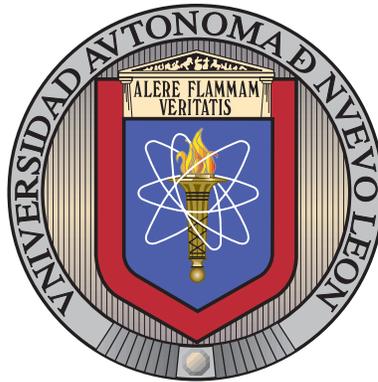


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



CONTROL DE TENSIÓN Y RESONANCIA DE
FRECUENCIA EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

POR

ING. MIGUEL ANGEL LUNA ALVAREZ

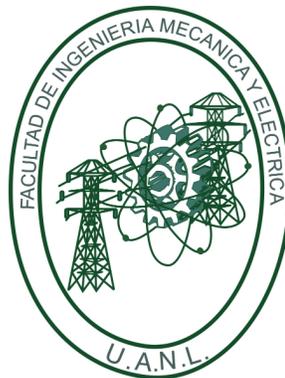
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

AGOSTO 2018

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



CONTROL DE TENSIÓN Y RESONANCIA DE
FRECUENCIA EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

POR

ING. MIGUEL ANGEL LUNA ALVAREZ

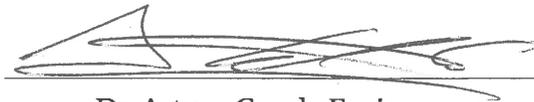
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

AGOSTO 2018

Universidad Autónoma de Nuevo León
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Subdirección de Estudios de Posgrado

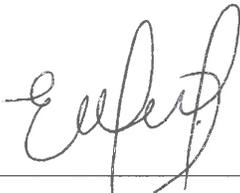
Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis «Control de tensión y resonancia de frecuencia en redes eléctricas inteligentes», realizada por el alumno Ing. Miguel Angel Luna Alvarez, con número de matrícula 1880632, sea aceptada para su defensa como requisito parcial para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Tesis



Dr. Arturo Conde Enriquez

Director



Dra. Erika Fernández Hernández

Revisor



Dr. Guillermo Gutiérrez Alcaraz

Revisor

Vo. Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez

Subdirección de Estudios de Posgrado



San Nicolás de los Garza, Nuevo León, agosto 2018

*A mis padres **Miguel Angel** y **María Guillermina** primeramente por su gran apoyo incondicional y su amor, por su gran motivación desde el comienzo hasta el día de hoy. Muchas gracias por el esfuerzo que realizaron por mi en esta etapa de mi formación.*

*A mis hermanos **Claudia Elena** y **Guillermo** con mucho cariño para ellos.*

Agradecimientos

Al Dr. Arturo Conde Enriquez por ser un gran catedrático y un excelente asesor, gracias por todos sus conocimientos aportados.

A mis compañeros de posgrado, gracias por todas las experiencias y su amistad incondicional.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo económico otorgado.

Miguel Angel Luna Alvarez

Agosto 2018

RESUMEN

Publicación No. _____

Miguel Angel Luna Alvarez, Ing. Eléctrico.

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2016

Profesor asesor: Dr. Arturo Conde Enriquez

La penetración de generación distribuida hoy en la actualidad es una realidad que va en aumento y evolucionando rápidamente; estas nuevas fuentes no regulables conformadas principalmente por generación eólica y solar presentan muchas ventajas tanto económicas como medioambientales, pero todo este desarrollo conlleva a desventajas en la operación de redes eléctricas. Se ha demostrado que dichas fuentes interconectadas al sistema de distribución presentan problemas con el déficit de reactivos, ya que este tipo de generación no producen los suficientes reactivos para poder controlar el voltaje del sistema, aunado a esto con la carga de la demanda y la estructura topológica del sistema el problema de control de voltaje se torna complicado. Otro problema que se presenta en una red inteligente es el aumento de la electrónica de potencia y las cargas no lineales, las cuales tienen como efecto producir en el sistema puntos de resonancia.

En este trabajo se analizará el problema de un sistema de prueba académico al cual se le agregará generación distribuida (eólica y solar) y cargas no lineales para obtener las condiciones de operación sujetas a un déficit de voltaje combinando la resonancia de frecuencia debido a la activación de sistemas de control.

Después de analizar los problemas presentes en el sistema de prueba se propone un método para controlar el voltaje, el cual consiste en ubicar fuentes reactivas en diversos puntos del sistema determinando cual de ellos es la ubicación más eficiente. Para realizar dichas ubicaciones se realiza un estudio de coeficientes de sensibilidad para determinar los nodos más susceptibles para poder lograr el control de voltaje determinando los nodos óptimos para la ubicación de capacitores se obtienen los nodos sujetos a control. Este escenario se considera de planeación. Debido

a que la operación intermitente de las fuentes y la topología de las redes inteligentes puede ser altamente dinámica.

La conexión de los bancos de capacitores deben ser considerados también dinámicos. Así se tendrá una conmutación dinámica de los capacitores en los nodos seleccionados sensibles , para las diversas condiciones de regulación de voltaje que requiera la red inteligente.

Dentro de este estudio también se considera los puntos de resonancia que se presentan en el sistema al tener la ubicación de la fuente reactiva, este estudio de calidad de la energía consiste en determinar el *THD* de todos los nodos del sistema para poder ver el efecto de aumento de magnitud en las corrientes debido a la resonancia de frecuencia que dicha fuente reactiva puede ocasionar. Cuando se tenga los valores de *THD* del sistema se determinará si esa ubicación es la mejor opción para poder controlar el voltaje y a la misma vez cuidar la calidad de la energía; de no ser así, el programa buscar una nueva ubicación donde si cumpla con las condiciones que se le asignen.

Los resultados obtenidos en los diversos escenarios operativos analizados demuestran que el sistema propuesto para el control de voltaje y resonancia de frecuencia logra mantener los voltajes dentro de los rangos operativos y los valores de *THD* son mitigados a los rangos especificados.

Índice general

| | |
|---|-----------|
| 1. Introducción | 1 |
| 1.1. Introducción | 1 |
| 1.2. Objetivo | 2 |
| 1.3. Hipótesis | 3 |
| 1.4. Estado del arte | 3 |
| 1.4.1. Operación | 3 |
| 1.5. Estructura de la tesis | 7 |
| 2. Modelado de Smart Grid | 9 |
| 2.1. Introducción | 9 |
| 2.2. Fuentes no regulables | 11 |
| 2.2.1. Modelado de generación eólica | 11 |
| 2.2.2. Modelado de generación fotovoltaica | 18 |
| 2.3. Conclusión | 23 |
| 3. Control de voltaje | 24 |
| 3.1. Conceptos para la pérdida de voltaje en un sistema eléctrico | 25 |
| 3.2. Flujos de reactivos | 28 |
| 3.3. Estrategias de control | 29 |
| 3.3.1. Método de sensibilidad | 29 |
| 3.3.2. Cambiadores de TAP's | 33 |
| 3.3.3. Despacho de potencia reactiva | 35 |

| | |
|--|-----------|
| 3.4. Optimización de potencia reactiva | 43 |
| 3.5. Conclusión | 49 |
| 4. Método propuesto para control de voltaje | 51 |
| 4.1. Descripción del planteamiento propuesto | 53 |
| 4.2. Formulación | 59 |
| 4.2.1. Flujos de potencia | 59 |
| 4.2.2. Calculo de resonancia de frecuencia y calculo de THD | 63 |
| 4.2.3. Aplicación del método para la ubicación de fuentes reactivas | 67 |
| 4.3. Conclusión | 73 |
| 5. Resultados | 74 |
| 5.1. Ubicación óptima de una sola fuente de reactivos considerando todos los posibles nodos existentes del sistema (2-16) | 74 |
| 5.2. Ubicación óptima de una sola fuente de reactivos considerando únicamente en los nodos de distribución (6-16) | 79 |
| 5.3. Ubicación óptima de dos fuentes de reactivos considerando únicamente en los no- dos de distribución (13,14,16) | 82 |
| 5.4. Ubicación óptima de dos fuentes de reactivos considerando únicamente en los no- dos de distribución (10-16) | 85 |
| 5.5. Conclusión. | 88 |
| 6. Conclusiones y trabajos a futuro | 89 |
| 6.1. Conclusiones | 89 |
| 6.2. Aportaciones | 90 |
| 6.3. Recomendaciones para trabajos a futuro | 91 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| 1.1. Smart Grid | 2 |
| 2.1. Generación distribuida. | 10 |
| 2.2. Aerogenerador jaula de ardilla. | 12 |
| 2.3. Aerogenerador doblemente alimentado. | 13 |
| 2.4. Aerogenerador síncrono de accionamiento directo. | 13 |
| 2.5. Curva de potencia típica de un aerogenerador. | 15 |
| 2.6. Circuito equivalente del generador de corriente continua con imanes permanentes. | 16 |
| 2.7. Circuito equivalente del modulo fotovoltaico. | 19 |
| 2.8. Arreglo en serie(<i>a</i>) y paralelo (<i>b</i>). | 19 |
| 2.9. Curva $I - V$ para diferentes irradiancias. | 20 |
| 2.10. Curva $I - V$ para diferentes temperaturas. | 20 |
| 2.11. Circuito del modelo general. | 21 |
| 2.12. Circuito del modelo apropiado. | 22 |
| 3.1. Sistema de distribución | 25 |
| 3.2. Circuito básico | 25 |
| 3.3. Diagrama Fasorial | 26 |
| 3.4. Esquema de flujo de reactivos | 28 |
| 3.5. Circuito básico para cambios de TAP's | 34 |
| 3.6. Circuito equivalente de la Figura3.5 | 34 |
| 4.1. Sistema de transmisión y sub-transmisión | 52 |

| | |
|--|----|
| 4.2. Sistema de Sub-transmisión y distribución | 53 |
| 4.3. Sistema Base | 54 |
| 4.4. Perfil de viento. | 56 |
| 4.5. Radiacion solar. | 57 |
| 4.6. Curva de la demanda. | 58 |
| 4.7. Cargas no lineales. | 65 |
| 4.8. Diagrama de flujo para el algoritmo propuesto. | 68 |
| 4.9. Perfil de voltaje sin aplicación del método. | 71 |
| 5.1. Perfil de voltaje sin aplicación del método. | 75 |
| 5.2. Perfiles de voltaje con ubicación de fuentes de reactivos en todos los nodos. | 76 |
| 5.3. THD medido de los nodos (3-16). | 79 |
| 5.4. Perfiles de voltaje con ubicación de fuentes reactivas en nodos(6-16). | 80 |
| 5.5. THD medido de los nodos (3-16). | 82 |
| 5.6. Perfiles de voltaje con ubicación de fuentes reactivas en nodos(6-16). | 83 |
| 5.7. THD medido de los nodos (3-16). | 85 |
| 5.8. Perfiles de voltaje con ubicación de fuentes reactivas en nodos(6-16). | 86 |
| 5.9. THD medido de los nodos (3-16). | 88 |

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción

El tema de la generación distribuida (DG) hoy en la actualidad es uno de los más importantes para las empresas productoras de electricidad y no se diga para la empresa responsable de la operación y supervisión del mercado eléctrico. México se encuentra en un momento de cambio en su estructura de modelo de mercado donde se busca minimizar los costos de producción de energía eléctrica para los consumidores. Para poder realizar este cambio se llegó al acuerdo de brindarle la oportunidad de introducirse al mercado eléctrico a productores independientes, siempre y cuando sean capaces de cumplir con el código de interconexión establecido que un productor independiente debe cumplir para poder ser un participante del mercado. Hoy en día dentro de un sistema de distribución se cuenta con la participación en conjunto de la generación convencional y la generación renovable presentando beneficios como la mejora de la calidad de la energía, mayor confiabilidad, reducción de las pérdidas técnicas de transmisión y una reducción al impacto hacia el medio ambiente.

La implementación de este tipo de sistemas es susceptible a contingencias que puedan afectar a la continuidad y el servicio de la energía eléctrica, conduciendo al sistema a un estado de operación donde se presentan diferentes escenarios determinados por la naturaleza intermitente de las fuentes no reguladas, por la topología altamente dinámica de la red eléctrica y por los mecanismos

de control energético disponible.

Se considera una *microgrid* a zonas donde se tenga generación y consumo de energía eléctrica, estas zonas se pueden encontrar aisladas o interconectadas a la utility pero sin que presente una transferencia de potencia a través del enlace que las interconecta.

Para las *microgrids* que se están implementando en la actualidad es necesario desarrollar sistemas de control que tengan la capacidad de ajustarse a los diferentes tipos de escenarios que puedan presentarse en el sistema de distribución figura 1.1. Otro factor que se debe de considerar es el impacto que tiene el uso de canales de comunicación para la conformación de dichos esquemas dinámicos de control.

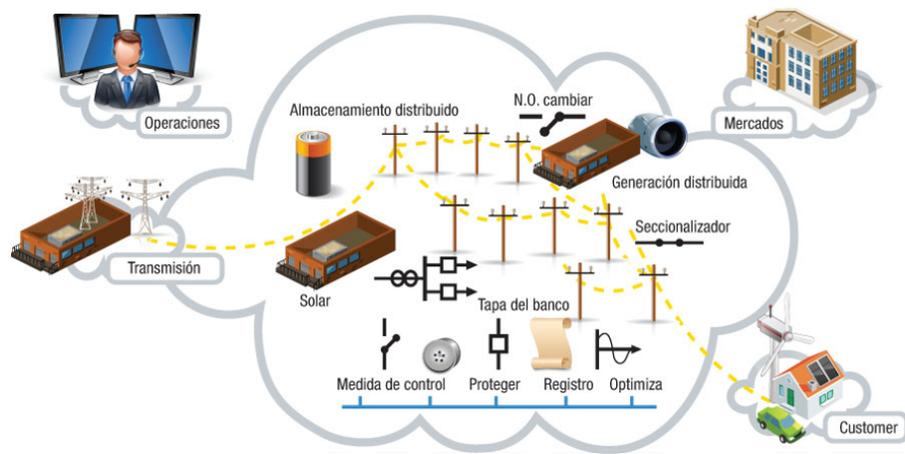


Figura 1.1: Smart Grid

1.2. Objetivo

Estudiar el comportamiento de una red de distribución con presencia de generadores no regulables para aplicar un método de control de voltaje por medio de la ubicación óptima y capacidad de fuentes reactivas, Además se analiza el impacto de la conexión de capacitores en calidad de la energía para determinar puntos de resonancia que puede producirse por la combinación de fuentes reactivas y cargas no lineales presentes en el sistema. La determinación del *THD* resultante, permitirá la aplicación de un método iterativo para la ubicación que resulte en menor *THD*

1.3. Hipótesis

La penetración de fuentes de generación renovables en los sistemas de distribución incrementa el comportamiento dinámico del sistema debido al balance energético y las condiciones topológicas de la red. La operación de la red eléctrica activa se ve comprometida por las variaciones de tensiones resultantes de la conexión de convertidores degradando la seguridad y calidad de la energía. Aparte el diseño de control dinámico de voltaje permitirá adaptar al sistema a un perfil de voltaje dentro de un rango asignado, definiendo la magnitud y ubicación de las fuentes reactivas. Con ello se compensa la intermitencia de la generación distribuida, así como el cambio de topología que se pueda presentar en la red eléctrica.

1.4. Estado del arte

El crecimiento de la demanda tanto poblacional como industrial se ve reflejado en el aumento de la demanda de energía, la generación distribuida se ha contemplado como una alternativa parcial para solventar ese pico de demanda que presenta el sistema, es por ello que la investigación para poder operar y proteger a sistemas conformados por micro redes ha sido bastante ardua y extensa, a continuación se presenta un estado del arte donde se da a conocer las investigaciones relacionadas con sistemas de generación distribuida (DG).

1.4.1. Operación

La operación de un sistema eléctrico es fundamental para cumplir con el objetivo principal de un productor de energía, que es cumplir con la confiabilidad, calidad, seguridad y economía del suministro eléctrico. Dentro del nuevo mercado eléctrico se busca abrir las puertas a los productores que brinden una generación de electricidad más eficiente, es decir producir más con menos, dando lugar a la generación renovable. Se sabe que un sistema que cuenta con generación renovable es un sistema con generación intermitente, con excepción de la generación hidroeléctrica la cual es renovable y no es intermitente. La operación de la red eléctrica es mas compleja debido a que es necesario disponer de elementos o controles que permitan modular el balance energético.

Con la ayuda de programas que se dediquen a la gestión de demanda y producción de la energía se ha logrado buenos resultados para los consumidores, la investigación que realizaron Carlo Cecati, Costantino Citro, y Pierluigi Siano [1] donde se propone un sistema de gestión energética (EMS) para la operación de *Smart grid* por medio de la gestión de la demanda (DMS) y esquemas de gestión activa (AMS), mediante estos esquemas propuestos los usuarios cuentan con la facilidad de estar informados sobre el precio y disponibilidad en tiempo real de la energía. Debido a que una *smart grid* no es lo suficientemente basta para cumplir con la demanda de energía y se torna complejo la coordinación entre las generadoras y las cargas durante condiciones transitorias los investigadores Lie Xu, y Dong Chen [2] desarrollan un método para operación y control de una *microgrid*, el método propuesto proporciona seguridad y confiabilidad a las cargas conectadas al sistema, se desarrollan estrategias para tener una coordinación estrecha entre fuentes, cargas y energía almacenada, esas estrategias son desarrolladas en base a las mediciones de voltaje de DC. El sistema propuesto por estos investigadores está compuesto por: turbina eólica, sistema de almacenamiento de energía, cargas en DC y convertidores para interconectar los sistemas. Para asegurar que el sistema puede operar en modo isla, se propone una estrategia de coordinación entre los elementos anteriormente mencionados, validando su propuesta simulan el sistema en diferentes escenarios.

Dentro de la operación de una *smart grid* existe un factor importante para poder tener una mejor operación del sistema, se presenta la respuesta de la demanda que se puede explicar cómo el comportamiento que tiene el sistema a cambios que se presentan debido a la demanda. El uso de la respuesta de la demanda en los esquemas tradicionales no se consideraba prioritario, en cambio hoy con la penetración de la generación distribuida (GD) se torna importante para la operación del sistema por la necesidad de utilizar recursos para cubrir el déficit de la demanda. Por ello es importante que el operador conozca la capacidad disponible de la respuesta de la demanda ya que uno de los problemas actuales es que los agregadores de respuesta de la demanda desconocen el modelo de la red e ignoran como es distribuida la respuesta de la demanda (RD) en la red. Los investigadores José Medina, Nelson Muller y Ilya Roytelman [3] proponen cambios en el proceso del mercado, incluyendo la respuesta de la demanda y la topología de la red, con el objetivo de demostrar cual necesario es integrar esa respuesta. Como principal contribución

realiza un modelo de topología del sistema de distribución en la programación del proceso de la respuesta de la demanda (DR), el cálculo de la respuesta de la demanda los obtiene a través de red de distribución para obtener los valores en los nodos de la red de transmisión. Esta propuesta también crea oportunidades de incluir el efecto de la respuesta de la demanda que tiene sobre la programación, optimización y aplicación de redes en sistemas de transmisión. Se consideran los problemas que se pueden presentar en la respuesta de la demanda en sistemas de distribución son: el arranque de carga máxima en frío, dependencia de la respuesta de la demanda en el voltaje y desbalance de fases.

Los investigadores Tomonobu S, Yoshitaka M, Atsuchi Y, Naomitsu U y Toshihisa F [4] propone un control óptimo de la tensión en cada nodo del sistema, aplicando las técnicas de capacitores (SC) e inductores (ShR) en derivación, reguladores de voltajes a pasos (SVR) y compensadores estáticos de var (SVC). Este estudio se realizó en un sistema que cuenta con generación fotovoltaica, este esquema requiere un sistema de comunicación fiable ya que si se pierde la comunicación los dispositivos de regulación de voltaje detectan un fallo y cambian los métodos de control a control de auto-información. Otra estrategia para el control de *smart grids* es la que proponen Yun L, Zhihua Q, Huanhai X, y Dequiang G [5] donde ellos proponen un control de flujos óptimos en tiempo real, la razón de su investigación es a causa de los tiempos de respuesta que tiene el sistema de control convencional para poder estabilizar la frecuencia y la potencia en presencia de una contingencia. Este método que proponen se basa en mantener lo más cercano posible del valor óptimo la frecuencia y la potencia de los generadores, una de las tecnologías utilizadas dentro de este método es la implementación de sistema multi agentes (MAS). Uno de los métodos utilizados para el control de las redes de distribución es mediante la respuesta de la demanda, este esquema se diseña de dos formas, mediante tarifas horarias y disparo de carga programado, en las cuales el método de tarifas horarias se basa en establecer un precio mayor en horas donde la demanda está en su punto mayor (horas pico) de esta manera se deja a criterio del usuario bajar la demanda en dichas horas, y el método de disparo de carga se toma como última opción cuando se tiene demanda máxima desconectando a usuarios no prioritarios para reducir la demanda.

Como desarrollaron los investigadores Amira N. y Mini S. [6] en el cual desarrollan una estrategia de control y gestionamiento en la operación de una micro red, tomando en cuenta la res-

puesta de la demanda dividiéndola en dos grupos, 1) Comodidad del usuario. 2) Cargas prioritarias. Su método es capaz de regular la frecuencia y el voltaje en circunstancias donde las energías intermitentes varíen su generación o se presente un cambio de carga, el sistema en el cual trabajan está conformado de generadores fotovoltaicos y eólicos, generación de energía con vehículos y almacenamiento de energía. En la actualidad no se cuenta con una red de distribución totalmente automática, todavía se cuenta con la participación de los operadores para realizar algunas maniobras para liberar o restaurar el sistema. En un futuro donde la penetración de generación distribuida (DG) será la generación que dominará el sistema, se tendrá un sistema más dinámico afectando y complicando aún más la operación del mismo sistema. Existen esquemas para sistemas de distribución donde se detecta la contingencia, se aísla y si la falla no fue permanente se restablece el sistema, como realizaron en su artículo los investigadores Aboelsood Z. Mutaz K. Ahmed M. Terek K. Khaled S. Atef A, Ramandan E. y Ahmed M. [7]. En su esquema de auto liberación se propone una estrategia adaptativa y optimizada con la cual se puede localizar la falla y tomar una decisión de restauración después de que se liberó la falla todo esto sin afectar la integridad del sistema. El esquema de detección de falla, aislamiento y restauración (FDIR) lo dividen en dos etapas, la primera se detecta la localización y libramiento de la falla, la segunda se encarga de la restauración del servicio. El FDIR se basa en *hardware* y *software*, donde el *hardware* está compuesto de sensores, actuadores, conmutadores y red de comunicación; y el *software* está compuesto de algoritmos de detección de falla, acción de conmutación de seccionadores durante el aislamiento de la falla y sistemas de restauración. En este artículo se examinan los métodos desarrollados anteriormente comparándolos con los actuales adentrándose en técnicas ambientales y económicos implementando la auto liberación en un sistema de distribución.

Como se ha podido observar en el desarrollo del estado del arte, los motivos por los cuales se ha creado una extensa investigación sobre los sistemas de distribución con penetración de generación distribuida, coinciden en la idea que es una nueva tendencia que apenas se está adentrando al estudio para la mejora de la operación y protección de estos sistemas, y por lo cual es importante tener una idea clara de cuáles puedan ser las opciones más eficientes para así poder ofrecerle al sistema y a los consumidores calidad, seguridad, confiabilidad y continuidad de la energía eléctrica.

La Tabla 1.1 muestra los trabajos de investigaciones con mas relación a este tema de investigación.

Tabla 1.1: Estado del arte de operación y calidad de la energía.

| Título | Año | Descripción |
|--|------|---|
| Ventajas de la respuesta de la demanda y la operación de la red eléctrica. | 2010 | Cambios en el proceso del mercado incluyendo la respuesta de la demanda y la topología de la red. |
| Operación de smart grid combinando la energía renovable y la respuesta de la demanda. | 2011 | Sistema de gestion (EMS) por medio de la gestion de la demanda (DMS) y esquemas de gestion activa(AMS). |
| Control descentralizado para regulación de voltaje óptimo en redes inteligentes de distribución. | 2014 | Esquema de control descentralizado apoyado por sensores en los buses. |
| Regulación de voltaje óptimo para maximizar la penetración de generación distribuida. | 2015 | Esquema de control para caída de voltaje utilizando arquitectura de convertidores. |
| Control de voltaje optimo utilizando la descomposición de valores singulares del jacobiano. | 2017 | Determina nuevos puntos de ajustes para los buses PV. |
| Compensación de armónicas utilizando fuentes fotovoltaicas en smart grid. | 2016 | Sistema que determinar las corrientes armónicas y las compensa con convertidores (PWM). |
| Cancelación de armónicas con topología de convertidores en smart grid. | 2017 | Se demuestra que la cancelación de armónicos es posible con una nueva topología para convertidores (M3C) convertidores modulares, multifrecuencia y multinivel. |

1.5. Estructura de la tesis

En el capítulo uno se muestra principalmente el objetivo y la hipótesis con el cual se realizo esta investigación, también se habla de las investigaciones relacionadas con esta tesis, mucha de las investigaciones que conforman el estado del arte se presentan como bibliografía ya que de ellas se obtuvo cierta información para realizar esta investigación.

En el capítulo dos se habla sobre los modelos de fuentes no regulables (generación eólica y solar) donde se muestra el desarrollo matemático para obtener los parámetros de salida de cada fuente. Con esos parámetros se puede calcular la potencia de salida y la dinámica de cada generador. También se muestran algunos datos necesarios que se requieren para el desarrollo de los modelos como constantes que los fabricantes consideran para el modelo.

En el capítulo tres se habla sobre el control de voltaje en el cual se mencionan algunos conceptos básicos sobre la pérdida de voltaje y el desarrollo matemático para calcular la variación de

voltaje entre dos nodos. Otro de los temas que se tratan en este capítulo es sobre la relación que existe entre la potencia de transferencia entre líneas y las pérdidas que se presenta debido a esa transferencia, se ve como esas pérdidas varían dependiendo de la topología del sistema y el control de reactivos que se tenga en el sistema. También se habla sobre las estrategias de control que se utilizan para el control de voltaje, como lo son el método de sensibilidad y los cambiadores de TAP's. Estos métodos calculan coeficientes de sensibilidad para determinar cual de las diferentes estrategias es mas eficiente y en que punto del sistema es mas conveniente aplicarla. Por ultimo se habla del tema de despacho de potencia reactiva y optimización de potencia reactiva donde se explica el desarrollo con las condiciones a los que se ajustan ciertos parámetros con la finalidad de cumplir con la función objetivo manteniendo la ecuación de balance.

El capítulo cuatro se desarrolla el método propuesto retomando las diferentes alternativas que se vieron en el capítulo tres, se explica cuales son los métodos mas eficientes para aplicarlos a una red de distribución, la modificación que se realizó en el sistema de prueba al aplicarle el aerogenerador y la planta fotovoltaica, los perfiles de viento y radiación solar utilizados para el modelo de la generación distribuida y el calculo de *THD* para el estudio de calidad de la energía. En este capítulo se explican los pasos detallados sobre como se desarrollo el algoritmo representado por un diagrama de flujo.

El capítulo cinco se presentan los resultados de los diferentes escenarios propuestos, cada escenario se plantea de diferente manera para poder observar la efectividad del método y apreciar las ventajas y desventajas de las diferentes maneras que se puede operar el sistema. Se presentan gráficas mostrando los resultados de la comparación de los perfiles de voltaje con y sin el método, de igual manera se muestran las gráficas de los resultados obtenidos del estudio de calidad de la energía, reduciendo los niveles de *THD* del sistema.

El capítulo seis presenta las conclusiones generales obtenidas de la investigación en base a los resultados de los diferentes escenarios propuestos, se presentan también la aportación de ideas para trabajos a futuro.

Capítulo 2

Modelado de Smart Grid

El proceso de digitalizar y modificar los sistemas eléctricos convencionales por medio de la innovación que se tiene con las nuevas fuentes de generación requieren de un modelado más sofisticado y complejo a diferencia de los modelos de sistemas convencionales. Esta complejidad es debida a que en este tipo de sistemas se presenta la incertidumbre de intermitencia de los elementos y factores que se consideran en el estudio de una *smart grid*.

Es indispensable tomar en cuenta todos los parámetros que se necesitan para el estudio de sistemas inteligentes, uno de los parámetros principales son los perfiles de viento y radiación solar, los cuales son el elemento principal para determinar cuanta potencia pueden generar las fuentes renovables dependientes de estos perfiles; como se sabe las variaciones de viento y radiación solar son impredecibles, es por eso que estos perfiles se deben obtener de pronósticos determinados por las entidades correspondientes a estos datos. De igual manera los datos utilizados para representar una demanda variable en un lapso de 24 horas se obtuvo la curva de demanda de la región noreste.

2.1. Introducción

Debido al gran impacto y desarrollo que se visualiza con la penetración de las energías renovables se debe prevenir los riesgos que se corren al implementar estas fuentes, es por eso que se desarrolla un modelo para estudiar el comportamiento del sistema ante los diferentes escena-

rios que se puedan presentar. Es necesario analizar los posibles escenarios de contingencias y que puedan considerarse los más drásticos para el sistema, teniendo una respuesta a estos diferentes escenarios podemos estar preparados para responder ante cualquier contingencia que se pueda presentar.

Debido a las áreas que abarca este tema de investigación se es necesario modelar los diferentes elementos que conforman el sistema de prueba, para los estudios que se realizarán, como representación de como se encuentra la generación distribuida interconectada al sistema se tiene la Figura 2.1

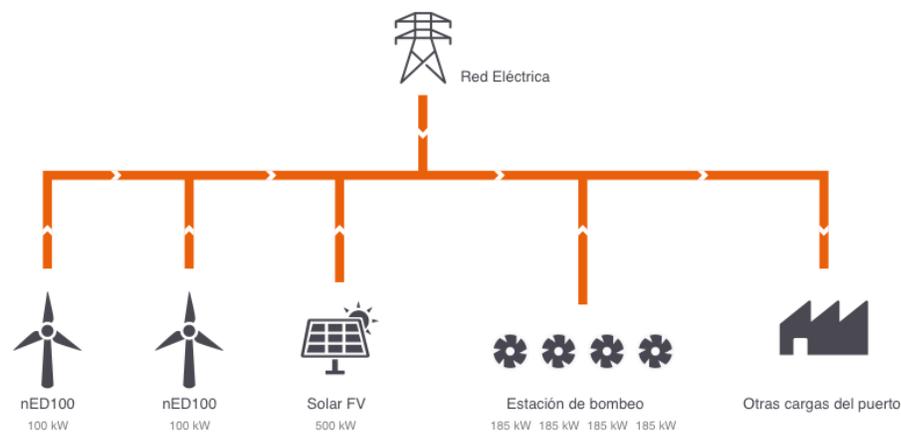


Figura 2.1: Generación distribuida.

Los aerogeneradores pueden estar conectados directamente a la red eléctrica o se pueden utilizar como planta local. Dentro de un sistema de distribución donde las pérdidas técnicas y la caída de voltaje se pueden hacer mas presente, debido a que en los sistemas de distribución se considera la resistencia de las líneas por lo cual conlleva a que se presenten estos problemas. Al tener la generación conectada en el punto donde se tiene la carga, la transferencia de energía en las líneas disminuye al igual que las pérdidas, esto es una de las principales ventajas de la generación distribuida para disminuir las pérdidas técnicas del sistema.

2.2. Fuentes no regulables

Dentro de las fuentes no regulables se encuentran como ya se ha mencionado anteriormente las fuentes de generación eólica y generación solar, estas fuentes se consideran no regulables ya que su generación no depende directamente de un operador, si no de sus perfiles de entrada como lo son el viento y la radiación solar. Existen varios métodos por los cuales se puede regular de una manera moderada, en el caso de la generación eólica se puede controlar su generación por medio del cambio de ángulo de sus paletas, estas paletas modifican su posición para aumentar o disminuir su generación. La generación solar también se puede regular por medio del ángulo que se presenta entre el panel y la radiación solar.

La regulación moderada de este tipo de generación, siempre se mantiene dentro de un rango mucho más pequeño que una generación convencional, donde la respuesta y la dinámica que tienen estos generadores ante una contingencia es mucho más lenta y no se puede considerar eficiente en presencia de una falla. A diferencia si lo comparamos con un escenario donde se tiene un aumento de carga, resulta un método eficiente considerar este tipo de generación.

2.2.1. Modelado de generación eólica

La energía eólica es la energía cinética que se obtiene por medio de la velocidad del viento, la potencia disponible que se extrae de esa velocidad resulta directamente proporcional a la densidad de flujo, el área de la superficie que atraviesa el flujo y la velocidad del viento al cubo, como se representa en la ecuación (2.1).

$$P = A \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (2.1)$$

Donde:

A : Área que atraviesa la potencia [m^2].

ρ : Densidad del aire [Kg/m^3].

V : Velocidad del viento [m/s].

Existen diversos modelos de aerogeneradores, y a continuación se presentan los mas comunes para este tipo de estudios como se presenta en [8].

- Aerogenerador jaula de ardilla de velocidad constante: Este aerogenerador tiene el rotor de la turbina eólica acoplada al generador a través de una caja de cambios, la cual funciona para disminuir la velocidad en presencia de grandes velocidades de viento y mantener una generación moderada dentro de sus límites. Figura 2.2
- Aerogenerador doblemente alimentado: Al igual que el de jaula de ardilla, su turbina se encuentra acoplada al generador por medio de una caja de cambios, permitiendo la variabilidad del viento, el embobinado de el rotor se encuentra conectado a un convertidor *back-to-back* como fuente de voltaje. En presencia de altas velocidades de viento este aerogenerador controla su potencia de salida a través de los ángulos que posicionan sus hélices. Figura 2.3
- Generador síncrono de accionamiento directo: Este aerogenerador puede ser excitado por imanes permanentes o por medio de un rotor devanado. Se conecta a la red a través de un convertidor *back-to-back* o con un diodo rectificador y un convertidor. Este generador es un generador multipolos de baja velocidad, lo cual no necesita una caja de cambios. Al igual que el aerogenerador anterior controla su potencia de salida utilizando la apertura o cierre de sus ángulos en velocidades de viento elevadas. Figura 2.4

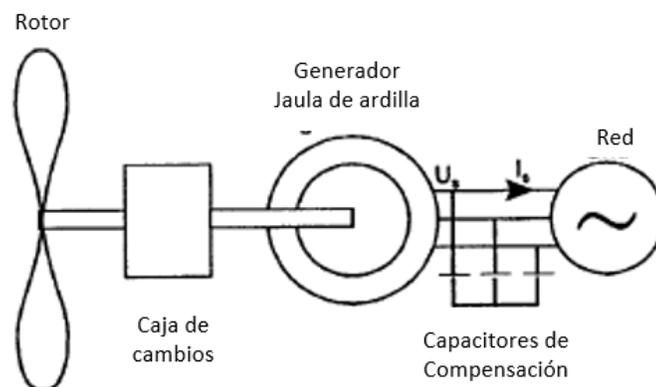


Figura 2.2: Aerogenerador jaula de ardilla.

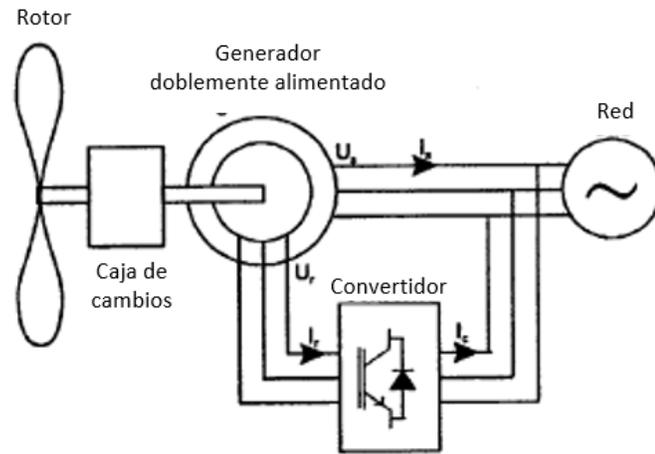


Figura 2.3: Aerogenerador doblemente alimentado.

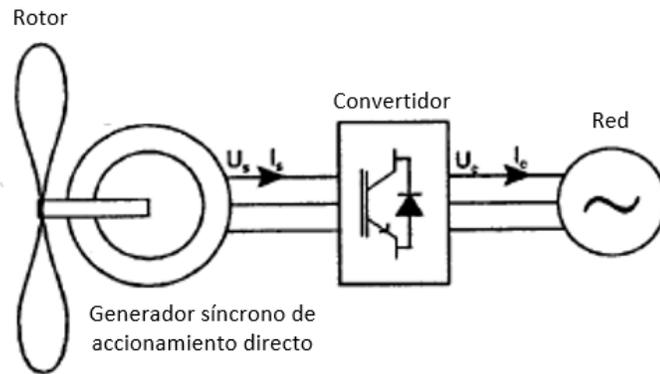


Figura 2.4: Aerogenerador síncrono de accionamiento directo.

Basado en [9] los aerogeneradores mas comunes son los de eje horizontal con tres paletas de velocidad variable. El giro del rotor provoca un par mecánico en la caja de cambios que se transmite al generador, el propósito de la caja de cambios es mantener una velocidad constante para tener una velocidad apropiada para el generador. El par mecánico provocado por el viento esta dado por la ecuación (2.2)

$$T_m = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V^2 \frac{C_p}{\lambda} \quad (2.2)$$

$$\lambda = \frac{Rw}{V} \quad (2.3)$$

Donde:

ρ : La densidad del aire.

R : El radio de la pala o hélice.

V : La velocidad del viento.

C_p : El coeficiente de potencia.

λ : La velocidad de punta de pala o hélice.

w : Velocidad angular.

El coeficiente de potencia mostrado en (2.4) describe la eficiencia del rotor. Donde se obtiene la potencia del viento (P_v) incidente de la ecuación (2.1), y la potencia mecánica extraída del viento (P_m).

$$C_p = \frac{P_m}{P_v} \quad (2.4)$$

De la ecuación anterior (2.4), se puede representar el coeficiente de potencia (2.5), donde θ es el ángulo de las hélices (pitch) y λ_i es la relación de velocidad de las hélices en cada instante de tiempo.

$$C_{p,1}(\lambda, \theta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3\theta - C_4\theta^{C_5} - C_6 \right) \exp\left(\frac{-C_7}{\lambda_i}\right) \quad (2.5)$$

Para poder resolver la ecuación (2.5) se utilizaron los datos de la Tabla 2.1 tomado de [10], para un aerogenerador de velocidad constante.

Tabla 2.1: Constantes de la ecuación (2.5). (m/s)

| C_1 | C_2 | C_3 | C_4 | C_5 | C_6 | C_7 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 0.73 | 151 | 0.58 | 0.002 | 2.14 | 13.2 | 18.4 |

Para efectos de simulación se estableció que el coeficiente de potencia empieza a actuar a partir de cierta velocidad del viento, la cual se llama V_{cambio} y toma la forma de la gráfica 2.5.

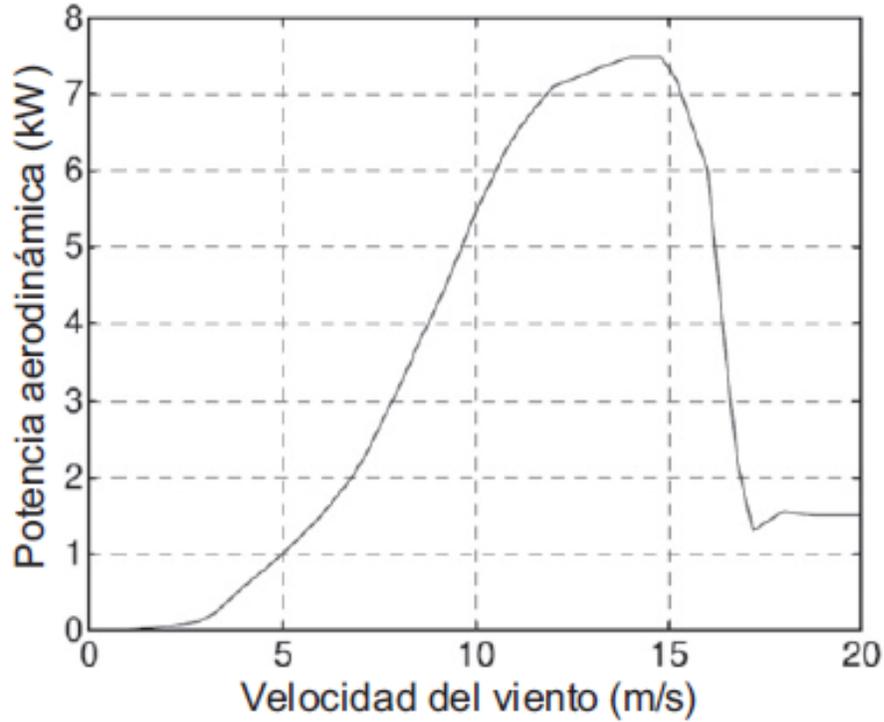


Figura 2.5: Curva de potencia típica de un aerogenerador.

Para poder modelar la gráfica 2.5 se determinó un polinomio $C_{p,2}$ para obtener la caída de la curva de potencia, y una recta $C_{p,3}$ para simular la potencia a la máxima velocidad del viento permitida (V_{final}). Se puede observar que ($C_{p,2}$) y ($C_{p,3}$) están en función de la velocidad del viento por motivos de simplicidad. la ecuación (2.6) resume el cálculo del coeficiente de potencia.

$$\begin{aligned}
 C_{p,1}(\lambda) : 0 \leq V \leq V_{cambio} \\
 C_{p,2}(V) : V_{cambio} \leq V \leq V_{cambio} + 2 \\
 C_{p,3}(V) : V_{cambio} + 2 \leq V \leq V_{final}
 \end{aligned}
 \tag{2.6}$$

Se muestran las ecuaciones correspondientes para obtener los factores de potencia a partir de V_{cambio} , las cuales están dadas por (2.7) y (2.8).

$$C_{p,2} = P_1 V^3 + P_2 V^2 + P_3 V + P_4
 \tag{2.7}$$

$$C_{p,3} = (V - (V_{cambio} + 2)) P_5 + P_6 \quad (2.8)$$

Donde:

Tabla 2.2: Constantes de la ecuación (2.7) y (2.8). (W/m)

| P_1 | P_2 | P_3 | P_4 | P_5 | P_6 |
|--------|---------|---------|----------|---------|-------|
| 0.0210 | -0.8610 | 11.6495 | -51.9338 | -0.0008 | 0.008 |

Se consideraron los fenómenos de retardo que tiene las hélices a los cambios bruscos de viento.

El aerogenerador que se utiliza en este modelo es de una velocidad variable, lo que resulta tener una frecuencia variable. Los métodos mas utilizados para este problema de frecuencia variable es mediante una rectificación de la corriente alterna para convertirla a la frecuencia deseada.

Para representar el generador se utiliza una máquina de corriente continua con la salida rectificadora. La entrada del aerogenerador es la velocidad angular del rotor y la salida es el voltaje y la corriente de armadura como se muestra en la Figura 2.6.

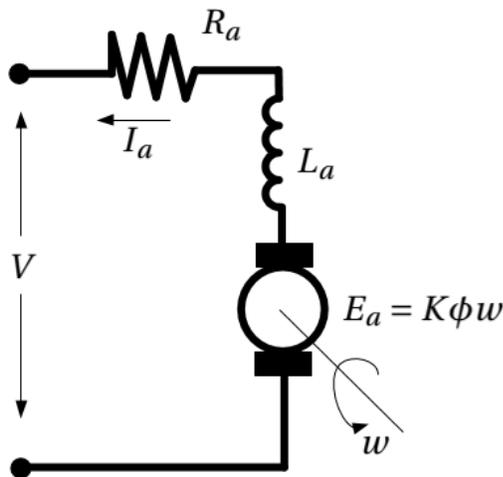


Figura 2.6: Circuito equivalente del generador de corriente continua con imanes permanentes.

Resolviendo por ley de Kirchhoff la Figura 2.6 se obtiene (2.9).

$$L_a \frac{dI}{dt} = E_a - V - R_a I_a \quad (2.9)$$

$$E_a = K\phi\omega \quad (2.10)$$

Donde:

L_a : Inductancia.

R_a Resistencia.

I_a : Corriente de armadura.

V : Voltaje de salida del generador.

E_a : Fuerza electromotriz inducida.

K : La constante del generador.

ϕ : La constante de acoplamiento del flujo magnético.

Para obtener el momento de inercia y el par electromecánico se tienen las ecuaciones (2.11) y (2.12) respectivamente.

$$J\frac{d\omega}{dt} = T_m - T_{em} - F\omega \quad (2.11)$$

$$T_{em} = k\phi I \quad (2.12)$$

Para obtener el voltaje de salida se considera la carga de la demanda como una carga resistiva R_L y se utiliza la corriente de armadura del generador I_a .

$$V = R_L I_a \quad (2.13)$$

Por último se muestra los datos típicos que se utilizan para el modelo del aerogenerador presentados por las Tablas 2.3 y 2.4.

Tabla 2.3: Parámetros utilizados para obtener el par mecánico de la fuerza del viento.

| Símbolo | Parámetro | Valor | Unidad |
|---------|-------------------|-------|----------|
| ρ | Densidad del aire | 1.223 | Kg/m^3 |
| R | Radio | 3.2 | m |

Tabla 2.4: Parámetros característicos del generador de corriente directa del aerogenerador modelado.

| Símbolo | Parámetro | Valor | Unidad |
|---------|------------------------------|--------|------------|
| L_a | Inductancia de la armadura | 13.5 | mH |
| R_a | Resistencia de la armadura | 0.275 | Ω |
| k | Constante del generador | 23.31 | - |
| ϕ | Acoplamiento flujo magnético | 0.264 | $V/rad/s$ |
| F | Coefficiente de fricción | 0.025 | $Nm/rad/s$ |
| J | Momento de inercia | 6.53 | Kgm^2 |
| R_L | Resistencia de carga | \sim | Ω |

2.2.2. Modelado de generación fotovoltaica

Otra de la generación que a venido evolucionando es la energía fotovoltaica, de la cual se puede generar energía a través de la incidencia del sol; al igual que la energía eólica este tipo de fuentes son no regulables ya que no se tiene una exactitud las cuestiones meteorológicas. El propósito es desarrollar un modelo de un módulo fotovoltaico para la generación de potencia a partir del perfil de insolación que se le asigne, donde el modelo se basará en parámetros que se puedan obtener de los diferentes fabricantes.

Existe literatura donde se considera un circuito equivalente como un modulo completo de la conexión de varias celdas fotovoltaicas, como la que se utiliza en [11] el cual consiste en un número de n celdas conectadas en serie y paralelo, como se puede observar en 2.7.

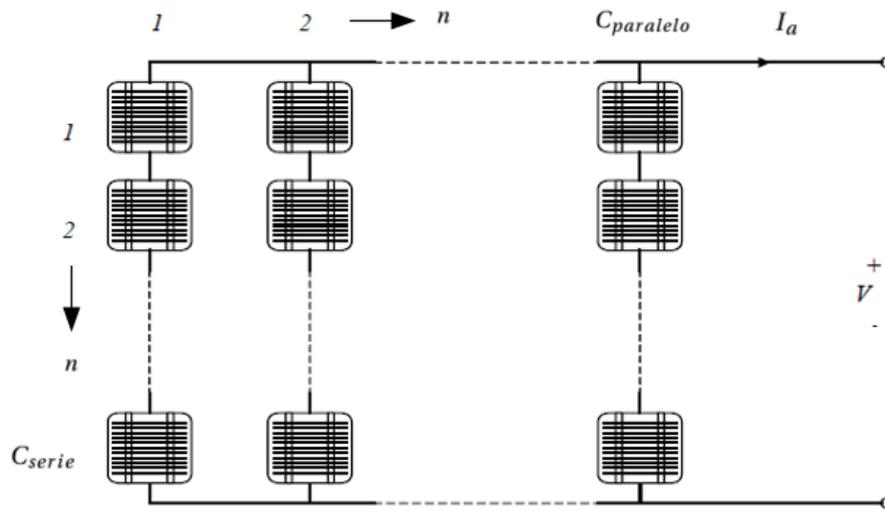


Figura 2.7: Circuito equivalente del módulo fotovoltaico.

La conexión en paralelo aumenta la generación de corriente y una conexión en serie aumenta el voltaje, como se puede observar en la Figura 2.8 (a) y (b).

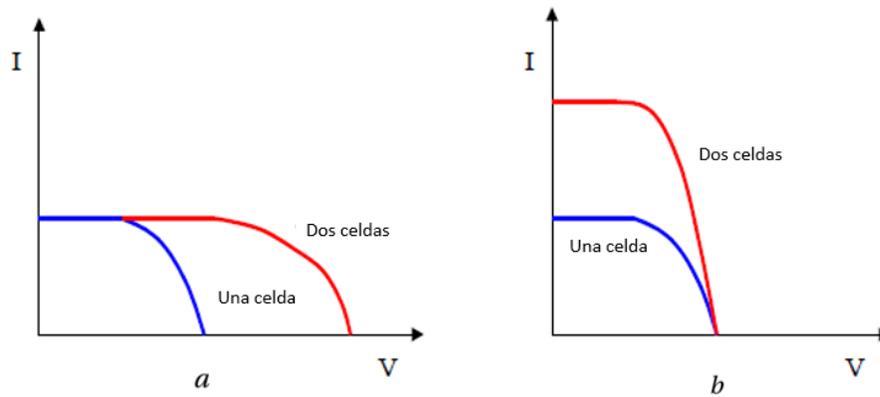


Figura 2.8: Arreglo en serie(a) y paralelo (b).

En este modelo se considera un módulo completo, el estudio se realiza para obtener el modelo de un arreglo de varias celdas conectadas en serie y paralelo por los efectos que presentan cada uno de estos arreglos los cuales se explicaron anteriormente. Como se explica en [12] el comportamiento del módulo fotovoltaico se presenta mediante curvas de Corriente-Voltaje ($I - V$) para la irradiación y temperatura a la que se desea operar, obtenidas de hoja de datos de fabricantes gráfica 2.9 y 2.10.

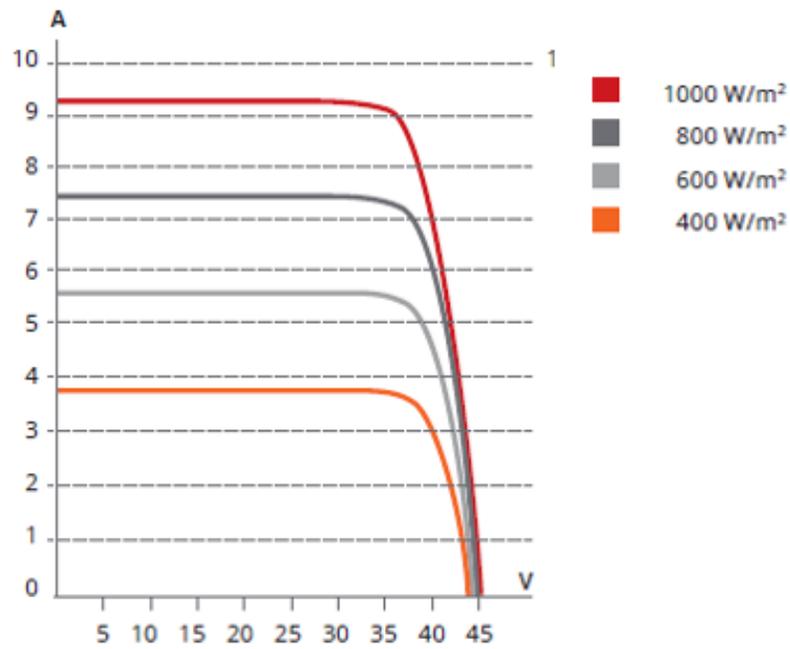


Figura 2.9: Curva $I - V$ para diferentes irradiancias.

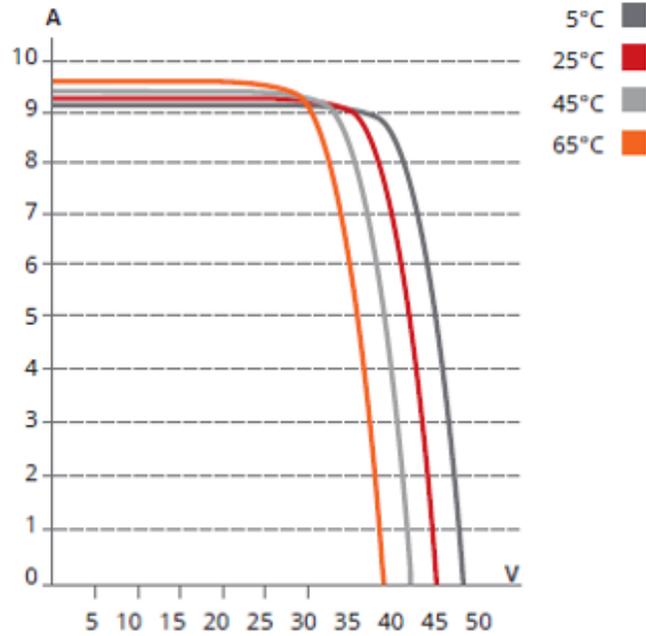


Figura 2.10: Curva $I - V$ para diferentes temperaturas.

En la gráficas 2.9 se puede observar que a mayor irradiancia se tome, el cambio de corriente

cambiara considerablemente, mientras el voltaje se mantendrá relativamente igual para cualquier valor tomado. En cambio la figura 2.10 a mayor temperatura considerada la corriente aumentará mientras el voltaje disminuirá.

Como se ha mencionado la configuración de las celdas debe de ser una combinación de arreglos serie y paralelo con el fin de producir suficiente potencia. Para ejemplificar se muestra el circuito equivalente del modulo de la Figura 2.12. Donde se puede observar que el circuito esta compuesto de un arreglo de diodos, los cuales representan las conexiones de las celdas en serie y paralelo (N_S, N_P), también esta compuesta de una resistencia en paralelo R_{SH} y una en serie R_S las cuales dependen también del número de celdas que se tengan.

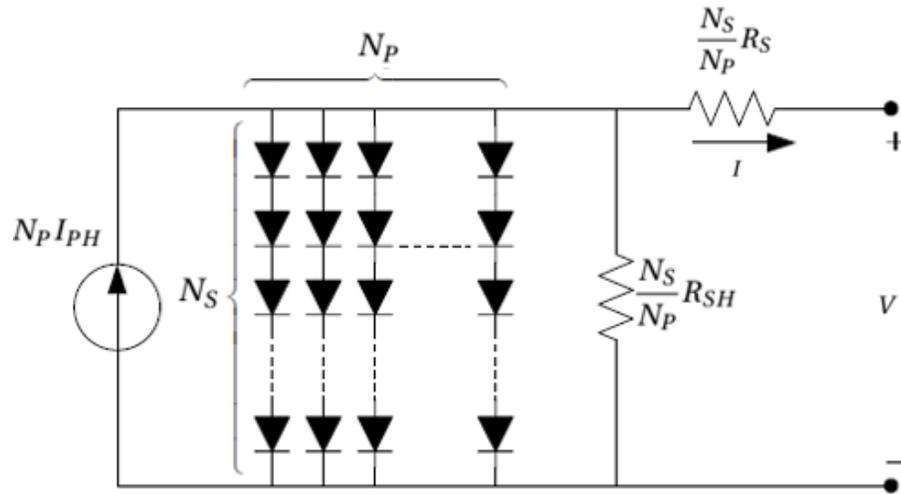


Figura 2.11: Circuito del modelo general.

De la figura anterior se obtiene la ecuación para determinar la corriente (2.14).

$$I = N_P I_{PH} - N_P I_S \left[\exp \left(q \left(\frac{V}{N_S} + \frac{I R_S}{N_P} \right) / K T_C A \right) - 1 \right] - \left(\frac{N_P V}{N_S} + I R_S \right) / R_{SH} \quad (2.14)$$

Obteniendo la corriente producida por la luz solar (2.15) y la corriente de saturación (2.16).

$$I_{PH} = [I_{SC} + K_I (T_C - T_{Ref})] \lambda \quad (2.15)$$

$$I_S = I_{RS} \left(\frac{T_C}{T_{Ref}} \right)^3 \exp \left[qE_G \left(\frac{1}{T_{Ref}} - \frac{1}{T_C} \right) / KA \right] \quad (2.16)$$

Donde:

q : Carga del electrón ($1.6 \times 10^{-19} C$).

K : Constante Boltzmann's ($1.38 \times 10^{-23} J/K$).

T_C : Temperatura de operación de la celda.

A : Factor ideal.

R_{SH} : Resistencia en paralelo.

R_S : Resistencia en serie.

I_{SC} : Corriente de corto circuito.

K_I : Coeficiente de temperatura para corriente de corto circuito.

T_{Ref} : Temperatura de referencia de la celda.

λ : Insolación solar (Kw/m^2).

I_{RS} : Corriente de saturación inversa.

E_G : Energía entre celdas.

La mayoría de los fabricantes, mantienen una configuración de conexión en serie para sus celdas, con el fin de mantener un voltaje de operación aceptable, y considerando que la celda es ideal, se obtiene el nuevo circuito equivalente de 2.12.

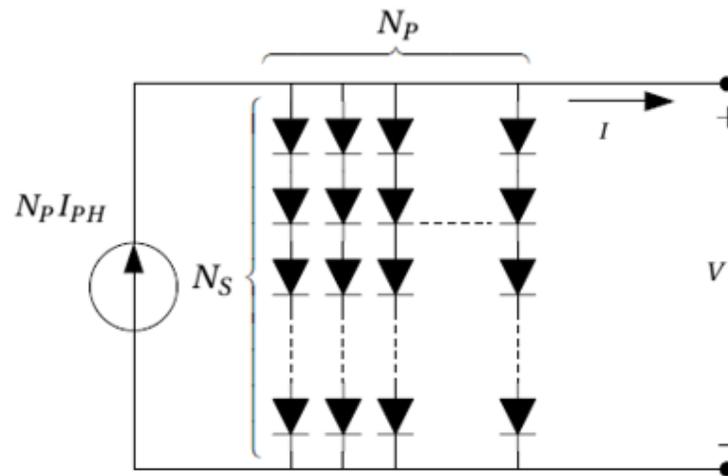


Figura 2.12: Circuito del modelo apropiado.

Del circuito simplificado se obtiene una nueva ecuación para determinar la nueva corriente.

$$I = N_P I_{PH} - N_P I_S \left[\exp \left(q \frac{V}{N_S K T_C A} \right) - 1 \right] \quad (2.17)$$

2.3. Conclusión

En este capítulo se puede deducir que la potencia generada por las fuentes no regulables dependen de las consideraciones que se tomen para cada modelo. El modelo del aerogenerador que se presentó se desarrollo para una sola turbina, considerando que si se desea hacer el estudio para un campo eólico se deberá tomar las consideraciones necesarias. En cambio para el modelo solar se consideró para un modulo que se conforma de diversos paneles solares.

La importancia de utilizar parámetros de fabricantes para modelar fuentes no regulables es una ventaja, ya que los datos que se utilizan son parámetros característicos ya probados, y que ya tienen una aplicación en campo.

Capítulo 3

Control de voltaje

La degradación del voltaje en un sistema eléctrico de distribución es muy común que se haga presente, debido a la naturalidad de los elementos, principalmente las líneas que distribuyen la energía, debido a que presentan pérdidas técnicas por la naturaleza del conductor. Como consecuencia a este fenómeno se tiene la caída de tensión en los diferentes nodos que conforman el sistema afectando directamente a la calidad de servicio.

Este tipo de escenarios siempre se va presentar, con mayor o menor magnitud, es por eso que se desarrollan distintos tipos de control para mantener el voltaje de todos los nodos dentro de una banda. El control de voltaje se puede llevar a cabo utilizando diferentes métodos, los más utilizados son la inyección de reactivos por medio de capacitores en derivación, y un segundo es maniobrando con los tap's de los transformadores para modificar los flujos de reactivos. Estos tipos de control de voltaje se realizan por medio de análisis de sensibilidad, este análisis determina por medio de coeficientes cual nodo es el adecuado para conectar un capacitor en derivación.

En esta sección primeramente se hablará de los conceptos de la caída de voltaje que se tiene por efectos de las cargas activas e inductivas, las cuales presentan un factor de potencia diferente al unitario, también se presenta un apartado del estado del arte hablando del control de voltaje en redes inteligentes, cuáles son las investigaciones que se han realizado y sus métodos, y como parte final, se presentaran los métodos que se utilizaron en el capítulo 4 para el método propuesto.

3.1. Conceptos para la pérdida de voltaje en un sistema eléctrico

Como representación de un sistema de distribución se tiene en la Figura 3.1 el cual está conformado por una subestación reductora con sus alimentadores que distribuyen la energía en media tensión.

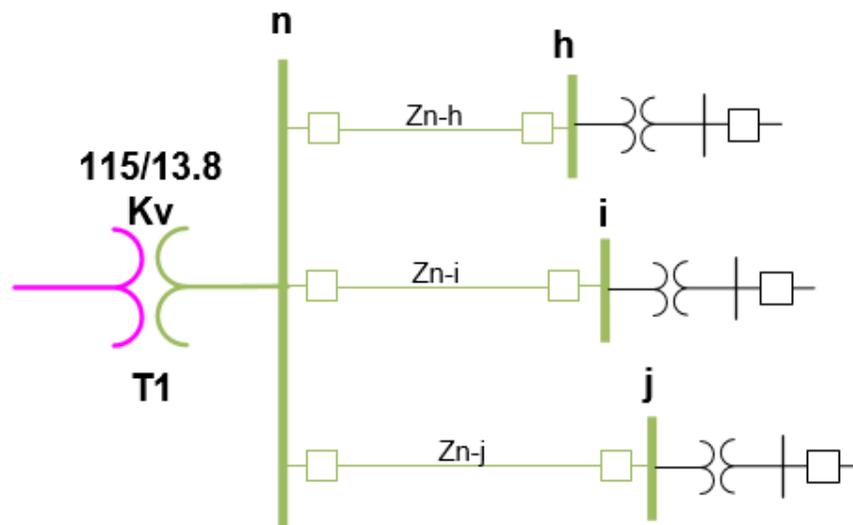


Figura 3.1: Sistema de distribución

Para simplificar y demostrar la caída de voltaje en los nodos de carga, se toma como ejemplo la línea Z_{n-h} con su respectiva carga y se obtiene la Figura 3.2.

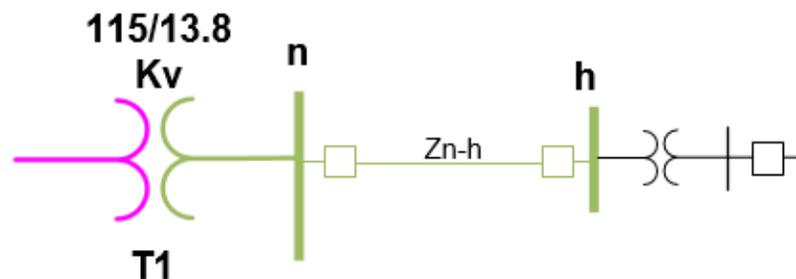


Figura 3.2: Circuito básico

Donde la carga se puede representar con las ecuaciones (3.1) y (3.2).

$$Carga = (P + jQ) \quad (3.1)$$

$$Z = R + jX \quad (3.2)$$

De las cuales se puede obtener las ecuaciones de potencia (3.3) (3.4).

$$P = IV \cos \varphi \quad (3.3)$$

$$Q = IV \sin \varphi \quad (3.4)$$

Se puede decir que el voltaje del nodo n es el voltaje de la fuente y el voltaje del nodo h es el voltaje que se tiene en la carga, y considerando que en un sistema real siempre se tienen cargas que consumen potencia activa y reactiva, con estos datos se puede representar el diagrama fasorial de la Figura 3.3.

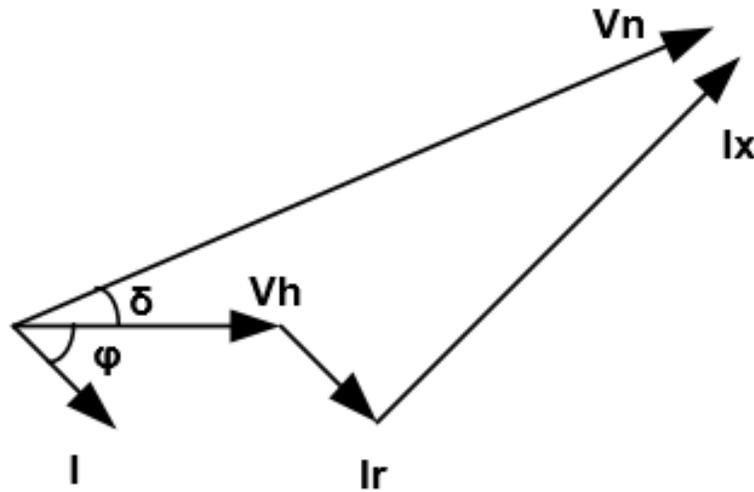


Figura 3.3: Diagrama Fasorial

Como se puede observar en la Figura 3.3 cuando la carga demanda potencia reactiva, el factor de potencia se atrasa, esto quiere decir que la corriente de la carga i se atrasa respecto al voltaje de la carga V_h . Representando la relación de voltaje y corriente se pueden expresar de la siguiente

manera.

$$\frac{P}{V_h} = I \cos \phi \quad (3.5)$$

$$\frac{Q}{V_h} = I \sin \phi \quad (3.6)$$

Del diagrama fasorial 3.3 se puede obtener la relación entre los voltajes de generación y carga.

$$V_n^2 = (V_h + (I \cos \phi)R + (I \sin \phi)X)^2 + (I \cos \phi)X - (I \sin \phi)R)^2 \quad (3.7)$$

Simplificando y sustituyendo las ecuaciones (3.5) y (3.6) en (3.7) obtenemos la ecuación (3.8)

$$V_n^2 = \left(V_h + \frac{P}{V_h}R + \frac{Q}{V_h}X \right)^2 + \left(\frac{P}{V_h}X - \frac{Q}{V_h}R \right)^2 \quad (3.8)$$

Si observamos que de la Figura 3.3 y de la ecuación (3.8) la componente con el voltaje de la carga es la que tiene mayor efecto en la caída de voltaje, por lo tanto se obtiene la ecuación (3.9)

$$\Delta V \simeq \frac{P}{V_h}R + \frac{Q}{V_h}X \quad (3.9)$$

Como se puede apreciar en la ecuación 3.9 los elementos que componen la línea de distribución R y X tienen un efecto mayor al cálculo de la caída de voltaje, ya que se está multiplicando por la resistencia y la reactancia.

Ahora para obtener la relación de $\frac{X}{R}$ se tiene primeramente que calcular el ángulo que existe entre el nodo n y h , conociendo los datos del elemento que conforma la línea, se tiene la siguiente función trigonométrica.

$$\tan \frac{jX}{R} \quad (3.10)$$

Relacionando la ecuación (3.10) con la ecuación (3.9) se obtiene la siguiente ecuación.

$$\alpha = \frac{\frac{Q}{V_h}X}{\frac{P}{V_h}R} = \frac{Q}{P} \left(\frac{X}{R} \right) \quad (3.11)$$

Como se puede observar en la ecuación (3.11) a medida que aumenta la relación, el flujo de reactivos crece de igual manera lo cual se refleja una mayor degradación del voltaje.

3.2. Flujos de reactivos

Como se a mencionado, la potencia reactiva siempre va depender de los valores de impedancia de la línea y de la carga consumida, es por eso que se hace la analogía de la Figura 3.4 donde Q_p es la potencia reactiva que consume la línea y Q_h es la potencia reactiva que consume la carga. Para determinar la potencia de reactivos que va de el nodo de generación n al nodo de carga h se tiene la ecuación (3.12).

$$Q_{n-h} = \frac{V_n}{x_{n-h}} (V_n - V_h \cos \delta) \quad (3.12)$$

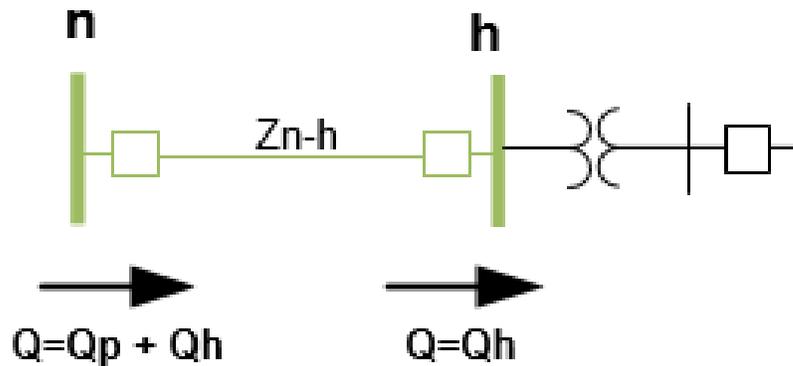


Figura 3.4: Esquéma de flujo de reactivos

Para calcular la potencia de reactivos consumida por la línea se puede calcular de manera viceversa la ecuación (3.12) y restar los resultados de las dos, o bien se puede calcular de manera directa con la ecuación siguiente.

$$Q_{perdidas} = \frac{V_n^2}{X_{n-h}} + \frac{V_h^2}{X_{n-h}} - \frac{2V_n V_h}{X_{n-h}} \cos \delta \quad (3.13)$$

Como se puede observar que el consumo de reactivos en la línea dependerá de los valores

de voltaje que se tenga en los nodos extremos y a medida que se tenga un consumo de reactivos mayor, de igual forma la degradación de voltaje aumentará para los nodos.

Como se demostró, la degradación del voltaje siempre va existir en un sistema eléctrico ya que los elementos que lo conforman siempre van a tener un efecto como el que se desarrollo anteriormente. Y si observamos bien el análisis anterior, en un sistema de distribución se va presentar con mayor gravedad el tema de caída de voltaje debido a que en las redes de distribución es importante tomar en cuenta el valor de la resistencia r para realizar los estudios de pérdida de voltaje.

Ahora bien, si aplicamos este análisis en un sistema de distribución con penetración de generación distribuida, el problema se torna aún mas complicado, ya que la generación distribuida dependerá cada una de su factor primordial, ya sea el perfil de viento o radiación solar, y como no se tiene un perfil constante de estos dos elementos, la generación se comporta intermitente, teniendo como consecuencia un perfil de voltaje no continuo.

3.3. Estrategias de control

Es de suma importancia contar con métodos de control de voltaje y aplicarlos dependiendo del escenario y de las condiciones topográficas del sistema al que se desee aplicar una estrategia de control. Los métodos de control depende también de la ubicación del área donde se desea controlar el voltaje, si consideramos que se quiere aplicar en un sistema de transmisión los métodos de control que se consideran mas eficientes son donde se involucra las modificaciones en los parámetros de generación convencional. A diferencia que si se quiere aplicar en un sistema de distribución los métodos mas eficientes se consideran la puesta en servicio de fuentes de reactivos y la interacción con los cambiadores de TAP's de los transformadores. [13].

3.3.1. Método de sensibilidad

El método de sensibilidad $Q - V$ se utiliza como estrategia de control de voltaje a través del calculo de coeficientes de sensibilidad, estos coeficientes determinan la efectividad del cambio en la variable de control que en este caso es el voltaje. La representación del problema de voltaje se puede expresar en forma general por el conjunto de la siguiente ecuación algebraica no lineal.

$$f(x, u) = 0 \quad (3.14)$$

Donde:

x : Variable dependiente.

u : Variable de control.

Si observamos la ecuación (3.14) la cual define las inyecciones de potencia activa y reactiva, el vector u representa las variables donde se pueden realizar cambios, en algunos casos voltajes de generación y el vector x se agrupan las variables de la resolución de (3.14) como lo son los voltajes de los nodos de carga.

Al linealizar la ecuación (3.14) se obtiene la (3.15)

$$f(x_0, u_0) + \left[\frac{\partial f}{\partial x} \right] \Delta x + \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right] \Delta u = 0 \quad (3.15)$$

Si despejamos Δx de la ecuación (3.15)

$$\Delta x = - \left[\frac{\partial f}{\partial x} \right]^{-1} \left[\frac{\partial f}{\partial u} \right] \Delta u = 0 \quad (3.16)$$

Donde se puede apreciar que la relación entre las variables de control y dependientes son a través de la matriz de sensibilidad S_x/u , si sustituimos en la ecuación (3.16) obtendremos.

$$\Delta x = S_x/u \Delta u \quad (3.17)$$

La matriz S_x/u de la ecuación (3.17) representa los coeficientes de sensibilidad que a su vez representan la relación de los cambios en las variables dependientes al modificar las variables de control; es decir, los cambios que se obtengan en la variable x serán debido a los cambios que se realicen en la variable u .

Una vez presentado el caso general, se presenta un caso propio de control de control de voltaje donde se tiene que las ecuaciones para los voltajes nodales y las inyecciones de potencias son no lineales. Utilizando el método Newton evaluando las derivadas con respecto a las variables dependientes se tiene.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

La ecuación (3.18) se puede simplificar a (3.19) ya que se consideran nada mas los elementos que relacionan la potencia activa y reactiva con el ángulo y el voltaje respectivamente.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Los elementos del jacobiano (J_1, J_4) representan los coeficientes que relacionan las variables de control (P, Q) con las variables dependientes (θ, V). Debido a que el estudio se enfoca a el control de voltaje, solamente se considerará el modelo reactivo desacoplado de la ecuación (3.19).

Si evaluamos los elementos que involucran el voltaje (J_4) en función de la matriz de admitancias con sus valores (G_{km}, B_{km}) se obtiene para nodos mutuos

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V'_m} = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.20)$$

Y para casos de nodos propios

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V'_k} = V_{kk} V_k^2 \quad (3.21)$$

Considerando que ($G_{km} \ll B_{km}$) y que la diferencia angular es pequeña ($\sin \theta_{km} = \theta_{km}, \cos \theta_{km} = 1$) y que ($Q_k \ll B_{kk}$) por lo tanto se tiene que

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V'_m} = -V_k V_m K_{km} \quad (3.22)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V'_k} = B_{kk} V_k^2 \quad (3.23)$$

Utilizando las ecuaciones anteriores (3.22) , (3.23) el cambio en potencia reactiva del nodo k se tiene de la siguiente ecuación (3.24):

$$\Delta Q_k = \sum_{m \neq k} -V_k V_m B_{km} \Delta V'_m + (-V_k^2 B_{kk}) \Delta V'_k \quad (3.24)$$

Si dividimos la ecuación (3.24) entre V_k se tiene

$$\frac{\Delta Q_k}{V_k} = \sum_{m \neq k} -B_{km} \Delta V_m - B_{kk} \Delta V_k \quad (3.25)$$

Donde se obtiene el modelo de potencia reactiva en forma matricial.

$$\left[\frac{\Delta Q}{V} \right] = [B_Q] [\Delta V] \quad (3.26)$$

La ecuación (3.26) nos muestra los flujos de reactivos y los cambios en el perfil de voltaje al tener la representación de la matriz B_Q son constantes independientes y definida únicamente para nodos de carga (nodos de voltaje no controlado).

Para representar las matrices de los cambios de flujos de reactivos para un sistema real se tiene las siguiente ecuación.

$$\begin{bmatrix} \Delta Q'_G \\ \Delta Q'_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_G & B_{GC} \\ B_{CG} & B_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_G \\ \Delta V_C \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

De la ecuación (3.27) B_C son las susceptancias de los nodos de carga, B_{CG} susceptancias de los nodos carga-generación, B_{GC} susceptancias de los nodos generación-carga, y B_{GG} las susceptancias de generación-generación, todos los elementos antes mencionados se obtienen de la matriz de admitancias que conforme al sistema que se quiere estudiar.

El cambio de voltaje nodal por inyección de potencia reactiva en un punto se puede medir con los coeficientes de sensibilidad de la ecuación (3.27)

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_{CG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_G \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Si observamos el segundo termino de (3.28) los voltajes en nodos de carga no existe cambio en su magnitud se simplifica a la siguiente ecuación.

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_C \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Despejando ΔV_C de (3.29)

$$\begin{bmatrix} \Delta V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_C \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta Q_C \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

De la ecuación (3.30), $\begin{bmatrix} B_C \end{bmatrix}^{-1}$ representa la matriz de sensibilidad que relacionan las variables dependientes ΔV_C con las variables de control ΔQ_C .

3.3.2. Cambiadores de TAP's

Para un sistema de distribución, el aplicar la estrategia del cambio de TAP's en transformadores para controlar el voltaje es un método muy eficiente, ya que en un sistema de distribución se encuentra la gran mayoría de los transformadores. En si el efecto que tienen los cambiadores de TAP's es la modificación topológica del sistema, es decir que al seleccionar un cambio de TAP's internamente el transformador cambia el valor de sus devanados lo que conlleva a tener un cambio de la impedancia del mismo. Este cambio se ve reflejado cuando se obtiene la matriz de impedancia del sistema, cada cambio de TAP's que se realice, es necesario calcular la matriz de impedancia. El cambio que se tiene en la matriz de impedancia debido a los cambios de TAP's finalmente se ven reflejados en los cambios de flujo de reactivos que se tienen en el sistema, es por eso que esta estrategia beneficia mas si se realiza en un sistema de distribución. Para analizar este efecto del cambio de TAP's se visualiza en la Figura 3.5.

La cual se puede simplificar para obtener el circuito resultante, se observar como las admitancias se ven modificadas por el valor de los cambios de TAP's, esa simplificación se puede observar en la Figura3.6.

Ahora bien, para representar esos cambios y sabiendo que la cantidad de inyección de potencia reactiva en el nodo n no debe cambiar se iguala a cero.

$$\Delta Q_n = \frac{\partial Q_n}{\partial t} \Delta t + \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \Delta V_n = 0 \quad (3.31)$$

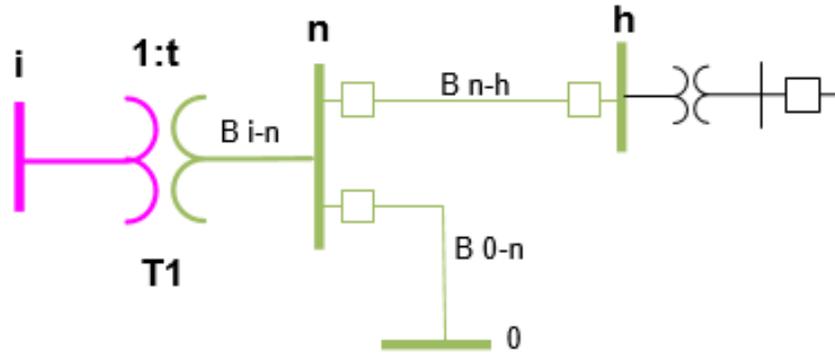


Figura 3.5: Circuito básico para cambios de TAP's

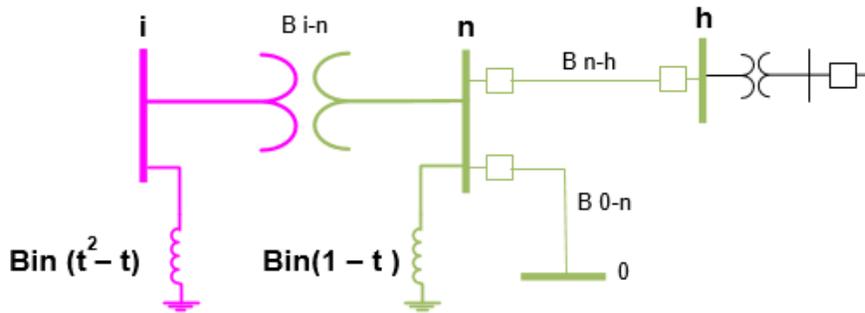


Figura 3.6: Circuito equivalente de la Figura 3.5

Si despejamos de la ecuación (3.31) para obtener el cambio de el voltaje en el nodo n con respecto al cambio de del TAP's se obtiene.

$$\frac{\Delta V_n}{\Delta t} = \frac{\frac{\partial Q_n}{\partial t}}{\frac{\partial Q_n}{\partial V_n}} \quad (3.32)$$

Si se evalúa la ecuación (3.32) resolviendo las derivadas parciales $\frac{\partial Q_n}{\partial t}$ y $\frac{\partial Q_n}{\partial V_n}$ utilizando el circuito representativo 3.6 se obtiene.

$$\frac{\partial Q_n}{\partial t} = B_{i-n} V_{gi} \quad (3.33)$$

$$\frac{\partial Q_n}{\partial V_n} = -(B_{i-n} + B_{h-n} + B_{0-n}) \quad (3.34)$$

Y por último para expresar el coeficiente de la ecuación (3.32) sustituimos las ecuaciones anteriores (3.33) y (3.34).

$$\frac{\Delta V_n}{\Delta t} = \frac{B_{i-n} V_{gi}}{(B_{i-n} + B_{h-n} + B_{0-n})} \quad (3.35)$$

En la ecuación (3.35) el denominador representa la susceptancia equivalente de el sistema vista desde el nodo n el cual se ve afectado por el cambio de TAP's. Para la descripción de este coeficiente se puede decir que como el signo del coeficiente es positivo, a medida que el cambiador de TAP's aumenta, el voltaje de igual manera aumenta y viceversa. otro punto que se observa es en los valores de susceptancias que conforman este estudio, En la ecuación (3.35) se puede observar que la variación del voltaje es inversamente proporcional al resultado del coeficiente, esto quiere decir que cuando la susceptancia tiene valores pequeños, el efecto al cambiar los TAP's es reducir el voltaje, esto se debe a que la distancia eléctrica es muy grande entre el transformador y el nodo que se quiere compensar.

3.3.3. Despacho de potencia reactiva

La evolución de las redes de distribución tradicionales han obligado a tomar nuevas estrategias y considerar también el despacho de potencia reactiva, la cual no es muy común pero lo vuelve indispensable para tener un sistema mas eficiente. La potencia reactiva se obtiene y se controla a través de la generación convencional y como en el caso de este proyecto, mediante la implementación de fuentes de reactivos y cambiadores de TAP's. Todas las estrategias antes mencionadas y la consideración de la importancia económica, se adhieren dentro de un despacho para obtener los flujos óptimos de potencia reactiva como se ve en [14].

Para poder considerar el despacho de potencia reactiva, es importante considerar las siguientes especificaciones.

- La potencia reactiva no se puede relacionar a un costo de consumo de combustible, perfiles de viento o radiación solar, debido a que la potencia reactiva no depende directamente de la explotación del elemento principal de una fuente de generación.

- La potencia reactiva dependerá de los límites de cada generación convencional y de las fuentes de reactivos disponibles en el sistema.
- Las fuentes de reactivos dependerán si se consideran variables o fijas, y de su ubicación.
- La potencia reactiva también dependerá de los métodos que se utilicen para controlarla, como lo son los cambiadores de TAP's o cambios de topología.

Si consideramos los puntos anteriores y lo comparamos con las condiciones que se deben de tener en un despacho económico, se puede decir que para obtener una función costo de la potencia reactiva para un generador no se puede modelar la ecuación matemática. Hay una consideración que impide que el despacho de potencia reactiva se aplique, si analizamos las fuentes de reactivos como lo son los capacitores en derivación los cuales afectan al sistema no se pueden incluir en ecuaciones simples de costos de generación. Lo correcto es considerar esas fuentes para tener un despacho de potencia reactiva más certero el cual se puede obtener modificando la función costo incluyendo los rangos de las fuentes reactivas.

En cambio si se desea realizar un despacho de potencia reactiva utilizando el método clásico se debe de obtener primeramente la ecuación de balance en el sistema.

El primer paso para poder realizar un despacho económico es cumplir con la ecuación de balance (3.36) donde nos representa que la suma de toda la potencia reactiva generada tanto de los generadores convencionales y las fuentes de reactivos deben ser igual a la suma de la potencia demandada más las pérdidas técnicas y no técnicas.

$$\sum_{i=1}^{NG} Q_{Gi} + \sum_{j=1}^{NC} Q_{Cj} = \sum_{k=1}^{ND} Q_{dk} + Q_L \quad (3.36)$$

Donde:

Q_{Gi} : Potencia Reactiva del generador i .

Q_{Cj} : Potencia Reactiva de todas las fuentes extras de reactivos, como capacitores, CEV.

Q_{dk} : Potencia Reactiva de la demanda en el nodo k .

Q_L : Potencia Reactiva de pérdidas, incluyendo potencia de pérdidas de transformadores y líneas de transmisión.

NG :Número de generadores.

NC :Número de compensadores.

ND :Número de nodos.

Para poder obtener la ecuación de balance anterior los términos que se desconocen son las potencias de pérdidas (Q_L) las cuales están conformadas por las pérdidas que generan los transformadores y las líneas de distribución.

Para la pérdida de que presenta el transformador se puede representar con la ecuación (3.37)

$$Q_{LT} = \left(\frac{I_0 \%}{100} \right) S_N + \left(\frac{V_S \% S_N^2}{100 S_N} \right) \left(\frac{V_N}{V} \right)^2 \quad (3.37)$$

Donde:

Q_{LT} :Potencia reactiva de pérdidas del transformador.

S_N :Potencia aparente (MVA) nominal del transformador.

V_N :Voltaje nominal del transformador.

V_S %:Voltaje de corto circuito del transformador.

I_0 %:Corriente del transformador en .

V :Voltaje de operación del transformador.

Y para las pérdidas de las líneas de potencia reactiva se tiene.

$$Q_{LL} = \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \right) X - \left(\frac{V_i^2 + V_j^2}{2} \right) B \quad (3.38)$$

Donde:

Q_{LL} :Potencia reactiva de pérdidas para líneas.

P_i :Potencia activa de la línea i .

Q_i :Potencia reactiva de la línea i .

V_i :Voltaje del nodo i de la línea ij .

V_j : Voltaje en el nodo j de la línea ij .

X : Reactancia de la línea ij .

B : Susceptancia equivalente de la línea ij .

Donde en la ecuación (3.38) se obtiene de los valores de línea que se utilizan en el sistema y los valores de potencias y voltajes de la solución de flujos de potencia. Obtenidas las ecuaciones (3.38) y (3.37) finalmente se puede resolver la parte de la sumatoria de todas las potencia de pérdidas de la ecuación (3.36) y así obtener la ecuación de balance.

El objetivo del despacho de potencia reactiva es disminuir las pérdidas de potencia real que se presenten en el sistema, determinando la potencia reactiva de salida de cada fuente reactiva bajo las condiciones de la carga demandada. En términos generales la potencia de pérdida total de un sistema se puede representar de la siguiente manera.

$$P_L = P_L(P_1, P_2, \dots, P_n, Q_1, Q_2, \dots, Q_n) \quad (3.39)$$

Como se sabe, la potencia real de los generadores ya es conocida y la potencia reactiva se puede obtener de la ecuación de balance (3.40).

$$\sum_{i=1}^M Q_{Gi} = Q_D + Q_L \quad (3.40)$$

Donde Q_{Gi} es la suma de todas las potencias reactivas provenientes de fuentes convencionales y capacitores.

Ahora de las ecuaciones (3.38) y (3.40) se puede obtener la función de Lagrange, como se muestra en la ecuación (3.41).

$$L = P_L - \lambda \left(\sum_{i=1}^M Q_{Gi} - Q_D - Q_L \right) \quad (3.41)$$

De la ecuación de lagrange (3.41) se debe de derivar la función con respecto a cada variable independiente (Q_G, λ) e igualada a cero.

$$\frac{\partial L}{\partial Q_{Gi}} = \frac{\partial P_L}{\partial Q_{Gi}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial Q_L}{\partial Q_{Gi}} \right) = 0 \quad (3.42)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = - \left(\sum_{i=1}^M Q_{Gi} - Q_D - Q_L \right) = 0 \quad (3.43)$$

De la ecuación (3.42) si despejamos λ se obtiene (3.44), la cual representa la formula para el despacho de potencia reactiva.

$$\lambda = \left(\frac{\partial P_L}{\partial Q_{Gi}} \right) \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial Q_L}{\partial Q_{Gi}}} \right) \quad (3.44)$$

Donde:

$\left(\frac{\partial P_L}{\partial Q_{Gi}} \right)$: Es el aumento de la potencia real de pérdidas respecto a la potencia reactiva del la fuente o generador de reactivos i .

$\left(\frac{\partial Q_L}{\partial Q_{Gi}} \right)$: Es el aumento de la potencia reactiva de pérdidas respecto a la potencia reactiva de la fuente o generador de reactivos i .

Para obtener las pérdidas incrementales de $\left(\frac{\partial P_L}{\partial Q_{Gi}} \right)$ y $\left(\frac{\partial Q_L}{\partial Q_{Gi}} \right)$ se pueden calcular todas las pérdidas del sistema con la siguiente expresión.

$$P_L + Q_L = V^T \hat{I} = (ZI)^T \hat{I} = I^T Z^T \hat{I} \quad (3.45)$$

$$I = I_P + jI_Q \quad (3.46)$$

$$Z = R + jX \quad (3.47)$$

Donde:

I : Vector de corriente.

\hat{I} : Vector de corriente conjugado.

V : Vector de voltaje.

Z:Matriz de impedancia.

Si se sustituye la ecuación (3.46) y (3.47) en (3.45) obtenemos las siguientes ecuaciones.

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n R_{jk} (I_{Pj} I_{Pk} + I_{Qj} I_{Qk}) \quad (3.48)$$

$$Q_L = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n X_{jk} (I_{Pj} I_{Pk} + I_{Qj} I_{Qk}) \quad (3.49)$$

Si observamos las ecuaciones (3.48) y (3.49), se puede representar como la multiplicación de las ecuaciones (3.46) y (3.47), donde se suman todas las potencias de cada línea que conforma al sistema para obtener las potencias de pérdidas activas y reactivas.

Ahora si analizamos la relación que existe entre voltaje y corriente de la ecuación (3.45) se obtiene la siguiente ecuación.

$$P_i + Q_i = (V_i \cos \theta_i + j V_i \sin \theta_i) (I_{Pi} - I_{Qi}) \quad (3.50)$$

Para simplificar (3.50) primeramente multiplica los dos términos del lado izquierdo de la ecuación, después se factoriza V_i , I_{Pi} y I_{Qi} . Por último se despejan las corrientes activa y reactiva de la ecuación y se obtiene.

$$I_{Pi} = \frac{P_i \cos \theta_i + j Q_i \sin \theta_i}{V_i} \quad (3.51)$$

$$I_{Qi} = \frac{P_i \cos \theta_i - j Q_i \sin \theta_i}{V_i} \quad (3.52)$$

Sustituyendo (3.51) y (3.52) en (3.48) y (3.49) se obtiene.

$$P_L = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n [\alpha_{jk} (P_j P_k + Q_j Q_k) + \beta_{jk} (Q_j P_k - P_j Q_k)] \quad (3.53)$$

$$Q_L = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n [\delta_{jk} (P_j P_k + Q_j Q_k) + \gamma_{jk} (Q_j P_k - P_j Q_k)] \quad (3.54)$$

De las ecuaciones (3.53) y (3.54) se especifica a $(\alpha, \beta, \delta, \gamma)$ como las potencias reales y reactivas que existe en una linea entre dos nodos (i, j) . En las cuales se puede observar que para la potencia real el termino común es el valor de la resistencia de la linea, pero se divide en una parte real e imaginaria. Al igual para la potencia reactiva, el termino en común entre la parte real e imaginaria es la reactancia de la linea.

$$\alpha_{jk} = \frac{R_{jk}}{V_j V_k} \cos(\theta_j - \theta_k) \quad (3.55)$$

$$\beta_{jk} = \frac{R_{jk}}{V_j V_k} \sin(\theta_j - \theta_k) \quad (3.56)$$

$$\delta_{jk} = \frac{X_{jk}}{V_j V_k} \cos(\theta_j - \theta_k) \quad (3.57)$$

$$\gamma_{jk} = \frac{X_{jk}}{V_j V_k} \sin(\theta_j - \theta_k) \quad (3.58)$$

Derivando parcialmente la ecuación (3.53) respecto a P_i

$$\frac{\delta P_L}{\delta P_i} = \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n \frac{\delta}{\delta P_i} [\alpha_{jk} (P_j P_k + Q_j Q_k) + \beta_{jk} (Q_j P_k - P_j Q_k)] \quad (3.59)$$

$$\frac{\delta P_L}{\delta P_i} = 2 \sum_{k=1}^n (P_k \alpha_{ij} - Q_k \beta_{ik}) + \sum_{i=1}^n \sum_{k=1}^n \left[(P_j P_k + Q_j Q_k) \frac{\delta \alpha_{jk}}{\delta P_i} + \beta_{jk} (Q_j P_k - P_j Q_k) \frac{\delta \beta_{jk}}{\delta P_i} \right] \quad (3.60)$$

El segundo término de (3.60) es muy pequeño por lo tanto la expresión queda de la siguiente manera.

$$\frac{\delta P_L}{\delta P_i} \approx 2 \sum_{k=1}^n (P_k \alpha_{ij} - Q_k \beta_{ik}) \quad (3.61)$$

La diferencia de ángulos $(\theta_j - \theta_k)$ que se tiene entre buses es relativamente pequeña, por lo cual se desprecia y el término que multiplica β es cero.

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} \approx 2 \sum_{k=1}^n P_k \alpha_{ij} \quad (3.62)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial Q_i} \approx 2 \sum_{k=1}^n Q_k \alpha_{ij} \quad (3.63)$$

$$\frac{\partial Q_L}{\partial P_i} \approx 2 \sum_{k=1}^n P_k \delta_{ij} \quad (3.64)$$

$$\frac{\partial Q_L}{\partial Q_i} \approx 2 \sum_{k=1}^n Q_k \delta_{ij} \quad (3.65)$$

Si consideramos la potencia real y reactiva constantes, y de acuerdo con la ecuación (3.40) del balance de energía, la potencia resultante de la diferencia entre la generada y la consumida debe ser igual a la potencia de pérdidas activa y reactiva, las cuales se representan con las siguientes ecuaciones respectivamente.

$$dP_i = d(P_{Gi} - P_{Di}) = dP_{Gi} \quad (3.66)$$

$$dQ_i = d(Q_{Gi} - Q_{Di}) = dQ_{Gi} \quad (3.67)$$

Por lo tanto las ecuaciones (3.62)-(3.65) se pueden representar como:

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{Gi}} \approx 2 \sum_{k=1}^n P_k \alpha_{ij} \quad (3.68)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial Q_{Gi}} \approx 2 \sum_{k=1}^n Q_k \alpha_{ij} \quad (3.69)$$

$$\frac{\partial Q_L}{\partial P_{Gi}} \approx 2 \sum_{k=1}^n P_k \delta_{ij} \quad (3.70)$$

$$\frac{\partial Q_L}{\partial Q_{Gi}} \approx 2 \sum_{k=1}^n Q_k \delta_{ij} \quad (3.71)$$

Si en el sistema existen suficientes fuentes de reactivos es posible llevarse a cabo el despacho de potencia reactiva, si es así, se debe de calcular λ como se resuelve en la ecuación (3.44) para cada fuente de reactivo que se tenga en el sistema. A continuación se muestra las representaciones de los valores que puede tomar λ .

- Para fuentes de reactivos con $\lambda < 0$: Si se aumenta la potencia reactiva de dicha fuente, se tendrá una disminución en la potencia de pérdidas en el sistema. Por lo tanto, para este caso se selecciona la fuente con el λ de menor valor, para incrementar la potencia reactiva de salida.
- Para fuentes de reactivos con $\lambda > 0$: Si se aumenta la potencia reactiva de dicha fuente, se tendrá un aumento en la potencia de pérdidas en el sistema. en cambio para este valor se selecciona la fuente con el λ de mayor valor, para reducir la salida de potencia reactiva de salida.

Para poder tener un despacho de potencia reactiva se debe de considerar la siguiente expresión.

$$Q_{Gimin} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gimax} \quad (3.72)$$

La consideración de la ecuación (3.72) es muy importante para desarrollar el problema de despacho económico, ya que si se viola esa restricción, la fuente de reactivo (Q_{Gi}) se debe de ajustar a su limite próximo y ya no considerarse para los próximos estudios de despacho económico.

3.4. Optimización de potencia reactiva

Si hablamos de optimización de potencia reactiva dentro de un sistema eléctrico el objetivo principal es buscar la solución mas eficiente de despachar la potencia reactiva y disminuir la potencia de pérdidas del mismo sistema; para poder solucionar este problema se es necesario

considerar algunas restricciones dentro de los parámetros del sistema. Para un escenario sin restricciones se podrían considerar todas las fuentes de reactivos con una capacidad infinita y así obtener la solución perfecta para el sistema, pero como en cualquier sistema real, todas las fuentes de reactivos cuentan con límites de cualquier parámetro que se obtenga de las fuentes. Es por eso que para tener un estudio real se consideran los límites de reactivos en las fuentes disponibles. Se sabe que considerando los límites en los parámetros, se obtendrán resultados más acotados a la solución, no dando la solución 100% eficiente pero si cumpliendo con el objetivo que se le asigna a la función. Como por ejemplo a continuación se tiene la función (3.73).

$$\min P_L(Q_s, V_G, T) \quad (3.73)$$

En la cual se desea minimizar la potencia de pérdidas del sistema, estando en función de la potencia reactiva de las diversas fuentes, del voltaje de generación y de los cambiadores de TAP's. Dentro de esa función se tienen otras restricciones las cuales se muestran en (3.74)-(3.79)

$$Q(Q_s, V_G, T, V_D) \quad (3.74)$$

$$Q_{Gmin} \leq Q_G(Q_s, V_G, T) \leq Q_{Gmax} \quad (3.75)$$

$$V_{Dmin} \leq V_D(Q_s, V_G, T) \leq V_{Dmax} \quad (3.76)$$

$$Q_{Smin} \leq Q_s \leq Q_{Smax} \quad (3.77)$$

$$V_{Gmin} \leq V_G \leq V_{Gmax} \quad (3.78)$$

$$T_{min} \leq T \leq T_{max} \quad (3.79)$$

Donde:

P_L : Potencia real de pérdidas.

V_G : Magnitud del voltaje en los buses de generación.

Q_S : Potencia reactiva de soporte del sistema.

Q_G : Potencia reactiva generada del sistema.

T : Posición de TAP's de transformadores.

V_D : Magnitud de voltaje en los buses de carga.

El despacho de potencia reactiva se realiza por separado al despacho de potencia real donde se consideran todas las generaciones de potencia real menos la fuente considerada como *slack*, la cual se considera como constante para la optimización de potencia reactiva. La ecuación (3.74) representa la ecuación de balance de potencia reactiva con las variables que se encuentran en función de la potencia reactiva. Las restricciones que se tienen en (3.75) y (3.76) son las variables de estado (Q_G, V_D) y por último (3.77), (3.78) y (3.79) representan las restricciones de las variables de control.

Para linealizar el problema de control de potencia reactiva, se debe representar con un modelo de valores incrementales como se muestran en (3.80)

$$\min \Delta P_L = S_{LQ}^T \Delta Q_S + S_{LV}^T \Delta V_G + S_{LT}^T \Delta T \quad (3.80)$$

Donde se puede observar que el objetivo sigue siendo disminuir las pérdidas del sistema por medio de matrices de sensibilidad, esas matrices de sensibilidad están multiplicadas por los valores incrementales de las variables de control. De igual manera se transcriben desde (4.2) hasta (3.79) influenciadas por las matrices de sensibilidad y valores incrementales.

$$Q(\Delta Q_S, \Delta V_G, \Delta T, \Delta V_D) = 0 \quad (3.81)$$

$$\Delta Q_{Gmin} \leq S_{QQ} \Delta Q_S + S_{QV} \Delta V_G + S_{QT} \Delta T \leq Q_{Gmax} \quad (3.82)$$

$$\Delta V_{Dmin} \leq S_{VQ} \Delta Q_S + S_{VV} \Delta V_G + S_{VT} \Delta T \leq \Delta V_{Dmax} \quad (3.83)$$

$$\Delta Q_{Smin} \leq \Delta Q_S \leq Q_{Smax} \quad (3.84)$$

$$\Delta V_{Gmin} \leq \Delta V_G \leq \Delta V_{Gmax} \quad (3.85)$$

$$\Delta T_{min} \leq \Delta T \leq \Delta T_{max} \quad (3.86)$$

Donde:

S_{LQ} : Matriz de sensibilidad de pérdidas por compensación de potencia reactiva.

S_{LV} : Matriz de sensibilidad de pérdidas por magnitud de voltajes.

S_{LT} : Matriz de sensibilidad de pérdidas por cambiadores de posiciones de TAP's.

S_{QQ} : Matriz de sensibilidad de potencia reactiva de buses con compensación de reactivos.

S_{QV} : Matriz de sensibilidad de potencia reactiva de buses de generación debido a la magnitud del voltaje.

S_{QT} : Matriz de sensibilidad de potencia reactiva por la posición de los TAP's.

S_{VQ} : Matriz de sensibilidad de la magnitud del voltaje para buses de carga con compensación de reactivos.

S_{VV} : Matriz de sensibilidad de la magnitud del voltaje para buses de generación.

S_{VT} : Matriz de sensibilidad de la magnitud del voltaje debido a la posición de los TAP's.

Los valores incrementales que se tienen en (3.81) - (3.86) se obtienen de las siguientes ecuaciones.

$$\Delta Q_S = Q_S^{k+1} - Q_S^k \quad (3.87)$$

$$\Delta V_G = V_G^{k+1} - V_G^k \quad (3.88)$$

$$\Delta T = T^{k+1} - T^k \quad (3.89)$$

$$\Delta Q_{Gmax} = Q_{Gmax} - Q_G^k \quad (3.90)$$

$$\Delta Q_{Gmin} = Q_{Gmin} - Q_G^k \quad (3.91)$$

$$\Delta Q_{Smax} = Q_{Smax} - Q_S^k \quad (3.92)$$

$$\Delta Q_{Smin} = Q_{Smin} - Q_S^k \quad (3.93)$$

$$\Delta V_{Gmax} = V_{Gmax} - V_G^k \quad (3.94)$$

$$\Delta V_{Gmin} = V_{Gmin} - V_G^k \quad (3.95)$$

$$\Delta V_{Dmax} = V_{Dmax} - V_D^k \quad (3.96)$$

$$\Delta V_{Dmin} = V_{Dmin} - V_D^k \quad (3.97)$$

$$\Delta T_{max} = T_{max} - T^k \quad (3.98)$$

$$\Delta T_{min} = T_{min} - T^k \quad (3.99)$$

Se puede observar que en los valores incrementales de las variables de control (3.87)-(3.89) se obtienen de la diferencia de los valores de la nueva iteración y los valores de una iteración an-

terior. Para las restricciones de mínimos y máximos, los valores incrementales se obtienen de la diferencia de el limite (máximo o mínimo), y el valor de la iteración anterior.

La generación de reactivos y la carga reactiva se pueden representar en función de los voltajes que se obtengan en los buses (generación y carga) y los TAP's de lo trasformadores.

$$Q_G = Q_G(V_D, V_G, T) = 0 \quad (3.100)$$

$$Q_D = Q_D(V_D, V_G, T) = 0 \quad (3.101)$$

De las dos ecuaciones anteriores (3.100) y (3.101) se obtienen las matrices de sensibilidad siguientes.

$$S_{VQ} = \left[\frac{\partial Q_D}{\partial V_D} \right]^{-1} \quad (3.102)$$

$$S_{VV} = \left[\frac{\partial V_D}{\partial V_G} \right] = - \left[\frac{\partial Q_D}{\partial V_D} \right]^{-1} \left[\frac{\partial Q_D}{\partial V_G} \right] = - \left[S_{VQ} \right] \left[\frac{\partial Q_D}{\partial V_G} \right] \quad (3.103)$$

$$S_{VT} = \left[\frac{\partial V_D}{\partial T} \right] = - \left[\frac{\partial Q_D}{\partial V_D} \right]^{-1} \left[\frac{\partial Q_D}{\partial T} \right] = - \left[S_{VQ} \right] \left[\frac{\partial Q_D}{\partial T} \right] \quad (3.104)$$

Las matrices (3.102) (3.103)(3.104) representan la sensibilidad que se tiene en las magnitudes de los voltajes de carga debido al cambio de la potencia reactiva de las fuentes conectadas en los buses de carga debido al cambio de voltaje de generación y a los cambios de posición de TAP's, respectivamente.

$$S_{QQ} = \left[\frac{\partial Q_G}{\partial V_D} \right] \left[\frac{\partial Q_D}{\partial V_D} \right]^{-1} = \left[\frac{\partial Q_G}{\partial V_D} \right] \left[S_{VT} \right] \quad (3.105)$$

$$S_{QV} = \left[\frac{\partial Q_G}{\partial V_G} \right] + \left[\frac{\partial Q_G}{\partial V_D} \right] \left[\frac{\partial V_D}{\partial V_G} \right] = \left[\frac{\partial Q_G}{\partial V_G} \right] + \left[\frac{\partial Q_G}{\partial V_D} \right] \left[S_{VV} \right] \quad (3.106)$$

$$S_{QT} = \left[\frac{\partial Q_G}{\partial T} \right] + \left[\frac{\partial Q_G}{\partial V_D} \right] \left[\frac{\partial V_D}{\partial T} \right] = \left[\frac{\partial Q_G}{\partial T} \right] + \left[\frac{\partial Q_G}{\partial V_D} \right] \left[S_{VT} \right] \quad (3.107)$$

En cambio las matrices (3.105) (3.106) (3.107) representan la sensibilidad que tienen la potencia reactiva debido a los cambios que se tienen de las fuentes de reactivos, los cambios de voltaje de generación y por los cambios de los TAP's.

El proceso de optimización de potencia reactiva se puede realizar primeramente obteniendo los valores iniciales, una vez establecido esos valores se resuelven los valores incrementales que se tienen en las ecuaciones (3.87)-(3.99), después se obtienen las matrices de sensibilidad de las ecuaciones (3.102)-(3.107), con los resultados anteriores se obtienen los valores incrementales de las variables de control ($\Delta Q_S, \Delta V_G, \Delta T$) una vez obtenidos esas variables, se utilizan esos valores incrementales para utilizarlos en el estudio de flujos y obtener las nuevas variables de estado. Finalmente se revisa en cada iteración que la diferencia de potencia de pérdidas del estado nuevo y el estado actual sea menor a un factor asignado, así como se muestra en (3.108)

$$|P_L^{k+1} - P_L^k| < \xi \quad (3.108)$$

3.5. Conclusión

El método de sensibilidad aplicado para sistemas de potencia es una herramienta muy eficiente para lograr el control de voltaje tanto en sistemas de transmisión como de distribución. Las matrices de sensibilidad nos dan una idea de cuáles pueden ser los nodos más robustos o menos robustos; es decir, cuál es el nodo más fácil de mantener un control y cuál va a ser el nodo donde se observará con más apreciación la compensación de voltaje.

El despacho de potencia reactiva es un estudio que se realiza con el fin de cumplir una función objetivo, se comprueba que aplicando este método con el objetivo de minimizar las pérdidas del sistema se puede tener un despacho óptimo utilizando todas las alternativas disponibles para lograrlo, tanto como de las fuentes de reactivos como los cambiadores de TAP's.

El unir las estrategias de sensibilidad y despacho económico de potencia reactiva dentro de una *smart grid* es el mejor método para cumplir con el control de voltaje y cuidar los flujos de reactivos. La fusión de estas dos estrategias son la mejor alternativa para sistemas eléctricos de este tipo, ya que en una *smart grid* es un sistema que tiene un comportamiento mucho más dinámico

que un sistema convencional.

Capítulo 4

Método propuesto para control de voltaje

La importancia de considerar métodos alternos para el control de voltaje en redes inteligentes se torna complicada debido a la gran dinámica que se tiene en este tipos de sistema. Como se a explicado en capítulos anteriores, el método mas eficiente para el control de voltaje es el método de sensibilidad, dentro del cual existen diferentes alternativas para diferentes aplicaciones o escenarios que se presenten en el sistema.

1. Cambio de voltaje nodal por inyección de potencia reactiva.
2. Cambio de generación de reactivos debido a inyección reactiva en un nodo de carga.
3. Cambio en voltaje de carga al variar un voltaje de generación.
4. Cambio en potencia reactiva generada al cambiar un voltaje de generación.
5. Control de voltaje en un nodo k mediante la conexión de elementos reactivos.
6. Cambio de TAP's en los transformadores.

Para hacer mas representativo el estudio de esta investigación se presentan dos casos que se utilizan como analogías para mostrar la diferencia entre ellas y aclarar el porque de los métodos que se utilizan para el control de voltaje del sistema estudiado.

- Caso 1:

la Figura 4.1 representa el sistema de 14 nodos de *IEEE*, la cual por motivo de interpretación, se consideró como un sistema de transmisión (230kV) y sub-transmisión (115kV).

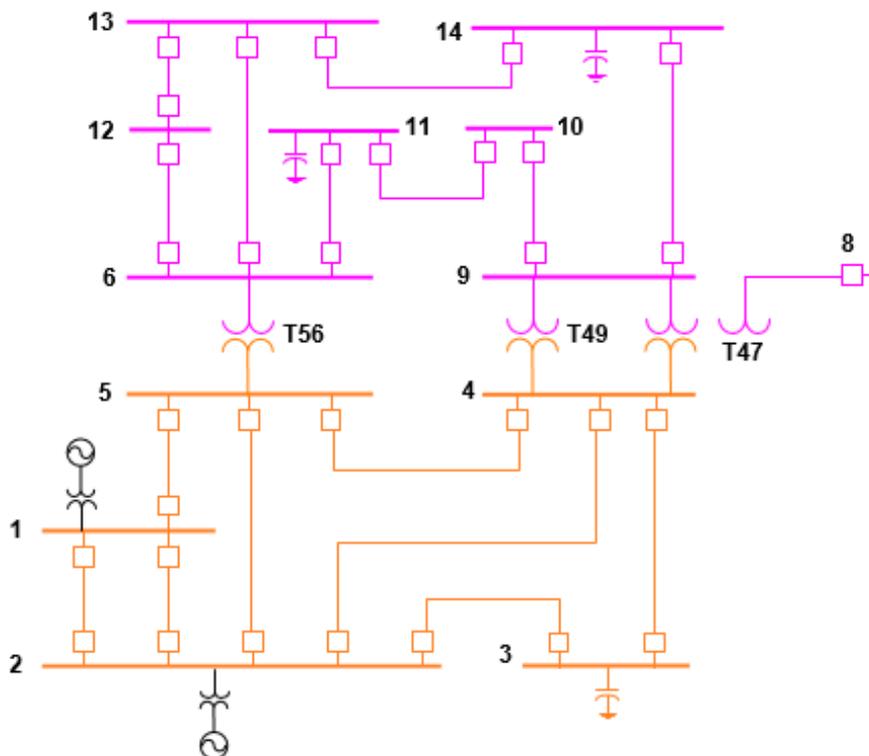


Figura 4.1: Sistema de transmisión y sub-transmisión

Si analizamos los métodos de control de voltaje por sensibilidad, antes mencionados, cualquier método se podría aplicar en un sistema como el que se muestra en la Figura 4.1 ya que este sistema cuenta con el apoyo que se tiene de la generación convencional del sistema de transmisión, nodos que cuentan con las fuentes de reactivos y los cambios de TAP's.

- Caso 2:

Para el caso dos se muestra el sistema de la Figura 4.2, de igual manera está compuesto por dos niveles de tensión, uno de sub-transmisión (115kV) y otro de distribución (34.5kV), se observa que el sistema de sub-transmisión se considera como parte de la *utility*, donde nada mas se consideran los primeros nodos de alta de los transformadores reductores. Dentro de este mismo sistema 4.2 se encuentran nodos con penetración de generación distribuida como lo son la generación eólica y generación solar, como también se encuentran nodos con fuentes de reactivos.

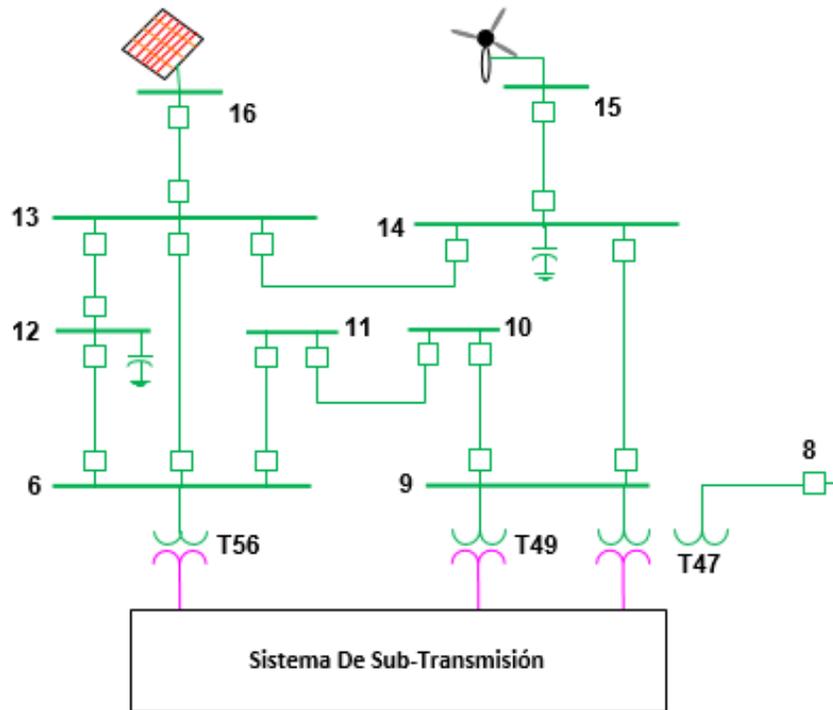


Figura 4.2: Sistema de Sub-transmisión y distribución

Una vez vistos todos los métodos de control de voltaje se hace una selección considerando que el estudio que se va realizar es en un sistema de distribución con penetración de generación distribuida, como el que se muestra en la Figura 4.2 Por lo tanto si consideramos los métodos antes mencionados podemos considerar los mas factibles a (5), (6) ya que dichas estrategias son las opciones mas eficientes para el tipo de sistema y estudio que se desea realiza.

4.1. Descripción del planteamiento propuesto

Las estrategias de control de voltaje dependen directamente de el sistema que se desee mejorar y la ubicación donde se desee aplicar las estrategias. La idea principal de este trabajo de investigación es la operación de un sistema eléctrico que cuenta con la penetración de generación distribuida, se selecciona un sistema base como el que se muestra en 4.1. A ese sistema se le agregó generación distribuida en los nodos 15 y 16 los cuales se interconectan al sistema de la *IEEE* de 14 nodos, obteniendo así el sistema base de la Figura 4.3.

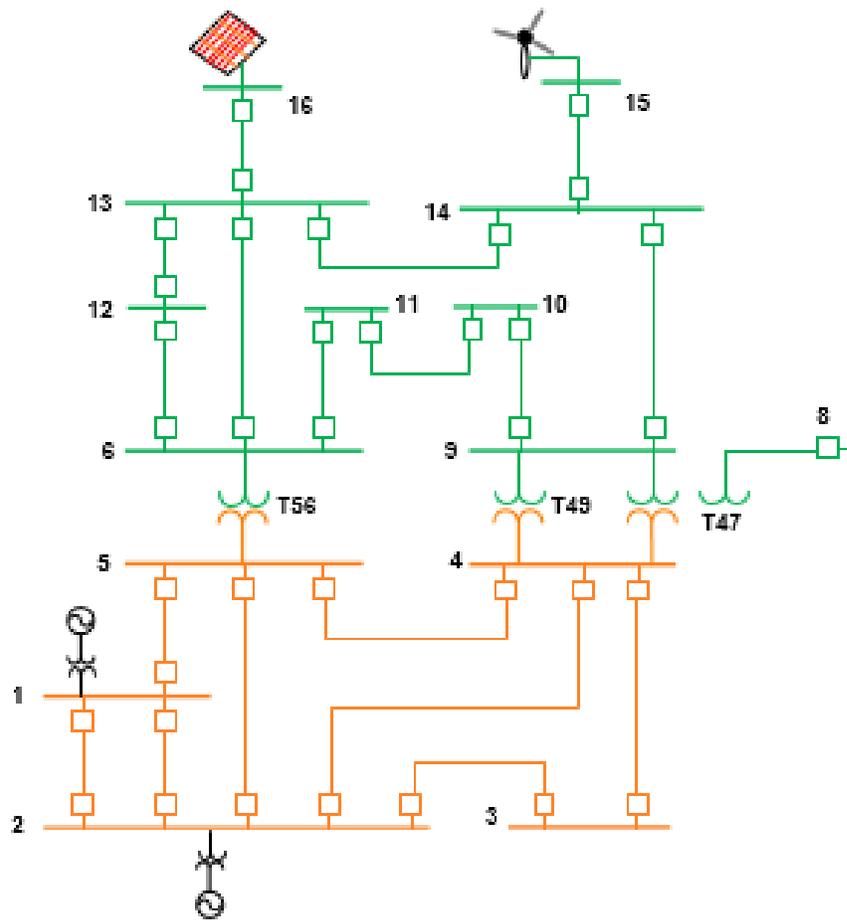


Figura 4.3: Sistema Base

En la Tabla 4.1 se tienen los datos de los buses, cargas, elementos de compensación y generadores del sistema base 4.3, el sistema cuenta con 16 buses, los buses 15 y 16 son de generación distribuida conformada por un generador eólico en 15 y un generador solar en 16, su potencia de generación se especificarán mas adelante.

La Tabla 4.2 muestra los valores de las impedancias que tienen las líneas, los valores de las susceptancias del efecto capacitivo que tienen las líneas y los valores de los TAP's de los transformadores.

Tabla 4.1: Datos del sistema base.

| Bus | Tipo | V (Pu) | P Generada (MVA) | Q Generada (MVA) | P Carga (MVA) | Q Carga (MVA) | Z Generador (Pu) | Capacitor (Z Pu) |
|-----|------|--------|------------------|------------------|---------------|---------------|------------------|------------------|
| 1 | 1 | 1.06 | 232.4 | 16.9 | 0 | 0 | 0.0001+j0.0061 | 0 |
| 2 | 2 | 1.045 | 40 | 42.4 | 21.7 | 12.7 | 0.00012+j0.0089 | 0 |
| 3 | 2 | 1.01 | 0 | 0 | 94.2 | 19.0 | 0 | 0 |
| 4 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 47.8 | 3.9 | 0 | 0 |
| 5 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 7.6 | 1.6 | 0 | 0 |
| 6 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 11.2 | 7.5 | 0 | 0 |
| 7 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 29.5 | 16.6 | 0 | 0 |
| 10 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 9.0 | 5.8 | 0 | 0 |
| 11 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 3.5 | 1.8 | 0 | 0 |
| 12 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 6.1 | 1.6 | 0 | 0 |
| 13 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 13.5 | 5.8 | 0 | 0 |
| 14 | 3 | 1.0 | 0 | 0 | 14.9 | 5.0 | 0 | 0 |
| 15 | 3 | 1.0 | -Pae | Qae | 0 | 0 | 0 | 0.5 |
| 16 | 3 | 1.0 | -Pfv | Qfv | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 4.2: Datos de líneas del sistema base.

| Bus (Envío) | Bus (Resep) | R (Pu) | X (Pu) | B/2 (Pu) | TAP's |
|-------------|-------------|----------|---------|----------|-------|
| 1 | 2 | 0.01938 | 0.05917 | 0.0264 | 1 |
| 1 | 5 | 0.05403 | 0.22304 | 0.0246 | 1 |
| 2 | 3 | 0.04699 | 0.19797 | 0.0219 | 1 |
| 2 | 4 | 0.05811 | 0.17632 | 0.0170 | 1 |
| 2 | 5 | 0.05695 | 0.17388 | 0.0173 | 1 |
| 3 | 4 | 0.06701 | 0.17103 | 0.0064 | 1 |
| 4 | 5 | 0.01335 | 0.04211 | 0.0 | 1 |
| 4 | 7 | 0.0 | 0.20912 | 0.0 | 0.978 |
| 4 | 9 | 0.0 | 0.55618 | 0.0 | 0.950 |
| 5 | 6 | 0.0 | 0.25202 | 0.0 | 0.930 |
| 6 | 11 | 0.09498 | 0.19890 | 0.0 | 1 |
| 6 | 12 | 0.12291 | 0.25581 | 0.0 | 1 |
| 6 | 13 | 0.06615 | 0.13027 | 0.0 | 1 |
| 7 | 8 | 0.0 | 0.17615 | 0.0 | 1 |
| 7 | 9 | 0.0 | 0.11001 | 0.0 | 1 |
| 9 | 10 | 0.03181 | 0.08450 | 0.0 | 1 |
| 9 | 14 | 0.12711 | 0.27038 | 0.0 | 1 |
| 10 | 11 | 0.08205 | 0.19207 | 0.0 | 1 |
| 12 | 13 | 0.220925 | 0.19988 | 0.0 | 1 |
| 13 | 14 | 0.17093 | 0.34802 | 0.0 | 1 |
| 14 | 15 | 0.0 | 0.20912 | 0.0 | 1 |
| 13 | 16 | 0.0 | 0.55618 | 0.0 | 1 |

A continuación se justificará la potencia que aporta la generación distribuida, como se ve en la Tabla 4.1 la potencia activa y reactiva de generación en los nodos 15 y 16 no vienen especificados, ya que se decidió hacer el desarrollo aparte por motivos de claridad. Para tener una dinámica mas real de la generación distribuida se consideraron perfiles de viento y radiación solar reales, dichas mediciones fueron tomadas de la presa cuchillo, de la página del servicio meteorológico nacional.

En la Figura 4.4 se presenta el perfil de viento medido durante una semana, se consideraron las mediciones de un solo día, ese perfil de viento se utilizó para determinar la potencia de salida del aerogenerador; la gráfica de potencia de salida se presenta en el próximo capítulo.

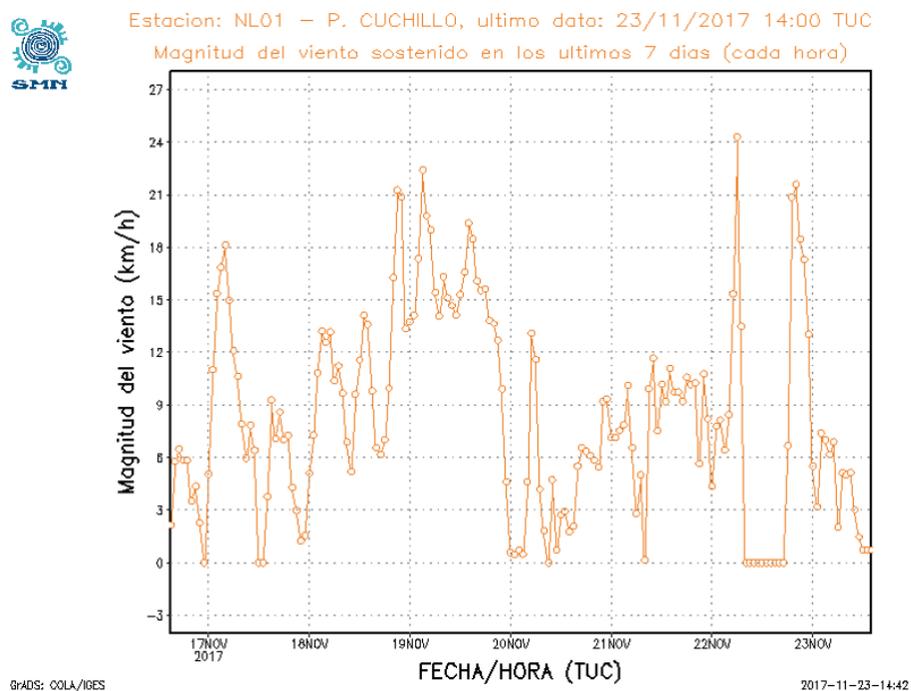
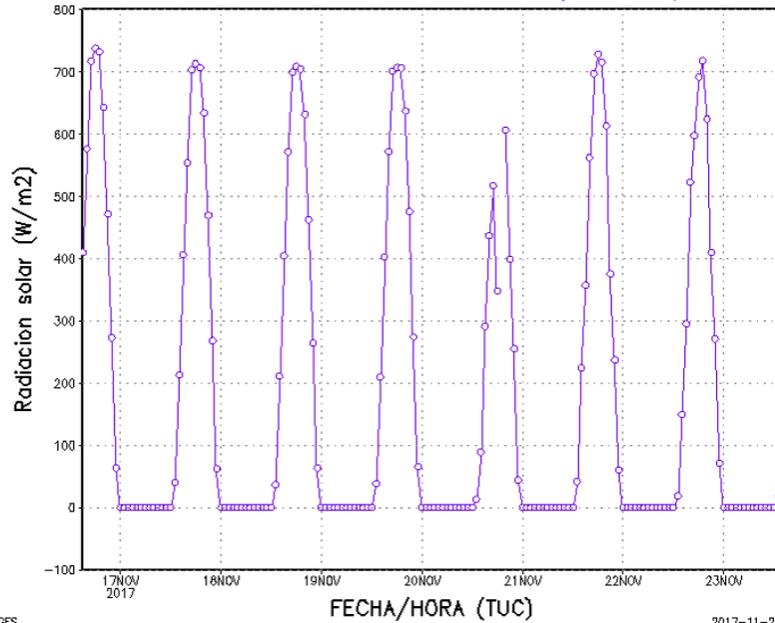


Figura 4.4: Perfil de viento.

De igual manera, la Figura 4.5 representa el perfil de la radiación solar de la misma ubicación, como se puede observar la medición es realizada en un lapso de una semana, y para los fines del estudio que se realizan en un lapso de 24 horas, solamente se tomo la medición de un día.



Estacion: NL01 - P. CUCHILLO, ultimo dato: 23/11/2017 14:00 TUC
Radiacion solar en los ultimos 7 dias (cada hora)



GRADS: COLA/IGES

2017-11-23-14:42

Figura 4.5: Radiacion solar.

La carga que se tiene en los buses de la Tabla 4.1 son valores máximos que se toman como hora de demanda máxima. Al igual, se obtuvo una curva de demanda real, medida en la región noreste proporcionada por el CENACE, como se muestra en la Figura 4.6. En base a esa curva, se calculó una proporción de la demanda para utilizarlo como un factor y multiplicarlo por la demanda máxima de la Tabla 4.1. Al obtener ese factor multiplicado por la demanda máxima del sistema se obtiene una curva similar a la curva de la demanda que se muestra en la Figura 4.6, solo que la curva nueva es proporcional a la demanda del sistema de 14 nodos de la *IEEE*.

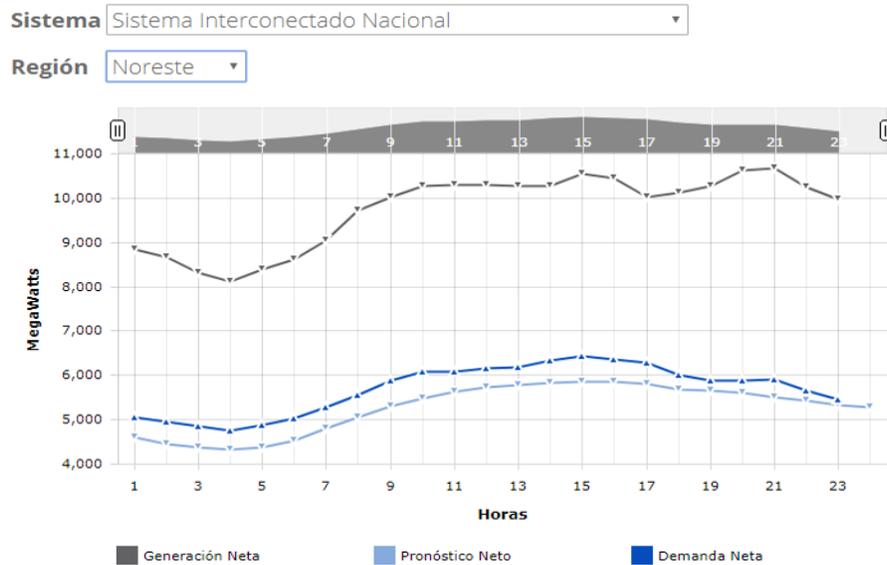


Figura 4.6: Curva de la demanda.

El sistema con el que se trabajará se considera una *smart grid*, donde el nivel de tensión de distribución ($34.5kV$), por este motivo se considerará como la *utility* y los generadores convencionales no se utilizarán como una alternativa para controlar el voltaje del nivel de distribución. Por lo tanto solo se utilizarán las alternativas de control de voltaje a través de ubicaciones óptimas de fuentes de reactivos en la zona de distribución, y el efecto de cambiadores de TAP's.

Una vez definido como será considerada la dinámica de la carga y la generación distribuida, se realiza el algoritmo para la ubicación óptima de fuentes de reactivos. Básicamente el algoritmo realizará un estudio ubicando fuentes de reactivos en los nodos deseados, dichos nodos se puede asignar directamente en el algoritmo, o también se puede desarrollar un método para hacer más eficiente el algoritmo; el cual es realizar un pre-estudio para determinar zonas sensibles donde al asignar una fuente de reactivos. Este pre-estudio agiliza el algoritmo ya que hace reducida la búsqueda únicamente en nodos donde ya se comprobó que es factible su ubicación. El dimensionamiento de la capacidad de las fuentes reactivas se determina a través de coeficientes de sensibilidad.

La implementación de las fuentes reactivas tienen sus beneficios para el control de voltaje, pero a su vez tiene como desventaja aumentar las frecuencias de resonancia si se cuenta con cargas no lineales en el sistema, es por eso que también se realiza un estudio de calidad de la energía

determinando los valores de THD en el sistema; el cual nos da un indicio si la resonancia de frecuencia que provoca la fuente de reactivo es muy elevada pudiendo provocar sobre corrientes y sobre tensiones en el sistema.

Uno de los datos que se le asignan al algoritmo es un valor máximo de THD para los nodos de (20%). Después de que el algoritmo realiza la búsqueda óptima de la fuente de reactivos y su dimensionamiento, también realiza el estudio de calidad de la energía, determinando el THD en todos los nodos del sistema; si el límite máximo de THD es violado, el algoritmo realiza una búsqueda iterativa para encontrar una ubicación óptima de las fuentes reactivas que no produzcan frecuencias de resonancia muy elevadas.

El proceso de cálculo de resonancia de frecuencia es iterativo, y se realizará para cada fuente óptima de reactivo, mientras no cumpla con el rango de THD . Una vez que ya se tenga una ubicación óptima de fuentes de reactivos, se tengan los voltajes de los nodos dentro de los rangos asignados y los valores de THD en los nodos sean menores que el especificado, el algoritmo realizará los mismos estudios para un lapso de tiempo de 24 horas.

La importancia de tener la dinámica de la generación distribuida y la variación de la carga las 24 horas, vuelve más atractivo el estudio, ya que el algoritmo simula un escenario muy dinámico y real. Se tiene un escenario mucho más complicado pero a su vez se obtienen resultados satisfactorios los cuales nos dan indicios de que este algoritmo se pudieran aplicar a cualquier sistema de distribución.

4.2. Formulación

4.2.1. Flujos de potencia

Los flujos de potencia en un sistema eléctrico es uno de los estudios más importantes, ya que con ellos se pueden determinar varios parámetros y entre los más relevantes son las magnitudes y ángulos de los voltajes que se encuentran en los nodos. Para la investigación de este trabajo el estudio de flujos de potencia es el que se realizará con más frecuencia, debido a que se tienen una dinámica muy variable y los flujos se encuentran cambiando constantemente.

Se extraen los valores de admitancias propias y mutuas de la matriz de admitancia (Y_{Bus}) del sistema. Es importante tener bien identificado los buses de carga (P, Q), Voltaje controlado (P, V) y slack (V, δ), porque en base a la clasificación del nodo se aplicaran diferentes ecuaciones para el calculo de flujos de potencia.

Primeramente se deben de tener los valores iniciales de todos los buses, ya sean (P, V), (P, Q) o (V, δ). Después se calculan las potencias reales y reactivas para los buses de carga, y para los buses de voltaje controlado unicamente la potencia activa.

$$P_i = |V_i|^2 |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{n \neq i}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos (\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (4.1)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{n \neq i}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin (\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (4.2)$$

Las ecuaciones (4.1) y (4.2) depende de los valores propios de admitancia y voltaje (i) y también dependen de los valores de admitancia y voltaje de lineas y buses (n), los sub indices (n) son todas las lineas y buses que se conectan al bus (i), es por eso que se tiene la sumatoria de todas ellas.

Después se calculan los términos del Jacobiano ($J_{11}, J_{12}, J_{21}, J_{22}$), cada bus del sistema que no es *slack* cuenta con dos ecuaciones relacionadas con ΔP y ΔQ . Al juntar todas las ecuaciones se obtiene la matriz (4.3)

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_1}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n}{\partial |V_1|} & \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Del jacobiano obtenido, se utilizan las sub matrices J_{11} y J_{22} las cuales relacionan la potencia real P con el angulo δ y la potencia reactiva Q con el voltaje V , las cuales son:

$$J_{11} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

$$J_{22} = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_n|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

De las matrices (4.4) y (4.5) se obtendrán dos ecuaciones como (4.1) y (4.2), por cada nodo de carga, y una ecuación (4.1) por cada nodo de generación. Una vez obtenidas todos los resultados las derivadas parciales de las matrices anteriores, se realiza las siguientes ecuaciones.

$$\Delta P_i^0 = P_i^{sch} - P_i^0 \quad (4.6)$$

$$\Delta Q_i^0 = Q_i^{sch} - Q_i^0 \quad (4.7)$$

Donde:

ΔP_i^0 : Error de la potencia real.

ΔQ_i^0 : Error de la potencia reactiva.

P_i^{sch} : Potencia real de la carga en el nodo i .

Q_i^{sch} : Potencia reactiva de la carga en el nodo i .

P_i^0 : Potencia real calculada de las ecuación (4.1).

Q_i^0 : Potencia reactiva calculada de la ecuación (4.2).

Después de obtener (4.6) y (4.7) y todas las derivadas parciales de (4.4) y (4.5), se sustituyen en la próxima operación.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \hline \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \hline 0 & 0 & \dots & 0 & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_n|} \\ 0 & 0 & \dots & 0 & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \hline \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

De la ecuación (4.8) se despeja el vector de $\Delta\delta$ y ΔV para obtener el Δ de los ángulos y los voltajes.

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \\ \hline \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \hline \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \frac{\partial P_2}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \hline 0 & 0 & \dots & 0 & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial |V_n|} \\ 0 & 0 & \dots & 0 & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_1|} & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix}^{-1} \quad (4.9)$$

La ecuación (4.9) es la multiplicación de la matriz inversa del jacobiano y el vector conformado por los valores obtenidos por (4.6) y (4.7). Esos valores nuevos de ángulos y voltajes se utilizan para obtener los nuevos valores para la siguiente iteración, realizando un resta de los valores iniciales y los valores de $\Delta\delta$ y ΔV obtenidos de la ecuación (4.9)

$$\delta_i^n = \delta^{sch} + \delta_i^m \quad (4.10)$$

$$V_i^n = V^{sch} + V_i^m \quad (4.11)$$

Donde:

δ_i^n : Ángulo para la iteración nueva n del nodo i .

δ^{sch} : Ángulo del estado inicial, o de la iteración anterior.

δ_i^m : Ángulo obtenido de la ecuación (4.9).

V_i^n : Voltaje para la iteración nueva n del nodo i .

V^{sch} : Voltaje del estado inicial, o de la iteración anterior.

V_i^m : voltaje obtenido de la ecuación (4.9).

Para saber el final de el proceso iterativo, se deben analizar los resultados de las variables que se modifican en cada iteración $\Delta\delta$ y ΔV para eso, se comparan los resultados obtenidos de (4.9) y se verifica con la convergencia, como se muestra en la siguiente ecuación.

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \Delta\delta_2 \\ \vdots \\ \Delta\delta_n \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \leq \xi \quad (4.12)$$

Donde:

ξ : Es un valor para comprobar la convergencia, normalmente de 0.001.

4.2.2. Cálculo de resonancia de frecuencia y cálculo de THD

La resonancia de frecuencia de un sistema es cuando alcanza su grado máximo de oscilación, dentro del mismo sistema se encuentran varias frecuencias de resonancia, si se opera dentro de una de ellas, provocaría fenómenos como sobre tensiones y sobre corrientes en el sistema dañando equipos o sometiendo a sobre esfuerzos térmicos y de aislamiento primarios. Por esta razón es importante realizar un estudio de armónicos, el cual su objetivo es cuantificar la distorsión en la

forma de onda de la tensión y corriente en los puntos deseados del sistema.

Para realizar el estudio de armónicos se debe de modelar todos los elementos del sistema. Para este modelado es importante tener determinado las magnitudes de las tensiones, corrientes y las armónicas presentes, con estos datos se puede modelar los siguientes elementos.

- Transformadores:

$$Z(h) = h(R + jX) \quad (4.13)$$

- Generadores:

$$Z(h) = \sqrt{h}R + jhX'_d \quad (4.14)$$

- Líneas:

$$Z(h) = R + jhX^L \quad (4.15)$$

- Capacitores en derivación:

$$Z(h) = -j\frac{X_c}{h} \quad (4.16)$$

- Reactores en derivación:

$$Z(h) = R + jhX^l \quad (4.17)$$

En las ecuaciones de los modelos se puede observar que todos se ven afectadas por h el armónico presente, es decir el orden del armónico que se desee realizar el estudio. Normalmente las cargas no lineales que se ven presentes la mayoría de la veces vienen acompañadas de varios armónicos de diferente magnitud, es por eso que se debe de obtener la siguiente matriz.

$$Z_h bus = \begin{bmatrix} Z_h^{1,1} & Z_h^{1,2} & \dots & Z_h^{1,n} \\ Z_h^{2,1} & Z_h^{2,2} & \dots & Z_h^{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_h^{n,1} & Z_h^{n,2} & \dots & Z_h^{n,n} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

La matriz del sistema a estudiar se puede representar con la matriz (4.18) la cual esta conformada por los modelos de cada elemento integrado al sistema, cada elemento esta modelado de

tal manera que depende de la armónica que se desee estudiar. Por ejemplo, si se desea hacer el estudio con presencia de una armónica del 3^{er} grado la matriz (4.18) estará conformada por los modelos de cada elemento obtenidos de (4.13),(4.14),(4.15),(4.16)(4.17) todos dependientes de la armónica de 3^{er} grado. La matriz (4.18) se debe calcular tantas veces como el número de armónicas que se tengan presentes en el sistema, por lo tanto si en el sistema se tiene la presencia de 5 armónicas diferentes se tendrán 5 matrices del sistema influenciadas por cada armónica que se tenga.

Las corrientes armónicas del sistema son conocidas, y se puede realizar el método de inyección para su evaluación, éste método consiste en modelar como fuentes de inyección lineales a los elementos no lineales, los cuales se representan como fuentes de corriente o de tensión.

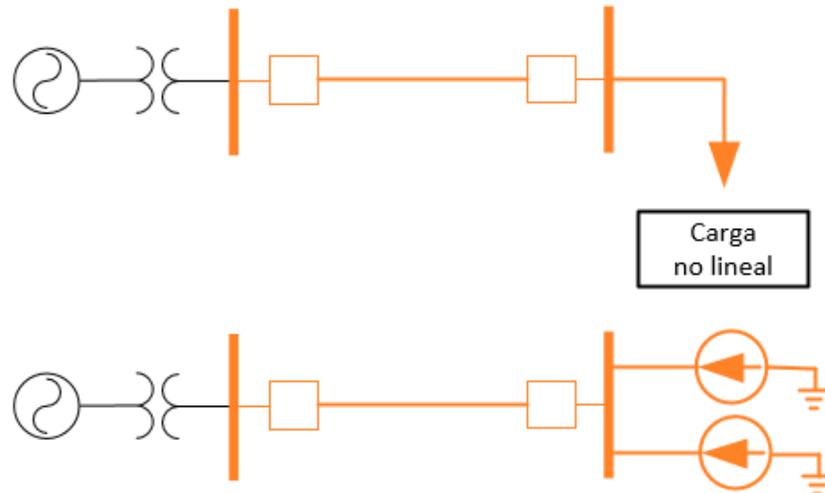


Figura 4.7: Cargas no lineales.

En la Figura 4.8 se puede observar que las cargas no lineales se modelan como fuentes de corriente, y se pueden representar con la siguiente expresión.

$$I_h = (\%h) I_{1\phi} \quad (4.19)$$

Donde I_h representa un porcentaje de la magnitud de corriente de la corriente fundamental. Y para representar la corriente en presencia de varias armónicas se tiene el vector (4.20)

$$I_h = \begin{bmatrix} 0 \\ |I_h| \angle \theta_h \\ |I_h| \angle \theta_h \\ 0 \\ 0 \\ |I_h| \angle \theta_h \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

En el cual se puede ver que se tienen las magnitudes y ángulos de las diferentes armónicas. La frecuencia se pueden obtener de los valores de armónicas, la frecuencia será el múltiplo de la fundamental; es decir, para la presencia de una armónica de 3^{er} grado su frecuencia sería de $180H_z$.

Una vez determinada la matriz (4.18) y el vector (4.20), se puede determinar el voltaje armónico V_h como se muestra en la siguiente expresión.

$$V_{bus}^{(h)} = Z_{bus}^{(h)} I_{bus}^{(h)} \Rightarrow V_{bus}^{(h)} = \left(Y_{bus}^{(h)} \right)^{-1} I_{bus}^{(h)} \quad (4.21)$$

Después de haber obtenido los valores de voltajes armónicos V_h se calcula el THD_V para ver el porcentaje total de armónicos en el sistema de igual manera se puede determinar el THD conociendo los valores de corriente, utilizando (4.23)

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} (V^{(i)})^2}}{V^1} \quad (4.22)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} (I^{(i)})^2}}{I^1} \quad (4.23)$$

Donde:

THD : Total de armónicos.

V^i : Voltaje para la armónica i .

V^1 : Voltaje de la fundamental.

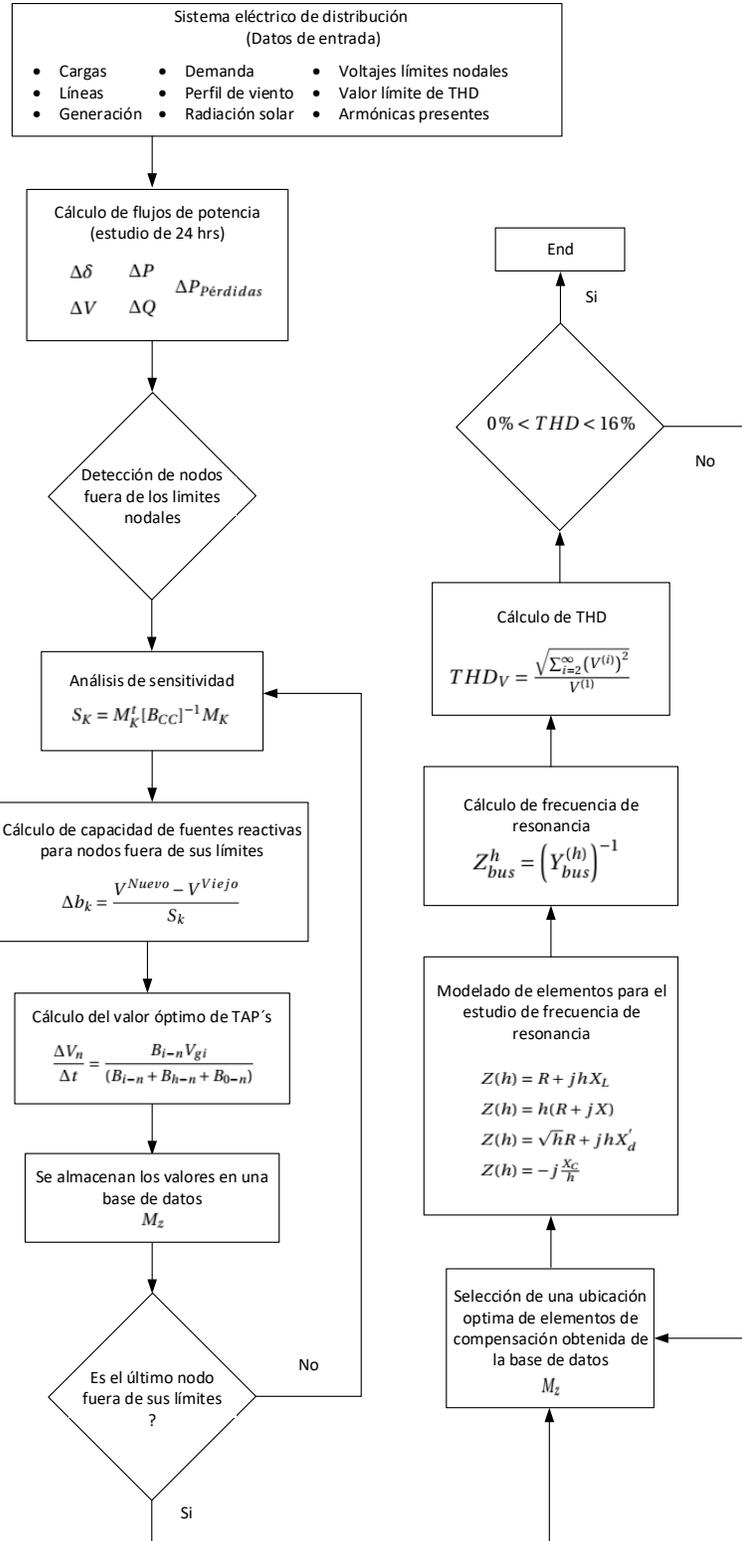
i^i : Corriente para la armónica i .

i^1 : Corriente de la fundamental.

4.2.3. Aplicación del método para la ubicación de fuentes reactivas

El método aplicado para la ubicación de fuentes de reactivos se explicará en base al desarrollo que se realizó en MATLAB, como datos de entrada del sistema se tienen, valores de líneas, generadores convencionales, cargas (lineales y no lineales) y generación distribuida. A continuación se muestra el diagrama de flujo para visualizar con mas precisión el método propuesto.

Operación de Redes Eléctricas Inteligentes



Dentro del algoritmo se tienen restricciones para poder cumplir y respetar la operación del mismo sistema, para esto se determinaron algunos límites como restricciones del programa, dentro de ellos están:

- Límites para la generación eólica:

$$W_n = 5.0(m/s)$$

$$W_{li} = 3.5(m/s)$$

$$W_{ls} = 6.0(m/s)$$

Donde:

W_n : Velocidad nominal del viento.

W_{li} : Límite inferior de la velocidad del viento.

W_{ls} : Límite superior de la velocidad del viento.

Con estos límites determinados, se le está ordenando a los generadores eólicos generar energía cuando la velocidad del viento se encuentre dentro de sus límites, es decir, que en base al perfil de viento que se este manejando la generación eólica pueda generar energía dentro de sus restricciones para evitar daños al mismo.

- Límites para la generación solar:

$$N_p = 50,000$$

$$P_{pm} = 325(Watts)$$

$$V_{pm} = 37(Volts)$$

$$V_{ca} = 45.5(Volts)$$

$$I_{pm} = 8.78(\text{Amperes})$$

$$I_{cc} = 9.34(\text{Amperes})$$

$$I_r = 1000(\text{W/m}^2)$$

Donde:

N_p : Número de paneles.

P_{pm} :Potencia real nominal.

V_{pm} :Voltaje a potencia nominal.

V_{ca} :Voltaje de circuito abierto.

I_{pm} :Corriente a potencia nominal.

I_{cc} :Corriente de corto circuito.

I_r :Radiación solar.

- Límites de voltajes para los buses de carga.

$$V_d = 1.05(Pu)$$

$$V_{dli} = 1.03(Pu)$$

$$V_{dls} = 1.07(Pu)$$

Donde:

V_d :Voltaje deseado nominal para buses de carga.

V_{dli} :Voltaje del límite inferior para buses de carga.

V_{dls} :Voltaje del límite superior para buses de carga.

Una vez establecidos los límites de los buses de carga, el programa detectará cuales buses están dentro de los rangos especificados y así, poder tener una solución para la ubicación óptima de fuentes reactivas.

- % de THD.

$$THD_l = 20\%$$

Con este límite que se especificó de THD el programa una vez realizado el estudio de THD , verificará que el límite de calidad de la energía se cumpla; si el programa detecta un THD superior al límite, automáticamente busca la próxima solución óptima.

1. Como primer paso del algoritmo se determinaron los flujos de las 24 horas para poder obtener voltajes y ángulos del sistema, la primera corrida se considera como "la corrida (0)"; se utilizaron como datos de entrada los valores de las Tablas (4.1), (4.2) como también los perfiles de las Figuras (4.1), (4.2), (4.3) y las restricciones antes mencionadas.

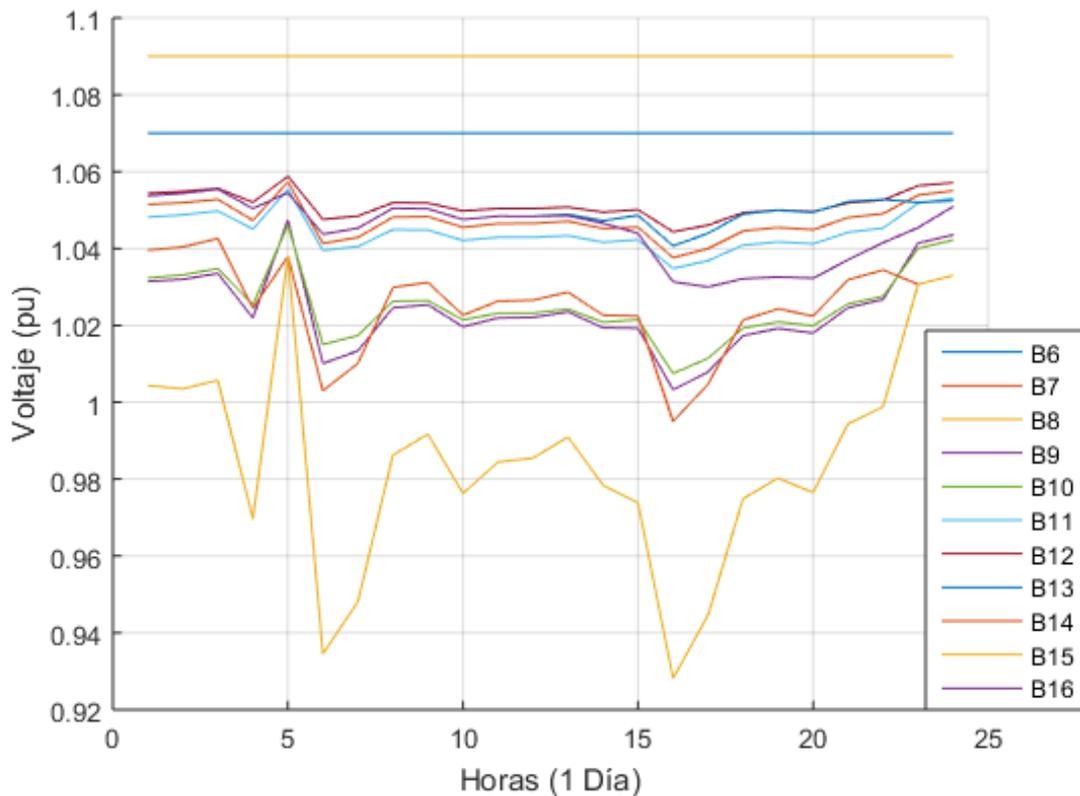


Figura 4.9: Perfil de voltaje sin aplicación del método.

En la Figura 4.9 se puede observar las magnitudes de los voltajes con lapsos de una hora durante todo un día, únicamente se muestran los perfiles de nodos de distribución, los cuales

se tienen en el sistema base 4.3, como se observa algunos perfiles de voltaje se encuentran fuera de los límites especificados para nodos de carga; principalmente el nodo 15 donde se encuentra conectado la generación eólica.

2. El paso siguiente es aplicar el método de coeficiente de sensibilidad visto en el capítulo 3 para determinar los buses más débiles los cuales son los nodos más sensibles donde al conectar una fuente de reactivos; el efecto sea más eficiente.

Nodos : 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16

Dentro del algoritmo se describen diferentes escenarios, los dos más importantes son considerar un análisis donde se pueden utilizar todos los nodos como posibles alternativas para la ubicación de fuentes de reactivos, y como segundo escenario utilizando como alternativa únicamente los nodos antes mencionados. De igual forma, se debe especificar si se desea ubicar una sola fuente de reactivos, o si se desea la ubicación de dos fuentes simultáneamente. Como se mencionó, todo va depender del escenario que se desee estudiar.

3. Una vez determinado cual sea el escenario, se obtienen todos los posibles estudios para todas las opciones de ubicación de fuentes reactivas, toda esta información se almacena dentro de una matriz donde el algoritmo realiza un estudio para verificar todos los voltaje nodales y verificando cuales cumplen con los límites especificados anteriormente.
4. Una vez seleccionado la opción con más eficiencia entre las combinaciones posibles que existen en el sistema se realiza el estudio de calidad de la energía, el cual consiste en calcular el *THD* de cada nodo. Ese valor calculado lo compara con el límite especificado, de ser superior a ese límite, el algoritmo realiza nuevamente una búsqueda dentro de la matriz donde se tiene almacenado todos los perfiles de voltaje con compensación y se toma la segunda mejor opción, descartando la opción donde el *THD* ya fue especificado superior al límite.
5. Este procedimiento es iterativo, tanto como para buscar las fuentes reactivas óptimas para

el sistema, como también para el lapso de tiempo que se desee realizar este estudio; el cual se consideró con un tiempo de 24 horas con lapsos de una hora.

4.3. Conclusión

El uso de perfiles de viento, radiación solar y curva de la demanda de mediciones reales dentro de los estudios de flujos y calidad de la energía permite simular un comportamiento dinámico real, el cual es muy importante considerar para obtener escenarios operativos reales y así poder definir la metodología de control adecuada.

El estudio de calidad de la energía en una red inteligente debe realizarse considerando las fuentes no lineales y los requerimientos de control de voltaje necesarios. Debido a la presencia de cargas no lineales y a la necesidad de control de voltaje por la presencia de convertidores en la red eléctrica, es necesario realizar la evaluación de resonancia de frecuencia para efectos de control de *THD*.

Capítulo 5

Resultados

En este capítulo se mostrarán los resultados obtenidos del trabajo de investigación, como se presentó en el capítulo anterior, aplicando los métodos propuestos para el control de voltaje en diferentes escenarios, se obtuvieron resultados mejorando los perfiles de voltaje en el sistema y manteniendo la calidad de la energía, concluyendo que el método propuesto es eficiente para este tipo de sistemas.

5.1. Ubicación óptima de una sola fuente de reactivos considerando todos los posibles nodos existentes del sistema (2-16)

Como primer escenario se propuso una ubicación de fuentes de reactivos sencilla, la cual consiste en considerar a todos los nodos como posible solución (1–16), tanto los nodos de transmisión como de distribución. La Tabla 5.1 muestra la carga no lineal que se utilizó para este escenario, la cual la magnitud se tomó de un porcentaje de la demanda que se tiene en la base de datos.

Tabla 5.1: Datos de la carga No-Lineal (Escenario 1).

| Carga no lineal | | |
|-----------------|------------|-----------|
| Nodo | Magnitud % | Armónico |
| 15 | 20 | 1,9,11,15 |

Como se mostró en el capítulo anterior, la gráfica 5.1 muestra los perfiles de voltaje en el sistema sin aplicar el método, en un lapso de 24hr, y la Figura 5.2 muestra los perfiles considerando las condiciones del escenario 1.

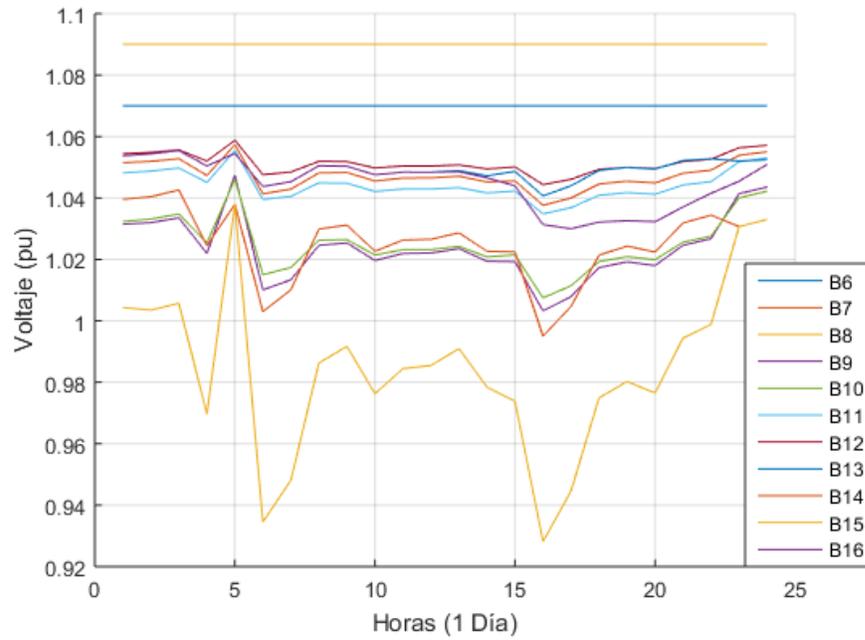


Figura 5.1: Perfil de voltaje sin aplicación del método.

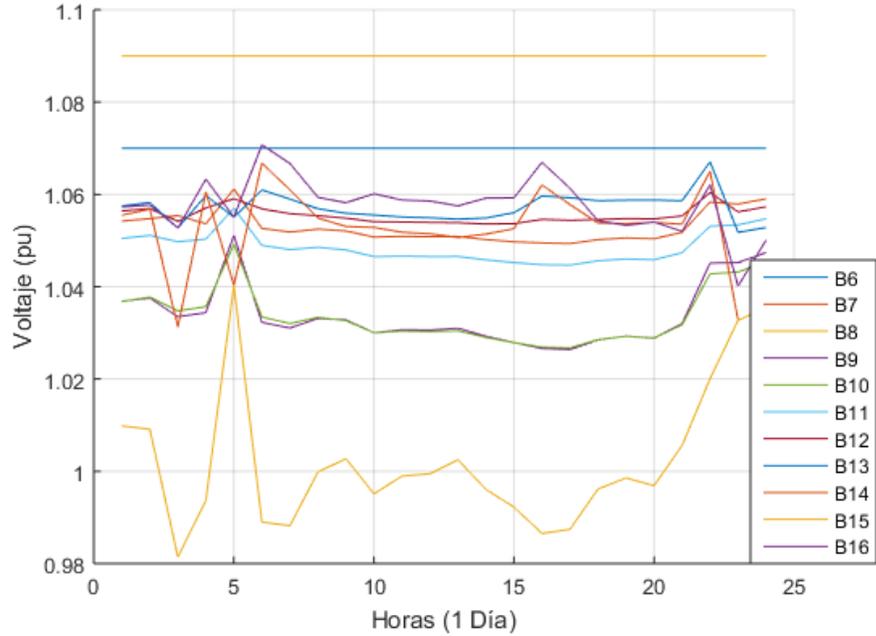


Figura 5.2: Perfiles de voltaje con ubicación de fuentes de reactivos en todos los nodos.

Como se puede observar en las dos gráficas anteriores, únicamente se gráfcaron los voltajes de la zona de distribución, del nodo 6 al 16, los nodos de transmisión se omitieron porque son perfiles que no presentan déficit alguno. Se puede observar que al comparar las gráficas 5.1 y 5.2 se tiene una mejora en los perfiles de voltaje en el sistema. A continuación se muestran los resultados obtenidos sobre la ubicación de las fuentes reactivas, junto con sus valores de TAP's.

Tabla 5.2: parámetros aplicando el método de ubicación de fuentes reactivas (Escenario 1).

| Resultados del escenario 1 | | | |
|----------------------------|-------------------|-------|--------|
| Hora | Nodo seleccionado | TAP's | THD % |
| 1 | 15 | 0.9 | 53.21 |
| | 4 | 0.9 | 0.3705 |
| 2 | 15 | 0.9 | 102.17 |
| | 4 | 0.9 | 0.3847 |
| 3 | 4 | 0.9 | 0.3966 |
| 4 | 15 | 0.9 | 66.40 |
| | 9 | 0.9 | 33.91 |
| | 4 | 0.9 | 0.3899 |
| 5 | 5 | 0.9 | 0.3474 |
| 6 | 15 | 0.9 | 17.41 |
| 7 | 15 | 0.9 | 25.55 |
| | 4 | 0.9 | 0.3560 |
| 8 | 15 | 0.9 | 65.17 |
| | 9 | 0.9 | 31.96 |
| | 4 | 0.9 | 0.3617 |
| 9 | 15 | 0.9 | 60.65 |
| | 9 | 0.9 | 31.52 |
| | 4 | 0.9 | 0.3498 |
| 10 | 15 | 0.9 | 105.88 |
| | 9 | 0.9 | 34.39 |
| | 4 | 0.9 | 0.3407 |
| 11 | 15 | 0.9 | 66.09 |
| | 9 | 0.9 | 32.88 |
| | 4 | 0.9 | 0.3378 |
| 12 | 15 | 0.9 | 63.37 |
| | 9 | 0.9 | 32.77 |
| | 4 | 0.9 | 0.3360 |

Tabla 5.3: continuación de la Tabla 5.2.

| Resultados del escenario 1 | | | |
|----------------------------|-------------------|-------|--------|
| Hora | Nodo seleccionado | TAP's | THD % |
| 13 | 15 | 0.9 | 61.48 |
| | 9 | 0.9 | 31.90 |
| | 4 | 0.90 | 0.36 |
| 14 | 15 | 0.9 | 76.25 |
| | 9 | 0.9 | 33.98 |
| | 4 | 0.9 | 0.348 |
| 15 | 15 | 0.9 | 80.77 |
| | 4 | 0.9 | 0.3353 |
| 16 | 15 | 0.9 | 16.18 |
| 17 | 15 | 0.9 | 24.10 |
| | 4 | 0.9 | 0.3328 |
| 18 | 15 | 0.9 | 107.84 |
| | 4 | 0.9 | 0.346 |
| 19 | 15 | 0.9 | 90 |
| | 4 | 0.9 | 0.3498 |
| 20 | 15 | 0.9 | 106.70 |
| | 4 | 0.9 | 0.3490 |
| 21 | 15 | 0.9 | 64.44 |
| | 9 | 0.9 | 31.78 |
| | 4 | 0.9 | 0.356 |
| 22 | 15 | 0.9 | 83.4 |
| | 9 | 0.9 | 31.08 |
| | 14 | 0.9 | 28.31 |
| | 10 | 0.9 | 32.60 |
| | 4 | 0.9 | 0.35 |
| 23 | 5 | 0.9 | 0.32 |
| 24 | 5 | 0.9 | 0.3348 |

Como se muestra en las Tablas 5.2 y 5.3 se tienen los resultados con los nodos seleccionados como óptimos para ubicar la fuente de reactivos, dentro de cada hora se muestra el estudio de calidad de la energía calculando el *THD*; por ejemplo, si vemos la Tabla 5.2 en la hora 3 solo se tuvo que realizar una iteración para encontrar el nodo óptimo cuidando de no superar el nivel de *THD*. En cambio si observamos la hora 4, se realizaron tres iteraciones para encontrar el nodo óptimo, ya que las primeras dos iteraciones el valor de *THD* calculado se presenta muy alto.

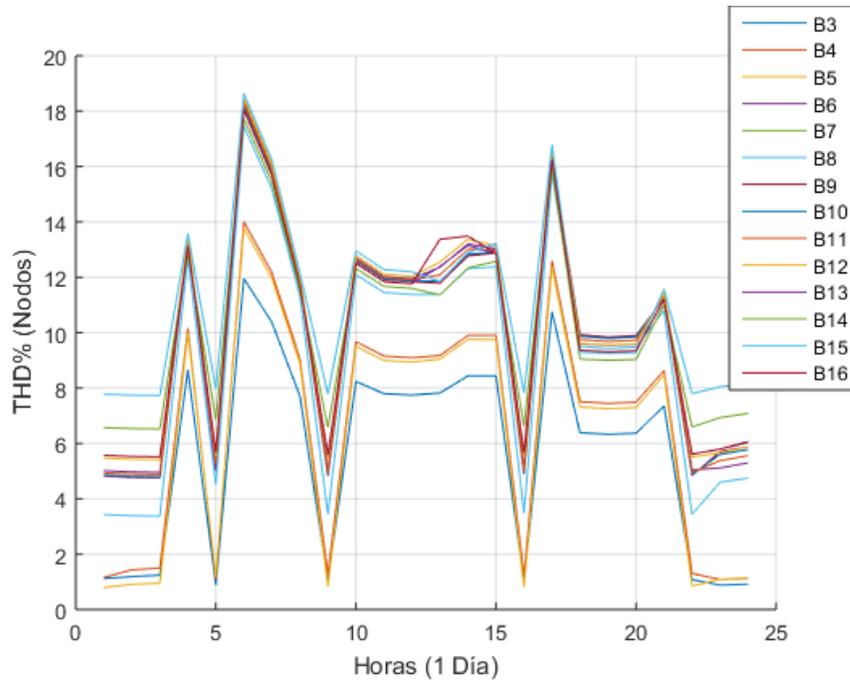


Figura 5.3: THD medido de los nodos (3-16).

También en la Figura 5.3 se muestran de manera gráfica los *THD* medidos de los resultados finales para el escenario 1, estos resultados son los valores de *THD* presentes en los nodos; después de hacer varias iteraciones para encontrar el nodo con su respectiva fuente de reactivo y a la par cuidar la calidad de la energía.

5.2. Ubicación óptima de una sola fuente de reactivos considerando únicamente en los nodos de distribución (6-16)

Para este escenario se considerará una selección de nodos mas reducida que el escenario 1, dentro de este estudio se planteo únicamente como zona para ubicación de fuentes reactivas el área de distribución; es decir, que solamente el programa puede realizar la búsqueda óptima en la zona de distribución de los nodos 6 al 16. También se consideró que la carga no lineal cambiaría su contenido armónico para efectos de mostrar resultados con presencia de diferentes armónicos. La Tabla 5.4 muestra las magnitudes y armónicas presentes.

Tabla 5.4: Datos de la carga No-Lineal (Escenario 2).

| Carga no lineal | | |
|-----------------|------------|----------|
| Nodo | Magnitud % | Armónico |
| 15 | 20 | 1,3,5,7 |

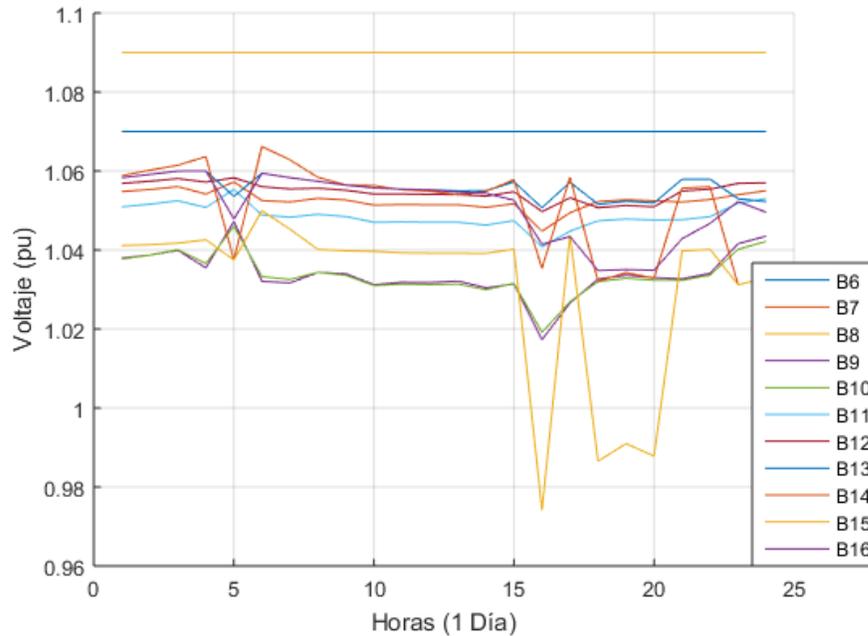


Figura 5.4: Perfiles de voltaje con ubicación de fuentes reactivas en nodos(6-16).

La Figura 5.4 muestran los perfiles de voltaje de los nodos de distribución (6 – 16), en el cual se puede observar que los perfiles de voltaje fueron mejorados en comparación con los voltajes obtenidos sin aplicar la estrategia de control como se ven en las Figuras 5.1 y 5.2.

Se puede apreciar que existe una caída de voltaje en las horas (16, 18, 19, 20) en el nodo 15, ese déficit de voltaje se debe a que dentro de esas horas existe una demanda de la carga muy elevada.

Como se muestra en la Tabla 5.5 se tienen los resultados de las ubicaciones óptimas y los valores de TAP's, donde la mayoría de las ubicaciones se obtuvieron durante la primera iteración; si se compara con la Tabla del escenario anterior 5.2 y 5.3, se puede observar que la coincidencia con algunas ubicaciones de los nodos es muy repetitiva, y la selección no puede ser la misma. Por ejemplo, en la Tabla 5.2 en la hora 1, la primera iteración muestra como la primera opción es el

nodo 15 pero por su alto nivel de THD , realiza de nuevo la iteración. En cambio en el escenario 2 en la Tabla 5.4 en la hora 1, la primera opción es de igual manera el nodo 15 pero como su THD es menor al límite establecido, ese nodo queda como el óptimo. Esto se debe a que la carga que se consideró como no lineal, fue considerada con presencia de armónicas diferentes que el escenario 1.

Tabla 5.5: parámetros aplicando el método de ubicación de fuentes reactivas (Escenario 2).

| Resultados del escenario 2 | | | |
|----------------------------|-------------------|-------|-------|
| Hora | Nodo seleccionado | TAP's | THD % |
| 1 | 15 | 0.9 | 10.04 |
| 2 | 15 | 0.9 | 10.99 |
| 3 | 15 | 0.9 | 10.86 |
| 4 | 15 | 0.9 | 13.58 |
| 5 | 16 | 0.9 | 8.40 |
| 6 | 15 | 0.9 | 18.64 |
| 7 | 15 | 0.9 | 16.22 |
| 8 | 15 | 0.9 | 12.14 |
| 9 | 15 | 0.9 | 11.76 |
| 10 | 15 | 0.9 | 12.95 |
| 11 | 15 | 0.9 | 12.27 |
| 12 | 15 | 0.9 | 12.19 |
| 13 | 15 | 0.9 | 11.84 |
| 14 | 15 | 0.9 | 12.89 |
| 15 | 15 | 0.9 | 13.21 |
| 16 | 15 | 0.9 | 20.11 |
| | 14 | 0.9 | 10.77 |
| 17 | 15 | 0.9 | 16.78 |
| 18 | 9 | 0.9 | 9.92 |
| 19 | 9 | 0.9 | 9.83 |
| 20 | 9 | 0.9 | 9.89 |
| 21 | 15 | 0.9 | 11.57 |
| 22 | 15 | 0.9 | 11.29 |
| 23 | 16 | 0.9 | 8.78 |
| 24 | 16 | 0.9 | 11.88 |

A continuación se muestra la gráfica 5.5 donde se tienen los THD medidos de los nodos (3-16), dentro de la misma gráfica se marcaron con una x los THD de los nodos que finalmente

se consideraron como óptimos, en la gráfica se puede apreciar que fueron los que mayormente presentaron los niveles mas elevados de todo el sistema, pero sin sobrepasar el límite acordado.

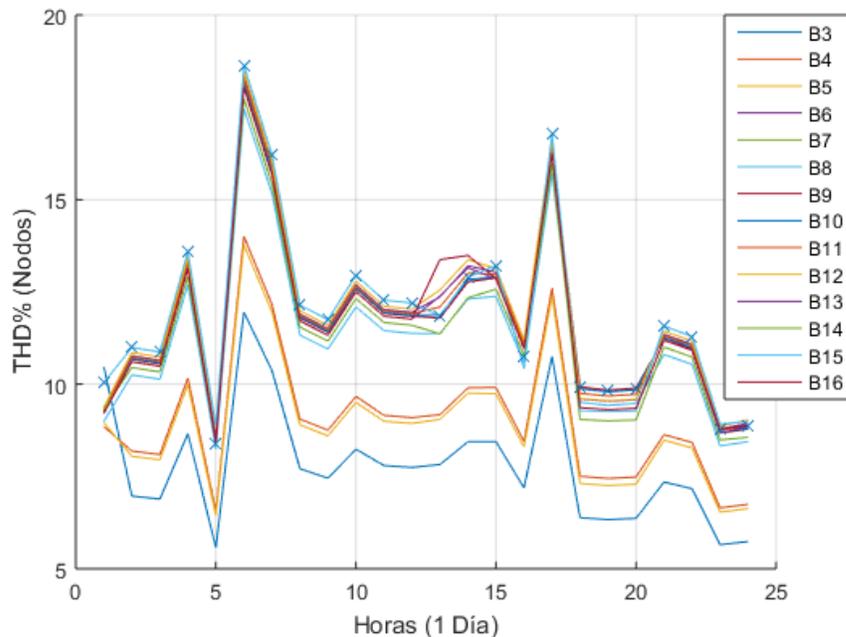


Figura 5.5: THD medido de los nodos (3-16).

5.3. Ubicación óptima de dos fuentes de reactivos considerando únicamente en los nodos de distribución (13,14,16)

Las condiciones para este escenario se consideran un tanto mas complejas que los escenarios anteriores, a diferencia de los escenarios anteriores donde se realiza la búsqueda optima para las fuentes reactivas en un solo nodo, este escenario se complementa realizando una búsqueda optima en dos nodos diferentes considerando que en un sistema real; es indispensable contar con mas de una fuente para satisfacer los reactivos. Para esto se consideraron las siguientes especificaciones.

Tabla 5.6: Datos de la carga No-Lineal (Escenario 3).

| Carga no lineal | | |
|-----------------|------------|----------|
| Nodo | Magnitud % | Armónico |
| 15 | 20 | 1,3,5,7 |

Los buses determinados para realizar la búsqueda son (13, 14, 16). El programa desarrollará una búsqueda realizando todas las combinaciones posibles con los nodos asignados y determinando cual de esas combinaciones es la óptima para el sistema. De igual manera utilizando los datos de cargas no lineales de la Tabla 5.6 se obtienen los perfiles de voltajes siguientes.

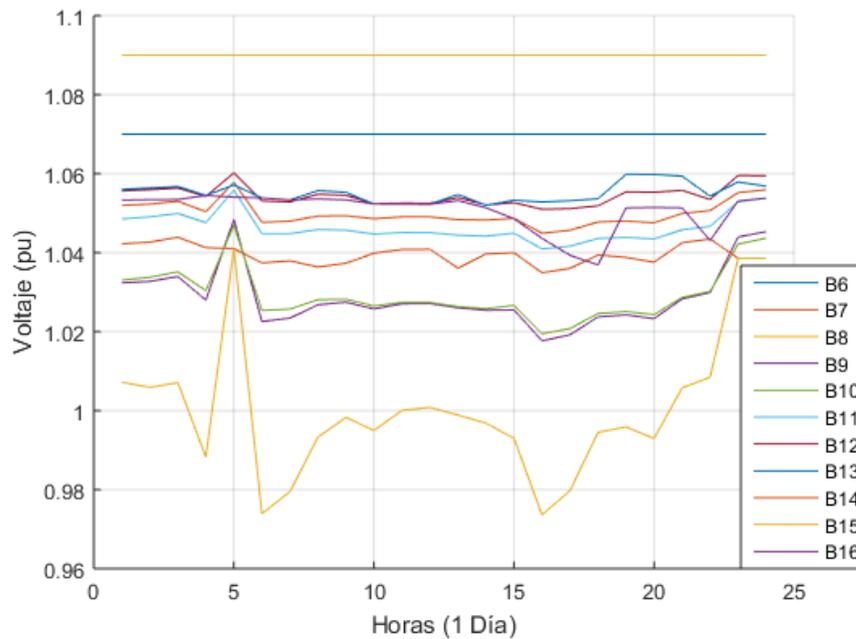


Figura 5.6: Perfiles de voltaje con ubicación de fuentes reactivas en nodos(6-16).

La gráfica 5.6 muestra una mejora de los voltajes comparado con los perfiles base de la gráfica 5.1, se puede observar que todos los nodos se mantienen dentro de una banda aceptable, con excepción del nodo 15. Esto se debe a que en la asignación de nodos, el nodo 15 no se consideró para efectos de observar la respuesta del sistema. Siendo el nodo donde se encuentra la generación eólica donde se presenta un déficit de potencia reactiva elevado.

En la Tabla 5.7 se muestran los resultados obtenidos del escenario 3, donde se puede observar

que en cada hora solamente fue necesaria realizar una iteración para obtener el nodo óptimo, de los resultados obtenidos cada hora, se tiene la ubicación de los dos nodos óptimos con su respectivo valor de TAP's y cálculo de THD para cada nodo.

Tabla 5.7: Parámetros aplicando el método de ubicación de fuentes reactivas (Escenario 3).

| Resultados del escenario 3 | | | |
|----------------------------|---------------------|-------|-------|
| Hora | Nodos seleccionados | TAP's | THD % |
| 1 | 14 | 0.9 | 3.96 |
| | 16 | 0.9 | 3.95 |
| 2 | 14 | 0.9 | 3.82 |
| | 16 | 0.9 | 3.81 |
| 3 | 14 | 0.9 | 3.82 |
| | 16 | 0.9 | 3.80 |
| 4 | 13 | 0.9 | 3.85 |
| | 14 | 0.9 | 3.84 |
| 5 | 14 | 0.9 | 3.82 |
| | 16 | 0.9 | 3.81 |
| 6 | 13 | 0.9 | 3.86 |
| | 14 | 0.9 | 3.85 |
| 7 | 13 | 0.9 | 3.86 |
| | 14 | 0.9 | 3.85 |
| 8 | 14 | 0.9 | 3.83 |
| | 16 | 0.9 | 3.83 |
| 9 | 14 | 0.9 | 3.83 |
| | 16 | 0.9 | 3.83 |
| 10 | 13 | 0.9 | 3.85 |
| | 14 | 0.9 | 3.84 |
| 11 | 13 | 0.9 | 3.84 |
| | 14 | 0.9 | 3.83 |
| 12 | 13 | 0.9 | 3.84 |
| | 14 | 0.9 | 3.83 |

| Resultados del escenario 3 | | | |
|----------------------------|---------------------|-------|-------|
| Hora | Nodos seleccionados | TAP's | THD % |
| 13 | 14 | 0.9 | 4.17 |
| | 16 | 0.9 | 4.81 |
| 14 | 13 | 0.9 | 4.28 |
| | 14 | 0.9 | 4.07 |
| 15 | 13 | 0.9 | 3.90 |
| | 14 | 0.9 | 3.87 |
| 16 | 13 | 0.9 | 3.90 |
| | 14 | 0.9 | 3.87 |
| 17 | 13 | 0.9 | 3.88 |
| | 14 | 0.9 | 3.86 |
| 18 | 13 | 0.9 | 3.86 |
| | 14 | 0.9 | 3.84 |
| 19 | 14 | 0.9 | 3.86 |
| | 16 | 0.9 | 4.01 |
| 20 | 14 | 0.9 | 3.86 |
| | 16 | 0.9 | 4.01 |
| 21 | 14 | 0.9 | 3.85 |
| | 16 | 0.9 | 3.98 |
| 22 | 13 | 0.9 | 3.85 |
| | 14 | 0.9 | 3.83 |
| 23 | 14 | 0.9 | 3.86 |
| | 16 | 0.9 | 3.93 |
| 24 | 14 | 0.9 | 3.93 |
| | 16 | 0.9 | 4.04 |

En la gráfica 5.7 se muestran los valores de THD medidos para este escenario, se puede observar que los niveles se mantienen en su mayoría del tiempo constantes y en una magnitud mucho menor comparada con la gráfica 5.5 del escenario anterior; esto es debido a que la selección de nodos es muy reducida lo cual es menor la probabilidad de crear frecuencias de resonancia.

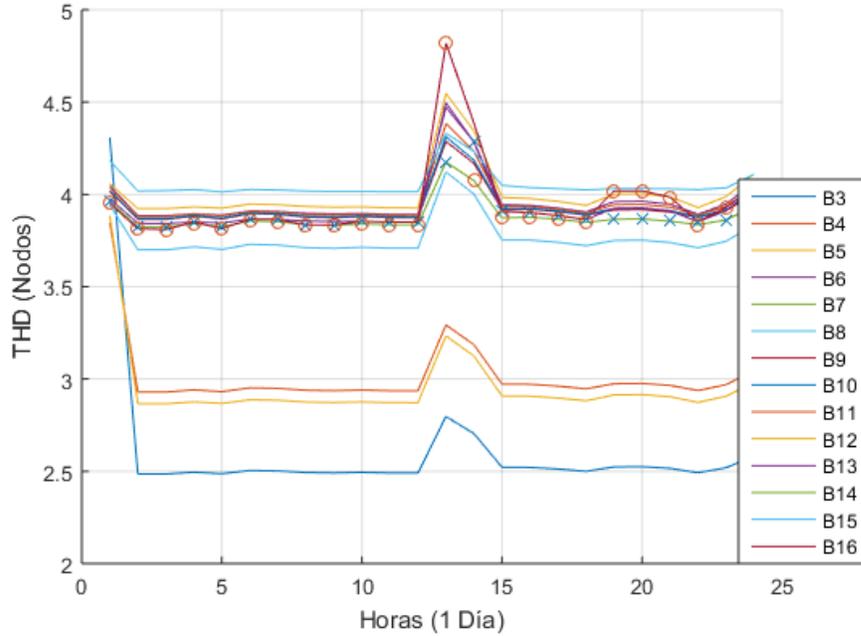


Figura 5.7: THD medido de los nodos (3-16).

5.4. Ubicación óptima de dos fuentes de reactivos considerando únicamente en los nodos de distribución (10-16)

Para este último escenario, de igual forma se tiene como condición la búsqueda óptima de dos ubicaciones para fuentes de reactivos, pero a diferencia del escenario anterior se aumenta el número de buses para observar su comportamiento a comparación del escenario anterior.

Tabla 5.8: Datos de la carga No-Lineal (Escenario 4).

| Carga no lineal | | |
|-----------------|------------|----------|
| Nodo | Magnitud % | Armónico |
| 15 | 20 | 1,3,5,7 |

Después de realizar un estudio de sensibilidad para determinar cuales son los buses mas débiles para este escenario se consideraron los buses (10, 11, 12, 13, 14, 15, 16) los cuales son los mas alejados eléctricamente de los generadores convencionales. Utilizando estos buses y los datos de

la Tabla 5.8 se aplicó el método propuesto para obtener los dos buses como mejor ubicación y se obtuvieron los resultados de la gráfica 5.8.

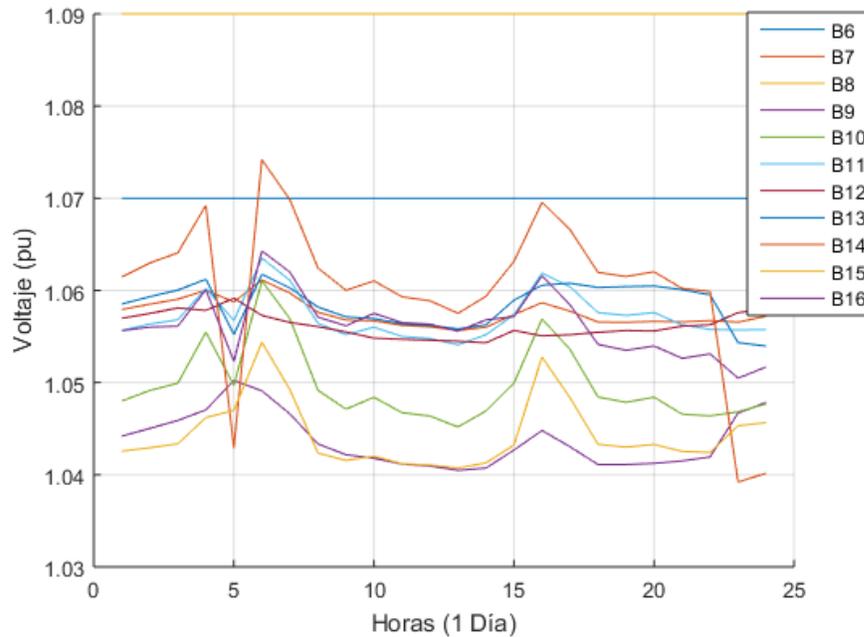


Figura 5.8: Perfiles de voltaje con ubicación de fuentes reactivas en nodos(6-16).

Se compara la gráfica 5.8 con la figura del sistema base 5.1, se observa que los perfiles de voltaje se mantienen dentro de su rango durante las 24hs si comparamos los resultados obtenidos con los del escenario 3 de la gráfica 5.6, se muestra que los perfiles de voltaje de los nodos (10, 15, 16) fueron mejorados y se mantienen dentro del rango de voltaje.

La Tabla 5.9 muestran que el programa solamente realizó la primera iteración para obtener la ubicación óptima cuidando la calidad de la energía calculando el *THD* que se encuentran dentro del límite asignado, las ubicaciones de este escenario coinciden dando como óptimo los buses de generación distribuida para la ubicación de fuentes reactivas.

Tabla 5.9: Parámetros aplicando el método de ubicación de fuentes reactivas (Escenario 4).

| Resultados del escenario 3 | | | |
|----------------------------|-------------------|-------|-------|
| Hora | Nodo seleccionado | TAP's | THD % |
| 1 | 15 | 0.9 | 9.85 |
| | 16 | 0.9 | 9.89 |
| 2 | 15 | 0.9 | 10.75 |
| | 16 | 0.9 | 10.16 |
| 3 | 15 | 0.9 | 10.65 |
| | 16 | 0.9 | 10.03 |
| 4 | 15 | 0.9 | 12.92 |
| | 16 | 0.9 | 12.4 |
| 5 | 15 | 0.9 | 9.30 |
| | 16 | 0.9 | 8.81 |
| 6 | 15 | 0.9 | 16.50 |
| | 16 | 0.9 | 16.23 |
| 7 | 15 | 0.9 | 14.84 |
| | 16 | 0.9 | 14.50 |
| 8 | 15 | 0.9 | 11.7 |
| | 16 | 0.9 | 11.20 |
| 9 | 15 | 0.9 | 11.35 |
| | 16 | 0.9 | 10.88 |
| 10 | 15 | 0.9 | 12.33 |
| | 16 | 0.9 | 11.93 |
| 11 | 15 | 0.9 | 11.77 |
| | 16 | 0.9 | 11.36 |
| 12 | 15 | 0.9 | 11.71 |
| | 16 | 0.9 | 11.30 |

| Resultados del escenario 3 | | | |
|----------------------------|--------------------|-------|-------|
| Hora | Nodos seleccionado | TAP's | THD % |
| 13 | 15 | 0.9 | 11.46 |
| | 16 | 0.9 | 12.93 |
| 14 | 15 | 0.9 | 12.31 |
| | 16 | 0.9 | 12.95 |
| 15 | 15 | 0.9 | 12.58 |
| | 16 | 0.9 | 12.46 |
| 16 | 15 | 0.9 | 17.36 |
| | 16 | 0.9 | 18.08 |
| 17 | 15 | 0.9 | 15.27 |
| | 16 | 0.9 | 15.98 |
| 18 | 15 | 0.9 | 12.53 |
| | 16 | 0.9 | 12.97 |
| 19 | 15 | 0.9 | 12.16 |
| | 16 | 0.9 | 12.57 |
| 20 | 15 | 0.9 | 12.42 |
| | 16 | 0.9 | 12.85 |
| 21 | 15 | 0.9 | 11.27 |
| | 16 | 0.9 | 11.43 |
| 22 | 15 | 0.9 | 11.02 |
| | 16 | 0.9 | 10.97 |
| 23 | 15 | 0.9 | 9.59 |
| | 16 | 0.9 | 9.44 |
| 24 | 15 | 0.9 | 9.58 |
| | 16 | 0.9 | 9.46 |

Por último se muestra la gráfica 5.9 con los cálculos de THD de los nodos (3–16) de esta gráfica se puede observar los THD que se encuentran marcados con x y o los nodos que quedaron como seleccionados como óptimos para las fuentes de reactivos, de los cuales se puede observar que se encuentran dentro de su límite de THD permisible.

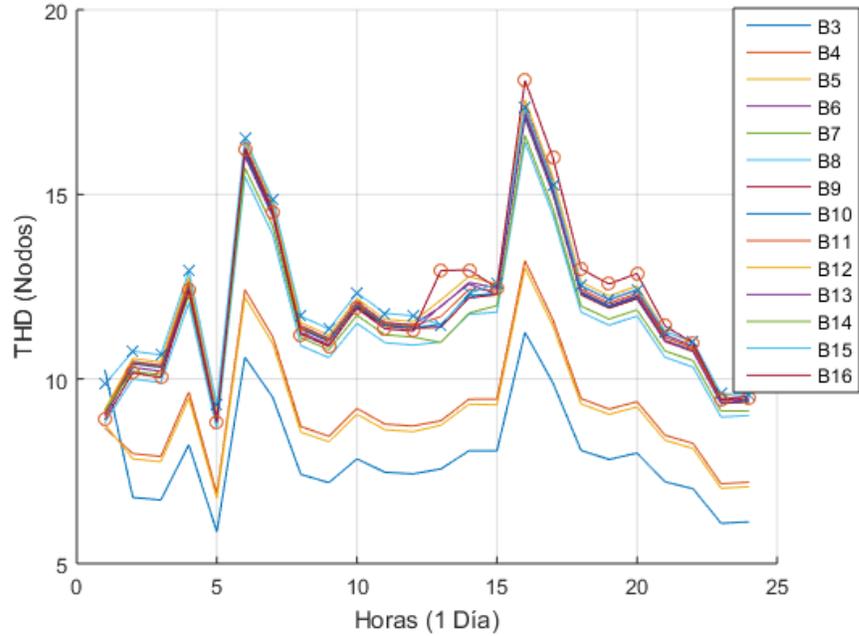


Figura 5.9: THD medido de los nodos (3-16).

5.5. Conclusión.

La amplificación de la resonancia de frecuencia depende de la carga no lineal, la capacidad y ubicación del capacitor. pueden existir presencia de diferentes armónicas en el sistema pero mientras se mantenga fuera de esas frecuencias el valor de la resonancia de frecuencia del capacitor, el *THD* del ese nodo no se considerará mayor.

Los nodos con mayor efecto al ubicar las fuentes reactivas son los nodos mas alejados eléctricamente de los efectos que se puedan tener de los cambiadores de TAP's y de lo que pueden aportar los generadores convencionales del sistema.

La respuesta que se tiene después de comparar el método con una sola ubicación y el método con dos ubicaciones de fuentes reactivas, se observa que el control de voltaje es 5% mejor, en cambio la zona de resonancia de frecuencia aumenta, ya que existen mas puntos donde se pueden aumentar esas magnitudes.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos a futuro

6.1. Conclusiones

En este último capítulo se mostrarán las conclusiones a las que se llegaron al desarrollar este tema de investigación, también se hablará de algunas aportaciones futuras que se consideran como complementación y mejoras al método aplicado.

- La penetración de fuentes renovables, como lo son la generación eólica y la generación solar, presentan ventajas de costo para la producción pero desventajas para la operación, a medida que aumenta la generación distribuida la operación del sistema se incrementa su complejidad debido a que la generación distribuida no cuenta con los aportes de reactivos ni la inercia necesaria como para mantener el sistema en un punto de operación normal durante una contingencia o demanda de carga máxima. Por ello se propone la ubicación de este tipo de fuentes reactivas para mantener el sistema en operación normal.
- Si en un sistema convencional donde ya se tiene capacitores en ubicaciones específicas, se puede realizar el estudio de coeficientes de sensibilidad para ver que tan eficiente es la ubicación donde ya se encuentran esas fuentes. Si el estudio no resulta factible es necesario ver que tan conveniente es cambiar esa fuente de ubicación o proponer uno nuevo para la ubicación factible.

- Las capacidades calculadas para las fuentes reactivas se deben de comparar con las capacidades de las fuentes de campo o proponer una fuentes variable.
- Los perfiles de viento y radiación solar junto con la demanda de la carga, debido a su dinamismo aportan y afectan a la estabilidad del voltaje dependiendo de los tiempos que se realizan los estudios, es por eso que se considero importante tomar perfiles de entrada reales.
- La resonancia de frecuencia de las fuentes de reactivos dependen de las capacidades calculadas, y como se calculan diferentes capacidades la coincidencia de la resonancia de frecuencia con los valores armónicos presentes producen un *THD* elevado, lo cual daña la calidad de la energía.
- Se propusieron diferentes valores de carga no lineales en los cuales se varia los valores de armónicos para motivos de buscar coincidencia con las frecuencias de resonancia de las fuentes y obtener un *THD* elevado, para ver que tan factible es el método propuesto al momento de buscar la mejora de la calidad de la energía.
- Se comparan los resultados obtenidos de los escenarios donde se considera la ubicación en un solo nodo y en dos nodos, en base a los resultados, se tiene una mejor respuesta al determinar dos ubicaciones con su fuente reactiva respectivamente.
- Los valores de TAP's propuestos siempre dieron como resultado el valor menor del rango asignado ($T_{min} < TAP's < T_{max}$) del transformador 47,

6.2. Aportaciones

- Se pondera el costo que se pueda generar al aumentar a mas de dos nodos como ubicación óptima.
- El incremento del número de ubicaciones de fuentes reactiva incrementa los puntos de resonancia. La evaluación de los puntos de resonancia en las redes inteligentes debe ser en

base a un monitoreo continuo. Es necesario considerar estrategias de control pertinentes en base a que los nodos resonantes pueden ser dinámicos.

- Proponer un esquema de protecciones adaptativas para el sistema eléctrico y una vez resuelto el problema de control de voltaje se pueden calcular nuevos puntos de ajustes para los relevadores y así poder tener un sistema mucho mas completo donde se cuide la parte operativa y de protección del sistema.

6.3. Recomendaciones para trabajos a futuro

- Implementar filtros para disminuir los armónicos y obtener un resultado aun mejor del estudio de calidad de la energía.
- Implementar esquemas de protecciones adaptativas para un sistema de distribución con penetración de generación distribuida con la finalidad de tener un sistema mas complejo que cuente con un control en su operación y protección.
- Aplicar la estrategia propuesta en un simulador de tiempo real con el objetivo de obtener resultados mas precisos debido a los diferentes cambios operativos que se presentan en el sistema.

Bibliografía

- [1] C. Cecati, C. Citro, and P. Siano, “Combined operations of renewable energy systems and responsive demand in a smart grid,” *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 2, no. 4, pp. 468–476, 2011.
- [2] L. Xu and D. Chen, “Control and operation of a dc microgrid with variable generation and energy storage,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 4, pp. 2513–2522, 2011.
- [3] J. Medina, N. Muller, and I. Roytelman, “Demand response and distribution grid operations: Opportunities and challenges,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 193–198, 2010.
- [4] T. Senjyu, Y. Miyazato, A. Yona, N. Urasaki, and T. Funabashi, “Optimal distribution voltage control and coordination with distributed generation,” *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 23, no. 2, pp. 1236–1242, 2008.
- [5] Y. Liu, Z. Qu, H. Xin, and D. Gan, “Distributed real-time optimal power flow control in smart grid,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3403–3414, 2017.
- [6] A. Nisar and M. S. Thomas, “Comprehensive control for microgrid autonomous operation with demand response,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2081–2089, 2017.
- [7] A. Zidan, M. Khairalla, A. M. Abdrabou, T. Khalifa, K. Shaban, A. Abdrabou, R. El Shatshat, and A. M. Gaouda, “Fault detection, isolation, and service restoration in distribution systems: state-of-the-art and future trends,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 5, pp. 2170–2185, 2017.

- [8] J. Slootweg, H. Polinder, and W. Kling, "Representing wind turbine electrical generating systems in fundamental frequency simulations," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 18, no. 4, pp. 516–524, 2003.
- [9] M. Mikati, M. Santos, and C. Armenta, "Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica," *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, vol. 9, no. 3, pp. 267–281, 2012.
- [10] T. Ackermann, *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons, 2005.
- [11] A. D. Hansen, P. Sorensen, L. H. Hansen, H. Bindner, *et al.*, "Models for a stand-alone pv system," *Riso national laboratory, Roskilde*, pp. 1–78, 2000.
- [12] H.-L. Tsai, C.-S. Tu, Y.-J. Su, *et al.*, "Development of generalized photovoltaic model using matlab/simulink," in *Proceedings of the world congress on Engineering and computer science*, vol. 2008, pp. 1–6, San Francisco, USA, 2008.
- [13] A. Garcia, *Control de voltaje en sistemas electricos de potencia*. Centro Nacional de Control de Energía de la Comisión General de Electricidad, 1991.
- [14] Z. Jizhong, "Optimization of power system operation," *IEEE Trans On Power Systems*, 2009.