

Compensación óptima de reactivos usando dinámicas poblacionales para una microrred en modo isla



Nohora Lucía España Mejía
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Universidad de los Andes

Una tesis presentada para optar por el grado de
Maestría en Ingeniería Electrónica y de Computadores

Junio 2016

1. Asesor: Nicanor Quijano Silva

2. Co-asesor: Andrés Pantoja Bucheli

3. Jurado 1: Fernando Jimenez Vargas

4. Jurado 2: Eduardo Mojica Nava

Fecha de la defensa: 23 de junio de 2016

Resumen

Como parte del proyecto “Análisis de Oportunidades Energéticas con Fuentes Alternativas en el Departamento de Nariño” se desarrolló un algoritmo basado en dinámicas poblacionales para el control de potencia reactiva como solución a la estabilización de una microrred en modo isla y la minimización de pérdidas de distribución de energía. El enfoque principal es el uso de fuentes renovables y su inclusión en el diseño de una microrred en el campus de la Universidad de Nariño teniendo en cuenta generadores distribuidos fotovoltaicos y basados en biomasa. La técnica propuesta fue probada en dos casos de estudio realizando una co-simulación entre el algoritmo de optimización y un simulador de flujo de potencia para emular las condiciones reales del despacho en la microrred.

Índice general

Índice de figuras	III
Índice de tablas	V
1. Introducción	1
2. Control jerárquico en microrredes	5
2.1. Control primario	6
2.2. Control secundario	6
2.3. Control terciario	7
3. Planteamiento de la solución	9
3.1. Inclusión de generación distribuida alternativa	9
3.1.1. Generadores fotovoltaicos	9
3.1.2. Generadores basados en biomasa	12
3.2. Droop control	14
3.3. Definición del sistema de replicadores	16
4. Asignación óptima de potencia activa y reactiva	19
4.1. Planteamiento de los problemas de optimización	19
4.2. Algoritmos de despacho	21
4.3. Casos de estudio y resultados	22
4.3.1. Caso de estudio 1	22
4.3.2. Caso de estudio 2: red Universidad de Nariño	25
5. Comparación y discusión	29
6. Conclusiones	33

ÍNDICE GENERAL

Referencias

35

Índice de figuras

3.1. Circuito equivalente para la celda fotovoltaica (1)	9
3.2. Curva I vs. V con $I_r = 650W/m^2$ y $T = 18^\circ C$	11
3.3. Curva P vs. V con $I_r = 650W/m^2$ y $T = 18^\circ C$	11
3.4. Voltaje, corriente y potencia de salida para 12 horas de irradiancia	12
3.5. Métodos de conversión de biomasa. (Adaptada de (2))	13
3.6. Modelo simple de una microrred (3)	14
4.1. Diagrama del sistema de potencia. Caso de estudio 1	23
4.2. Demanda sistema de potencia. Caso de estudio 1	24
4.3. Co-simulación entre MATLAB y DigSILENT	25
4.4. Desempeño de los algoritmos de despacho para el caso 1	26
4.5. Diagrama de la red de la Universidad de Nariño y localización de los generadores distribuidos	26
4.6. Despacho de potencia activa y reactiva para el Caso 2	27
5.1. Comparación de los algoritmos planteados contra fmincon	31
5.2. Comparación del valor de pérdidas para el Caso 2	32

ÍNDICE DE FIGURAS

Índice de tablas

4.1. Capacidad de generadores	22
4.2. Coeficientes de costo por tipo de generador	23

ÍNDICE DE TABLAS

1

Introducción

El incremento en la participación de unidades de generación distribuida en sistemas de energía eléctrica puede resultar en soluciones a los problemas de congestión y tensión de las redes de distribución. Sin embargo, esta penetración exige una coordinación, de modo que las unidades de generación distribuida contribuyan a la regulación de frecuencia y voltaje en la red, y son las microrredes quienes pueden proporcionar este control (4). Las microrredes son redes de distribución de energía de pequeña escala que pueden considerarse como unidades controlables y están constituidas de unidades de generación distribuida, dispositivos de almacenamiento y cargas interconectadas (5). Constituyen una alternativa eficaz de integración de fuentes renovables para la generación y proveen una solución al problema energético en zonas aisladas no interconectadas, a la vez que contribuyen a la reducción de emisiones de carbono (6).

Al igual que el flujo de potencia activa, el flujo de potencia reactiva contribuye a las pérdidas de potencia en las líneas, la caída de tensión, y pueden conducir a la inestabilidad de la red (4). Estos problemas se hacen más evidentes cuando la microrred se desconecta de la red principal ya que es esta quien proporciona los parámetros principales de funcionamiento. Sin embargo, cuando la microrred se aísla de modo programado o por fallos (internos o externos), el sistema de coordinación interno asume la responsabilidad de imponer los parámetros de estabilización y continuación del funcionamiento. Por ello, es importante que durante la transición y durante la operación en el modo isla existan estrategias de control que permitan asegurar la estabilidad de la microrred al controlar la frecuencia y la tensión mediante una distribución adecuada de potencia

1. INTRODUCCIÓN

activa y reactiva desde las fuentes de generación a las cargas.

Para resolver estos problemas se han abordado diferentes estrategias de control y optimización como las mostradas a continuación. En (7) y (4) se trata la inclusión de generadores distribuidos y su coordinación dentro de la microrred. Por otra parte, (7) se enfoca en el despacho económico de potencia activa con limitaciones de generación a partir de dinámicas de replicadores, mientras que en (4), se trabaja en la estabilización de la red y su regulación de voltaje. Las estrategias de control de frecuencia y voltaje se usan para compartir componentes de potencia activa y reactiva. Además realiza un proceso de restauración para ajustar dinámicamente los puntos de funcionamiento de las unidades, cambiando los niveles de potencia compartida para ajustar la frecuencia y voltajes en nuevos valores.

En (8) y (9) se trata un esquema jerárquico de control de las microrredes, destacándose la participación a nivel local del *droop control*. En (8), el algoritmo de despacho económico envía los valores de referencia al control primario para corregir el error de desviaciones de frecuencia en las unidades de generación obteniendo una solución que tiene en cuenta criterios técnicos y económicos. Por otra parte, (9) describe una jerarquía en tres niveles y la posibilidad de control en cada uno, de modo que la microrred internamente controla en voltaje y frecuencia las unidades de generación, realiza coordinación de ellas y a su vez plantea la posibilidad de coordinación con otras microrredes.

Se han estudiado también enfoques de *Voltage/Var Control*. Los autores en (10), teniendo en cuenta algunas limitaciones físicas de la red, el consumo y la integración de fuentes renovables no despachables, proponen un esquema de *voltage and var control* (VVC) haciendo uso de la estrategia MPC. Los resultados muestran que el sistema controlado logra un perfil suave de tensión en diferentes condiciones de funcionamiento, además de hacer uso eficiente de la capacidad de generación de potencia reactiva para hacer la regulación del voltaje. En (11) se considera la compensación óptima de potencia reactiva para la minimización de las pérdidas de distribución de energía en una microrred. Para ello, los autores plantean un modelo matemático de la microrred con algunas aproximaciones, con lo que se establece un problema de optimización y se propone la solución del problema con la teoría de grafos y agentes distribuidos. Con el

algoritmo, por mediciones locales se llega a obtener información global del sistema ya que los agentes cercanos comparten información dado un esquema de comunicación.

En este trabajo se plantea un control jerárquico de dos niveles en una microrred aislada que incluye un control local basado en *droop control* y un nivel secundario donde se da la optimización del despacho de potencia activa y potencia reactiva minimizando costos de generación y pérdidas. La solución tiene en cuenta aspectos técnicos y económicos de la microrred que incluye fuentes renovables, dando estabilidad a la red en cuanto a voltaje en los nodos. Por otro lado, el uso de los inversores usados en la topología de conexión de los paneles fotovoltaicos a la red para la compensación de reactivos, teniendo en cuenta los requerimientos de la red, reduce los costos de inversión en equipos de control comparado con soluciones en donde se incluyen compensadores estáticos. Se analizan dos casos de estudio, el primer caso es simple y permite la valoración del desempeño de la solución propuesta, mientras que en el segundo se analiza la inclusión de la solución en la red eléctrica de la Universidad de Nariño como un primer estudio encaminado al diseño y realización de microrredes para zonas no interconectadas del Departamento de Nariño.

1. INTRODUCCIÓN

2

Control jerárquico en microrredes

La característica por la cual se distingue a una microrred de un sistema de distribución tradicional es su capacidad de control, de modo que es vista por la red en el punto de acoplamiento común como una unidad controlada y coordinada. La gestión eficaz de la microrred es indispensable para lograr la optimización de la producción y consumo de la energía eléctrica y su participación en el mercado de energía. El control de los recursos distribuidos renovables dentro de la microrred puede verse desde un enfoque centralizado o descentralizado dependiendo de las acciones asumidas por el controlador central y los controladores locales. Se pueden diferenciar las funcionalidades del control en tres niveles. En el nivel local, enfocado a los generadores, cargas, almacenamiento e interfaces electrónicas, se hace control de potencia activa y reactiva, gestión de carga y descarga de baterías. Las funciones en el nivel intermedio son la estimación de generación y de carga, despacho económico, control de frecuencia y de voltaje, compensación óptima de potencia reactiva y supervisión de la seguridad. Finalmente, en el nivel más alto se tiene la interacción con la red para coordinar acciones de importación o exportación de energía introduciendo a la microrred en el mercado de energía (12). Para este trabajo se consideró un esquema de dos niveles (primario y secundario) dado que los casos de estudio corresponden a microrredes aisladas y únicas, de modo que no se requiere una introducción de estas a un mercado de energía.

2. CONTROL JERÁRQUICO EN MICRORREDES

2.1. Control primario

Se orienta a los generadores distribuidos y cargas locales y se ajusta a las referencias de frecuencia y voltaje dados por el control secundario a través de la interfaz de electrónica de potencia en cada uno de los generadores. Este nivel de control requiere solamente información local con reacción rápida en el ajuste de los parámetros locales. Estos controladores proporcionan control eficiente de tensión y frecuencia en caso de funcionamiento en isla, servicios auxiliares en modo interconectado, y hacen frente a las variaciones de frecuencia y tensión durante las transiciones de interconectado a la operación en isla y viceversa (13). Entre las principales tareas de este control se encuentra el garantizar una correcta transferencia de potencia activa y reactiva de forma independiente obedeciendo a la necesidad de la microrred o al sistema de distribución. Sin el control de voltaje local los sistemas con alta penetración de microfuentes podrían experimentar tensión y/o oscilaciones de potencia reactiva. A diferencia de los sistemas de potencia tradicionales en las microrredes existen problemas con altas corrientes reactivas circulantes (13). Una de las estrategias más usadas para control local de frecuencia es el *droop control* que por su definición también puede ser usado para control local de voltaje y por ello fue elegido en este trabajo.

2.2. Control secundario

El nivel de control secundario es crítico para asegurar el funcionamiento de los componentes de microrredes en las condiciones nominales y el aumento de la calidad de la potencia suministrada a los consumidores. Por lo tanto, la operación fiable del nivel de control secundario es de particular importancia. En este nivel de control se supervisa y se controla el sistema para adaptarse a las diferencias en el voltaje y la frecuencia. Mientras el control primario garantiza la estabilidad de la generación distribuida, el control secundario restaura el voltaje y la frecuencia de la microrred a sus valores de referencia deseados dentro de los límites permisibles, compensando así las desviaciones causadas por el control primario. Este control asume la función de sincronizar la microrred con la red principal antes de realizar la interconexión, la transición desde el modo en isla a conectada a la red, además de la distribución óptima de potencia activa y reactiva con despacho económico y compensación de reactivos. Para la realización de

despacho económico se han empleado algoritmos como *Particle Swarm Optimization* (14), algoritmo de búsqueda gravitacional (15) y dinámicas de replicadores (7) y (8).

2.3. Control terciario

No pertenece propiamente a la microrred. Es el más alto (y el más lento) nivel de control, responsable del correcto funcionamiento de la red. Tiene la intención de gestionar el flujo de potencia entre la microrred y la red principal, además de realizar la coordinación de la conexión de varias microrredes. Los principales parámetros de interés incluyen la reducción de máxima demanda de carga diferida, es decir las ampliaciones de capacidad local, servicios auxiliares, etc. El flujo de potencia entre microrred y red principal se puede manejar mediante el ajuste de la amplitud y la frecuencia de las tensiones de la generación distribuida.

2. CONTROL JERÁRQUICO EN MICRORREDES

3

Planteamiento de la solución

3.1. Inclusión de generación distribuida alternativa

3.1.1. Generadores fotovoltaicos

Para una celda solar fotovoltaica real típica se tiene el circuito equivalente en la Figura 3.1 en el cual la fuente de corriente I_{ph} representa la fotocorriente generada, el diodo D_1 representa la juntura p/n , R_s representa la resistencia serie del dispositivo asociada a la resistencia de los materiales y los contactos eléctricos y R_{sh} representa la resistencia en paralelo del dispositivo relacionada con las fugas de corriente en el volumen del dispositivo (1).

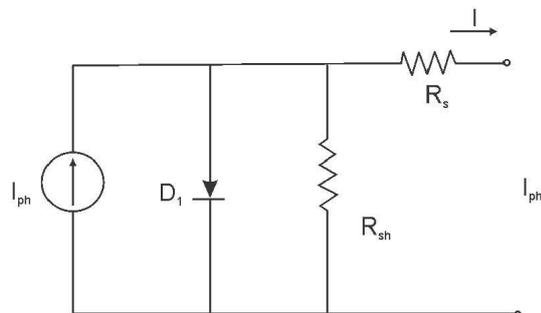


Figura 3.1: Circuito equivalente para la celda fotovoltaica (1)

La variación de la corriente de una celda solar en función de la tensión de polarización aplicada se describe a través de la ecuación de Shockley

3. PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCIÓN

$$I = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{(V+IR_s)}{mV_T}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

Donde I_{ph} representa la corriente fotogenerada, I_o representa la corriente de saturación del diodo, m es el factor de idealidad del diodo, R_s es la resistencia en serie, R_{sh} es la resistencia en paralelo, y V_T es el voltaje termodinámico.

Sin embargo, no todos estos parámetros son reportados por el fabricante en las hojas de datos de las celdas solares por ello se hace necesaria la realización de un modelo entrada salida que permita obtener voltaje y corriente del generador a partir de la irradiancia y temperatura ambiente. Las ecuaciones que se definen entonces dependen de: la máxima potencia P_{max} , la eficiencia del panel η , el voltaje V_{mp} y la corriente I_{mp} a la potencia pico, voltaje de circuito abierto V_{oc} y la corriente de corto circuito I_{cc} .

Entonces la corriente generada se calcula por

$$I = I'_{ph} - \left(\frac{I'_{ph} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}N_{cs}}}{e^{\frac{V_{oc}}{V_T N_{cs}}} - 1} \right) \left(e^{\frac{V+IR_s}{V_T}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.2)$$

donde

$$I'_{ph} = \frac{I_r I_{ph}}{1000} \quad (3.3)$$

y la corriente fotogenerada esta dada por

$$I_{ph} = \frac{I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - Voc \left(\frac{e^{\frac{I_{cc} R_s}{V_T}} - 1}{e^{\frac{V_{oc}}{V_T N_{cs}}} - 1} \right)}{1 - \frac{e^{\frac{I_{cc} R_s}{V_T}} - 1}{e^{\frac{V_{oc}}{V_T N_{cs}}} - 1}} \quad (3.4)$$

Para estas expresiones se tiene que I_r es la irradiancia solar, N_{cs} corresponde al número de celdas conectadas en serie, V e I son el voltaje y la corriente de salida del panel fotovoltaico.

Para la resolución de este tipo de ecuaciones se hace uso de métodos numéricos tales como Newton-Raphson para encontrar una aproximación de las raíces de la solución, obteniendo las curvas I vs V (Figura 3.2) y P vs V (Figura 3.3)

3.1 Inclusión de generación distribuida alternativa

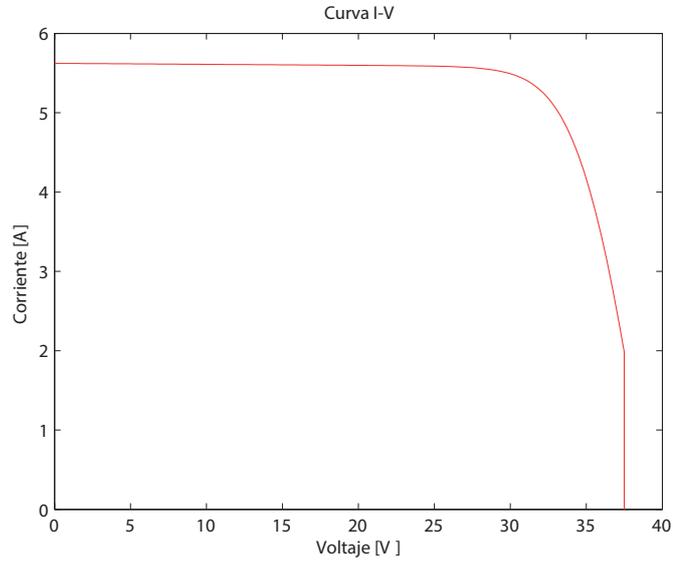


Figura 3.2: Curva I vs. V con $I_r = 650W/m^2$ y $T = 18^\circ C$

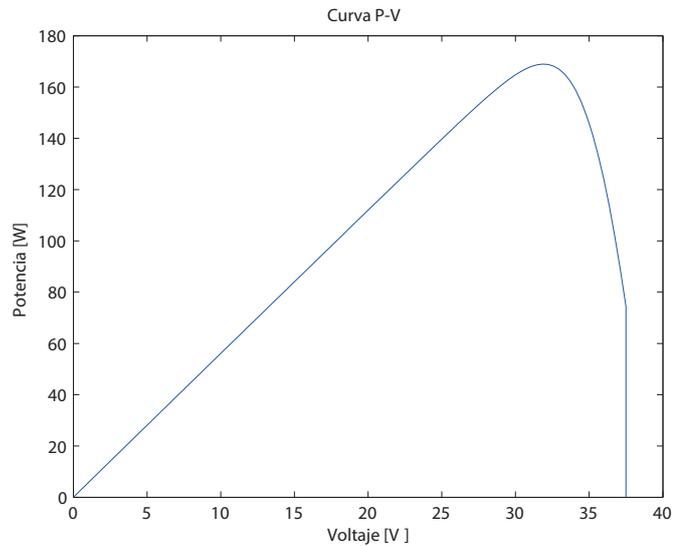


Figura 3.3: Curva P vs. V con $I_r = 650W/m^2$ y $T = 18^\circ C$

Finalmente, si se desea calcular la corriente y el voltaje de máxima potencia ante las variaciones de irradiancia y temperatura se resuelve el sistema de ecuaciones conformado por las siguientes expresiones, obteniendo los resultados en la Figura 3.4

$$I_m = I'_{ph} - \left(\frac{I'_{ph}}{A} \right) \left(e^{\frac{V_m + I_m R_s}{V_T}} - 1 \right) \quad (3.5)$$

3. PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCIÓN

$$V_m = V_{occ} - I_m R_s - V_T \ln \left(\frac{V_m}{V_T} + 1 \right) \quad (3.6)$$

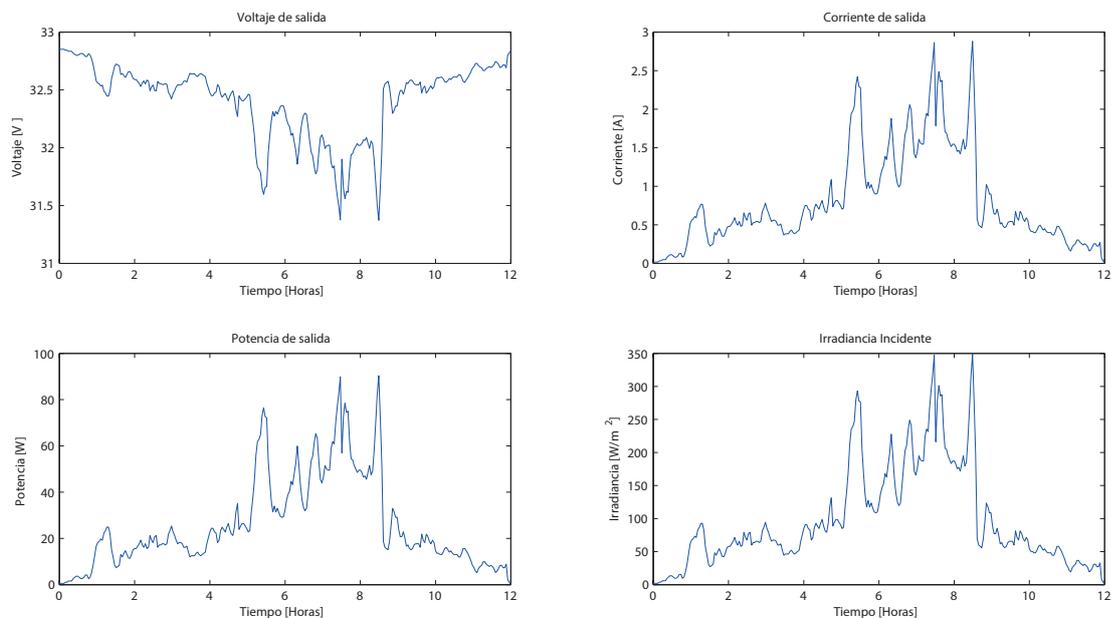


Figura 3.4: Voltaje, corriente y potencia de salida para 12 horas de irradiancia

3.1.2. Generadores basados en biomasa

Los recursos de biomasa podrían desempeñar un papel importante en el cumplimiento de las futuras necesidades de energía. Sin embargo, el enfoque en su utilización se debe analizar cuidadosamente teniendo en cuenta diversos factores culturales, socio-económicos y tecnológicos para una localidad determinada. La principal ventaja en el uso de biomasa como fuente de energía es que es una materia prima renovable y no contribuye al calentamiento global (2).

Cualquier proceso de conversión de biomasa comienza conociendo su contenido energético en unidades de MJ/kg y comparando con recursos tradicionales como el carbón. El proceso continúa con la conversión. Dentro de los procesos de conversión de biomasa está la conversión en energía térmica siendo el más eficiente. Sin embargo, las formas de energía más comunes son química, eléctrica o mecánica para un uso más generalizado. Los combustibles obtenidos de esta conversión pueden ser usados

3.1 Inclusión de generación distribuida alternativa

en una amplia gama de dispositivos de conversión de energía para satisfacer diversas necesidades, basados en procesos de conversión bioquímicos (digestión anaeróbica, fermentación) o termoquímicos (pirólisis, gasificación, combustión). La Figura 3.5 muestra los diferentes métodos de conversión de biomasa.

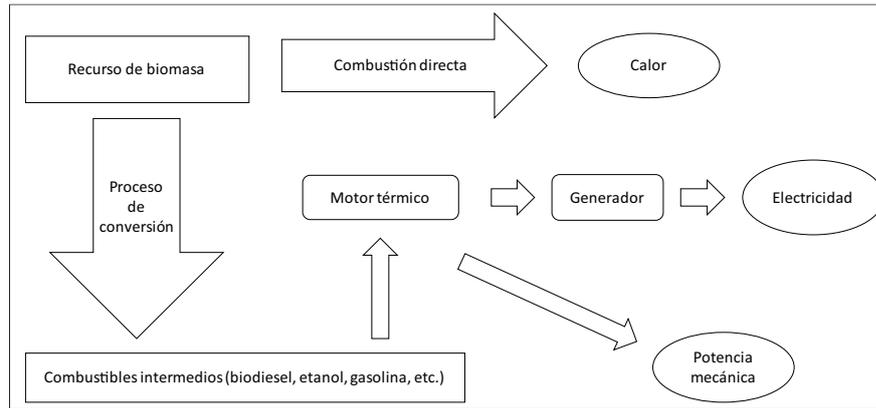


Figura 3.5: Métodos de conversión de biomasa. (Adaptada de (2))

En el caso particular de generación de electricidad a partir de biomasa, el generador se puede considerar un generador síncrono que por su estructura eléctrica puede ser autoexcitado o tener excitación externa. Para el control de este se pueden aprovechar dichos estados, realizando un control de una variable cuando el generador es autoexcitado y control de dos variables con excitación externa. En este segundo caso es posible controlar tanto la frecuencia del generador mediante el balance de potencia mecánica y eléctrica, como la amplitud de la señal de voltaje mediante la manipulación de la corriente de excitación (16).

$$V_{out} = K\phi(I_e)\omega_s - I_0Z_A \quad (3.7)$$

donde V_{out} es la amplitud de la señal de voltaje de salida del generador, $\phi(I_e)$ es el flujo del excitador que es directamente proporcional a las corriente de excitación. K es una constante, I_0 es la corriente de salida y Z_A la impedancia de la armadura.

Cuando el generador es autoexcitado la única entrada del sistema es la potencia mecánica inyectada a la turbina, así el control se hace solo sobre una de las variables de salida, la frecuencia (3.8).

3. PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCIÓN

$$\dot{\omega}_s = \frac{P_m - P_e}{\omega_s} J \quad (3.8)$$

donde ω_s es la frecuencia angular del voltaje de salida, $J = 2 \frac{P_{base} H}{\omega_{base}}$ es la inercia angular del generador y puede ser calculada a partir de los parámetros de funcionamiento del generador.

3.2. Droop control

Droop control es una estrategia de control generalmente usada para el control de frecuencia en los generadores, y en ocasiones, control de voltaje.

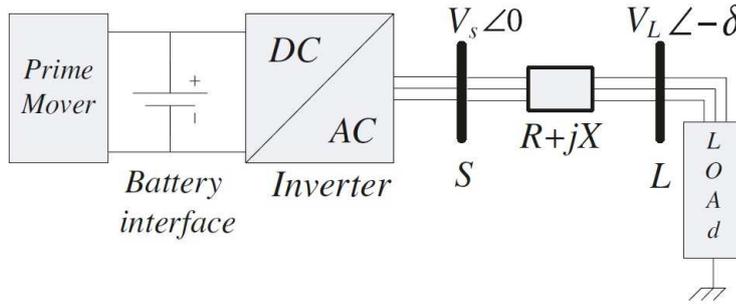


Figura 3.6: Modelo simple de una microrred (3)

Si se considera el modelo simplificado de la Figura 3.6 para una microrred compuesta por un generador distribuido conectado a una carga a través de una línea de impedancia Z , las expresiones que representan la potencia activa y potencia reactiva en el punto S son

$$P = \frac{V_s^2}{Z} \cos \theta - \frac{V_s V_L}{Z} \cos(\theta + \sigma) \quad (3.9)$$

$$Q = \frac{V_s^2}{Z} \sin \theta - \frac{V_s V_L}{Z} \sin(\theta + \sigma) \quad (3.10)$$

donde θ es el ángulo de impedancia de la línea (3).

Si $X \gg R$ para $Z e^{j\theta} = R + jX$ se tiene dos estrategias de control independientes: la potencia activa es controlada por la diferencia de frecuencia conocida como estrategia

P/f y la potencia reactiva por la diferencia de voltaje conocida como estrategia Q/V . Al considerar aproximaciones lineales para los controles P/f y Q/V se tiene

$$f - f_0 = -k_p(P - P_0) \quad (3.11)$$

$$V_s - V_{s0} = -k_q(Q - Q_0) \quad (3.12)$$

Donde f y V_s son los valores de frecuencia y voltaje en la red, f_0 y V_{s0} son los set-points de frecuencia y voltaje deseados, k_p y k_q son las constantes *droop* de las potencias activa y reactiva del generador distribuido, P y Q son los valores máximos de salida de potencia activa y reactiva del generador distribuido y P_0 y Q_0 los puntos de referencia de potencia activa y reactiva deseados. Estos dos últimos valores pueden ser suministrados por un algoritmo que tenga en cuenta las condiciones de despacho. Esta estrategia de control provee una acción de control rápida para mantener balance inmediato entre la generación y la demanda. Por esta razón, se propone en el primer nivel de control para la microrred.

Para realizar regulación de voltaje con el control droop el valor de voltaje en el bus está determinado por (17)

$$u = u_{setpoint} - du_{droop} \quad (3.13)$$

$$du_{droop} = \frac{Q - Q_{setpoint}}{Q_{droop}} \quad (3.14)$$

$$Q_{droop} = \frac{100S_{nom}}{droop} \quad (3.15)$$

Donde u es el voltaje actual del bus, $u_{setpoint}$ corresponde al voltaje especificado del generador, Q es salida actual de potencia reactiva del generador, $Q_{setpoint}$ es el valor de despacho especificado de potencia reactiva del generador, S_{nom} es la potencia aparente nominal, y *droop*: es el valor de porcentaje droop especificado. Al hacer uso de esta estrategia se debe establecer localmente un valor para *droop* y desde el control secundario se especifica el valor de $Q_{setpoint}$. Este valor varía de acuerdo al valor óptimo que se obtiene del algoritmo de compensación de reactivos para minimización de pérdidas de potencia activa.

3. PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCIÓN

3.3. Definición del sistema de replicadores

Un replicador es una unidad fundamental en el proceso evolutivo y es análogo a un individuo en una población. Los sistemas replicadores son fundamentales para muchos procesos naturales y han sido usados para modelar diferentes tipos de sistemas con dinámicas de múltiples agentes cooperando y compitiendo (18). Los pagos en este juego representan el efecto de incrementar su función de *fitness* que depende tanto de la estrategia escogida como de la que escogen los demás individuos. Estas dinámicas buscan que las reparticiones en los subgrupos sean estables en el tiempo (19), comparando su propia *fitness* con la *fitness* promedio de toda la población en un conjunto de ecuaciones diferenciales de primer orden dadas por

$$\dot{p}_i = \beta p_i (f_i(p) - \bar{f}(p)) \quad (3.16)$$

para $i = 1, 2, \dots, N$, donde N representa el número de estrategias puras, $p_i(t) \geq 0$ es la cantidad de individuos jugando la estrategia i , $p = [p_1 \dots p_N]^\top$ es el estado de la población, P_{tot} es el total de individuos y $\beta > 0$ es un factor de calibración (18). Además, $f_i(p)$ representa la función *fitness* percibida por el i -ésimo subgrupo y $\bar{f}(p)$ es la *fitness* promedio de la población dada por

$$\bar{f}(p) = \frac{1}{P_{tot}} \sum_{i=1}^N p_i f_i(p) \quad (3.17)$$

El principio fundamental de este concepto es que la población, después de un proceso evolutivo, tiende a buscar un punto de equilibrio donde todos los individuos alcanzan la misma función de *fitness*. Por lo tanto, cada individuo intenta maximizar su rentabilidad mientras se obtiene un bienestar social común para la población total (20). Cuando se alcanza el equilibrio, el estado de la población p^* conlleva a que

$$\dot{p}_i = p_i^* (f_i(p^*) - \bar{f}(p^*)) = 0$$

$$f_i(p^*) = \bar{f}(p^*) \text{ para todo } i = 1, 2, \dots, N \quad (3.18)$$

Las expresiones (3.17) y (3.18) contribuyen a la formulación de las *fitness* y son propiedades importantes por las cuales las dinámicas de replicadores son aplicables a resolución de problemas de optimización como en el despacho económico. Si este es el

3.3 Definición del sistema de replicadores

caso, la función objetivo de minimización de costos por generación será considerada una función potencial. Con las *fitness* asociadas en (3.16) se tiene un tipo especial de sistema de gradiente para el que la minimización de la función potencial esta garantizada con la definición del punto de equilibrio (7).

3. PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCIÓN

4

Asignación óptima de potencia activa y reactiva

4.1. Planteamiento de los problemas de optimización

El despacho económico de potencia activa en microrredes se adapta a los requerimientos del sistema con una alta penetración de generadores distribuidos puesto que se satisface la demanda del sistema mientras se cumplen limitaciones de generación y se minimiza los costos. Por otro lado, se ajusta a las variaciones e interrupciones de la generación por parte de las fuentes renovables como eólica o solar, realizando la coordinación necesaria para ofrecer un servicio ininterrumpido de energía eléctrica en la microrred.

Por otro lado, la asignación óptima de potencia reactiva responde a las necesidades de la microrred frente a la variabilidad del recurso, manteniendo unas condiciones de funcionamiento estables en cuanto a voltaje. Por ello, a continuación se plantean dos problemas de optimización de modo que se minimicen las pérdidas de potencia activa con asignación de potencia reactiva dependiente de los cambios de niveles de voltaje en cada uno de los nodos donde existe un generador distribuido, y por otro lado se minimicen los costos de generación de potencia activa al satisfacer la demanda.

El primer problema consiste en asignar potencia reactiva a cada unidad para minimizar las pérdidas de potencia activa en las líneas de la red. Las restricciones son

4. ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

principalmente las ecuaciones de flujo de potencia reactiva en los nodos donde existe un generador distribuido, los límites de voltaje permitidos y la capacidad de generación de potencia reactiva de los generadores. El problema puede ser expresado por:

$$\min P_{loss} \quad (4.1)$$

s.a.

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - Q_{Bi} = 0 \quad (4.2)$$

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max} \quad (4.3)$$

$$Q_{min} \leq Q_i \leq Q_{max} \quad (4.4)$$

Donde las pérdidas pueden ser aproximadas (15) por:

$$P_{loss} = \sum_{k \in N_i} g_k [V_{ak}^2 + V_{bk}^2 - 2V_{ak}V_{bk} \cos(\sigma_{ak} - \sigma_{bk})] \quad (4.5)$$

y el flujo de potencia reactiva en el nodo i es dado por

$$Q_{Bi} = \sum_{k \in N_i} V_{ak}V_{bk} [g_k \sin(\sigma_{ak} - \sigma_{bk}) - b_k \cos(\sigma_{ak} - \sigma_{bk})] \quad (4.6)$$

En estas ecuaciones g_k y b_k son la conductancia y susceptancia de la línea k , σ_{ak} , σ_{bk} , V_{ak} y V_{bk} son los ángulos de fase y voltajes de los nodos a y b conectados por la línea k . N_i es el número de líneas en la red. Q_{Gi} y Q_{Di} son la potencia reactiva generada y demandada en el nodo i , y V_{max} , Q_{min} y Q_{max} valores mínimos y máximos de voltajes permitidos en los buses y de capacidad de potencia reactiva generada respectivamente.

El segundo problema consiste en un despacho económico de potencia activa para minimizar el costo de generación que incluye los costos de combustible, costos de depreciación de la inversión, costos de operación y mantenimiento. Las restricciones están dadas por la ecuación de balance de potencia activa y las limitaciones de generación de los generadores distribuidos. En este caso se desea

$$\min \sum_{i=1}^{N_G} c_i P_i^2 + b_i P_i + a_i \quad (4.7)$$

s.a.

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_i = P_D + P_L \quad (4.8)$$

$$P_{imin} \leq P_i \leq P_{imax} \quad (4.9)$$

Donde N_G es el número de generadores en la red, c_i , b_i y a_i son constantes que definen funciones cuadráticas de costos para cada generador (21), P_i , P_D y P_L son potencia generada por el generador distribuido i , potencia demandada y pérdidas de potencia activa respectivamente. P_{imin} y P_{imax} son los valores límites de generación de potencia activa en los generadores.

4.2. Algoritmos de despacho

Para la minimización de pérdidas asegurando una compensación óptima de reactivos se realiza la ecuación de replicador (21), estableciendo una función fitness derivada de la expresión para el cálculo de pérdidas de potencia activa (4.5). De este modo, la expresión para la fitness dependerá del número de líneas conectadas al nodo respectivo donde el voltaje debe ser compensado con el generador distribuido. Por esta relación, se tiene que si la capacidad de generación de potencia reactiva en el nodo es limitada, los demás generadores podrán solventar esta compensación.

$$\dot{V}_i = V_i(f_i - \bar{f}) \quad (4.10)$$

$$\bar{f}(V) = \frac{1}{V_{tot}} \sum_{i=1}^{N_G+1} V_i f_i \quad (4.11)$$

$$f_i(V_i) = B - \frac{\partial P_{loss}}{\partial V_i} \quad (4.12)$$

$$f_{N_G+1} = B - \frac{\partial P_{loss}}{\partial V_1} \quad (4.13)$$

$$V_{tot} = \sum_{i=1}^{N_G+1} V_{max} \quad (4.14)$$

4. ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

f_{N_G+1} corresponde a la asignación de una zona ficticia y actúa como una variable de holgura en la formulación (22). La sumatoria de voltajes no representa una restricción del sistema y limitarlo con un valor constante V_{tot} no resulta conveniente.

En segunda instancia, se plantea la ecuación del replicador para el despacho económico de potencia activa (4.15), donde la función fitness se deriva de la función de costo para cada generador (7).

$$\dot{p}_i = p_i(f_i(p) - \bar{f}) \quad (4.15)$$

$$\bar{f} = \frac{1}{P_{tot}} \sum_{i=1}^{N_G} p_i f_i \quad (4.16)$$

$$f_i(p_i) = B - (2c_i p_i + b_i) \quad (4.17)$$

$$P_{tot} = P_D + P_L \quad (4.18)$$

Con este planteamiento se garantiza en todo momento la satisfacción de la demanda y las pérdidas en el sistema a un mínimo costo de generación.

4.3. Casos de estudio y resultados

Generador	S [kVA]	P [kW]	Q [kVar]
G1-Diesel	513.00	410.00	308.33
G2-Fotovoltaico	40.63	32.50	24.38
G3-Fotovoltaico	11.88	9.50	7.13
G4-Fotovoltaico	20.00	16.00	12.00
G6-Fotovoltaico	8.13	6.50	4.88
G7-Biomasa	22.50	18.00	13.50

Tabla 4.1: Capacidad de generadores

4.3.1. Caso de estudio 1

Se considera un caso simple de una microrred aislada con cinco generadores, dos de los cuales son despachables (diésel y basado en biomasa) y los demás corresponden a

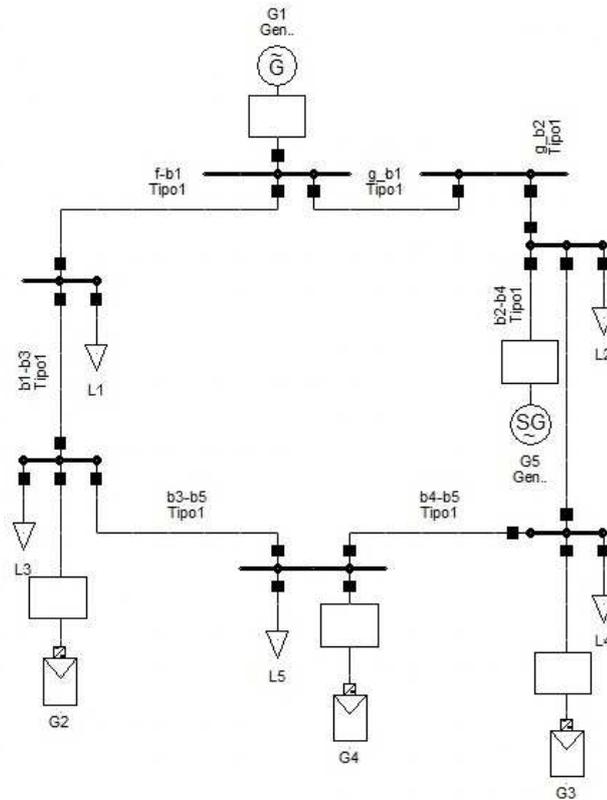


Figura 4.1: Diagrama del sistema de potencia. Caso de estudio 1

diferentes arreglos de paneles fotovoltaicos que alimentan cinco cargas (Figura 4.1). Las capacidades de los generadores en la Tabla 4.1 hacen parte del dimensionamiento hecho dentro del proyecto “ALTERNAR” para la Universidad de Nariño y son los usados para este caso. Además, se tiene una variación de carga como la mostrada en la Figura 4.2, variable en 24 horas. Los parámetros de las funciones de costo se muestran en la Tabla 4.2.

Tipo de generador	c_i [\$/ kW^2h]	b_i [\$/ kWh]	a_i [\$/ h]
Diesel	1.53	1150.50	104.44
Fotovoltaico	0.00	903.00	28.77
Biomasa	1.15	838.10	190.92

Tabla 4.2: Coeficientes de costo por tipo de generador

4. ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

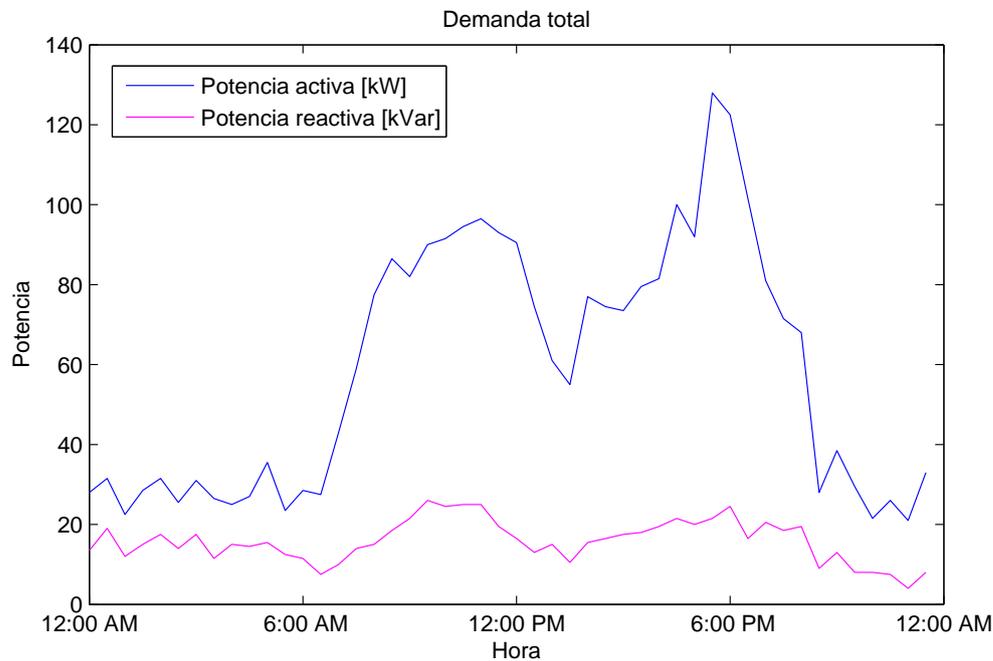


Figura 4.2: Demanda sistema de potencia. Caso de estudio 1

El modelo de la microrred está desarrollado en DigSILENT en donde se establecen generadores, líneas, buses, cargas y las características básicas del sistema para correr los flujos de potencia. En MATLAB se realiza la programación de las dinámicas de replicadores para los dos despachos enviando los datos de máxima generación en cada instante de tiempo para los generadores, al igual que los valores de carga. DigSILENT toma estos datos y realiza el flujo de carga del que se obtienen valores de pérdidas, voltajes en los buses y ángulos de fase, que se realimentan nuevamente al despacho en MATLAB para aplicar las ecuaciones planteadas con dinámicas de replicadores y enviar para cada iteración los valores óptimos de potencia activa y potencia reactiva a cada uno de los generadores (Figura 4.3).

Para dar un acercamiento del comportamiento de la solución planteada con dinámicas de replicadores se plantea la co-simulación con 48 iteraciones, con un despacho horario y variación de la carga cada 30 minutos. En primer lugar se realiza el despacho de reactivos y una vez las pérdidas de potencia activa han sido minimizadas, se realiza el despacho de potencia activa. En la parte superior de la Figura 4.4 se observa los

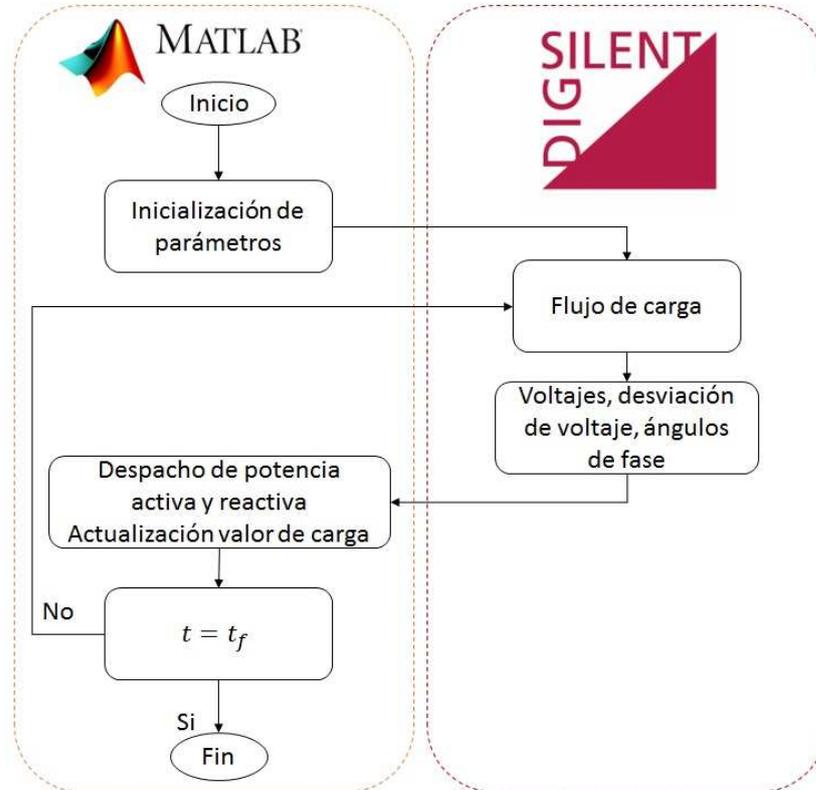


Figura 4.3: Co-simulación entre MATLAB y DigSILENT

valores de potencias reactiva y activa para cada hora y en la parte inferior se presentan las gráficas que evidencian la convergencia de los algoritmos, que alcanzan el punto de equilibrio deseado en (3.18).

4.3.2. Caso de estudio 2: red Universidad de Nariño

Para la red de la Universidad de Nariño la disposición de los generadores de presenta en la Figura 4.5. La red tiene una capacidad instalada de 930 kVA , cuenta con 25 tableros generales y 41 tableros de distribución, un total de 9 transformadores y alrededor de 70 nodos. La planta diésel es el generador que especifica la referencia dada su capacidad de generación y para su instalación en la red se hace necesario el uso de un transformador adicional y un punto de conexión a media tensión, mientras que los generadores fotovoltaicos se conectan a baja tensión. Dentro del campus la planta diésel corresponde a la planta de respaldo, los generadores fotovoltaicos fueron dimensionados

4. ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

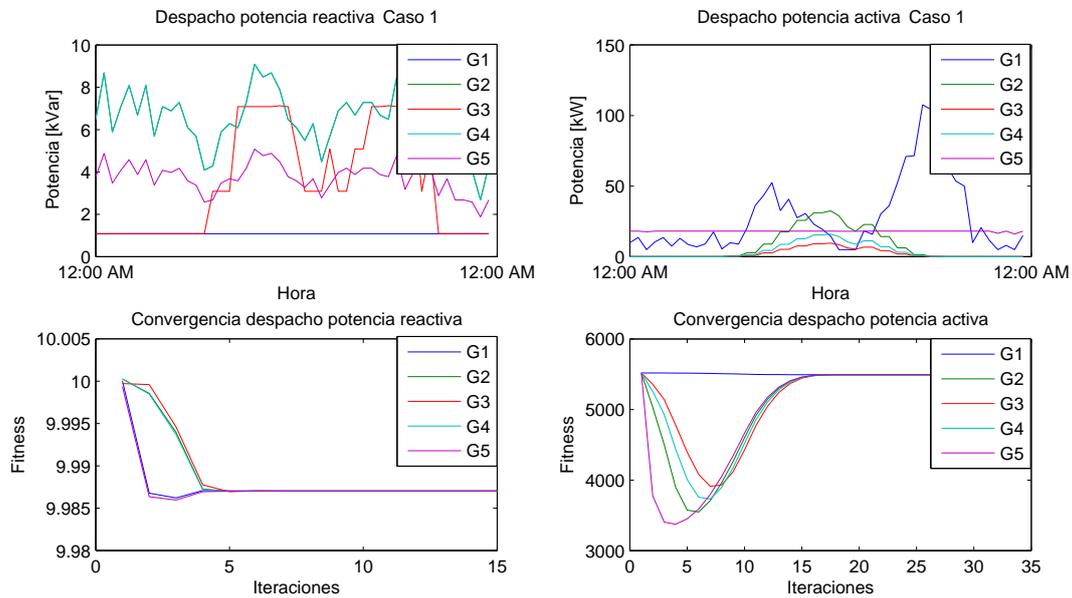


Figura 4.4: Desempeño de los algoritmos de despacho para el caso 1

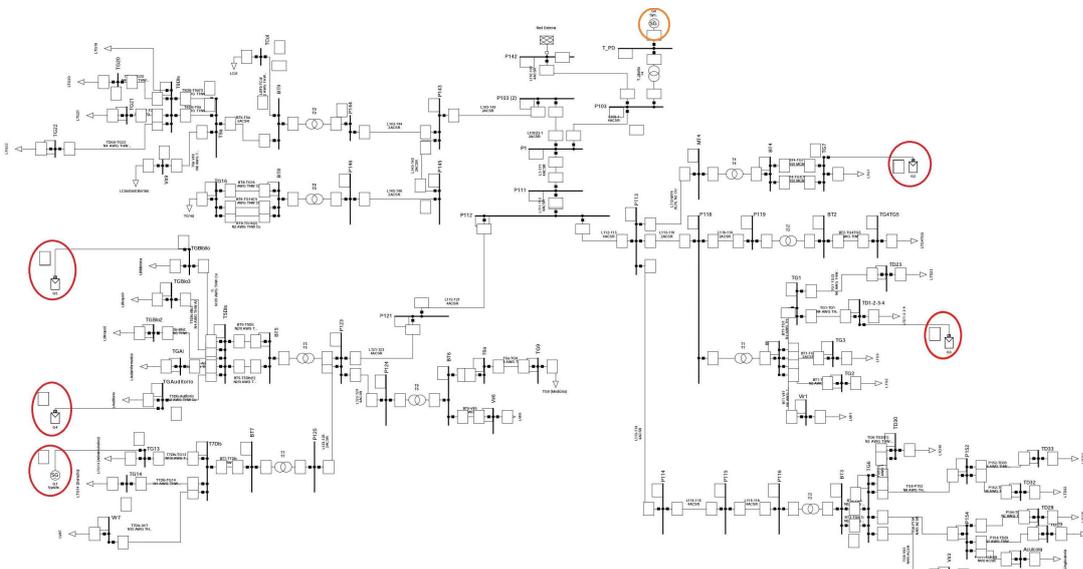


Figura 4.5: Diagrama de la red de la Universidad de Nariño y localización de los generadores distribuidos

para alimentar la carga de la red de iluminación perimetral de la Universidad de Nariño y el generador basado en biomasa fue dimensionado para alimentar una carga de un

salón, laboratorio u oficina.

Se trata la microrred desconectada de la red principal, haciendo un despacho cada 5 minutos ante variaciones de carga cada hora durante 24 horas. Los valores de generación despachados se aprecian en la Figura 4.6. La red demanda una potencia máxima alrededor de $267,79 \text{ kW}$ y $102,36 \text{ kVar}$ distribuida en 30 cargas de baja tensión.

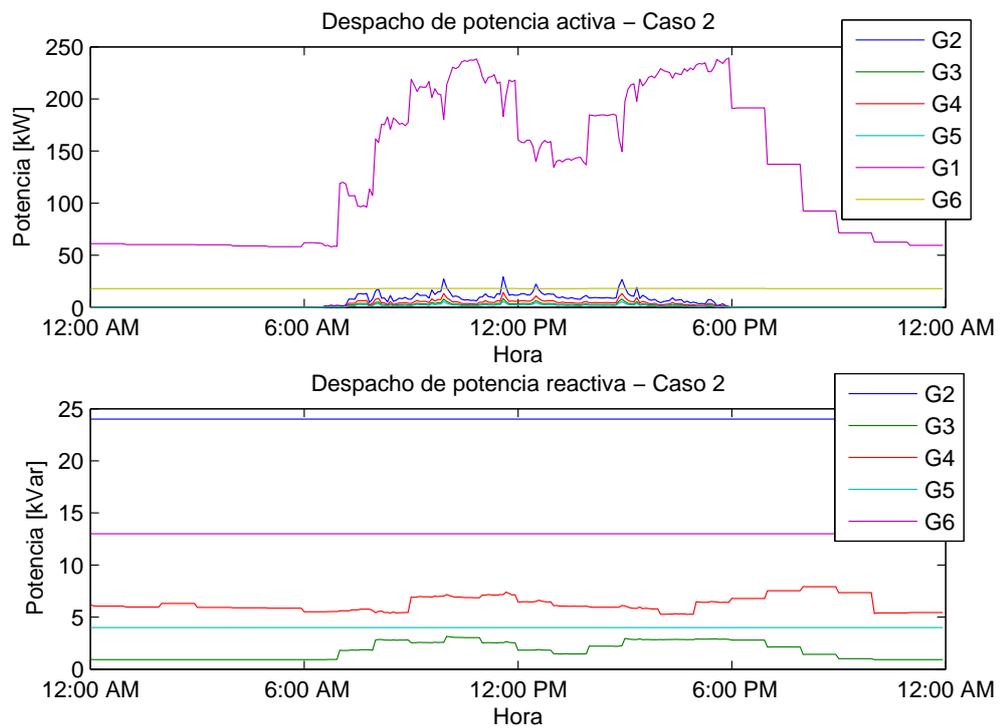


Figura 4.6: Despacho de potencia activa y reactiva para el Caso 2

4. ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA

5

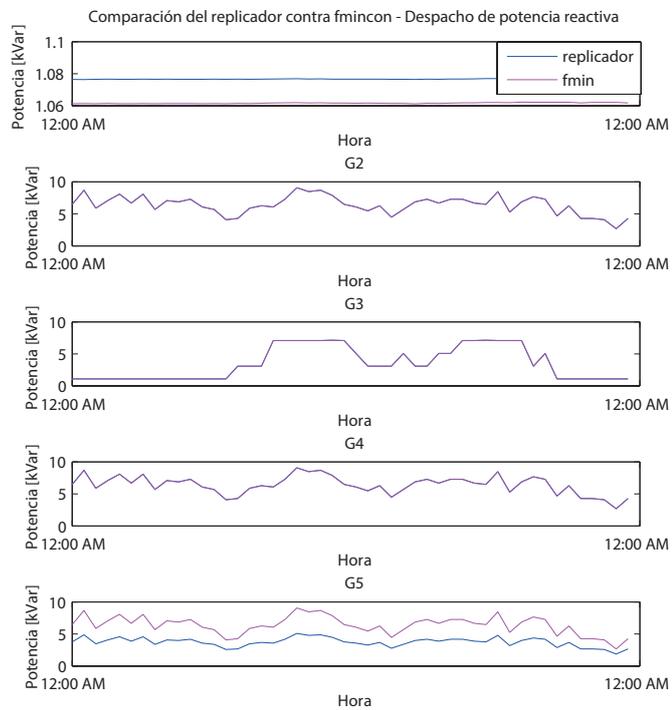
Comparación y discusión

Se realizó una comparación del desempeño de los algoritmos planteados para el despacho de potencia activa y reactiva con una función estándar de optimización de MATLAB (*fmincon*). En la Figura 5.1 se presentan los resultados de la comparación realizada con el caso de estudio 1 para los cinco generadores. En 5.1(a) se comparan los resultados de generación de potencia reactiva y en la Figura 5.1(b) la comparación para generación de potencia activa. Entre *fmincon* y dinámicas de replicadores existen diferencias poco representativas y es posible evidenciar que la solución propuesta realiza una minimización efectiva.

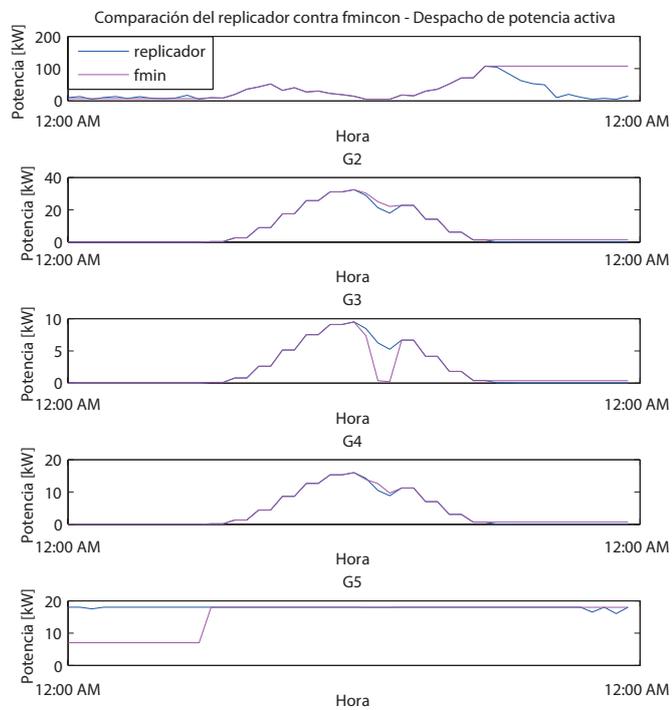
Con el caso de estudio 2 se realizó una comparación con el valor de pérdidas de potencia activa en las líneas para dos casos: el primero en el que se consideran todos los generadores distribuidos (fotovoltaicos y basado en biomasa) y el segundo caso donde solo el generador diésel realiza la inyección de reactivos. Se hace el análisis de estos casos para evaluar si realmente la compensación distribuida de reactivos al mejorar el perfil de voltaje del nodo de conexión de los generadores distribuidos se disminuyen las pérdidas generadas por la naturaleza de estos y su conexión. Para los dos casos el despacho de potencia activa lo realizan los 6 generadores. En la Figura 5.2 se observa que para el primer caso se reduce cerca del 2% de las pérdidas. Se debe considerar que este valor es significativo dado que la penetración de generación distribuida alternativa es de solo un 15%. Al considerar mayor cantidad de generadores en la red y con una capacidad mayor es posible reducir aún más el valor de las pérdidas.

5. COMPARACIÓN Y DISCUSIÓN

Finalmente, con la inclusión de “control droop” se evalúa el valor de desviación de voltaje en cada nodo donde se conecta un generador distribuido. Con este control local se obtuvieron reducciones hasta del 1,5 % con un un máximo de 1,53 % de desviación de voltaje en el nodo. Este control local reacciona a variaciones fuertes de generación y carga en instantes de tiempo cortos.



(a)



(b)

Figura 5.1: Comparación de los algoritmos planteados contra fmincon

5. COMPARACIÓN Y DISCUSIÓN

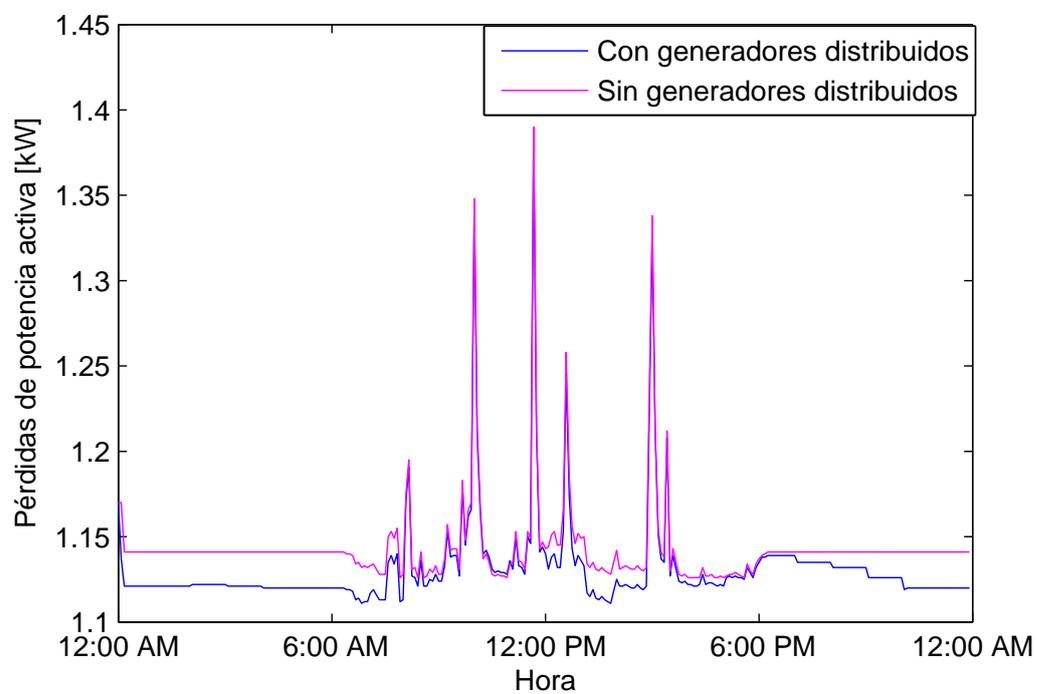


Figura 5.2: Comparación del valor de pérdidas para el Caso 2

6

Conclusiones

El algoritmo planteado provee una solución de compensación de reactivos para minimización de pérdidas y un control local para cada generador distribuido basado en *droop control*, asegurando el mejoramiento de perfiles de voltaje para la estabilidad del sistema aislado y un despacho económico de potencia activa con generadores distribuidos basados en paneles fotovoltaicos.

A partir de las simulaciones realizadas se tiene que cuantos más generadores distribuidos con capacidad de despacho de potencia reactiva se instalen, menores son las pérdidas de potencia activa en las líneas. Las variaciones de generación y carga en la red no afectan la estabilidad de la misma en cuanto a voltaje.

6. CONCLUSIONES

Referencias

- [1] JOHANN ALEXANDER HERNÁNDEZ MORA. **Metodología para el análisis técnico de la masificación de sistemas fotovoltaicos como opción de generación distribuida en redes de baja tensión.** Doctorado en Ingeniería Eléctrica. Línea de investigación: Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de investigación: Grupo de Materiales Semiconductores y Energía Solar GMSES., 2012. iii, 9
- [2] SERGIO CANZANA. **Biomass Energy Conversion, Sustainable Growth and Applications in Renewable Energy Sources.** Technical report, InTech, 2011. iii, 12, 13
- [3] HASSAN BEVRANI, editor. *Robust Power System Frequency Control.* Springer USg, 2010. iii, 14
- [4] F. KATIRAEI, R. IRAVANI, N. HATZIARGYRIOU, AND A. DIMEAS. **Microgrids management.** *IEEE Power and Energy Magazine*, **6**(3):54–65, May 2008. 1, 2
- [5] M. SMITH AND D. TON. **Key Connections: The U.S. Department of Energy Microgrid Initiative.** *IEEE Power and Energy Magazine*, **11**(4):22–27, July 2013. 1
- [6] C. KANG, X. CHEN, Q. XU, D. REN, Y. HUANG, Q. XIA, W. WANG, C. JIANG, J. LIANG, J. XIN, X. CHEN, B. PENG, K. MEN, Z. CHEN, X. JIN, H. LI, AND J. HUANG. **Balance of Power: Toward a More Environmentally Friendly, Efficient, and Effective Integration of Energy Systems in China.** *IEEE Power and Energy Magazine*, **11**(5):56–64, Sept 2013. 1
- [7] A. PANTOJA AND N. QUIJANO. **Distributed optimization using population dynamics with a local replicator equation.** In *IEEE 51st Annual Conference on Decision and Control (CDC)*, pages 3790–3795, 2012. 2, 7, 17, 22
- [8] E. MOJICA-NAVA, C. A. MACANA, AND N. QUIJANO. **Dynamic Population Games for Optimal Dispatch on Hierarchical Microgrid Control.** *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems*, **44**(3):306–317, March 2014. 2, 7
- [9] A. BIDRAM, F. L. LEWIS, AND A. DAVOUDI. **Distributed Control Systems for Small-Scale Power Networks: Using Multiagent Cooperative Control Theory.** *IEEE Control Systems*, **34**(6):56–77, Dec 2014. 2
- [10] M. FALAHI, K. BUTLER-PURRY, AND M. EHSANI. **Dynamic Reactive Power Control of Islanded Microgrids.** *IEEE Transactions on Power Systems*, **28**(4):3649–3657, Nov 2013. 2
- [11] S. BOLOGNANI AND S. ZAMPIERI. **A Distributed Control Strategy for Reactive Power Compensation in Smart Microgrids.** *IEEE Transactions on Automatic Control*, **58**(11):2818–2833, Nov 2013. 2
- [12] ARIS DIMEAS, ANTONIS TSICALAKIS, GEORGE KARINIOTAKIS, AND GEORGE KORRES. *Microgrids Control Issues*, pages 25–80. John Wiley and Sons Ltd, 2013. 5
- [13] THOMAS DEGNER, NIKOS SOULTANIS, ALFRED ENGLER, AND ASIER GIL DE MURO. *Intelligent Local Controllers*, pages 81–116. John Wiley and Sons Ltd, 2013. 6
- [14] HONGBIN WU, XINGYUE LIU, AND MING DING. **Dynamic economic dispatch of a microgrid: Mathematical models and solution algorithm.** *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, **63**:336 – 346, 2014. 7
- [15] S. DUMAN, Y. SONMEZ, U. GUVENC, AND N. YORUKEREN. **Optimal reactive power dispatch using a gravitational search algorithm.** *IET Generation, Transmission Distribution*, **6**(6):563–576, June 2012. 7, 20
- [16] PABLO LEDESMA. **Regulación de frecuencia y potencia,** 2008. Disponible en línea en http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RFP.pdf. 13
- [17] DIGSILENT POWERFACTORY. **Technical Reference Documentation Static Generator,** 2011. 15
- [18] JORGEN W. WEIBULL. *Evolutionary game theory.* The MIT Press, 1995. 16
- [19] PEIO ZUAZO GARÍN, ANDRÉ BARREIRA DA SILVA ROCHA, AND ANNICK LARUELLE. **Replicator Dynamics and Evolutionary Stable Strategies in Heterogeneous Games.** IKERLANAK 6608, Universidad del País Vasco - Departamento de Fundamentos del Análisis Económico I, 2011. 16
- [20] A. PANTOJA, N. QUIJANO, AND K. M. PASSINO. **Dispatch of distributed generators under local-information constraints.** In *2014 American Control Conference*, pages 2682–2687, June 2014. 16
- [21] JIZHONG ZHU. *Classic Economic Dispatch*, pages 91–144. John Wiley & Sons, Inc, 2015. 21
- [22] N. ESPAÑA AND A. PANTOJA. **Multizone illuminance control based on replicator dynamics.** In *Automatic Control (CCAC), 2015 IEEE 2nd Colombian Conference on*, pages 1–6, Oct 2015. 22