} \cdot Q_{102} + K_{98} \cdot Q_{98} + K_{101} \cdot Q_{101} + K_{103} \cdot Q_{103}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XIX.

$$\Delta L_{XIX} = - \left[\frac{K_{100} \cdot Q_{100}^2 - K_{104} \cdot Q_{104}^2 + K_{101} \cdot Q_{101}^2 - K_{107} \cdot Q_{107}^2}{2 \cdot [K_{100} \cdot Q_{100} + K_{104} \cdot Q_{104} + K_{101} \cdot Q_{101} + K_{107} \cdot Q_{107}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XX.

$$\Delta L_{XX} = - \left[\frac{-K_{100} \cdot Q_{100}^2 - K_{106} \cdot Q_{106}^2 + K_{103} \cdot Q_{103}^2 + K_{108} \cdot Q_{108}^2}{2 \cdot [K_{100} \cdot Q_{100} + K_{106} \cdot Q_{106} + K_{103} \cdot Q_{103} + K_{108} \cdot Q_{108}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXI.

$$\Delta L_{XXI} = - \left[\frac{K_{34} \cdot Q_{34}^2 + K_{99} \cdot Q_{99}^2 + K_{105} \cdot Q_{105}^2 - K_{108} \cdot Q_{108}^2}{2 \cdot [K_{34} \cdot Q_{34} + K_{99} \cdot Q_{99} + K_{105} \cdot Q_{105} + K_{108} \cdot Q_{108}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXII.

$$\Delta L_{XXII} = - \left[\frac{-K_{34} \cdot Q_{34}^2 - K_{11} \cdot Q_{11}^2 + K_{45} \cdot Q_{45}^2 + K_{41} \cdot Q_{41}^2}{2 \cdot [K_{34} \cdot Q_{34} + K_{11} \cdot Q_{11} + K_{45} \cdot Q_{45} + K_{41} \cdot Q_{41}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXIII.

$$\Delta L_{XXIII} = - \left[\frac{-K_{16} \cdot Q_{16}^2 + K_{43} \cdot Q_{43}^2 + K_{46} \cdot Q_{46}^2 - K_{41} \cdot Q_{41}^2}{2 \cdot [K_{16} \cdot Q_{16} + K_{43} \cdot Q_{43} + K_{46} \cdot Q_{46} + K_{41} \cdot Q_{41}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXIV.

$$\Delta L_{XXIV} = - \left[\frac{K_{54} \cdot Q_{54}^2 - K_{43} \cdot Q_{43}^2 + K_{47} \cdot Q_{47}^2 - K_{25} \cdot Q_{25}^2}{2 \cdot [K_{54} \cdot Q_{54} + K_{43} \cdot Q_{43} + K_{47} \cdot Q_{47} + K_{25} \cdot Q_{25}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXV.

$$\Delta L_{XXV} = - \left[\frac{K_{49} \cdot Q_{49}^2 + K_{55} \cdot Q_{55}^2 - K_{47} \cdot Q_{47}^2 - K_{29} \cdot Q_{29}^2}{2 \cdot [K_{49} \cdot Q_{49} + K_{55} \cdot Q_{55} + K_{47} \cdot Q_{47} + K_{29} \cdot Q_{29}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXVI.

$$\Delta L_{XXVI} = - \left[\frac{-K_{49} \cdot Q_{49}^2 - K_{28} \cdot Q_{28}^2 + K_{51} \cdot Q_{51}^2 + K_{52} \cdot Q_{52}^2}{2 \cdot [K_{49} \cdot Q_{49} + K_{28} \cdot Q_{28} + K_{51} \cdot Q_{51} + K_{52} \cdot Q_{52}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXVII.

$$\Delta L_{XXVII} = - \left[\frac{K_{53} \cdot Q_{53}^2 - K_{40} \cdot Q_{40}^2 - K_{51} \cdot Q_{51}^2 - K_{50} \cdot Q_{50}^2}{2 \cdot [K_{53} \cdot Q_{53} + K_{40} \cdot Q_{40} + K_{51} \cdot Q_{51} + K_{50} \cdot Q_{50}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXVIII.

$$\Delta L_{XXVIII} = - \left[\frac{-K_{55} \cdot Q_{55}^2 - K_{48} \cdot Q_{48}^2 + K_{39} \cdot Q_{39}^2 + K_{50} \cdot Q_{50}^2}{2 \cdot [K_{55} \cdot Q_{55} + K_{48} \cdot Q_{48} + K_{39} \cdot Q_{39} + K_{50} \cdot Q_{50}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXIX.

$$\Delta L_{XXXIX} = - \left[\frac{K_{84} \cdot Q_{84}^2 + K_{85} \cdot Q_{85}^2 + K_{48} \cdot Q_{48}^2 - K_{44} \cdot Q_{44}^2 - K_{54} \cdot Q_{54}^2}{2 \cdot [K_{84} \cdot Q_{84} + K_{85} \cdot Q_{85} + K_{48} \cdot Q_{48} + K_{44} \cdot Q_{44} + K_{54} \cdot Q_{54}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXX.

$$\Delta L_{XXX} = - \left[\frac{-K_{46} \cdot Q_{46}^2 - K_{42} \cdot Q_{42}^2 + K_{86} \cdot Q_{86}^2 + K_{44} \cdot Q_{44}^2 + K_{87} \cdot Q_{87}^2}{2 \cdot [K_{46} \cdot Q_{46} + K_{42} \cdot Q_{42} + K_{86} \cdot Q_{86} + K_{44} \cdot Q_{44} + K_{87} \cdot Q_{87}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXXI.

$$\Delta L_{XXXI} = - \left[\frac{K_{36} \cdot Q_{36}^2 - K_{35} \cdot Q_{35}^2 - K_{45} \cdot Q_{45}^2 + K_{42} \cdot Q_{42}^2}{2 \cdot [K_{36} \cdot Q_{36} + K_{35} \cdot Q_{35} + K_{45} \cdot Q_{45} + K_{42} \cdot Q_{42}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXXII.

$$\Delta L_{XXXII} = - \left[\frac{-K_{117} \cdot Q_{117}^2 - K_{105} \cdot Q_{105}^2 - K_{115} \cdot Q_{115}^2 + K_{89} \cdot Q_{89}^2 + K_{35} \cdot Q_{35}^2}{2 \cdot [K_{117} \cdot Q_{117} + K_{105} \cdot Q_{105} + K_{115} \cdot Q_{115} + K_{89} \cdot Q_{89} + K_{35} \cdot Q_{35}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXXIII.

$$\Delta L_{XXXIII} = - \left[\frac{-K_{114} \cdot Q_{114}^2 - K_{118} \cdot Q_{118}^2 - K_{116} \cdot Q_{116}^2 + K_{117} \cdot Q_{117}^2 + K_{106} \cdot Q_{106}^2 + K_{104} \cdot Q_{104}^2 + K_{107} \cdot Q_{107}^2}{2 \cdot [K_{114} \cdot Q_{114} + K_{118} \cdot Q_{118} + K_{116} \cdot Q_{116} + K_{117} \cdot Q_{117} + K_{106} \cdot Q_{106} + K_{104} \cdot Q_{104} + K_{107} \cdot Q_{107}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXXVIV.

$$\Delta L_{XXXIV} = - \left[\frac{-K_{123} \cdot Q_{123}^2 - K_{122} \cdot Q_{122}^2 + K_{91} \cdot Q_{91}^2 + K_{115} \cdot Q_{115}^2}{2 \cdot [K_{123} \cdot Q_{123} + K_{122} \cdot Q_{122} + K_{91} \cdot Q_{91} + K_{115} \cdot Q_{115}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXXV.

$$\Delta L_{XXXV} = - \left[\frac{-K_{121} \cdot Q_{121}^2 + K_{122} \cdot Q_{122}^2 - K_{120} \cdot Q_{120}^2 + K_{97} \cdot Q_{97}^2}{2 \cdot [K_{121} \cdot Q_{121} + K_{122} \cdot Q_{122} + K_{120} \cdot Q_{120} + K_{97} \cdot Q_{97}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXXVI.

$$\Delta L_{XXXVI} = - \left[\frac{-K_{88} \cdot Q_{88}^2 - K_{91} \cdot Q_{91}^2 + K_{126} \cdot Q_{126}^2 + K_{135} \cdot Q_{135}^2}{2 \cdot [K_{88} \cdot Q_{88} + K_{91} \cdot Q_{91} + K_{126} \cdot Q_{126} + K_{135} \cdot Q_{135}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXXVII.

$$\Delta L_{XXXVII} = - \left[\frac{-K_{89} \cdot Q_{89}^2 - K_{36} \cdot Q_{36}^2 - K_{86} \cdot Q_{86}^2 + K_{79} \cdot Q_{79}^2 + K_{80} \cdot Q_{80}^2 + K_{88} \cdot Q_{88}^2}{2 \cdot [K_{89} \cdot Q_{89} + K_{36} \cdot Q_{36} + K_{86} \cdot Q_{86} + K_{79} \cdot Q_{79} + K_{80} \cdot Q_{80} + K_{88} \cdot Q_{88}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XXXVIII.

$$\Delta L_{XXXVIII} = - \left[\frac{-K_{84} \cdot Q_{84}^2 - K_{87} \cdot Q_{87}^2 - K_{79} \cdot Q_{79}^2 + K_{81} \cdot Q_{81}^2 + K_{70} \cdot Q_{70}^2 + K_{72} \cdot Q_{72}^2 + K_{76} \cdot Q_{76}^2 + K_{83} \cdot Q_{83}^2}{2 \cdot [K_{84} \cdot Q_{84} + K_{87} \cdot Q_{87} + K_{79} \cdot Q_{79} + K_{81} \cdot Q_{81} + K_{72} \cdot Q_{72} + K_{76} \cdot Q_{76} + K_{70} \cdot Q_{70} + K_{83} \cdot Q_{83}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado IXL.

$$\Delta L_{IXL} = - \left[\frac{-K_{83} \cdot Q_{83}^2 - K_{85} \cdot Q_{85}^2 - K_{39} \cdot Q_{39}^2 + K_{40} \cdot Q_{40}^2 + K_{74} \cdot Q_{74}^2}{2 \cdot [K_{83} \cdot Q_{83} + K_{85} \cdot Q_{85} + K_{39} \cdot Q_{39} + K_{40} \cdot Q_{40} + K_{74} \cdot Q_{74}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XL.

$$\Delta L_{XL} = - \left[\frac{-K_{80} \cdot Q_{80}^2 - K_{81} \cdot Q_{81}^2 + K_{69} \cdot Q_{69}^2 + K_{68} \cdot Q_{68}^2}{2 \cdot [K_{80} \cdot Q_{80} + K_{81} \cdot Q_{81} + K_{69} \cdot Q_{69} + K_{68} \cdot Q_{68}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XLI.

$$\Delta L_{XLI} = - \left[\frac{-K_{69} \cdot Q_{69}^2 - K_{77} \cdot Q_{77}^2 - K_{70} \cdot Q_{70}^2 + K_{71} \cdot Q_{71}^2 + K_{78} \cdot Q_{78}^2}{2\nu [K_{69} \cdot Q_{69} + K_{77} \cdot Q_{77} + K_{70} \cdot Q_{70} + K_{71} \cdot Q_{71} + K_{78} \cdot Q_{78}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XLII.

$$\Delta L_{XLII} = - \left[\frac{K_{136} \cdot Q_{136}^2 + K_{128} \cdot Q_{128}^2 + K_{127} \cdot Q_{127}^2 + K_{77} \cdot Q_{77}^2 - K_{135} \cdot Q_{135}^2 - K_{68} \cdot Q_{68}^2}{2 \cdot [K_{136} \cdot Q_{136} + K_{128} \cdot Q_{128} + K_{127} \cdot Q_{127} + K_{77} \cdot Q_{77} + K_{135} \cdot Q_{135} + K_{68} \cdot Q_{68}]} \right]$$

Corrección nodal para el elemento discretizado XLIII.

$$\Delta L_{XLIII} = - \left[\frac{K_{134} \cdot Q_{134}^2 + K_{130} \cdot Q_{130}^2 + K_{129} \cdot Q_{129}^2 - K_{128} \cdot Q_{128}^2}{2 \cdot [K_{134} \cdot Q_{134} + K_{130} \cdot Q_{130} + K_{129} \cdot Q_{129} + K_{128} \cdot Q_{128}]} \right]$$

Correcciones a las soluciones nodales débiles para los momentos de transmitancia y absortividad.

$Q_1'' = Q_1 - \Delta L_I$	Corrección a la solución nodal débil 1
$Q_2'' = Q_2 - \Delta L_{II}$	Corrección a la solución nodal débil 2
$Q_3'' = Q_3 - \Delta L_{III}$	Corrección a la solución nodal débil 3
$Q_4'' = Q_4 - \Delta L_{III} + \Delta L_{IV}$	Corrección a la solución nodal débil 4
$Q_5'' = Q_5 - \Delta L_{VIII} + \Delta L_{VII}$	Corrección a la solución nodal débil 5
$Q_6'' = Q_6 - \Delta L_{XVI} + \Delta L_{XVII}$	Corrección a la solución nodal débil 6
$Q_8'' = Q_8 - \Delta L_{IX} + \Delta L_{VIII}$	Corrección a la solución nodal débil 8
$Q_9'' = Q_9 - \Delta L_{XV} + \Delta L_{XVI}$	Corrección a la solución nodal débil 9
$Q_{10}'' = Q_{10} - \Delta L_{XVI} + \Delta L_{VIII}$	Corrección a la solución nodal débil 10
$Q_{11}'' = Q_{11} - \Delta L_{XII} + \Delta L_{XVI}$	Corrección a la solución nodal débil 11
$Q_{12}'' = Q_{12} - \Delta L_{III} + \Delta L_{VIII}$	Corrección a la solución nodal débil 12
$Q_{13}'' = Q_{13} - \Delta L_I + \Delta L_{II}$	Corrección a la solución nodal débil 13
$Q_{14}'' = Q_{14} - \Delta L_X + \Delta L_{IX}$	Corrección a la solución nodal débil 14
$Q_{15}'' = Q_{15} - \Delta L_{XIV} + \Delta L_{XV}$	Corrección a la solución nodal débil 15
$Q_{16}'' = Q_{16} - \Delta L_{XXIII} + \Delta L_{XV}$	Corrección a la solución nodal débil 16
$Q_{17}'' = Q_{17} - \Delta L_{XV} + \Delta L_{IX}$	Corrección a la solución nodal débil 17
$Q_{18}'' = Q_{13} - \Delta L_{IX} + \Delta L_{II}$	Corrección a la solución nodal débil 18
$Q_{19}'' = Q_{19} + \Delta L_I$	Corrección a la solución nodal débil 19

$Q_{20}'' = Q_{20} + \Delta L_{XI}$	Corrección a la solución nodal débil 20
$Q_{21}'' = Q_{21} - \Delta L_{XI} + \Delta L_I$	Corrección a la solución nodal débil 21
$Q_{22}'' = Q_{22} - \Delta L_{XI} + \Delta L_X$	Corrección a la solución nodal débil 22
$Q_{23}'' = Q_{23} + \Delta L_{XI}$	Corrección a la solución nodal débil 23
$Q_{24}'' = Q_{24} - \Delta L_{XII} + \Delta L_{XI}$	Corrección a la solución nodal débil 24
$Q_{25}'' = Q_{25} - \Delta L_{XXIV} + \Delta L_{XIV}$	Corrección a la solución nodal débil 25
$Q_{26}'' = Q_{26} - \Delta L_{XII} + \Delta L_{XIII}$	Corrección a la solución nodal débil 26
$Q_{27}'' = Q_{27} + \Delta L_{XII}$	Corrección a la solución nodal débil 27
$Q_{28}'' = Q_{28} - \Delta L_{XXVI} + \Delta L_{XII}$	Corrección a la solución nodal débil 28
$Q_{29}'' = Q_{29} - \Delta L_{XXV} + \Delta L_{XIII}$	Corrección a la solución nodal débil 29
$Q_{30}'' = Q_{30} - \Delta L_{XIII} + \Delta L_{XIV}$	Corrección a la solución nodal débil 30
$Q_{31}'' = Q_{31} - \Delta L_X + \Delta L_I$	Corrección a la solución nodal débil 31
$Q_{32}'' = Q_{32} - \Delta L_{XIV} + \Delta L_X$	Corrección a la solución nodal débil 32
$Q_{33}'' = Q_{33} - \Delta L_{XIII} + \Delta L_X$	Corrección a la solución nodal débil 33
$Q_{34}'' = Q_{34} - \Delta L_{XXII} + \Delta L_{XXI}$	Corrección a la solución nodal débil 34
$Q_{35}'' = Q_{35} - \Delta L_{XXXI} + \Delta L_{XXXII}$	Corrección a la solución nodal débil 35
$Q_{36}'' = Q_{36} - \Delta L_{XXXVII} + \Delta L_{XXXI}$	Corrección a la solución nodal débil 36
$Q_{39}'' = Q_{39} - \Delta L_{IXL} + \Delta L_{XXVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 39
$Q_{40}'' = Q_{40} - \Delta L_{XXVII} + \Delta L_{IXL}$	Corrección a la solución nodal débil 40
$Q_{41}'' = Q_{41} - \Delta L_{XXIII} + \Delta L_{XXII}$	Corrección a la solución nodal débil 41
$Q_{42}'' = Q_{42} - \Delta L_{XXX} + \Delta L_{XXXI}$	Corrección a la solución nodal débil 42
$Q_{43}'' = Q_{43} - \Delta L_{XXIV} + \Delta L_{XXIII}$	Corrección a la solución nodal débil 43
$Q_{44}'' = Q_{44} - \Delta L_{XXIX} + \Delta L_{XXX}$	Corrección a la solución nodal débil 44
$Q_{45}'' = Q_{45} - \Delta L_{XXXI} + \Delta L_{XXII}$	Corrección a la solución nodal débil 45
$Q_{46}'' = Q_{46} - \Delta L_{XXX} + \Delta L_{XXIII}$	Corrección a la solución nodal débil 46
$Q_{47}'' = Q_{47} - \Delta L_{XXV} + \Delta L_{XXIV}$	Corrección a la solución nodal débil 47

$Q_{48}'' = Q_{48} - \Delta L_{XXVIII} + \Delta L_{IXXX}$	Corrección a la solución nodal débil 48
$Q_{49}'' = Q_{49} - \Delta L_{XXVI} + \Delta L_{XXV}$	Corrección a la solución nodal débil 49
$Q_{50}'' = Q_{50} - \Delta L_{XXVII} + \Delta L_{XXVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 50
$Q_{51}'' = Q_{51} - \Delta L_{XXVII} + \Delta L_{XXVI}$	Corrección a la solución nodal débil 51
$Q_{52}'' = Q_{52} + \Delta L_{XXVI}$	Corrección a la solución nodal débil 52
$Q_{53}'' = Q_{53} + \Delta L_{XXVII}$	Corrección a la solución nodal débil 53
$Q_{54}'' = Q_{54} - \Delta L_{IXXX} + \Delta L_{XXIV}$	Corrección a la solución nodal débil 54
$Q_{55}'' = Q_{55} - \Delta L_{XXVIII} + \Delta L_{XXV}$	Corrección a la solución nodal débil 55
$Q_{56}'' = Q_{56} - \Delta L_{IV}$	Corrección a la solución nodal débil 56
$Q_{57}'' = Q_{57} - \Delta L_V$	Corrección a la solución nodal débil 57
$Q_{67}'' = Q_{67} - \Delta L_{XLVI} + \Delta L_V$	Corrección a la solución nodal débil 67
$Q_{68}'' = Q_{68} - \Delta L_{XLII} + \Delta L_{XL}$	Corrección a la solución nodal débil 68
$Q_{69}'' = Q_{69} - \Delta L_{XLI} + \Delta L_{XL}$	Corrección a la solución nodal débil 69
$Q_{70}'' = Q_{70} - \Delta L_{XLI} + \Delta L_{XXXVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 70
$Q_{71}'' = Q_{71} + \Delta L_{XLI}$	Corrección a la solución nodal débil 71
$Q_{72}'' = Q_{72} + \Delta L_{XXXVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 72
$Q_{74}'' = Q_{74} + \Delta L_{IXL}$	Corrección a la solución nodal débil 74
$Q_{75}'' = Q_{75} + \Delta L_{IXL}$	Corrección a la solución nodal débil 75
$Q_{76}'' = Q_{76} + \Delta L_{XXXVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 76
$Q_{77}'' = Q_{77} - \Delta L_{XLI} + \Delta L_{XLII}$	Corrección a la solución nodal débil 77
$Q_{78}'' = Q_{78} + \Delta L_{XLI}$	Corrección a la solución nodal débil 78
$Q_{79}'' = Q_{79} - \Delta L_{XXXVIII} + \Delta L_{XXXVII}$	Corrección a la solución nodal débil 79
$Q_{80}'' = Q_{80} - \Delta L_{XL} + \Delta L_{XXXVII}$	Corrección a la solución nodal débil 80
$Q_{81}'' = Q_{81} - \Delta L_{XL} + \Delta L_{XXXVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 81
$Q_{83}'' = Q_{83} - \Delta L_{IXL} + \Delta L_{XXXVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 83
$Q_{84}'' = Q_{84} - \Delta L_{XXXVIII} + \Delta L_{XXIX}$	Corrección a la solución nodal débil 84
$Q_{85}'' = Q_{85} - \Delta L_{IXL} + \Delta L_{XXIX}$	Corrección a la solución nodal débil 85
$Q_{86}'' = Q_{86} - \Delta L_{XXXVII} + \Delta L_{XXX}$	Corrección a la solución nodal débil 86

$Q_{87}'' = Q_{87} - \Delta L_{XXXVIII} + \Delta L_{XXX}$	Corrección a la solución nodal débil 87
$Q_{88}'' = Q_{88} - \Delta L_{XXXVI} + \Delta L_{XXXVII}$	Corrección a la solución nodal débil 88
$Q_{89}'' = Q_{89} - \Delta L_{XXXVII} + \Delta L_{XXXII}$	Corrección a la solución nodal débil 89
$Q_{90}'' = Q_{90} - \Delta L_{IV} + \Delta L_V$	Corrección a la solución nodal débil 90
$Q_{91}'' = Q_{91} - \Delta L_{XXXIV} + \Delta L_{XXXVI}$	Corrección a la solución nodal débil 91
$Q_{92}'' = Q_{92} - \Delta L_{VII} + \Delta L_{IV}$	Corrección a la solución nodal débil 92
$Q_{93}'' = Q_{93} - \Delta L_{VI} + \Delta L_V$	Corrección a la solución nodal débil 93
$Q_{94}'' = Q_{94} - \Delta L_{VII} + \Delta L_{XVII}$	Corrección a la solución nodal débil 94
$Q_{95}'' = Q_{95} - \Delta L_{VI} + \Delta L_{XVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 95
$Q_{96}'' = Q_{96} - \Delta L_{VII} + \Delta L_{VI}$	Corrección a la solución nodal débil 96
$Q_{97}'' = Q_{97} - \Delta L_{XXXV}$	Corrección a la solución nodal débil 97
$Q_{98}'' = Q_{98} - \Delta L_{XVIII} + \Delta L_{XLVI}$	Corrección a la solución nodal débil 98
$Q_{99}'' = Q_{99} - \Delta L_{XVII} + \Delta L_{XXI}$	Corrección a la solución nodal débil 99
$Q_{100}'' = Q_{100} - \Delta L_{XX} + \Delta L_{LXX}$	Corrección a la solución nodal débil 100
$Q_{101}'' = Q_{101} - \Delta L_{XVIII} + \Delta L_{LXX}$	Corrección a la solución nodal débil 101
$Q_{102}'' = Q_{102} - \Delta L_{XVII} + \Delta L_{XVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 102
$Q_{103}'' = Q_{103} - \Delta L_{XVIII} + \Delta L_{XX}$	Corrección a la solución nodal débil 103
$Q_{104}'' = Q_{104} - \Delta L_{LXX} + \Delta L_{XXXIII}$	Corrección a la solución nodal débil 104
$Q_{105}'' = Q_{105} - \Delta L_{XXXII} + \Delta L_{XXI}$	Corrección a la solución nodal débil 105
$Q_{106}'' = Q_{106} - \Delta L_{XX} + \Delta L_{XXXIII}$	Corrección a la solución nodal débil 106
$Q_{107}'' = Q_{107} - \Delta L_{LXX} + \Delta L_{XXXIII}$	Corrección a la solución nodal débil 107
$Q_{108}'' = Q_{108} - \Delta L_{XXI} + \Delta L_{XX}$	Corrección a la solución nodal débil 108
$Q_{109}'' = Q_{109} - \Delta L_{VI} + \Delta L_{XLVI}$	Corrección a la solución nodal débil 109

$Q_{110}'' = Q_{110} - \Delta L_{XLVI} + \Delta L_{XLVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 110
$Q_{113}'' = Q_{113} - \Delta L_{XLVI} + \Delta L_{XLV}$	Corrección a la solución nodal débil 113
$Q_{114}'' = Q_{114} - \Delta L_{XXXIII} + \Delta L_{XLVI}$	Corrección a la solución nodal débil 114
$Q_{115}'' = Q_{115} - \Delta L_{XXXII} + \Delta L_{XXXIV}$	Corrección a la solución nodal débil 115
$Q_{116}'' = Q_{116} - \Delta L_{XXXIII}$	Corrección a la solución nodal débil 116
$Q_{117}'' = Q_{117} - \Delta L_{XXXII} + \Delta L_{XXXIII}$	Corrección a la solución nodal débil 117
$Q_{118}'' = Q_{118} - \Delta L_{XXXIII} + \Delta L_{XLV}$	Corrección a la solución nodal débil 118
$Q_{120}'' = Q_{120} - \Delta L_{XXXV}$	Corrección a la solución nodal débil 120
$Q_{121}'' = Q_{121} - \Delta L_{XXXV}$	Corrección a la solución nodal débil 121
$Q_{122}'' = Q_{122} - \Delta L_{XXXIV} + \Delta L_{XXXV}$	Corrección a la solución nodal débil 122
$Q_{123}'' = Q_{123} - \Delta L_{IXL}$	Corrección a la solución nodal débil 123
$Q_{126}'' = Q_{126} + \Delta L_{XXXVI}$	Corrección a la solución nodal débil 126
$Q_{127}'' = Q_{127} + \Delta L_{XLII}$	Corrección a la solución nodal débil 127
$Q_{128}'' = Q_{128} - \Delta L_{XLIII} + \Delta L_{XLII}$	Corrección a la solución nodal débil 128
$Q_{129}'' = Q_{129} + \Delta L_{XLIII}$	Corrección a la solución nodal débil 129
$Q_{130}'' = Q_{130} - \Delta L_{XLIV} + \Delta L_{XLIII}$	Corrección a la solución nodal débil 130
$Q_{131}'' = Q_{131} + \Delta L_{XLIV}$	Corrección a la solución nodal débil 131
$Q_{132}'' = Q_{132} + \Delta L_{XLIV}$	Corrección a la solución nodal débil 132
$Q_{133}'' = Q_{133} + \Delta L_{XLIV}$	Corrección a la solución nodal débil 133
$Q_{134}'' = Q_{134} + \Delta L_{XLIII}$	Corrección a la solución nodal débil 134
$Q_{135}'' = Q_{135} - \Delta L_{XLII} + \Delta L_{XXXVI}$	Corrección a la solución nodal débil 135
$Q_{136}'' = Q_{136} + \Delta L_{XLII}$	Corrección a la solución nodal débil 136
$Q_{139}'' = Q_{139} - \Delta L_{XLVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 139
$Q_{140}'' = Q_{140} - \Delta L_{XLVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 140
$Q_{141}'' = Q_{141} - \Delta L_{IL}$	Corrección a la solución nodal débil 141
$Q_{142}'' = Q_{142} - \Delta L_{IL} + \Delta L_{XLVIII}$	Corrección a la solución nodal débil 142
$Q_{144}'' = Q_{144} - \Delta L_{XLVII} + \Delta L_{IL}$	Corrección a la solución nodal débil 144
$Q_{145}'' = Q_{145} - \Delta L_{XLV}$	Corrección a la solución nodal débil 145
$Q_{146}'' = Q_{146} - \Delta L_{XLV}$	Corrección a la solución nodal débil 146
$Q_{148}'' = Q_{148} - \Delta L_{XLVII} + \Delta L_L$	Corrección a la solución nodal débil 148

$Q_{149}'' = Q_{149} + \Delta L_L - \Delta L_{XLVII}$	Corrección a la solución nodal débil 149
$Q_{150}'' = Q_{150} - \Delta L_L + \Delta L_{LI}$	Corrección a la solución nodal débil 150
$Q_{151}'' = Q_{151} - \Delta L_L$	Corrección a la solución nodal débil 151
$Q_{152}'' = Q_{152} - \Delta L_{XLVII} + \Delta L_{XLV}$	Corrección a la solución nodal débil 152
$Q_{153}'' = Q_{153} - \Delta L_{IL}$	Corrección a la solución nodal débil 153
$Q_{154}'' = Q_{154} - \Delta L_{IL} + \Delta L_{LII}$	Corrección a la solución nodal débil 154
$Q_{155}'' = Q_{155} - \Delta L_{IL} + \Delta L_{LI}$	Corrección a la solución nodal débil 155
$Q_{156}'' = Q_{156} - \Delta L_{LII}$	Corrección a la solución nodal débil 156
$Q_{157}'' = Q_{157} - \Delta L_{LI}$	Corrección a la solución nodal débil 157
$Q_{158}'' = Q_{158} - \Delta L_{LI} + \Delta L_{LII}$	Corrección a la solución nodal débil 158
$Q_{159}'' = Q_{159} - \Delta L_{LII}$	Corrección a la solución nodal débil 159
$Q_{179}'' = Q_{179} - \Delta L_{XLVI} + \Delta L_{XLVII}$	Corrección a la solución nodal débil 179
$Q_{181}'' = Q_{181} - \Delta L_{II} + \Delta L_{III}$	Corrección a la solución nodal débil 181
$Q_{186}'' = Q_{186} - \Delta L_{XLVII}$	Corrección a la solución nodal débil 186

Conclusiones.

Los sistemas híbridos bien diseñados pueden ser una solución técnica del Sistema Electroenergético Nacional (SEN), debido al alto potencial solar que se presenta en la región central de Cuba.

El sistema híbrido presenta una mayor flexibilidad en el despacho de la generación para cubrir una determinada demanda que un sistema netamente solar o térmico.

Los costos de generación con sistemas híbridos se proyectan a disminuir considerablemente en la próxima década, haciendo que su estudio sea una necesidad cada vez mayor, y su aplicación una realidad más palpable.

El software implementado permite en el momento de analizar el comportamiento del sistema hacer variaciones a una o más variables pudiendo acercar el análisis a la realidad.

Recomendaciones.

Ampliar la aplicación del modelo de despacho económico para hacer análisis más complejos utilizando mejores recursos computacionales con simulaciones más dinámicas.

Introducir en el modelo las inercias y pérdidas internas de equipos como el inversor y el cableado que no son tenidas en cuenta en este estudio debido a los detalles técnicos de su funcionamiento.

Bibliografía.

- [1] U.S. Department of Energy. (2010, March 23 2012) 2010 Renewable Energy Data Book. [Online]. Available: www.nrel.gov/analysis/pdfs/51680.pdf
- [2] P. Bajpai, S. Kumar, and N. Kishore, "Sizing optimization and analysis of a stand-alone wtg system using hybrid energy storage technologies," in *Energy and Sustainable Development: Issues and Strategies (ESD)*, 2010 Proceedings of the International Conference on, June 2010, pp. 1-6.
- [3] N. A. b. A. Razak, M. M. bin Othman, and I. Musirin, "Optimal sizing and operational strategy of hybrid renewable energy system using homer," in *Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, 2010 4th International, pp. 495-501.
- [4] R. Huang, S. Low, U. Topcu, K. Chandy, and C. Clarke, "Optimal design of hybrid energy system with pv/wind turbine/storage: A case study," in *Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, 2011 IEEE International Conference on, Oct. 2011, pp. 511-516.
- [5] U. Sureshkumar, P. Manoharan, and A. Ramalakshmi, "Economic cost analysis of hybrid renewable energy system using homer," in *Advances in Engineering, Science and Management (ICAESM)*, 2012 International Conference on, March 2012, pp. 94-99.
- [6] A. Rohani, K. Mazlumi, and H. Kord, "Modeling of a hybrid power system for economic analysis and environmental impact in homer," in *Electrical Engineering (ICEE)*, 2010 18th Iranian Conference on, March 2012 2010, pp. 819-823.
- [7] S. B. Silva, M. A. G. Oliveira, and M. M. Severino, "Sizing and optimization of hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system," *Latin America Transactions, IEEE (Revista IEEE America Latina)*, vol. 9, no. 1, pp. 817-822, 2011.
- [8] T. Tudorache, D. Kisk, B. Radulescu, and M. Popescu, "Design and implementation of an autonomous wind/pv/diesel/battery power system," in *Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*, 2012 13th International Conference on, May 2012, pp. 987-992.
- [9] N. Baharudin, T. Mansur, R. Ali, A. Wahab, N. Rahman, E. Ari, and A. Ali, "Mini-grid power system optimization design and economic analysis of solar powered sea water desalination plant for rural communities and emergency relief conditions," in *Power*

Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2012 IEEE International, june 2012,pp. 465-469.

[10] M. Castaneda, L. Fernandez, H. Sanchez, A. Cano, and F. Jurado, \Sizing methods for stand-alone hybrid systems based on renewable energies and hydrogen," in Electrotechnical Conference (MELECON), 2012 16th IEEE Mediterranean, march 2012, pp. 832-835.

[11] M. B. Shadmand, M. Pasupuleti, and R. Balog, \Photovoltaic-wind hybrid system with battery back-up optimized for apartment complexes and other community living environments," in Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2011 IEEE, pp.3626-3632.

[12] R. Baños and F. Manzano-Agugliaro and F.G. Montoya and C. Gil and A. Alcayde and J.Gómez, \Optimization methods applied to renewable and sustainable energy: A review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 15, no. 4, pp. 1753-1766, 2011. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110004430>

[13] M. Fadaee and M. Radzi, \Multi-objective optimization of a stand-alone hybridrenewable energy system by using evolutionary algorithms: A review," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, no. 5, pp. 3364-3369, 2012. [Online]. Available : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112001669>

[14] G. I. Atwater and J. P. J. Riva. (2012, March 29 2012) Petroleum. [Online]. Available : <http://0-www.britannica.com/millenium.itesm.mx/EBchecked/topic/454269/petroleum>.

[15] F. Habashi, \The first oil well in the world," Québec, Canada, 2000. [Online]. Available: http://www.scs.illinois.edu/~mainzv/HIST/bulletin_open_access/v25-1/v25-1%20p64-66.pdf

[16] R. McHenry, \The firstst oil well (150th anniversary of the birth of the oil industry)," August 26 2009. [Online]. Available : <http://www.britannica.com/blogs/2009/08/the-first-oil-well/>

[17] U. Davé, \Edwin drake and the oil well drill pipe)," Summer 2008. [Online]. Available: <http://www.pabook.libraries.psu.edu/palitmap/DrakeOilWell.html>

- [18] Energy Information Administration. (2011, February 27 2012) International Energy Out-look 2011. [Online]. Available: [http://www.eia.gov/FTP/ROOT/forecasting/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/FTP/ROOT/forecasting/0484(2011).pdf)
- [19] GÓMEZ DE LA CALLE, Manuel. “Modelo de previsión de demanda de electricidad de largo plazo”. [Proyecto de fin de carrera]. Directores: Alicia Mateo González y Eugenio Francisco Sánchez Úbeda. Universidad Pontificia Comillas, España, 2010.
- [20] GONZÁLEZ RODRÍGUEZ, Ayleen José “Estudio de la Demanda de Saturación energía eléctrica de la Isla de Margarita – Estado Nueva Esparta”. [Tesis de pregrado]. Directores: Hernán Parra y Alcides Adrián. Universidad de Oriente, Venezuela, 2009.
- [21] R. Belfkira, C. Nichita, P. Reghem, and G. Barakat, “Modeling and optimal sizing of hybrid renewable energy system,” in Power Electronics and Motion Control Conference, 2008. EPE-PEMC 2008. 13th, pp. 1834-1839.
- [22] O. Ekren and B. Y. Ekren, “Size optimization of a pv/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing,” Applied Energy, vol. 87, no. 2, pp. 592-598, 2010. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909002177>
- [23] H. V. Haghi, S. M. Hakimi, and S. M. M. Tafreshi, “Optimal sizing of a hybrid power system considering wind power uncertainty using pso-embedded stochastic simulation,” in Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2010 IEEE 11th International Conference on, pp. 722-727.
- [24] B. Zhang, Y. Yang, and L. Gan, “Dynamic control of wind/photovoltaic hybrid power systems based on an advanced particle swarm optimization,” in Industrial Technology, 2008. ICIT 2008. IEEE International Conference on, april 2008, pp. 1-6.
- [25] A. Hameed, M. Elhagri, A. Shaltout, and M. Aziz, “Optimum sizing of hybrid wt/pv systems via open-space particle swarm optimization,” in Renewable Energy and Distributed Generation (ICREDG), 2012 Second Iranian Conference on, march 2012, pp. 55-60.
- [26] W. Lingfeng and S. Chanan, “Pso-based multi-criteria optimum design of a grid-connected hybrid power system with multiple renewable sources of energy,” in Swarm Intelligence Symposium, 2007. SIS 2007. IEEE, pp. 250-257.

- [27] J. Zeng, M. Li, J. F. Liu, J. Wu, and H. W. Ngan, "Operational optimization of a stand-alone hybrid renewable energy generation system based on an improved genetic algorithm," in Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, pp. 1-6.
- [28] Y. Katsigiannis, P. Georgilakis, and E. Karapidakis, "Hybrid simulated annealing-tabu search method for optimal sizing of autonomous power systems with renewables," Sustainable Energy, IEEE Transactions on, vol. 3, no. 3, pp. 330-338, July 2012.
- [29] M. Alsayed, M. Cacciato, G. Scelba, and A. Consoli, "Optimal sizing of hybrid power generation systems based on multi criteria decision analysis," in Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2012 International Symposium on, June 2012, pp. 1442-1447.
- [30] X. Hu, K. Tseng, and M. Srinivasan, "Optimization of battery energy storage system with super-capacitor for renewable energy applications," in Power Electronics and ECCE Asia (ICPE ECCE), 2011 IEEE 8th International Conference on, 30 2011-June 3 2011, pp.1552-1557.
- [31] Modeling and Simulation of Photovoltaic Module and Array based on One and Two Diode Model Using Power System Explorer/Simulink. Bouraiou, Ahmed, y otros, y otros. s.l. : Energy Procedia, 2015. International Conference on Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and. Vol. 74, págs. 864-877.
- [32] Development of Generalized Photovoltaic Model Using POWER SYSTEM EXPLORER/SIMULINK. Huan-Liang, Tsai, Ci-Siang, Tu y Yi-Jie, Su. San Francisco : s.n., 2008. Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science. 978-988-98671-0-2.
- [33] Mathematical Modeling and Simulation of Photovoltaic Cell using Power System Explorer-Simulink Environment. Kumari, J. Surya y Babu, Ch. Sai. 1, 2012, International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE), Vol. 2, págs. 26-34. 2088-8708.
- [34] Modelling and Simulation of photovoltaic module considering single-diode equivalent circuit model in POWER SYSTEM EXPLORER. Bonkoungou, Dominique, Koalaga, Zacharie y Njomo, Donatien. 3, Marzo de 2013, International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering, Vol. 3, págs. 493-502. 2250-2459.

- [35] Simple Modeling and Simulation of Photovoltaic Panels Using Power System Explorer/Simulink. Park, Jangwoo, y otros, y otros. 2014, Advanced Science and Technology Letters, Vol. 73, págs. 147-155. <http://dx.doi.org/10.14257/astl.214.73.22>.
- [36] A Photovoltaic System Model For Power System Explorer/Simulink Simulations. Keles, Cemal , y otros, y otros. Estambul : IEEE, 2013. 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG). págs. 1643-1647. 978-1-4673-6392-1.
- [37] Flores, Benjamin Carpio. Algoritmos heurísticos aplicados al despacho economico considerando funciones de costo no convexas y zonas muertas de ciclo combinado. 2006.