



CARACTERIZACIÓN DEL ESQUEMA REMUNERATIVO DEL CONTROL DE  
TENSIÓN EN EL MERCADO ELECTRICO COLOMBIANO

ADRIANA ARANGO MANRIQUE

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA  
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA, ELECTRONICA Y  
COMPUTACION  
MANIZALES  
2010

CARACTERIZACIÓN DEL ESQUEMA REMUNERATIVO DEL CONTROL DE  
TENSIÓN EN EL MERCADO ELECTRICO COLOMBIANO

ADRIANA ARANGO MANRIQUE  
Ingeniera Electricista

Trabajo de Tesis para optar al título de  
Magíster en Ingeniería – Automatización Industrial

Director  
CAMILO YOUNES VELOSA  
Ph.D Ingeniería Eléctrica

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA  
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA, ELECTRONICA Y  
COMPUTACION  
MANIZALES  
2010

*Dedicado a:*

*Mis padres, César y Adriana, a mi hermano Sergio, a los abuelos, Jorge y Libia, y a Diego por el amor, la compañía y el apoyo incondicional durante todo este proceso de aprendizaje.*

# Notas de Aceptación

Primer Jurado

---

---

---

---

Fecha \_\_\_\_\_

Jurado \_\_\_\_\_

Segundo Jurado

---

---

---

---

Fecha \_\_\_\_\_

Jurado \_\_\_\_\_

#

## **Agradecimientos**

Gratitud a Dios, como infinita fuente de sabiduría y fortaleza. Por ser el guía y acompañante en el camino que condujo al éxito de este trabajo.

A mi familia, gracias por su amor, esfuerzo, comprensión y apoyo incondicional durante mi formación profesional.

Ph.D. Camilo Younes Velosa, por su apoyo y por sus acertados consejos. Su experiencia como investigador contribuyó significativamente para que este trabajo pudiera desarrollarse con éxito.

Mis especiales agradecimientos a M.Sc. Sandra Ximena Carvajal Quintero, por su orientación, acompañamiento y valiosa colaboración en el desarrollo de este trabajo, por haber compartido su amplio conocimiento y experiencia en el tema. Gracias por recorrer conmigo este camino.

Ph.D. Santiago Arango Aramburo, por su disposición y colaboración en la implementación del modelo de difusión.

M.Sc. Jairo Serrano Luna, por la información suministrada, siendo documentación clave para el desarrollo del presente trabajo.



#

## Tabla de contenido:

	Pág.
RESUMEN	14
ABSTRACT	16
INTRODUCCION	18
1. Fundamentos Teóricos y Condiciones Técnicas del Control de Tensión	21
1.1. Funcionamiento de la Potencia Reactiva en el sistema eléctrico de potencia	21
1.2. Relación entre la potencia reactiva y la tensión	24
1.3. Control de Tensión	27
1.3.1. Generador síncrono	28
1.3.2. Condensador sincrónico	32
1.3.3. Capacitores e inductores	33
1.3.4. Dispositivos FACTS	34
1.3.4.1. SVC	34
1.3.4.2. STATCOM	35
1.3.5. Transformadores con regulación adicional o variación de TAP (LTC)	36
1.3.6. Control de Tensión y Potencia Reactiva (VQ)	37
1.3.7. Generación Distribuida (GD)	37
1.4. Síntesis del capítulo	39
2. Experiencias Internacionales	41
2.1. Experiencias del control de tensión en algunos países del mundo	41
2.1.1. Inglaterra y Gales	41
2.1.2. Países Nórdicos	43
2.1.3. Estados Unidos	44
2.1.3.1. California	44
2.1.3.2. Pensylvania, New Jersey y Maryland (PJM)	45
2.1.4. Australia y Nueva Zelanda	46
2.1.5. España	47

2.2.	Experiencias del control de tensión en algunos países del mundo	53
2.2.1.	Argentina	53
2.2.2.	Chile	54
2.2.3.	Brasil	55
3.	El Control de Tensión en el Sistema de Potencia Colombiano	57
3.1.	Antecedentes	57
3.2.	Control de tensión en Colombia	59
3.3.	Remuneración del control de tensión	65
4.	Modelo de Difusión de la GD con el Control de Tensión en el Sistema de Potencia Colombiano	67
4.1.	Análisis técnico	68
4.1.1.	Generación Distribuida	69
4.1.2.	Calidad de la potencia	72
4.1.3.	Continuidad del suministro	74
4.1.4.	Evaluación de la implementación de GD en la subárea CQR	77
4.2.	Análisis económico y regulatorio	100
4.2.1.	Costos	101
4.2.2.	Rentabilidad	102
4.2.2.1.	Incentivos comerciales	102
4.2.2.2.	Incentivos ambientales	106
4.2.2.3.	Incentivos técnicos	106
4.3.	Antecedentes de la GD en Colombia	108
4.4.	Dinámica de sistemas (DS)	110
4.5.	Modelo de difusión de la GD en Colombia	115
4.5.1.	Diagrama Causa – Efecto	103
4.5.2.	Formulación del modelo	118
4.5.2.1.	Caso base	119
4.5.2.2.	Caso 1	123
4.5.2.3.	Caso 2	123
5.	Evaluación del Modelo de Difusión de la GD	127
5.1.	Caso base	128
5.2.	Caso1	129
5.3.	Caso 2	131
5.3.1.	Caso 2 con variación en la sensibilidad	133
5.3.2.	Caso 2 con variación en la TIR	135

6.	Conclusiones	138
7.	Trabajos Futuros	142
	BIBLIOGRAFIA	144
	ANEXO A: Diagrama Unifilar del Sistema CQR	152
	ANEXO B: Modelos en DS	162
	ANEXO C: Ecuaciones del modelo de difusión de la GD	164

# Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1.1. Ondas sinusoidales de Tensión y de Corriente	22
Figura 1.2. Potencia	23
Figura 1.3. Esquema simplificado de un sistema de transmisión	24
Figura 1.4. Diagrama Fasorial Sistema de Transmisión	25
Figura 1.5. Curva de Capabilidad PQ del Generador	28
Figura 1.6. Curva de Capabilidad PQ del Generador en Operación	29
Figura 1.7. Diagrama de AVR-PSS lineal	31
Figura 3.1. Síntesis de las resoluciones CREG del control de tensión y reactivos	59
Figura 3.3. Ubicación del Control VQ en el SIN	62
Figura 3.4. Control de tensión en el SIN	64
Figura 4.2. Índice $P_{ST}$ en la Fase A medidos a lo largo de un día	73
Figura 4.3. Promedio de eventos por fuera de rango de tensión durante los últimos 4 años	75
Figura 4.4. Diagrama unifilar del sistema simulado	79
Figura 4.9. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de Q	82
Figura 4.10. Diagrama unifilar mostrando ubicación de la GD	83
Figura 4.13. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de Q	85
Figura 4.14. Diagrama unifilar con ubicación de la GD y el BC	85
Figura 4.17. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de Q	87
Figura 4.18. Diagrama unifilar con GD en la barra 9	87
Figura 4.19. Diagrama unifilar con GD en la barra 19	88
Figura 4.22. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de Q	89
Figura 4.23. Diagrama unifilar con GD en la barra 19	90
Figura 4.24. Diagrama unifilar con GD en la barra 9 y BC en la barra 22	90
Figura 4.27. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de Q	92
Figura 4.28. Diagrama unifilar con BC en la barra 22	93

Figura 4.29. Diagrama unifilar con BC en la barra 19	93
Figura 4.32. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de Q	95
Figura 4.33. Tensión en la Barra 19	96
Figura 4.34. Tensión en la Barra 22	97
Figura 4.35. Porcentaje de límite máximo (MVA) en las líneas	98
Figura 4.36. Pérdidas de P y Q en la línea entre las barras 17 y 19	98
Figura 4.37. Factor GDI para el modelo de simulación	100
Figura 4.39. Participación de esquemas remunerativos en Europa	106
Figura 4.40. Modelado con Dinámica de Sistemas	111
Figura 4.42. Variables de la formalización del modelo en DS	113
Figura 4.43. Comportamiento de la difusión de una epidemia	115
Figura 4.44. Diagrama Causal de la implementación de la GD en el sistema de potencia colombiano	118
Figura 4.45. Diagrama Formal modelo de simulación	126
Figura 5.1. GDI, GD_potencial vs. Horizonte de tiempo del caso Base	128
Figura 5.2. Rentabilidad vs. Horizonte de tiempo del caso Base	129
Figura 5.3. GDI, GD_Potencial vs. Tiempo: caso Base y caso 1	130
Figura 5.4. Rentabilidad vs. Tiempo: caso base y caso	131
Figura 5.5. GDI, GD_Potencial vs. Tiempo: caso Base y caso 1	132
Figura 5.6. GDI, GD_Potencial vs. Tiempo: caso Base y caso 1	133
Figura 5.7. GDI, GD_Potencial vs. Tiempo: caso 2 y sensibilidad = 0,5	134
Figura 5.8. GDI, GD_Potencial vs. Tiempo: caso 2, sensibilidad = 0,5 y sensibilidad = 2	135
Figura 5.9. GDI, GD_Potencial vs. Tiempo: caso 2, TIR = 10%	136

## Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1.8. Resumen técnico de las tecnologías utilizadas para el control de tensión	39
Tabla 2.1. Características Técnicas y Económicas del Control de Tensión, Experiencias Internacionales	40
Tabla 2.2. Posible variación en la generación	52
Tabla 3.2. Capacidad de reactores y condensadores instalados actualmente en el SIN	60
Tabla 4.1. Países con mayor crecimiento en el uso de los recursos renovables	69
Tabla 4.2. Indicadores de Calidad de la Potencia	72
Tabla 4.3. Tipos de Variaciones de corta duración	73
Tabla 4.5. Información de las barras y las cargas	80
Tabla 4.6. Capacidades de los Generadores	81
Tabla 4.7. Información en las barras sin GD	81
Tabla 4.8. Información de las líneas sin GD	82
Tabla 4.11. Información en las barras con GD en las barras 9 y 15	83
Tabla 4.12. Información de las líneas con GD en las barras 9 y 15	84
Tabla 4.15. Información de las barras con GD en las barras 9 y 15 y BC en la barra 22	86
Tabla 4.16. Información de las líneas con GD en las barras 9 y 15 y BC en la barra 22	86
Tabla 4.20. Información en las barras con GD en las barras 9 y 19	88
Tabla 4.21. Información de las líneas con GD en las barras 9 y 19	88
Tabla 4.25. Información de las barras con GD en las barras 9 y 19 y BC en la barra 22	91
Tabla 4.26. Información en las líneas con GD en las barras 9 y 19 y BC en la barra 22	91
Tabla 4.30. Información de las barras con BC en las barras 19 y 22	93
Tabla 4.31. Información en las líneas con BC en las barras 19 y 22	94
Tabla 4.38. Costos de inversión y generación por tecnología	101
Tabla 4.41. Interpretación de las polaridades de las relaciones causales	112

Tabla A.1. Tensiones en las barras del sistema CQR sin GD	152
Tabla A.2. Tensiones en las barras del sistema CQR con GD	156

# Resumen

---

La electricidad, bajo un marco desregulado se convierte en un bien de consumo, donde el usuario final es ahora un cliente, quien puede exigir, no solo un suministro seguro, sino que además tenga altos índices de confiabilidad. Entendiéndose por confiabilidad mantener los niveles de tensión y frecuencia dentro de unos límites que dependen de la regulación o normativa de cada país.

Mantener un sistema de potencia en operación estable no es una tarea fácil. La tensión y la frecuencia no permanecen constantes, como consecuencia de la variación continua de la demanda tanto de potencia activa como reactiva.

Dado que los mercados de energía eléctrica no pueden funcionar si el sistema de potencia no opera de manera segura, se hace necesario, considerar la implementación de servicios que le permita al operador del sistema mantener la integridad y la estabilidad del sistema interconectado, así como la calidad de la potencia eléctrica.

Estos servicios de soporte técnico de la red son conocidos como Servicios Complementarios y apoyan el mercado diario de la electricidad. Los servicios que más se destacan por su implementación en los mercados desregulados del mundo son el Control de Tensión, el Control de Frecuencia y el Arranque Autónomo.

El servicio de control de tensión, permite mantener los niveles adecuados de tensión mediante la inyección o absorción de la potencia reactiva al sistema. Estos servicios, básicos para la calidad del suministro, son costosos para los generadores que los proveen.

En Colombia, el control de tensión no es remunerado como servicio complementario. No existe una reglamentación clara sobre las obligaciones de los agentes generadores o comercializadores frente al suministro de este servicio y es fundamental hacer una apropiada remuneración.

Por tal motivo se debe reglamentar claramente este servicio complementario prestado por los generadores, que se ubican cerca a los centros de consumo, considerando diferentes tipos de incentivos entre los que se considere el control de tensión.

El objetivo en el que se fundamentó este proyecto fue determinar las diferentes características de un esquema de remuneración para el control de tensión, implementando una tecnología, que se adapte a las condiciones técnicas y regulatorias del sistema de potencia colombiano. Para lograr este objetivo se analizó y se consideró a la Generación Distribuida como una alternativa innovadora para prestar el servicio complementario de control de tensión.

Para la implementación del modelo, se utiliza la metodología Dinámica de Sistemas, esta metodología permite evaluar el comportamiento de todos los agentes participantes en un horizonte de tiempo amplio, para establecer el comportamiento de los agentes inversionistas frente a la utilización de incentivos.

Los resultados del modelo de difusión demuestran que es indispensable implementar incentivos económicos para que este tipo de generación se difunda en el sistema interconectado nacional. El apoyo de una regulación claramente definida, permite que los inversionistas centren sus esfuerzos en la implementación de Generación Distribuida y de recursos no convencionales.

# Abstract

---

Electricity under a deregulated framework becomes a commodity, where the end user is now a customer who may not require only a secure of supply, but also have high levels of reliability. Provided by reliability maintain voltage and frequency levels within limits that depend on the regulation or legislation of each country.

Maintain a stable operating power isn't an easy task. The voltage and frequency does not remain constant, as a result of the continuous variation of the demand for both active and reactive power.

As electricity markets cannot function if the power system doesn't operate safely, it is necessary to consider the deployment of services that enables the system operator to maintain the integrity and stability of the interconnected system, as well as electrical power quality.

These services support the network are known as ancillary services and support the daily market for electricity. The services that stand out for their implementation in deregulated markets in the world are the Voltage Control, Frequency Control and Black Star.

The voltage control service helps to maintain proper voltage levels by injecting or absorbing reactive power. These services are basic to quality of supply and they are expensive for generators that provide them.

In Colombia, the voltage control is not paid as an ancillary service. There is no clear regulation on the obligations of the generating agents or dealers and the provision of this service is essential to proper compensation.

For this reason, it should clearly regulate this ancillary service provided by generators, which are located close to consumption centers, considering different types of incentives between those who consider the control voltage.

The goal of this project was based was to determine the different characteristics of a remuneration scheme for voltage control, implementing a technology that meets the technical and regulatory Colombian power system. To achieve this objective, the distributed generation regarded as an innovative alternative for providing the ancillary service of voltage control.

To implement the model, using the System Dynamics methodology, this methodology allows evaluating the behavior of all actors involved in a broad time horizon to establish the behavior of investor agents against the use of incentives.

The diffusion model results show that it is essential to implement economic incentives for this type of generation to diffuse throughout the national grid. The support of a clearly defined regulations, allows investors to focus their efforts on the implementation of distributed generation and unconventional resources.

# Introducción

---

Los servicios de soporte de la red, conocidos como servicios complementarios, permiten mantener la frecuencia y los perfiles de tensión estables y dentro de los rangos requeridos por la normativa, asimismo facilitan al operador del sistema de potencia el cumplimiento de las exigencias operativas para que el suministro de electricidad se mantenga continuo y con la calidad requerida por los usuarios finales (Bacon y Besant, 2001).

Los servicios complementarios más utilizados en el mundo son el control de tensión, el control de frecuencia y el arranque autónomo (Bacon y Besant, 2001).

El control de tensión está relacionado con el suministro de potencia reactiva en las barras del sistema mediante el uso de diferentes equipos y tecnologías (Kirby y Hirst, 1997). Este control es conocido como un control local, puesto que la potencia reactiva que fluye desde los diferentes puntos de la generación hasta el centro de consumo, se puede proveer cerca a la demanda y así disminuir la caída de tensión en los nodos, mejorando los índices de calidad de la potencia y aumentando la potencia activa que fluye por el sistema de transmisión (Sauer, 2006).

La Generación Distribuida (GD) presenta grandes ventajas para el control de tensión (Viawan, 2008) al estar ubicada cerca de los centros de consumo ayuda a descongestionar las redes de transmisión (Joós et al., 2000), además aporta ya sea generando o absorbiendo, con el generador distribuido la potencia reactiva necesaria al sistema para que la tensión en los nodos cercanos sea la reglamentada (Nasser y Kurrat, 2008).

Con respecto al tema ambiental, la GD se caracteriza por utilizar plantas con capacidades menores a 20 MW y además también puede utilizar recursos

renovables aportando a la reducción de emisiones perjudiciales al medio ambiente (Abril, 2003) (Díaz, 2007).

El objetivo fundamental del presente trabajo es implementar un modelo de difusión realizado en Dinámica de Sistemas (Dyner y Larsen, 2001) donde se estudia la inserción de la GD en el sistema interconectado de Colombia. El modelo de simulación permite analizar el crecimiento de la GD cuando se incluyen incentivos comerciales, incentivos ambientales e incentivos técnicos adicionales a los incentivos por exención de impuestos presentes en la actualidad en la regulación colombiana.

El estudio se realizó en una sub-región conocida como Caldas, Quindío y Risaralda (CQR), la cual hace parte del área operativa Suroccidental del sistema de potencia colombiano.

En CQR existen problemas de estabilidad de tensión debido a la conexión de cargas altamente inductivas. Una posible solución es conectar GD debido a la existencia de recursos hídricos y materia prima para la creación de biocombustibles.

El texto de esta investigación se desarrolló en siete capítulos resumidos de la siguiente manera:

En el capítulo uno se explican las relaciones entre la potencia reactiva y las tensiones en las barras del sistema, además se exponen las características de los diferentes equipos o tecnologías utilizadas para el control de tensión.

En el capítulo dos se describen las experiencias internacionales más reconocidas, en la que se implementan transacciones en cuestión del flujo de la potencia reactiva. Además se estudian tres países vecinos a Colombia en los que se vislumbra transacciones con la potencia reactiva.

En el tercer capítulo, se presentan las características más importantes del control de tensión en Colombia, así como también, se describen los diferentes elementos utilizados en el control de tensión y por último se explica la forma de remuneración

implícita que se considera para los generadores que presten el servicio de control de tensión y reactivos.

El capítulo cuatro está enfocado en modelar el comportamiento de la difusión de GD, a partir de incentivos que incluyen el control de tensión como soporte técnico adicional que entrega el generador, a la red de potencia. Este modelado se divide en dos fases: los aspectos técnicos relacionados con la onda de la tensión y el flujo de reactivos por el sistema; y los aspectos económicos y regulatorios en los que se explican los costos e incentivos que se implementan en el modelo de simulación.

El capítulo 5 se centra en el análisis y evaluación del modelo de difusión. La evaluación está dividida en tres casos específicos, mediante los cuales se pretende establecer comparaciones para comprobar la eficiencia de cada uno de los incentivos propuestos para difundir la GD en el sistema de potencia. Se utiliza para la evaluación del modelo el software PowerSim que basa su funcionamiento en la Dinámica de Sistemas.

El capítulo 6 presenta las conclusiones a las que llegó la autora, luego de realizar la evaluación de cada uno de los casos presentados.

Finalmente en el capítulo 7 se plantean los trabajos futuros basados en el modelo propuesto en esta tesis para la difusión de la GD.

# Capítulo 1. Fundamentos Teóricos y Condiciones Técnicas del Control de Tensión

---

En este capítulo se expone teóricamente la relación que existe entre la potencia reactiva que fluye por el sistema y la tensión en todos los nodos, los fundamentos teóricos y técnicos del sistema eléctrico de potencia y su comportamiento frente a la potencia reactiva. Adicionalmente se explica el funcionamiento de las diferentes tecnologías y métodos adecuados en la inyección o absorción de potencia reactiva para mantener los perfiles de tensión en los valores normalizados.

## ***1.1. Funcionamiento de la Potencia Reactiva en el sistema eléctrico de potencia***

Para entender el funcionamiento de la Potencia Reactiva ( $Q$ ) en el sistema de potencia se debe considerar en primer lugar un sistema en Corriente Alterna (CA), y luego, evaluar las ondas sinusoidales de la corriente y de la tensión que fluyen a la misma frecuencia a través del sistema (Sauer, 2003, 2006).

Cuando la onda de corriente se retrasa respecto a la onda de tensión, se dice que el sistema consume energía reactiva, esta cantidad de energía reactiva depende del desplazamiento de fase (el ángulo) entre la tensión y la corriente (Sauer, 2003, 2006). Caso contrario ocurre cuando la onda de tensión es la que se retrasa con respecto a la onda de la corriente, y en este caso se considera que el sistema está generando la energía reactiva (Sauer, 2003, 2006).

La figura 1.1 muestra las ondas de tensión y de corriente en un sistema de potencia con comportamiento sinusoidal puro.

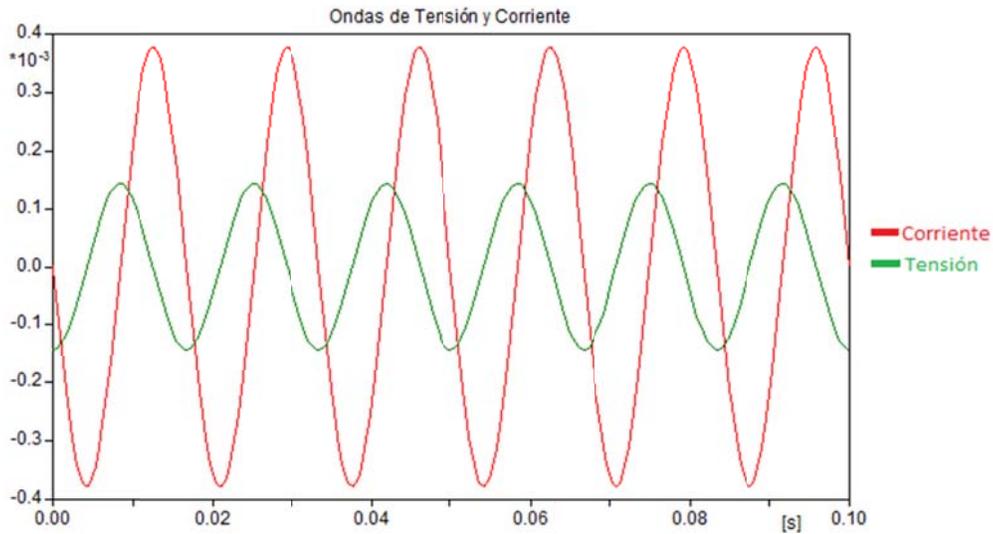


Figura 1.1. Ondas sinusoidales de Tensión y de Corriente.  
(Fuente: Simulación de ATP)

Se observa el desfasamiento entre las ondas sinusoidales puras, existiendo un adelanto de la onda de tensión con respecto a la onda de corriente. Para comprender la relación entre la corriente y la tensión se evalúa la potencia que se está entregando al sistema (figura 1.1).

En la figura 1.2 se observa que la potencia instantánea del sistema siempre va a ser positiva y posee un valor de frecuencia del doble de la frecuencia original del sistema (Sauer, 2003, 2006).

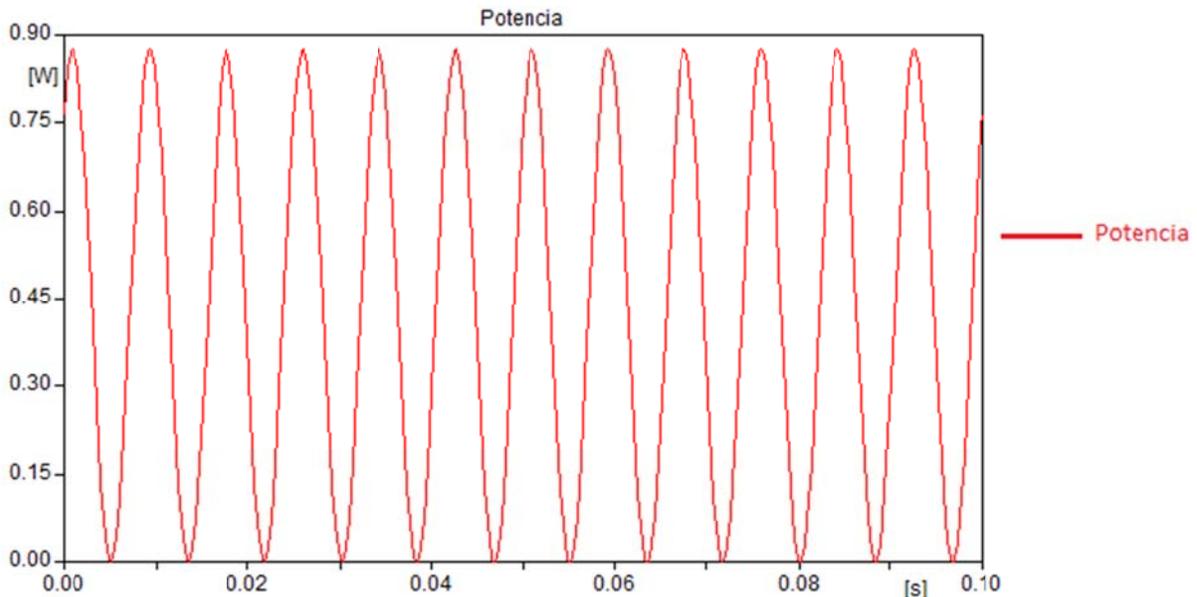


Figura 1.2. Potencia.  
(Fuente: Simulación de ATP)

La onda sinusoidal de la figura 1.2 se descompone en dos ondas que representan la Potencia Activa ( $P$ ) y la Potencia Reactiva ( $Q$ ). La onda de  $P$  representa una señal que siempre posee valores positivos, es decir, la potencia con la que se realiza un trabajo. Mientras que la onda  $Q$  es una onda que oscila en el punto cero, esta potencia sólo aparecerá cuando existan inductores y capacitores en los circuitos (Guru e Hizioglu, 2003). La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, lo que significa que no produce, y tampoco se puede utilizar para que realice algún tipo de trabajo (Sauer, 2003).

La descomposición de la onda de potencia, conlleva a considerar las ecuaciones (1) (2) de  $P$  y  $Q$ . Donde:  $P$  está dada en *Watts* ( $W$ ) y  $Q$  está dada en *Volts-Ampers-Reactivos* ( $VAR$ )

$$P(1 - \cos 2\omega t) \quad (1)$$

$$-Q \sin 2\omega t \quad (2)$$

Las ondas de la potencia  $P$  y  $Q$  se relacionan en la potencia aparente ( $S$ ) que representa la suma (vectorial) de la potencia que se disipa y se transforma en

calor o trabajo ( $P$ ) y la potencia utilizada para la formación de los campos electromagnéticos que fluctuará entre los diferentes componentes de un sistema de potencia y la fuente de energía ( $Q$ ) (Guru e Hiziroglu, 2003). La ecuación (3) muestra la suma de las potencias:

$$S = P + jQ \quad (3)$$

La potencia  $S$ , medida en *Volt-Ampere (VA)* señala que el sistema de potencia no sólo satisface la energía consumida por los elementos resistivos, sino que también ha de contarse con la que van a almacenar en los elementos reactivos del sistema (Guru e Hiziroglu, 2003).

### 1.2. Relación entre la potencia reactiva y la tensión

Para modelar el sistema de potencia es necesario conocer ciertas restricciones en los nodos del sistema como las tensiones y potencias, asimismo los límites en las líneas de transmisión y en las diferentes cargas que están conectadas al sistema (Stevenson, 1970).

Para observar la relación entre la tensión ( $V$ ) y  $Q$ , se debe suponer un sistema que transmite  $S$  desde el extremo de envío o el extremo de la fuente hasta el punto receptor donde se conectan las cargas, como se muestra en la figura 1.3.

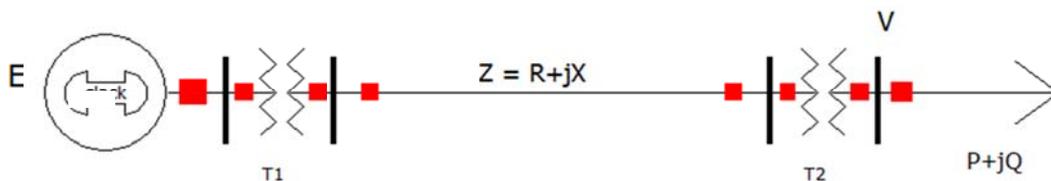


Figura 1.3. Esquema simplificado de un sistema de transmisión.  
(Fuente: software PowerWorld).

La carga consume corriente ( $I$ ) que fluye por un sistema de potencia. Esta corriente depende de la naturaleza de la carga conectada al sistema. El diagrama

fasorial de la figura 1.4 describe el comportamiento del sistema cuando la carga es inductiva (la corriente está desfasada de la tensión  $\theta^\circ$  en atraso).

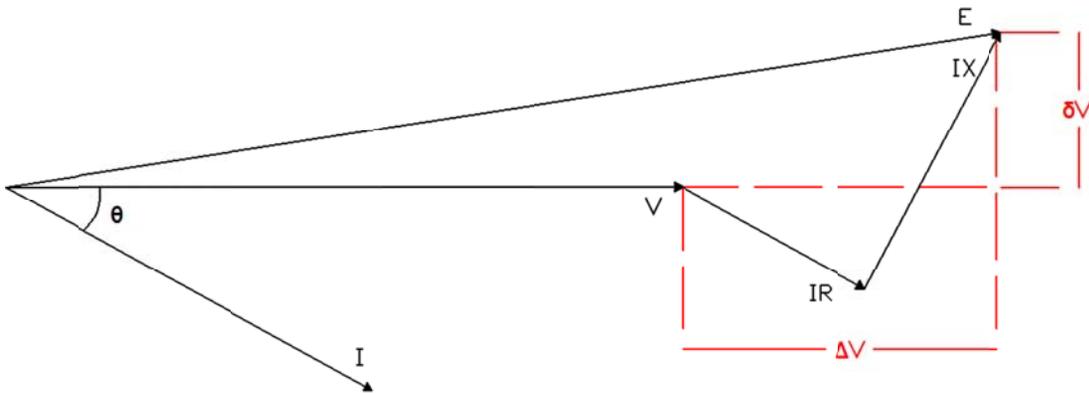


Figura 1.4. Diagrama Fasorial Sistema de Transmisión.  
(Fuente: Stevenson, 1970)

La tensión en la carga ( $V$ ) se toma como referencia en el diagrama fasorial ya que a partir de esta tensión es más sencillo identificar los desfases que se presentan en los diferentes componentes del sistema.

Del diagrama fasorial (figura 1.4) se puede deducir:

$$E^2 = (V + \Delta V)^2 + (\delta V)^2$$

$$E^2 = (V + IR \cos \theta + IX \sin \theta)^2 + (IX \cos \theta - IR \sin \theta)^2 \quad (4)$$

De la relación entre  $P$ ,  $Q$ ,  $I$  y  $V$  de la carga se tienen las ecuaciones (5) y (6):

$$I \cos \theta = \frac{P}{V} \quad (5) \quad I \sin \theta = \frac{Q}{V} \quad (6)$$

Al reemplazar las ecuaciones (5) y (6) en la ecuación (4), se obtiene la relación de la tensión en la fuente con las potencias transferidas en la red y la tensión de la carga:

$$E^2 = \left( V + R \frac{P}{V} + X \frac{Q}{V} \right)^2 + \left( X \frac{P}{V} - R \frac{Q}{V} \right)^2 \quad (7)$$

Donde:

$$\Delta V = R \frac{P}{V} + X \frac{Q}{V} \quad (8)$$

$$\delta V = X \frac{P}{V} - R \frac{Q}{V} \quad (9)$$

Al comparar las ecuaciones (8) y (9) se deduce que por presentar una resta el valor numérico que se obtiene al evaluar la ecuación (9) es mucho más pequeño que la ecuación (8) además porque en la ecuación (7) este término se encuentra sumando con la tensión de la carga, entonces se tiene que:

$$\delta V \ll V + \Delta V$$

Al concluir que la ecuación (9) tiene un valor más pequeño, la ecuación (7) se convierte a:

$$E^2 = \left( V + \frac{RP + XQ}{V} \right)^2$$

$$E - V = \frac{RP + XQ}{V} = \Delta V \quad (10)$$

En las líneas de transmisión es frecuente que se desprecie la resistencia puesto que su valor en comparación con la reactancia de la línea es muy pequeño, entonces la ecuación (10) se convierte en:

$$E - V = \frac{XQ}{V} \quad (11)$$

Finalmente en la ecuación (11) se observa claramente que entre  $V$ ,  $E$  y  $Q$  existe una estrecha relación ya sea inversa o directa entre ellos, por lo que se define al control de tensión como un control de reactivos (Weedy, 1978), (Sauer, 2003).

### **1.3. Control de Tensión**

El control de tensión tiene por objeto mantener un adecuado perfil de tensiones en los nodos de las redes de transporte de energía eléctrica. Asimismo mantener reservas de  $Q$  en distintas áreas del sistema para soportar las contingencias cuando se presentan incidencias de tensión y de reactivos (Gómez, 2002), (Kirby y Hirst, 1999) y (Kundur, 1994).

Los problemas de control de tensión se presentan en las barras de los sistemas de potencia, por esta razón son problemas locales que deben ser resueltos mediante la instalación de dispositivos cerca de los centros de consumo para que la potencia que fluye desde la generación hasta ese centro de consumo sea predominantemente activa y tenga mayor aprovechamiento por las cargas conectadas (Sauer, 2003).

Cuando se utilizan diferentes dispositivos para suplir  $Q$  en los sistemas de distribución, el principal objetivo que se corrige con esta acción, es el factor de potencia que se presenta en la carga (Yebra, 1987).

Al instalar los dispositivos en los diferentes puntos del sistema, también se presenta la reducción de pérdidas por *Efecto Joule* principalmente en las líneas que van desde las fuentes hasta el punto donde se debe compensar la  $Q$  (Yebra, 1987).

Otra característica que presenta el sistema, ya sea en distribución o transmisión es que cuando se mejoran los perfiles de tensión se logra una liberación de cierta capacidad de  $S$  en las líneas de transporte. Esta reducción mejora los índices de confiabilidad ya que el sistema de potencia cuenta con una mayor reserva de capacidad que le permite estar mejor preparado para afrontar una sobrecarga, evitando una desconexión fortuita.

A continuación se explica el funcionamiento de las tecnologías más comunes que se utilizan para la inyección y absorción del flujo de potencia reactiva, también se sugiere la disposición de cada uno de los elementos en el sistema de potencia.

### 1.3.1. Generador síncrono

Los generadores tienen la capacidad de proporcionar potencia reactiva dependiendo de la excitación en los devanados de la máquina. Cuando el generador está sobreexcitado suministra flujo de  $Q$  al sistema, mientras que cuando la excitación es baja, absorbe la  $Q$  de la red. La capacidad de mantener este flujo de  $Q$  depende de los límites de la corriente de armadura, la corriente de campo y los límites térmicos de la máquina (Kundur, 1994).

Las figuras 1.5 y 1.6 muestran el comportamiento de la curva de capacidad de los generadores. En ellas se observa los límites de generación y absorción de potencia reactiva con respecto a la generación de potencia activa que posee el generador.

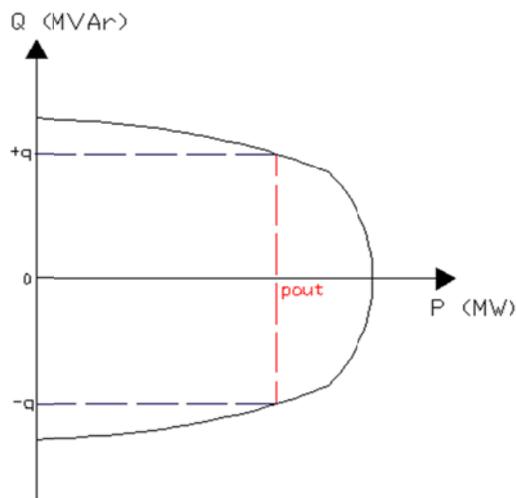


Figura 1.5. Curva de Capacidad PQ del Generador  
(Fuente: PSERC, 2001)

La curva de capacidad de los generadores está dividida en: Los valores positivos (del origen hacia arriba) de MVAr corresponden al área sobreexcitada y para los valores de MVAr del origen hacia abajo se relacionan con el área de subexcitación.

En la figura 1.5 se observa que para una salida de potencia activa de  $p_{out}$  (MW), el generador está en la capacidad de entregar  $+q$  en MVar, y de absorber la reactiva  $-q$  (MVar) sobrante en el sistema de potencia. Al presentarse problemas de tensión en las barras cercanas debido a la variación de las cargas, el generador debe aumentar la generación o absorción de la  $Q$ . Esta variación de  $Q$  en los terminales del generador disminuye la capacidad de  $P$  que se está entregando como se muestra en la figura 1.6.

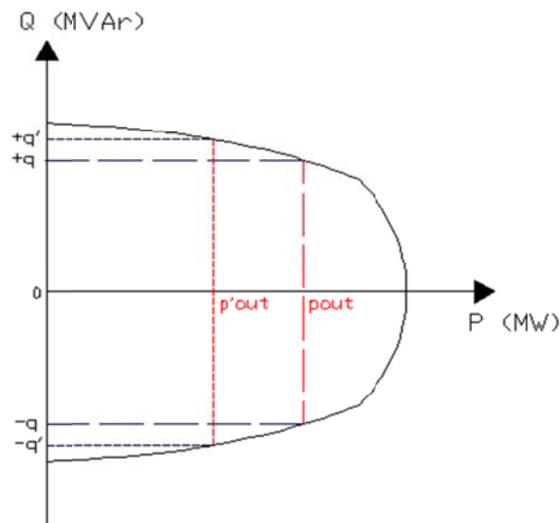


Figura 1.6. Curva de Capacidad PQ del Generador en Operación  
(Fuente: PSERC, 2001)

La barra a la que se conecta el generador mejora la magnitud de la tensión, pero como se observa en la figura 1.6 el generador deja de producir  $P$ . Cuando el generador disminuye la producción de  $P$ , deja de recibir remuneración por la producción de energía real por producir reactivos como servicio de apoyo para que las tensiones en las barras cercanas mejoraran el perfil de tensión.

Los costos de oportunidad se presentan en este caso, debido a la pérdida de energía activa que se presenta en el generador cuando este entrega o absorbe la  $Q$ . Al generador se le remunera por prestar soporte técnico a la red.

Para incentivar a los agentes generadores a ayudar con el soporte de la red, se debe incluir la remuneración por los costos de oportunidad que se dan en este tipo de tecnología.

Para que el generador preste el servicio de generación o absorción de la  $Q$ , como se mencionó anteriormente se debe regular la corriente por los devanados de armadura y de campo.

Cuando el generador presenta la capacidad de ajustar la corriente de armadura automáticamente, es debido a que presenta un dispositivo de control conocido como el Automatic Voltage Regulator (AVR), (Dyśko et al., 2010).

El AVR es el que controla el sistema de estabilidad transitoria. Para mejorar el desempeño del AVR conectado a un generador, se utiliza un Power System Stabilizer (PSS) que provee, con el manejo de dispositivos de electrónica de potencia, corriente continua al devanado de campo de la máquina para que este se excite.

El PSS está encargado de extender los límites de estabilidad mediante el aumento de la transferencia de amortiguación de las oscilaciones del sistema a través de la excitación de generadores de control (Larsen y Swann, 1981), (Andreoiu y Bhattacharya, 2005) y (Dyśko et al., 2010)

Estos dispositivos PSS actúan como protección para el generador debido a que al ser calibrado con los límites térmicos y límites en las corrientes en los devanados, evita calentamientos y daños en los devanados (Ramírez et al., 2009).

La siguiente figura muestra el acople del AVR con el PSS con el fin de mejorar las condiciones de esfuerzo del generador, y de esta manera generar o absorber la potencia reactiva necesaria para evitar las contingencias en el sistema de potencia:

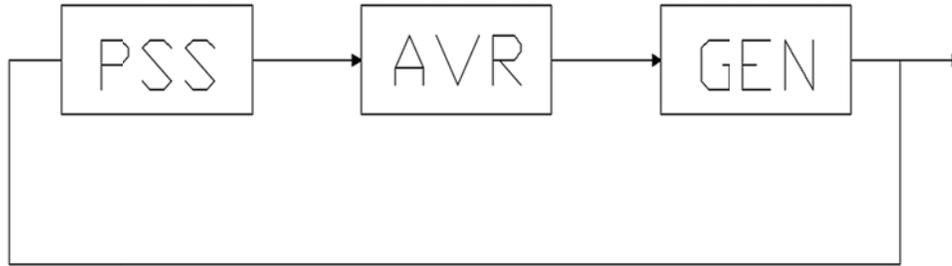


Figura 1.7. Diagrama de AVR-PSS lineal.  
(Fuente: Escarela et al., 2003)

El PSS recibe la onda de la tensión nominal, al realimentarla con la tensión a la salida del generador, este aplica el control necesario sobre el AVR para mejorar la calidad de la onda de tensión de salida. La onda es además analizada por el PSS, el cual ayuda a controlar la  $Q$  a la salida del generador. Los AVR que cuentan con PSS también mejoran las condiciones en las que opera el generador, es decir, el torque y las corrientes, entre otros (Escarela et al., 2003).

La estabilidad del sistema y del generador se ven afectadas cuando el flujo de potencia reactiva en el sistema es fluctuante, es decir, que aunque el generador sea la mejor tecnología para el control del flujo de potencia reactiva, cuando se acerca a los límites técnicos y constructivos de la máquina se puede descontrolar fácilmente (Kundur, 1994).

El generador en cuestiones económicas presenta algunas desventajas en cuanto a la prestación del control de reactivos, debido a que la función principal de este es la generación de  $P$ . Cuando el generador produce  $Q$  debe tener disponible una reserva de  $P$ , entonces no puede vender toda la capacidad de  $P$ .

Los costos de capital y de operación son altos debido a que se asocian con los equipos adicionales requeridos para el control de tensión (AVR, PSS, excitatriz), y además los costos asociados con las pérdidas en el devanado de campo. (Kirby y Hirst, 1999).

Los generadores distribuidos se presenta como una promesa en el soporte de Servicios Complementarios. Para efectos de este estudio, se analiza la difusión de esta tecnología en el control de tensión, y más adelante se amplían los aspectos técnicos y económicos.

### **1.3.2. Condensador sincrónico**

Es una máquina síncrona que no tiene ningún tipo de carga conectado a su eje (Kirby y Hirst, 1999). Esta máquina es capaz de proporcionar una compensación activa, es decir, que pueden absorber o generar la potencia activa automáticamente mientras mantiene las tensiones de las barras a las que están conectadas, no necesita primotor, está diseñada para que únicamente provea un soporte de  $Q$  a la red, y con el fin de compensar las pérdidas que se presenten en el sistema es capaz de generar  $P$  (Kundur, 1994).

Algunas de las características para considerar este tipo de control es que regula la tensión de forma continua, sin los transitorios electromagnéticos asociados a los cambios de tomas de otros tipos de dispositivos, no introduce armónicos en la red, ni se ve afectado por ellos. Otra característica importante y particular de los compensadores síncronos es que en caso de caída de tensión por un fallo en la red, es capaz de proporcionar corriente de cortocircuito durante un tiempo limitado, facilitando el ajuste de las protecciones de sobrecorriente (Kundur, 1994).

Las máquinas síncronas de polos salientes se utilizan generalmente para las tecnologías que utilizan recursos alternativos como generadores eólicos, este tipo de condensador presenta un problema por la saturación magnética en el núcleo, lo que reduce notablemente las fuerzas magnetomotrices, aumentando peligrosamente la corriente que fluye por la armadura (Shirai et al., 2009).

Para evitar este aumento en la corriente de armadura se utilizan máquinas síncronas de imanes permanentes asistidos que facilitan el aumento del control de tensión en los terminales del condensador o máquina (Shirai et al., 2009).

Los condensadores síncronos son utilizados con mayor frecuencia en los sistemas de distribución, y en consecuencia se ha constituido su uso en la Generación Distribuida (GD). Al implementar esta tecnología en los sistemas de GD, se mantiene la tensión en un valor constante, haciendo que se presente una reducción significativa en la operación de los taps de los transformadores, evitando así las fluctuaciones de tensión en el sistema de distribución (Viawan et al., 2008).

Los condensadores síncronos son equipos con una fuerte inversión inicial y su mantenimiento es costoso (Yebra, 1987). No presentan costos de oportunidad, como en el caso de los generadores, porque solamente se utilizan para la compensación de Q (Kirby y Hirst, 1999).

### **1.3.3. Capacitores e inductores**

Son dispositivos pasivos que absorben o generan Q. El inductor está diseñado para absorber determinada cantidad de Q a determinada tensión, pero no ofrecen control automático. Los bancos de condensadores están configurados para proveer una cantidad limitada de Q (Kirby y Hirst, 1999).

Cuando se instalan bancos de capacitores o inductores en un sistema de potencia se pretende mejorar el factor de potencia de la carga y reducir las pérdidas por efecto joule que se presentan en las líneas, por lo tanto se mejora la regulación de tensión al mantener estos niveles en el rango adecuado (Yebra, 1987).

Los inductores y capacitores son un medio sencillo y económico para el control de la Q. Los condensadores suelen conectarse a la red en las horas pico cuando la tensión se cae, mientras que los inductores es necesario conectarlos cuando la tensión del sistema aumenta (Kundur, 1994). La forma ideal de la utilización de estos dispositivos es con una combinación de capacitores e inductores en paralelo y en serie respectivamente (Kundur, 1994).

Los condensadores en paralelo son muy frecuentes, tanto en la red de transmisión como en la distribución (Yebra, 1987). En la transmisión, se encuentran repartidos

con el fin de minimizar las pérdidas y las diferencias de tensión. En la distribución, se usan con el fin de compensar el factor de potencia de las cargas y controlar el perfil de tensiones (Kundur, 1994).

Este tipo de dispositivos trae consigo algunas ventajas de bajo costo por cada kVAr instalado, fácil manejo, mantenimiento sencillo y de bajo costo, por eso son los dispositivos que se utilizan idealmente por ser la fuente más económica para controlar el flujo de la potencia reactiva (Kundur, 1994).

No presentan para el inversionista costos de oportunidad debido a que no generan potencia activa (Kirby y Hirst, 1999).

#### ***1.3.4. Dispositivos flexibles de los sistemas de transmisión en corriente alterna (FACTS por sus siglas en inglés)***

Los dos dispositivos que se nombran a continuación pertenecen a este grupo. Estos dispositivos presentan un gran rango de aplicaciones por su gran controlabilidad, adicionalmente cuentan con una gran flexibilidad para interconectarse a cualquier tipo de carga o condición (Padiyar y Kulkarni, 2007).

##### ***1.3.4.1. Static Var Compensators (SVC)***

Son elementos conectados en paralelo que generan o absorben los reactivos, combina capacitores e inductores, y tienen el término “STATIC” puesto que a diferencia de los condensadores síncronos, estos no tienen movimiento ni rotación (Kundur, 1994). Presentan una capacidad de conmutación muy alta y usualmente requieren filtros para reducir la cantidad de armónicos inyectados a la red (Kirby y Hirst, 1999).

Este tipo de compensación es la más utilizada para el sistema de transmisión. Son capaces de controlar individualmente las fases desde las barras a los cuales se encuentran conectadas (Kundur, 1994).

Entre otros beneficios que presenta el SVC también contribuyen al mejorar el comportamiento del sistema de potencia como el control de sobretensiones

temporales, prevención de los colapsos de tensión y mejora la amortiguación de las oscilaciones del sistema (Kundur, 1994).

Para la subtransmisión y distribución los SVC son usados con el fin de balancear las fases cuando se presenta un desbalance en las cargas, también cuando se encuentran cerca de cargas importantes que requieren hornos de arco, o una planta minera que causan fluctuaciones de tensión que pueden afectar los dispositivos electrónicos, los SVC proporcionan un método efectivo y económico que elimina estos problemas (Kundur, 1994).

Sus costos de operación son más altos que los costos de operación de los condensadores o inductores, pero no es tan elevado como el costo de operación de los generadores o de los condensadores síncronos (Kirby y Hirst, 1999).

#### **1.3.4.2. *Static Synchronous Compensators (STATCOM)***

Usa la misma tecnología de los SVCs pero empleando componentes electrónicos (electrónica de potencia) que le proporcionan más capacidad para la producción y absorción de  $Q$ , es más veloz y efectivo en el control de la tensión. Es la evolución del SVC (Padiyar, Kulkarni, 2007).

El STATCOM es análogo a una máquina síncrona ideal que genera un conjunto de tensiones balanceadas a frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo controlable. Ésta máquina ideal no tiene inercia y su respuesta es prácticamente instantánea (Sen, 1998).

El intercambio de potencia reactiva entre el STATCOM y el sistema de potencia se logra variando la amplitud de la tensión en el STATCOM. Si la amplitud de la tensión del STATCOM es superior a la tensión en el punto de interconexión del STATCOM con la red, la potencia reactiva fluirá del STATCOM al sistema de potencia, es decir que se comporta como un capacitor que inyecta la potencia reactiva a la red (Dávalos, 2001).

Si la amplitud de la tensión en el punto de la interconexión con el STATCOM es mayor a la tensión que se presenta en el STATCOM, la potencia reactiva fluirá del sistema de potencia al STATCOM, comportándose así como un inductor que consume los reactivos de la red. De la misma manera cuando la tensión en el STATCOM y en el sistema presentan la misma magnitud, entonces no hay intercambio de potencia reactiva entre el STATCOM y la red de potencia (Dávalos, 2001).

La implementación de los dispositivos mencionados anteriormente (SVC o STATCOM) debe ser de acuerdo a un estudio del sistema, mediante la evaluación del equivalente de Thevenin de la red en el punto donde se pretende interconectar el dispositivo. A partir de estos datos se evalúa el comportamiento de la impedancia de Thevenin ( $Z_{Th}$ ) en cualquiera de los dos casos que se pueda presentar, sea cuando la red tiene un comportamiento inductivo, así como cuando la red presenta un comportamiento capacitivo.

### **1.3.5. Transformadores con regulación de tensión adicional o variación de tap (LTC)**

Los elementos descritos anteriormente son dispositivos externos que permiten rastrear la onda de Q e inyectarla o absorberla dependiendo del caso que sea necesario.

Estos LTC son transformadores con cambio de tap bajo carga que permiten diferentes puntos de conexiones en los devanados para seleccionar el número de vueltas del devanado de un transformador.

Generalmente los taps se ubican en el lado de alta tensión en el transformador puesto que en ese lado la corriente es más baja que en el lado de baja tensión (Kosow, 2004). Los tap de los transformadores pueden ser fijos o variables dependiendo de la carga que se está alimentando, esta variación es aproximadamente de +/- 10% de la tensión.

Estos transformadores cambian la tensión ya sea en el lado de alta tensión o en el lado de baja tensión (aumento o disminución), por consecuencia de la inducción al otro lado del transformador ocurre lo mismo, entonces se puede presentar cambios inesperados (Kirby y Hirst, 1999), por lo que no se puede considerar como un método para un control al flujo de potencia reactiva al sistema.

### **1.3.6. Control de Tensión y Potencia Reactiva (VQ)**

Los sistemas VQ (Voltaje Reactive Power Control) son controladores microprocesados dinámicos de tensión y reactivos, ubicados en nodos importantes del sistema. El control VQ es jerárquico, distribuido y discreto que toma decisiones mediante la coordinación de fuentes dinámicas de potencia reactiva (generadores, condensadores síncronos, entre otros) con fuentes discretas de compensación reactiva (condensadores e inductancias), para la conexión y desconexión de elementos shunt (Álvarez et al., 2003), (Palacio y Posada, 2006).

El control VQ es un dispositivo de control flexible en su implementación y permite la coordinación de elementos discretos de potencia reactiva con elementos de control continuo (Álvarez et al., 2003).

El control VQ actúa sobre los taps bajo carga de los autotransformadores, para mantener las tensiones controladas dentro de un rango de operación normal (Palacio y Posada, 2006).

Los controles VQ deben ser ubicados en nodos importantes del sistema, y en lo posible establecer la coordinación entre ellos, con el fin de optimizar los recursos y lograr el mayor beneficio para el sistema (Documento CREG 018, 2005).

### **1.3.7. Generación Distribuida (GD)**

Cuando se habla del soporte de potencia reactiva por parte de unidades de generación como una alternativa para ayudar a mantener la tensión en los rangos requeridos, también es pertinente hacer referencia a la GD.

Estas unidades generadoras pueden utilizar como energía primaria los recursos convencionales, además de emplear diversas fuentes de energía renovables como la eólica, solar, térmica, entre otras y además puede funcionar con diferentes tipos de combustibles no renovables tales como biomasa, gas natural, biodiesel, etc.

Al estar conectada cerca a los centros de consumo presenta grandes ventajas para el control de tensión (Viawan y Karlsson, 2008), en particular ayuda a descongestionar las redes de transmisión, disminuyendo a su vez las pérdidas y las fluctuaciones de tensión (Jóos et al., 2000) (Viawan y Karlsson, 2008).

Además, la GD, aporta al control de los reactivos con el objetivo que la tensión en los nodos cercanos sea la reglamentada (Nasser y Kurrat, 2008).

Es importante mencionar, que así como la GD puede traer ventajas como las mencionadas anteriormente, también puede empeorar estos mismos problemas dependiendo de su ubicación, dimensionamiento y parámetros de la red (Viawan y Karlsson, 2008).

La GD permite el cambio en los flujos de potencia activa y reactiva que se dan en la red, lo que conlleva a que todas las características mencionadas anteriormente se cumplan y se preste en servicio de mejora de los perfiles de tensión y del flujo de  $Q$  (Buitrago, 2007).

Cuando se implementa la GD se aumentan los niveles de calidad de la potencia y se observa una mejora en los perfiles de tensión mediante el control de los flujos de potencia activa y reactiva bidireccionales que se presentan en el sistema cuando se interconecta con la GD. (Fila et al., 2008).

La GD puede utilizar otros dispositivos que conectados a los generadores alivian los transitorios que se presentan en el sistema de corriente alterna. Uno de los dispositivos que se le pueden agregar a los generadores son los STATCOM (Jóos et al., 2000).

Las tecnologías de GD presentan diferentes aportes de Q a la red, dependiendo de la tecnología que utilicen. Es el caso de las turbinas de viento o los sistemas fotovoltaicos, la onda de tensión que producen en estado estable es sinusoidal, pero al operar sobre los interruptores en los diferentes elementos electrónicos de los sistemas de GD pueden resultar transitorios indeseados en la red (Jóos et al., 2000).

La GD presenta ventajas con respecto al los precios de la electricidad puesto que en horas pico este puede proveer energía con precios más bajos que el precio de la energía que provee la red (Abril, 2003).

#### **1.4. Síntesis del capítulo**

En la tabla 1.8 se muestra un resumen técnico sobre los dispositivos explicados en el capítulo destacando las condiciones especiales que presenta cada uno de ellos.

Tabla 1.8. Resumen técnico de las tecnologías utilizadas para el control de tensión  
(Fuente: Diseño propio)

TECNOLOGIA	SUMINISTRA	ABSORBE	VELOCIDAD DE RESPUESTA	COSTOS	
	REACTIVOS	REACTIVOS		OPERACIÓN	OPORTUNIDAD
GENERADOR	Si	Si	Alta	Altos	Si
CONDENSADOR SINCRONO	Si	Si	Alta	Altos	No
BANCO DE CAPACITORES	Si	No	Variable	Muy bajos	No
BANCO DE INDUCTORES	No	Si	Variable	Muy bajos	No
SVC	Si	Si	Muy Alta	Moderados	No
STATCOM	Si	Si	Muy Alta	Moderados	No
GENERACION DISTRIBUIDA	Si	Si	Variable	Altos	Si

Cada dispositivo aporta de manera individual al control de tensión y de reactivos dependiendo de las características especiales que cada uno de ellos posee.

Al momento de escoger una tecnología con respecto a las demás se debe tener en cuenta variables como el tiempo o velocidad de respuesta, variabilidad en el control de los reactivos, niveles de tensión a los que se va a conectar, elementos complementarios como en el caso del generador que se le puede adicionar el AVR con PSS, entre otras características que permiten que el control de los reactivos sea el adecuado según las necesidades y condiciones de la red y del proyecto a instalar.

Al realizar comparaciones económicas entre los dispositivos, es importante considerar los costos que se incurren al invertir en cada una de las tecnologías. Es necesario evaluar los costos de mantenimiento, instalación y operación puesto que dependiendo de los requerimientos técnicos y económicos de cada proyecto.

## Capítulo 2. Experiencias Internacionales

---

El objetivo de este capítulo es analizar experiencias internacionales exitosas en la implementación de mercados para la remuneración del servicio complementario de control de tensión. El enfoque del análisis comprende aspectos técnicos, mecanismos de remuneración y costos incurridos por los agentes prestadores del servicio complementario.

Además se realiza una descripción del manejo del control de tensión en algunos de los países latinoamericanos con el fin de comparar el desarrollo de la reglamentación colombiana con respecto al desarrollo de las reglamentaciones más completas de los países cercanos.

### **2.1. Experiencias del control de tensión en algunos países del mundo**

El servicio complementario del control de tensión en el mundo es remunerado reconociendo la importancia de cumplir con altos índices de confiabilidad, seguridad y calidad para mantener los niveles requeridos de tensión según las diferentes legislaciones de cada país. Además teniendo en cuenta las restricciones técnicas que se presentan en cada sistema interconectado de potencia (Lobato et al., 2007).

A continuación se muestra la regulación implementada en diferentes países en donde existe una reglamentación explícita para la remuneración del Control de Tensión como servicio complementario.

#### **2.1.1. Inglaterra y Gales**

El sistema de electricidad de Inglaterra y Gales es el más importante del Reino Unido ya que suministra energía a más de 50 millones de personas, con una generación anual de energía que sobrepasa los 350TWh (IEA, 2004).

El control de tensión y el soporte de reactivos son manejados como un único servicio complementario por la National Grid Company (NGC), entidad que además es el operador del sistema de transmisión (Euroelectric, 2000).

La reglamentación exige que las unidades de generación que presten este servicio complementario cuenten con capacidades mayores a 30 MW. Los rangos de tensión se deben mantener en  $\pm 10\%$  para tensiones de 400 kV, 275 kV y 132 kV (Vergara, 2000) y el factor de potencia entre 0,85 capacitivo y 0,95 inductivo (Raineri et al., 2006).

Los mecanismos de remuneración se basan en ofertas y negociaciones de capacidad y utilización de Q por parte de las unidades de generación. El pago puede ser de dos formas, la primera es un pago básico por capacidad de generación de Q y operación dentro del sistema de potencia, y el segundo es un mecanismo donde se permite ofertar semestralmente la cantidad de Q.

El proceso de ofertas se realiza cada 6 meses, y a las unidades de generación que entren al mercado se les paga de acuerdo al precio resultante del mercado, mientras que a las unidades que no entren, se les asigna un pago por omisión siempre y cuando estén disponibles (Palacio y Posada, 2006).

Los consumidores finales tienen una componente de la tarifa por este servicio. Los precios por capacidad van desde US\$0 a US\$ 0,58/MVAr/h y los costos de operación son en promedio US\$ 1,31/ MVArh (Raineri et al., 2006).

En algunos puntos de la red hay conectados bancos de condensadores y SVCs (Rebours, 2007), pero estos no poseen una remuneración adicional, su prestación del servicio es obligatoria (HTSO, 2000).

Se han desarrollado proyectos en el Reino Unido con el propósito de difundir la GD, y prestar el soporte de los servicios complementarios, entre ellos se encuentran el "P06 Project Manager" y el "P06 Project Steering Group". Para el desarrollo de estos proyectos se incluyeron diferentes expertos en las áreas de generación, consultoría, los operadores del sistema, entre otros, con el objetivo de

evaluar la posible integración de la GD al sistema de distribución y así prestar el soporte necesario a la red por medio de los servicios complementarios (DTI, 2004), convirtiendo a la GD en una generación activa capaz de mantener los índices de confiabilidad, calidad y seguridad.

Estos desarrollos evalúan las ventajas que se presentan en el sistema de distribución, los costos asociados a la conexión y utilización de la GD en el sistema tarifario, considerando a la vez que la inversión en GD para suplir de servicios complementarios a la red no es viable económicamente por sí misma, es decir requiere de incentivos adicionales para que esta inversión sea más atractiva y rentable (DTI, 2004).

### **2.1.2. Países Nórdicos (Nordpool)**

El mercado eléctrico de los países nórdicos provee energía eléctrica a cerca de 24 millones de habitantes, entre los cuatro países que lo conforman, con eficiencia, confiabilidad y uso óptimo de los recursos de generación con un total de energía entre recursos hídricos, térmicos y nucleares de 387 TWh (Nordpool, 2009).

En Noruega casi el 100% de la generación de energía eléctrica es de tipo hidráulica (121 TWh), mientras que en Dinamarca el 89% de generación de energía es de tipo térmica (32 TWh) y en Suecia el 44% de la energía eléctrica es de tipo nuclear (69 TWh) (Nordpool, 2009).

El Operador del Sistema del Nordpool, *Statnett SF*, denomina el mercado de control de tensión como un control local y se conoce como *Reactive Production from generators*. Este servicio se presta obligatoriamente a los cinco segundos de presentarse la perturbación de tensión, y debe prestarse indefinidamente hasta que la red se estabiliza (Raineri et al., 2006).

Su precio es bajo con respecto al del mercado spot o mercado de subasta diaria, la generación de Q proviene de las centrales hidroeléctricas, todos los generadores conectados a la red pueden participar para proveer la Q. Los consumidores pagan un excedente que es cobrado por los servicios de

transmisión (Raineri et al., 2006), (Kristiansen, 2007). Este control de tensión se implementa generalmente en los sistemas que utilizan alta tensión transmitida en corriente continua o directa, pero tienen otro servicio conocido como la reserva de Q (Kristiansen, 2007) y (Gjerde, 2007).

El pago a los proveedores solamente se realiza cuando los montos provistos se encuentran fuera del rango obligatorio. Los agentes generadores reciben US\$2,7/MVArh de excedente cuando se presenta esta situación (Raineri et al., 2006) y los consumidores deben pagarlo a través del costo de la transmisión (Vergara, 2000).

### **2.1.3. Estados Unidos (USA)**

En USA gracias a la Orden N° 888 se plantea que las tarifas para la prestación de servicios complementarios son abiertas, lo que indica que cada una de las trece regiones en las que está dividido el mercado eléctrico de Estados Unidos establece de diferente manera los precios para la prestación de los servicios complementarios (Cortez, 2003).

A continuación se nombran dos regiones importantes donde la prestación del servicio de control de tensión, tiene una remuneración clara frente al flujo de potencia reactiva en la red.

#### **2.1.3.1. California, USA**

Este mercado alimenta aproximadamente 35 millones de personas, con una demanda de energía cerca de los 265 TWh (CEC, 2009). El servicio de control de tensión prestado por *California Independent System Operator (CAISO)*, define que para todos los generadores es obligatorio mantener el factor de potencia entre 0,9 capacitivo y 0,95 inductivo, tiene que estar disponible en un minuto y por todo el tiempo que sea necesario (Vergara, 2000).

Los costos asociados corresponden a operación, mantenimiento y por la reducción de la vida útil del generador (desgaste). El flujo financiero utilizado en este

mercado son los contratos bilaterales a largo plazo (Raineri et al., 2006), (Vergara, 2000).

Los costos por disponibilidad son fijos y se pagan mensualmente, puesto que el OS debe asegurar que las unidades generadoras estén siempre dispuestas a prestar el servicio, mientras que los costos de despacho se asumen como costos variables de operación, debido a que se paga una cantidad por concepto de oportunidad cuando la capacidad reactiva de esa unidad requiere que disminuya la generación de potencia activa (HTSO, 2000), (Cortez, 2003).

### **2.1.3.2. *Pennsylvania, New Jersey, Maryland (PJM)***

El sistema PJM opera con una capacidad de generación de aproximadamente 75000 MW. El reglamento de este mercado considera que el factor de potencia se debe mantener entre 0,9 inductivo y 0,95 capacitivo y la regulación de tensión en las redes de transmisión (500 kV) del sistema se debe mantener en un rango de  $\pm$  el 5%.

El control de tensión en el sistema de transmisión de la zona PJM se realiza con dispositivos SVC y con los taps de los transformadores para los niveles de tensión de 500 kV y 230 kV (PJM, 2009).

Establece una tarifa fija por contratos bilaterales con las unidades de generación, en los cuales se remunera únicamente por concepto de utilización, lo que significa es que se paga por la salida de Q medida en terminales y es considerado un mercado a largo plazo que estudia a futuro las necesidades de producción de Q (Palacio y Posada, 2006).

En el mercado existen dos formas de compensar la Q. La compensación por desempeño, en la que se remuneran las unidades generadoras basadas en la Q que está disponible para ser operada y que demuestran que tiene un desempeño aceptable. El pago realizado a quienes suministran el servicio de soporte de tensión se hace mensualmente, basándose en los costos requeridos de la prestación de tal servicio (Palacio y Posada, 2006)

Cuando un generador debe reducir su  $P$  con el fin de producir o absorber  $Q$ , se le remunera el costo de oportunidad, y anualmente se deben revisar cada unidad generadora y condensadores sincrónicos que proveen este servicio, para demostrar la máxima capacidad de suministro o absorción de  $Q$ , y cuando un generador incumple con la prestación de  $Q$ , es penalizado con la suspensión de sus pagos por capacidad. (Palacio y Posada, 2006).

#### **2.1.4. Australia y Nueva Zelanda**

El control de tensión en el mercado eléctrico australiano se denomina por el Operador del Sistema (NEMMCO) como *Reactive Power Ancillary Services (RPAS)*.

Los generadores son libres de generar, absorber o funcionar como un condensador síncrono, el objetivo que se pretende en el mercado australiano es mantener el factor de potencia entre 0,93 capacitivo y 0,9 inductivo. El tiempo de respuesta debe ser inmediato y debe durar durante todo el tiempo que sea requerido por la red.

Las cargas y las compañías de distribución deben mantener los factores de potencia como una condición para su conexión (Palacio y Posada, 2006):

- ✓ Cargas conectadas a menos de 50 kV tienen la obligación de mantener un factor de potencia de 0,9 en adelanto a 0,9 en atraso.
- ✓ Cargas conectadas entre 50 y 250kV, deben mantener un factor de potencia de 0,95 en atraso a 1.
- ✓ Cargas conectadas entre 250 y 400 kV deben mantener un factor de potencia de 0,96 en atraso a 1.
- ✓ Cargas conectadas a más de 400 kV deben mantener un factor de potencia de 0,98 en atraso a 1.

La estructura de pago para el control de tensión es (González, 2002):

- ✓ Disponibilidad: Se aplica a los generadores que realizan intercambio de  $Q$ .

✓ **Habilitación:** Esta estructura es aplicable a la compensación síncrona.

El mecanismo de remuneración para el control de tensión es manejado mediante contratos bilaterales anuales, y los principales costos están asociados a la inversión, operación y disponibilidad (Raineri et al., 2006). Los pagos por el servicio de Q se trasladan 50% a los generadores y 50% a los consumidores.

Si se requiere soporte adicional de Q, el operador del sistema contrata según la capacidad de reactiva adicional que se requiera. Cuando se contrata según lo anterior los generadores reciben un pago por disponibilidad, y si deben reducir su generación de P, se les paga el costo de oportunidad de la energía, además los generadores también reciben pagos durante el tiempo que operen como condensadores sincrónicos.

Los principales costos asociados con la prestación del control de tensión están asociados con la inversión y la operación. Este servicio lo deben pagar los consumidores y tiene un precio de cerca de US\$ 0,2/MWh.

El mercado de Nueva Zelanda realiza contratos bilaterales con los condensadores sincrónicos, y es obligatorio contar con la Q básica para que los generadores se conecten al sistema (HTSO, 2000).

### **2.1.5. España**

Actualmente España posee una capacidad instalada de 90 GW, de los que aproximadamente de 55-56 GW son firmes, es decir, que no están condicionados a la existencia de viento o de agua embalsada. Esa capacidad supera con holgura la demanda potencial, cuya pico está situado en torno a los 44,8 GW (REE, 2009).

Para la regulación de tensión como servicio complementario, se establece una resolución conocida como El Procedimiento de Operación P.O. 7.4, Servicio Complementario de Control de Tensión de la Red de Transporte (Resolución, 2000).

En esta reglamentación se dictan los procedimientos de los agentes prestadores del servicio de la red de transporte. Se especifica adicionalmente, el control de tensión mediante la excitación de generadores, realizando maniobras en los taps de los transformadores e incluso al acoplar dispositivos estáticos como las reactancias o condensadores (Resolución, 2000).

Los generadores participantes están obligados a prestar el servicio de control de tensión, en caso de que el generador no pueda cumplir con la prestación del servicio, tiene la obligación de presentar un informe detallado en el que se especifique nuevamente la banda mínima a la que puede operar. El incumplimiento de los requisitos mínimos obligatorios se repercutirá en la retribución de este servicio complementario en forma de pago por la energía reactiva equivalente no generada o consumida (Resolución, 2000).

Los únicos participantes de este mercado son los que se encuentran conectados a la red de transmisión (Frías, 2006). Los generadores participantes deben tener una capacidad mayor a 30 MW y deben estar disponibles para un mercado de Q, los clientes participantes deben tener una potencia instalada mayor a 15 MW y deben estar conectados a la red, el factor de potencia se debe mantener entre 0,989 inductivo y capacitivo. Todos estos generadores deben declarar lo que están dispuestos a generar y/o absorber de Q, para que luego el operador de red pueda determinar su participación, (Raineri et al., 2006).

Los generadores deben ser capaces de absorber o generar Q del 15% del valor de máximo de P cuando el generador opera en su valor de tensión nominal. Además, cuando la red de transmisión está operando por encima de su tensión nominal ( $> 1,05$  p.u.), los generadores aunque no están obligados a proporcionar Q si deben estar preparados para absorber Q más del 30 % de su P máxima.

En caso que la red de transmisión este operando por debajo de su tensión nominal ( $< 0,95$  p.u.), los generadores están obligados a aportar Q en una proporción mayor al 30 % de su P máxima. Además, los consumidores no regulados y las empresas de distribución no deben generar Q a la red de transmisión en horas

valle, en horas pico no deben consumir más del 33% de Q con respecto a la carga activa. Los consumidores tienen la opción de participar en la prestación del servicio complementario de control de tensión (Lobato et al., 2007).

Los costos asociados son los inversión, operación y costo de oportunidad y el mercado es mediante contratos bilaterales anuales (Raineri et al., 2006). El costo del servicio de control de tensión de la red de transporte se integrará como un costo más del mercado de producción organizado.

El mercado español ha mostrado interés en la implementación de la GD con el propósito de servir como apoyo a los servicios complementarios. Es el caso del *Proyecto Fénix* (Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected “energy evolution”) enfocado en permitir el desarrollo de la GD con el objetivo de generar energía eléctrica eficiente, segura y sostenible. El objetivo de este proyecto es conseguir que la GD pase de ser una generación pasiva a activa, contribuyendo al funcionamiento de las redes eléctricas y asumiendo así un papel similar y complementario al de la generación centralizada (Fenix - Project, 2010).

Este proyecto integra varios países de la Unión Europea, entre ellos el mercado español, con unidades de GD instaladas con anterioridad, las que son coordinadas por medio de Fénix. El gran objetivo es que en el futuro un gran número de pequeños generadores se encuentren conectados a las redes de distribución, e interconectados entre distintos países de la Unión Europea, con el objetivo de hacer más eficiente y segura la generación de energía eléctrica (Fenix-Project, 2010).

A continuación, en la tabla 2.1 se resumen los aspectos técnicos y económicos más relevantes en los mercados de control de tensión que se presentaron anteriormente.

Tabla 2.1. Características Técnicas y Económicas del Control de Tensión, Experiencias Internacionales

PAIS O REGIÓN	CARACTERISTICAS								
	TECNICAS					ECONOMICAS			
	GENERACION	TIEMPO		FP		DISPOSITIVOS DE APOYO	TRANSACCION	COSTOS INCLUIDOS	PRECIOS (US\$)
Respuesta		Duración	Ind	Cap					
<b>INGLATERRA Y GALES</b>	> 30MW Proyectos para incluir la GD	Inmediato	Por el tiempo necesario	0,95	0,85	SVC, Bancos de condensadores	Contratos Bilaterales	Utilización y Capacidad	Consumidor: 0 – 0,58/MVAr/h Operación: 1,31/ MVArh
<b>PAISES NORDICOS</b>	Hidráulicos	5 segundos	Por el tiempo necesario			NO	Contratos Bilaterales	Capacidad	Generador: 2,7/MVArh
<b>CALIFORNIA</b>	Sin Restricciones	1 minuto	Por el tiempo necesario	0,9	0,9	NO	Contratos Bilaterales	Operación, Mantenimiento y Desgaste	
<b>PJM</b>	Sin Restricciones			0,9	0,95	SVC	Contratos Bilaterales	Utilización y Costos de Oportunidad	
<b>AUSTRALIA Y NUEVA ZELANDA</b>	Sin Restricciones	Inmediato	Por el tiempo necesario	0,9	0,93	NO	Contratos Bilaterales	Inversión, Operación, Disponibilidad y Habilitación, Costo de Oportunidad	Consumidor: 0,2/MWh.
<b>ESPAÑA</b>	> 30MW Proyectos para incluir la GD			0,989	0,989	Maniobras de TAPS	Contratos Bilaterales	Inversión, Operación y Costo de Oportunidad	

De la tabla 2.1 se observa, en cuanto a especificaciones técnicas, que en algunas regiones como California, PJM y Australia – Nueva Zelanda en la regulación no se les impone ningún tipo de restricción a los generadores que prestan el servicio complementario de control de tensión en cuanto a la capacidad para la prestación de dicho servicio.

En otros países como España e Inglaterra la regulación restringe la potencia del generador debido a que los generadores con grandes capacidades pueden generar y absorber  $Q$  en mayores cantidades que los generadores con capacidades menores.

Es en estos países, del continente europeo, donde se han desarrollado proyectos enfocados en la utilización de la GD para el apoyo de los reactivos necesarios cerca a los centros de consumo, es decir incluir dentro de los servicios que presta la GD al control de tensión y convertir a la GD en una generación activa.

Es importante destacar que para que la GD preste el servicio complementario de control de tensión, debe tener una generación continua, es decir, prestar una continuidad al servicio con el objetivo de prestar un correcto control de los servicios complementarios.

La GD es capaz de mantener la reserva de energía reactiva rodante cerca de los centros de consumo, por lo que esta solución innovadora es capaz de mantener el flujo de reactivos y los perfiles de tensión entre los rangos establecidos.

En Europa, la GD está empezando a implementarse por medio de proyectos de control de tensión, con resultados positivos, especialmente en tensiones menores e iguales a 132kV (Pecas et al., 2006). En estos niveles de tensión, los operadores de los sistemas de potencia muestran como la GD reduce las necesidades de potencia reactiva en las redes de potencia y mejora el factor de potencia (Thong et al., 2007). En términos técnicos, la GD es utilizada en la actualidad para mejorar la calidad de la potencia eléctrica entregada al usuario final (IEA, 2002).

El Nordpool al poseer grandes fuentes hídricas, aprovecha esta condición para el control de tensión puesto que las unidades de generación hidráulica, presentan la variación de porcentaje más rápida de la capacidad de salida de potencia de la unidad por minuto, en la tabla 2.2 se muestra este porcentaje dependiendo de la fuente primaria que se utilice.

Tabla 2.2. Posible variación en la generación  
(Fuente: Rebours, 2008)

NUCLEAR	CARBON	COMBUSTIBLE O GAS	HIDRAULICAS
1 a 2 % por min	1 a 5 % por min	2 a 4 % por min	95 a 150 % por min

El tiempo de prestación del servicio de control de tensión y reactivos en los países estudiados muestra que este servicio se debe prestar por el tiempo que sea necesario para que el sistema pueda mantener la estabilidad y no presente eventos fuera del rango de la tensión.

Otra característica común en estos países es la utilización de otros dispositivos o tecnologías para mantener el flujo de  $Q$  y las tensiones. La prestación de este servicio con los demás dispositivos es obligatoria y sin ningún tipo de remuneración. Los dispositivos comunes son los SVC y la maniobra con los taps de los transformadores, en el caso australiano este servicio se presta cuando los generadores actúan como condensadores síncronos.

En cuanto a los aspectos económicos una característica similar es el uso de contratos bilaterales como mecanismo de transacción para la remuneración del control de tensión. Estos contratos basan el precio dependiendo de las características que el regulador define, dándole más peso a algún tipo de costo por encima de otros costos como es el caso de los países nórdicos en los que solamente se tienen en cuenta los costos por capacidad. Estos costos están relacionados con la tecnología que se utiliza para proveer el control de tensión.

El control de tensión tiene un comportamiento local y regional, lo que evita un mecanismo de oferta de la  $Q$ , puesto que los posibles compradores serian las cargas que están conectadas cerca a dicho dispositivo. Por esta razón es que el

mecanismo de transacción más eficiente son los contratos bilaterales, debido a que se establecen reglas claras entre todos los agentes prestadores y consumidores del control de tensión y reactivos.

## **2.2. Experiencias del control de tensión en países latinoamericanos**

En esta sección, se realiza un resumen de los aspectos más importantes que se evalúan en los mercados energéticos latinoamericanos. En esta región se presentan algunas características similares, que pueden direccionar de mejor manera el estudio sobre el control de tensión para la difusión de la GD en el sistema colombiano.

En Latinoamérica algunos de los países más representativos que manejan o incluyen los servicios complementarios son:

### **2.2.1. Argentina**

En el control de tensión todos los agentes participantes deben estar disponibles para prestar el servicio de flujo de Q en el momento en el que el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) lo requiera (Trigo et al., 2009). Además los agentes que participan en el mercado y que prestan cualquier tipo de servicio, tienen responsabilidad en el control de tensión en los diferentes puntos del sistema eléctrico.

Entre la distribución y la transmisión se deben mantener un factor de potencia que debe ser como mínimo 0,95 en las horas pico. Los excedentes sobre este valor de factor de potencia se denominan “reactivo faltante” (Jiménez, 2003).

Desde CAMMESA, el Operador del Sistema Argentino, se utiliza el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) desde donde se controla el comportamiento de los agentes en sus nodos de conexión para detectar cualquier cambio no previsto que pueda poner en riesgo la calidad del servicio, controla la operación dentro de los rangos de tensión y el cumplimiento de los generadores (Cortez, 2003).

Como todos los agentes participan, los generadores deben entregar o absorber la  $Q$  de su curva de capacidad  $PQ$  para que en cualquier momento el Organismo Encargado del Despacho (OED) lo requiera, este caso es obligatorio y no se especifica pago (Jiménez, 2003).

Si un generador suministra una  $Q$  adicional, luego de cumplir con los estándares obligatorios mencionados anteriormente, será remunerado por esta producción (Jiménez, 2003).

### **2.2.2. Chile**

El sistema de energía chileno para el manejo de la tensión en las barras y los reactivos del sistema, requiere que los agentes generadores que quieran prestar el servicio de control de tensión o de flujo de  $Q$ , presenten la curva de capacidad  $PQ$  con el fin de establecer los límites que pueden aportar cada generador.

En caso de incumplimiento por parte del generador, este deberá contar con un dispositivo adicional que sea capaz de entregar a la red lo que le están pidiendo (Trigo et al., 2009).

El sistema de tarificación de reactivos comprende dos tipos de tarificación. El primero es el factor de potencia medio mensual que obliga a los consumidores a no bajar el factor de potencia de 0,93 inductivo. Si no se mantiene esa condición se recarga en la factura el 1% del valor total que se factura por cada variación de 0,01 en que el factor de potencia cambie. Es decir que los costos por kVAr dependen de la variación del factor de potencia (Cortez, 2003).

El segundo método de tarificación se conoce como el factor de potencia en función de razón horaria  $Q/P$ , que consiste en medir horariamente cada punto donde se presta una compensación con bancos de condensadores estáticos. El costo unitario del kVAr depende del número de horas en que se utilizan las compensaciones estáticas, el factor de recuperación del capital que se estima en 15 años (Cortez, 2003).

### **2.2.3. Brasil**

El Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS), tiene como funciones la planificación, programación de la operación y el despacho centralizado de la generación, con el objetivo de la optimización de los sistemas interconectados y tomar las medidas operativas necesarias, de acuerdo a los procedimientos de la red, para asegurar el funcionamiento dentro de los límites operativos.

Por esta razón se considera servicio complementario a la  $Q$  suministrada/absorbida por los generadores, por los generadores funcionando como condensadores síncronos y los elementos de control de tensión del transporte (Trigo et al., 2009).

Los agentes de generación deben mantener la capacidad de  $Q$  definida por el ONS. Los requisitos obligatorios de consumo o generación de  $Q$  se establecen en forma de factor de potencia, este se establece y regula la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), siendo de obligado cumplimiento para las instalaciones en cada punto de conexión. Los valores del factor de potencia varían dependiendo del nivel de tensión al que estén conectados. Estos valores se encuentran entre 0,92 y 0,98 inductivo y capacitivo (Trigo et al., 2009).

Con respecto a las necesidades de  $Q$ , las distribuidoras y los consumidores conectados a la red de transporte en los puntos de conexión deben asegurar un factor de potencia dentro de los valores establecidos (Cortez, 2003).

La legislación actual brasileña presenta inconvenientes para el pago a los generadores que suministran la  $Q$ . Los generadores no reciben remuneración por la generación o absorción de  $Q$ , es decir que el costo es incluido en el pago de la  $P$ , al establecer un valor fijo, la legislación brasileña no estimula la inversión en nuevos equipos de compensación dinámica de potencia reactiva (Barbury et al., 2006).

A los generadores que funcionan como condensadores síncronos se les remunera con un factor fijo, sin embargo es necesario anotar que para que el control de

tensión ofrezca confiabilidad a la red, se debe considerar la variación en los diferentes puntos de la red, lo que hace que a los agentes no les interese prestar este servicio. El soporte de  $Q$  deberá ser provisto por todos los generadores que estén en el sistema y que provean  $P$ , cuando el ONS lo solicite, sin costo para los demás agentes y consumidores (Barbury et al., 2006).

Esta legislación se debería revisar, pues la disponibilidad de fuentes de compensación dinámica es necesaria cerca de los grandes centros de consumo para disminuir el riesgo de colapsos de tensión y apagones. El operador del sistema, debe tener energía reactiva de reserva rodante, cerca de los centros de consumo. La reserva de  $Q$ , tiene por objeto mejorar el margen de estabilidad del sistema eléctrico en relación a un posible colapso de tensión (Barbury et al., 2006).

La experiencia estudiada en la sección de los países latinoamericanos, dentro de las experiencias internacionales, en cuestión de la remuneración del control de tensión y reactivos, no es clara comparada con la tarifación y el esquema de remuneración presentado en los países presentados en la sección 2.1. En Latinoamérica esta remuneración no muestra reglamentación directa en el pago de la prestación de este servicio complementario, además no se especifica reglamentación técnica ni remunerativa para el uso de otros dispositivos (como el SVC o los Condensadores Síncronos) que prestan a su vez el control de tensión.

# Capítulo 3. El Control de Tensión en el Sistema de Potencia Colombiano

---

En Colombia, el control de tensión no se implementa ni se remunera como un servicio complementario, es decir, no se presenta un mercado donde se remunere exclusivamente el flujo de la potencia reactiva y el control de tensión. Este servicio se presta inherente al servicio de la electricidad. No se realiza un despacho ideal, sino que se realiza un redespacho que depende de las necesidades de la red con las variaciones momentáneas de la carga.

En este capítulo se describen los antecedentes de las resoluciones que estudian el comportamiento y la posible remuneración del control de tensión y la gestión de la potencia reactiva en Colombia.

Luego, se describe el proceso que se realiza por parte del Operador para controlar la tensión en los diferentes puntos del sistema de potencia y las tecnologías o maniobras que utiliza.

Por último, se describen las características económicas del redespacho utilizado para la remuneración a las unidades generadoras cuando estas prestan el servicio de flujo de  $Q$ .

## **3.1. Antecedentes**

En Colombia se han establecido varias resoluciones por parte del agente regulador, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), donde se expresa la remuneración para cada agente dependiendo del caso que sea necesario, absorber o generar potencia reactiva, en cualquier momento en el que la red lo necesite.

Desde el año de 1996 con la resolución CREG 009 de 1996 se comenzó a pensar en la forma en que la potencia reactiva entregada a los usuarios finales se pudiera tarifar como un excedente de potencia activa. Se reglamentó que si los usuarios consumían un 50% más de potencia reactiva que de potencia activa, debían pagar esta penalización. Puesto que en los usuarios un flujo de potencia reactiva tan importante hace que la tensión sea fluctuante y se presenten contingencias o daños en algunos equipos.

Más adelante en el artículo 25 de la resolución CREG 108 de 1997 especifica el factor de potencia que los usuarios no regulados y los usuarios regulados o residenciales con un nivel de tensión mayor a uno deben poseer. El factor de potencia que se reglamenta debe ser 0.9 inductivo, si este valor no se mantenía y en cualquier momento de la prestación del servicio el usuario lo excedía o lo reducía, este excedente de potencia reactiva lo pagaban como un exceso de potencia activa.

En 1999 la Resolución 080 habla sobre “Control Automático de Voltaje (CAV)”, pero esta resolución indica que los valores de la tensión deben cumplir con la Resolución CREG-025 de 1995 (Código de Operación). Este servicio lo prestan los generadores, pero estos deben tener telecomando controlado por el Centro Nacional de Despacho (CND) su utilización cuando este sea necesario.

El artículo 11 de la resolución CREG 082 de 2002 expresa la forma de la liquidación de potencia reactiva consumida por los usuarios finales, si esta superaba el 50% de la potencia activa consumida, es congruente con las demás resoluciones que se han expresado al respecto, liquidando el excedente como un flujo de potencia activa.

En el 2004 con la resolución CREG 047, se autoriza que a los usuarios se les cobre en la componente de la tarifa correspondiente a Transmisión los excedentes de potencia reactiva. Además a partir de este momento se autoriza el uso de los demás dispositivos en el STN con el objetivo de mantener los flujos de potencia en

las líneas de transmisión dentro de los rangos permitidos, además para aumentar la capacidad de flujo de potencia activa por la red.

Se muestra en la figura 3.1 una síntesis con los antecedentes de resolución implementados para controlar el flujo de reactivos por la red.

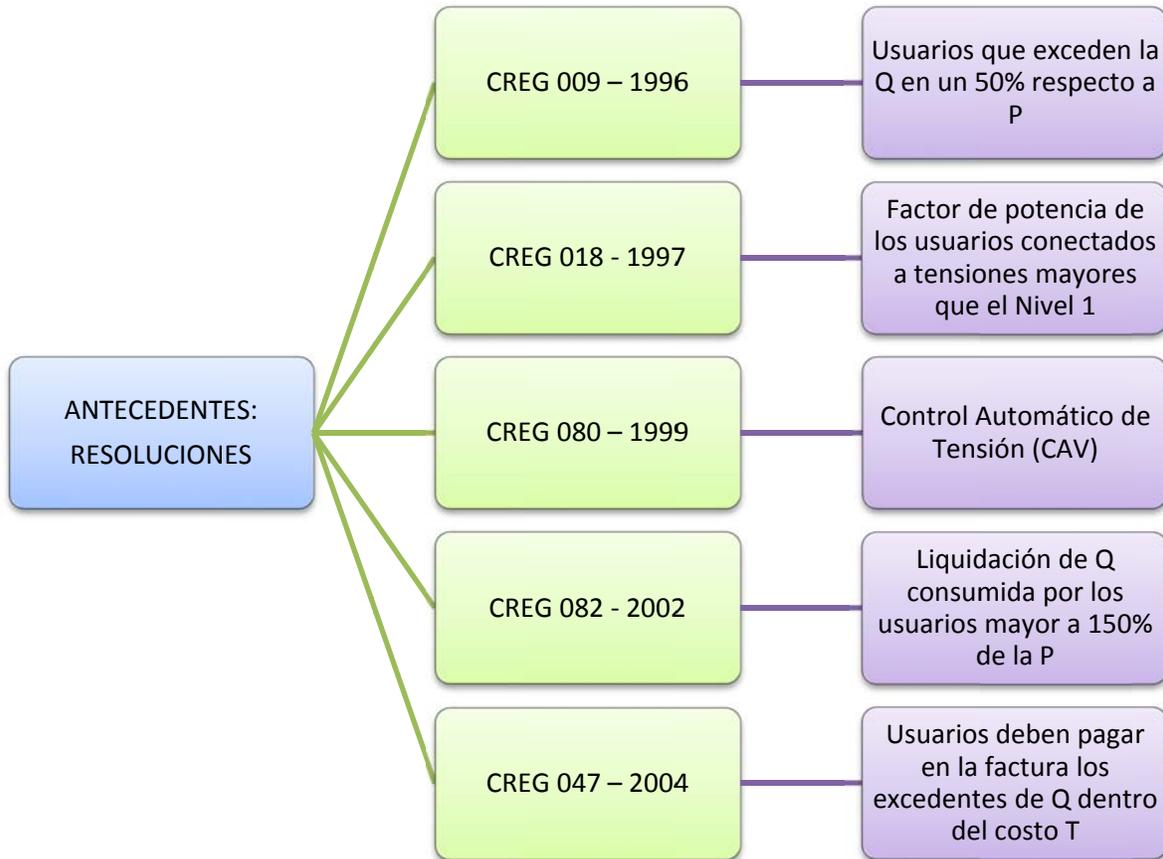


Figura 3.1. Síntesis de las resoluciones CREG del control de tensión y reactivos (Fuente: Diseño propio)

### 3.2. **Control de Tensión en Colombia**

Las zonas operativas del SIN tienen conectados dispositivos pasivos de control de la potencia reactiva y de tensión (Reactores y Condensadores). Estas compensaciones reactivas estáticas se encuentran ubicadas en las subestaciones receptoras primarias, secundarias y terciarias a lo largo de todo el sistema de potencia, no existe ningún tipo de remuneración ya que es obligación de los

agentes del mercado mantener los niveles de tensión entre los rangos prescritos. En condiciones de operación normal, las tensiones en las barras de 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV no deben ser inferiores a los 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV, la tensión mínima permitida es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal (CREG 025, 1995).

La tabla 3.2 muestra la capacidad de reactores y condensadores instalados actualmente en el SIN, por zonas o áreas operativas.

Tabla 3.2. Capacidad de reactores y condensadores instalados actualmente en el SIN  
(Fuente: Neón XM, 2010)

ZONA	REACTORES (MVA <sub>r</sub> )	CONDENSADORES (MVA <sub>r</sub> )
Caribe	1244	180
Nordeste	454	120
Antioquia y Chocó	628	132
Suroccidental	150	700
Oriental	0	0

En Colombia se encuentran instalados dispositivos SVC, uno de ellos está ubicado en Chinú con una capacidad de 360 MVA<sub>r</sub>, 250 MVA<sub>r</sub> y -30 MVA<sub>r</sub>, -60 MVA<sub>r</sub>, este dispositivo se encuentra en operación. Además en la subestación Caño Limón en el departamento de Arauca, se cuenta con otro SVC con capacidad de 0 – 84 MVA<sub>r</sub> capacitivos. Estos dispositivos se encuentran conectados a 115 kV.

Esta tensión hace parte del Sistema de Transmisión Regional (STR), sin embargo los FACTS son remunerados como si estuvieran conectados al Sistema de Transmisión Nacional (STN) dada la importancia de su utilización para la estabilidad en el SIN (CREG 061, 2000).

La Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME) está adelantando estudios que consideran una compensación capacitiva en la conexión en corriente continua de alta tensión (HVDC) con Panamá puesto que esta conversión de tecnología requiere de un flujo de potencia reactiva dado que las líneas de transmisión tienen un gran componente inductivo que debe ser equilibrado con dispositivos que

contrarresten esta potencia reactiva en atraso. Esta compensación capacitiva se podría utilizar para cubrir las necesidades de potencia reactiva en otra parte de la red cuando no se requiera potencia para exportar a Panamá. Este servicio debe ser remunerado pero aún no se ha planteado ninguna resolución sobre los dispositivos que acompañan una subestación HVDC.

Otro tipo de control de flujo de potencia reactiva es el control VQ, como se mencionó en el capítulo 1, este tipo de control cuenta con un microprocesador que detecta la onda de tensión, no genera ni absorbe Q, evaluando las necesidades de reactivos en la red, realizando una combinación entre las conexiones de condensadores y reactores para enviar a la red los reactivos necesarios con el objetivo de aumentar o disminuir la tensión dependiendo del caso que se esté presentando en ese momento.

El control VQ también tiene la capacidad de maniobrar sobre los taps de los transformadores que pueden operar bajo condiciones de carga. Cuando se presentan problemas en el lado de baja tensión de transformadores 220 kV / 110 kV, al maniobrar sobre los taps el transformador tiene la capacidad de inyectar reactivos al lado de baja tensión del transformador para que la tensión se normalice y si se quiere descargar el lado de baja tensión del transformador, mueve los taps con el fin de absorber los reactivos del STN.

En Colombia en la actualidad se cuenta con nueve (9) controles VQ, un sistema inteligente, ubicados estratégicamente en el sistema interconectado nacional. La figura 3.3 muestra la ubicación del Control VQ en el SIN:

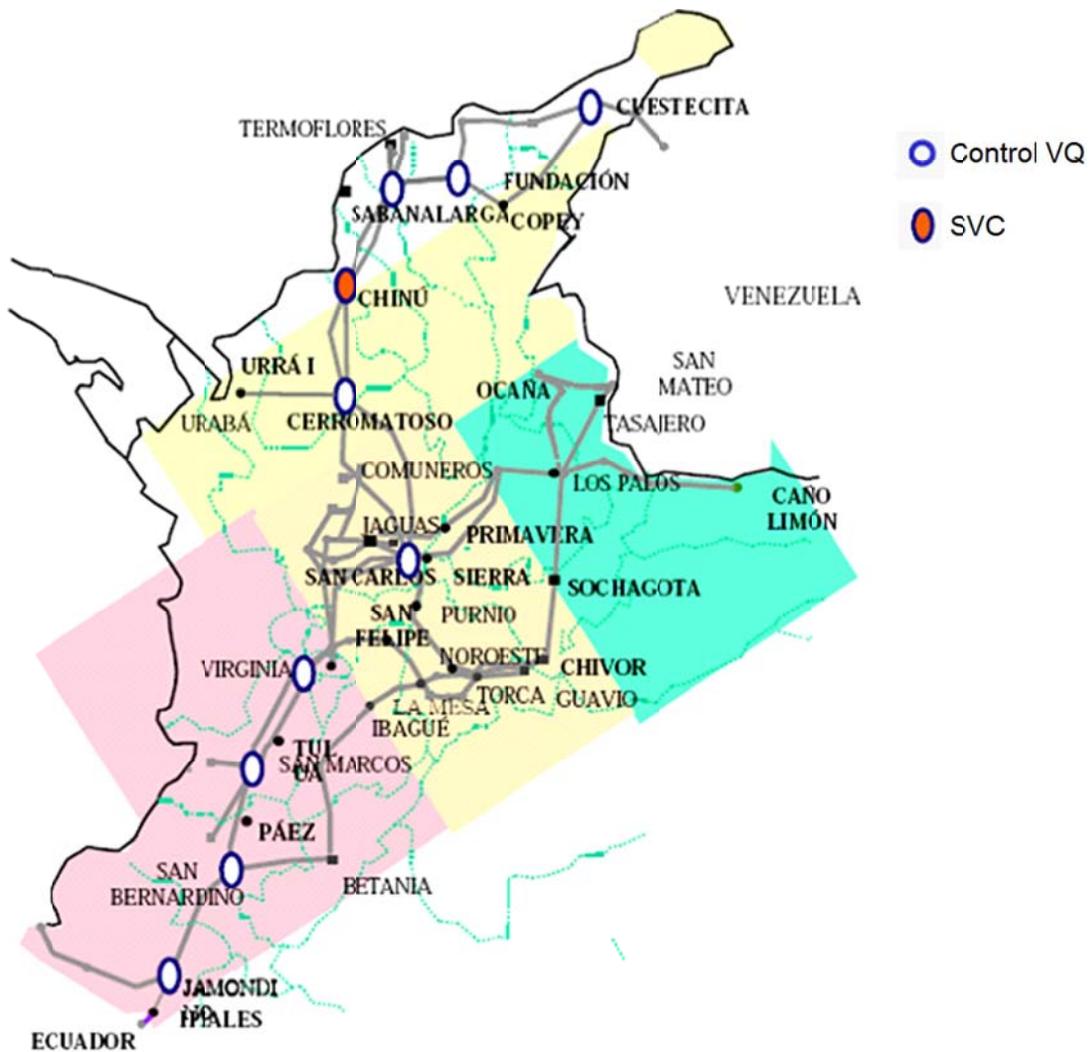


Figura 3.3. Ubicación del Control VQ en el SIN.  
 (Fuente: III Seminario Internacional sobre Operación, Control y Estabilidad en Sistemas de Potencia)

El control VQ es remunerado como un activo utilizado en la prestación del servicio de transmisión, esta remuneración tiene en cuenta la vida útil del equipo, los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), además de la Tasa Interna de retorno (TIR). A pesar de esta remuneración, este tipo de dispositivos actualmente solo se cuentan con dos funcionando en todo el SIN, dado que la regulación no es clara con respecto al grado de responsabilidad de cada agente en caso de fallas en la prestación de dicho servicio (CREG 011, 2009).

Adicionalmente, se cuenta con un control suplementario ubicado en la conexión con Ecuador (esquema internacional) que se conoce como el esquema de separación de áreas. Este esquema de separación de áreas tiene dos formas: la primera es conocida como esquema lento donde se realizan maniobras como la conexión de los reactores o condensadores dependiendo de las necesidades.

El esquema rápido es en el que la tensión se encuentra en unos niveles incontrolables y el control VQ desconecta inmediatamente las líneas que interconectan para evitar daños en cualquiera de los dos puntos de la subestación.

Todos los generadores colombianos presentan dispositivo AVR (Automatic Voltage Regulator), el procedimiento que se realiza es que los generadores envían al CND sus curvas de capacidad y de disponibilidad para que en cualquier momento que el sistema lo requiera, el Operador le ordena que genere o que absorba los reactivos que la red necesita.

Las plantas generadoras de todo el país están en capacidad de entregar o absorber MVAR's al sistema. Los grandes generadores del país como Guavio, Betania, Chivor, y San Carlos tienen acondicionado al AVR un PSS. Este dispositivo solamente se recomienda conectar cuando el OS considera, es decir, después de realizar análisis técnicos a los generadores y a la tensión en ese nodo, se obliga al agente dueño de esa planta que conecte además del AVR un PSS para que el control de la tensión en ese nodo sea más precisa y en el menor tiempo posible.

El Operador del SIN antes de acudir a los generadores, realiza otras maniobras, donde utiliza las compensaciones estáticas, los SVC y la apertura de líneas descargadas, por lo que las máquinas se dejan como reserva ya que es la forma más rápida de subir tensión, a través de manipular la excitación de la máquina para que entregue potencia reactiva.

En la siguiente figura se observa un resumen de los dispositivos utilizados para el control de tensión en Colombia, como ya se describió anteriormente.

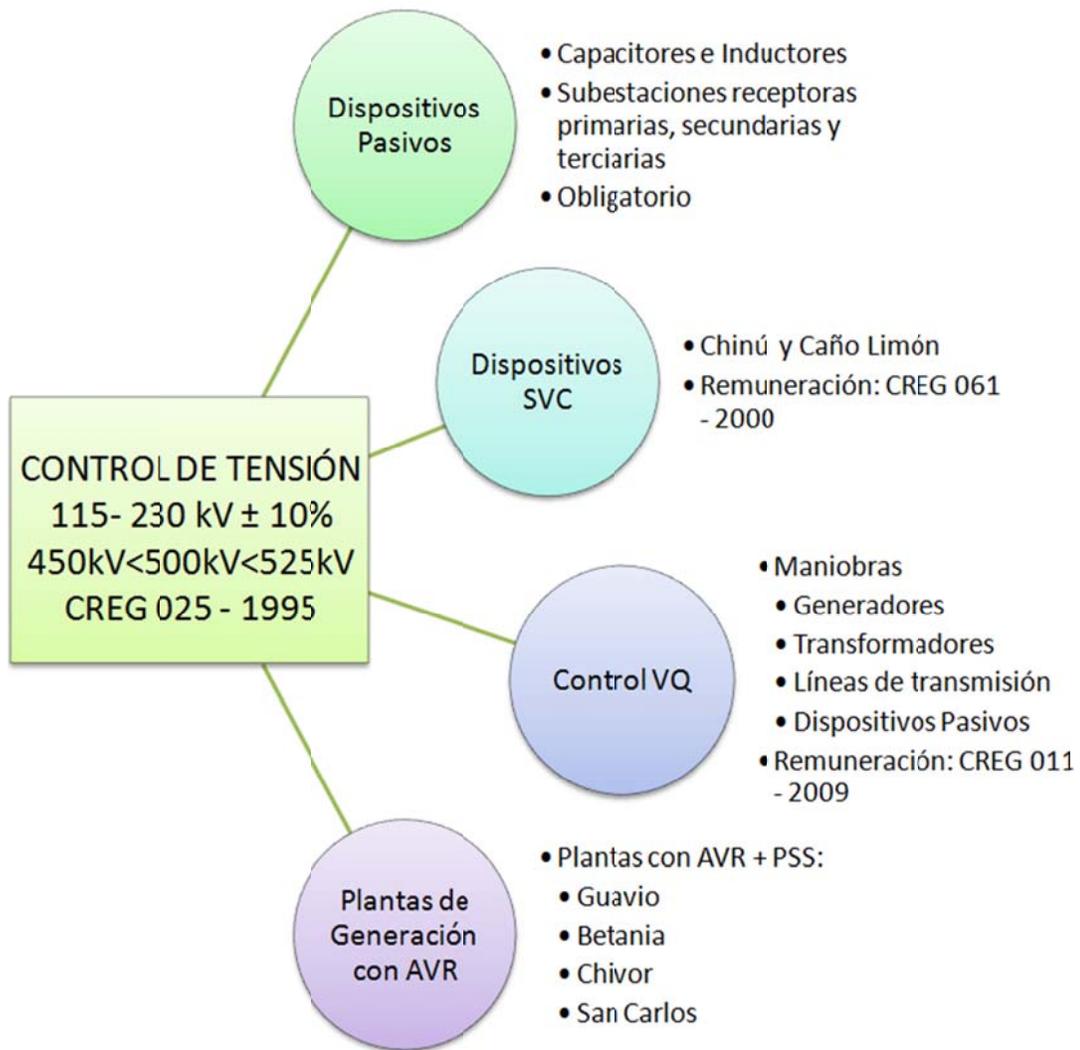


Figura 3.4. Control de tensión en el SIN.  
 (Fuente: Diseño propio)

En la sección 3.3 se explica detalladamente la remuneración de los generadores que prestan el soporte de reactivos y control de tensión. Se muestra la fórmula que utiliza el CND para calcular dicha remuneración.

### 3.3. Remuneración del control de tensión

No existe una reglamentación explícita y clara que remunere el manejo de la potencia reactiva en el SIN, para el caso de la prestación del servicio por parte de los generadores. En este caso se remunera en la liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad (MEM), utilizando la figura de Generación de Seguridad.

La generación de seguridad es identificada, clasificada y asignada por el CND a través de estudios probabilísticos realizados en áreas y subáreas del SIN buscando tener balance entre tensión y frecuencia en todo el sistema de potencia (CREG 062 de 2000).

El CND debe encontrar por cada una de las veinticuatro (24) horas del Despacho económico, un Predespacho Ideal que no tiene en cuenta las inflexibilidades de las unidades y/o plantas de generación y sin considerar las Restricciones del SIN, utilizando técnicas de optimización con el fin de encontrar la cantidad mínima a remunerar que tenga en cuenta la disponibilidad de potencia reactiva total en el SIN.

La ecuación (12) describe el procedimiento del predespacho utilizado por el CND para la remuneración de los generadores:

$$\begin{aligned} \text{Min}_{Q_{it}} &= \sum_i Pof_{it} \times Q_{it} & (12) \\ \text{Sujeto a} & \text{ Restricciones Eléctricas} \\ & Dt \leq \sum Q_{it} \end{aligned}$$

Donde:

$i$	Índice a los Generadores
$t$	Índice de las Horas del Día
$Pof$	Precio de Oferta
$Q$	Disponibilidad Declarada
$Dt$	Requerimiento de soporte de tensión

Según las Restricciones Eléctricas, específicamente referidas al flujo de potencia por las líneas, las capacidades nominales de los dispositivos conectados a la red, a la tensión en las diferentes barras del sistema y al flujo de corriente por el sistema; y Requerimientos de Soporte de Tensión y teniendo en cuenta la generación de seguridad se realiza un predespacho en el que se evalúa la  $Q$  mínima que requiere el sistema, para eso se debe analizar el precio de oferta de cada uno de los generadores y la cantidad de  $Q$  que pueden ofrecer en determinada hora.

# Capítulo 4. Modelo de Difusión de la GD con el Control de Tensión en el Sistema de Potencia Colombiano

---

Este capítulo analiza y evalúa un posible esquema de difusión de la GD (en la sección 4.4 se explica en qué consiste el modelo de difusión utilizado para el modelo), agregando al pago convencional de la potencia reactiva, incentivos que ofrezcan al inversionista y al mercado una rentabilidad para recuperar la inversión. Estos incentivos están relacionados con la prestación del servicio de control de tensión dentro del sistema de potencia colombiano para que la GD sea implementada para prestar servicios de soporte a la red. Además se implementan incentivos de tipo ambiental por la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

En el desarrollo del modelo no se tienen en cuenta los elementos adicionales para el control de tensión como los bancos de condensadores, los dispositivos SVC o STATCOM, entre otros. Esto se debe a que según las experiencias internacionales estudiadas, la utilización de estos dispositivos adicionales es considerada como obligatoria y por lo tanto no ofrece ningún tipo de remuneración económica para los agentes.

El estudio está dividido en la evaluación técnica, económica y regulatoria sobre la pertinencia de difundir la GD en el sistema de potencia para mejorar la confiabilidad, la calidad de la potencia, la continuidad del suministro del servicio y los beneficios económicos en cuestión de la utilización de las tecnologías renovables. El análisis económico se basa en la implementación de incentivos con el propósito de aumentar la participación de la GD en el sistema de potencia colombiano.

La metodología empleada para el análisis de la difusión de la GD incluyendo incentivos técnicos por control de tensión y los incentivos ambientales se denomina Dinámica de Sistemas (DS). Con la DS es posible modelar y simular el comportamiento de un sistema que presenta grandes retardos y múltiples realimentaciones como es el caso de los mercados desregulados (Dyner y Larsen, 2001).

Esta metodología es apropiada en el desarrollo del modelo puesto que los mercados de energía desregulados son considerados como un entorno cambiante y con riesgos para el inversionista dadas las condiciones de competencia e incertidumbre (Assili et al., 2008). Permite la construcción de modelos complejos y dinámicos en los que se debe observar el comportamiento de todos los agentes participantes del mercado (Dyner *et al.*, 2001). Permite evaluar variables de tipo cualitativo que están presentes en los modelos de los mercados energéticos (Forrester, 1998), en este caso variables como la calidad de la potencia, la seguridad regulatoria y la continuidad del suministro.

#### **4.1. Análisis Técnico**

Para garantizar un suministro de electricidad seguro, confiable y con calidad, es necesario que el operador del sistema cuente con servicios complementarios con el objetivo de mantener la frecuencia y los perfiles de tensión controlados con el fin de lograr un sistema de potencia estable dentro de los rangos requeridos por la normativa. Los principales servicios complementarios son el control de tensión, el control de frecuencia y el arranque autónomo (Bacon y Besant, 2001).

Este análisis comienza con las generalidades técnicas de la GD y se muestran algunos proyectos en los que se pretende implementar la GD para proveer soporte técnico a la red. Adicionalmente se evalúa la calidad de la potencia, que es la medida que utiliza el regulador para analizar las variaciones o los fenómenos que afectan la onda de la tensión. Estas variaciones en la onda de la tensión pueden interrumpir la continuidad en el suministro, lo cual se explica en la sección 4.1.3. Por último se muestra, con la implementación de un caso de estudio del

subsistema Caldas, Quindío y Risaralda (CQR), perteneciente a la zona suroccidental, la influencia que ejerce la conexión de generadores distribuidos en el valor de las tensiones del sistema de potencia escogido.

#### **4.1.1. Generación Distribuida (GD)**

La GD es la generación de energía eléctrica en pequeña escala lo más cercana al centro de carga, con la opción de comprar o vender energía con la red eléctrica o trabajar aisladamente (Iberdrola, 2010).

Este tipo de generación es instalada con capacidades relativamente pequeñas respecto a las centrales de generación. En las fuentes se manejan diferentes rangos: menores a 500 kW; de 1 MW a 5 MW; así como de tan sólo unos cuantos kilowatts, en lo que respecta a las tecnologías disponibles, la capacidad de los sistemas de GD varía de cientos de kW hasta diez mil kW (Iberdrola, 2010).

La GD no está limitada al uso de combustibles fósiles, en algunas regiones se tienen fuentes de energía renovables importantes integradas en el sistema de energía a través del uso de turbinas de viento y combustión de biomasa (Iberdrola, 2010).

En el mundo se incrementó el portafolio mundial de energías renovables, incluyendo el caso colombiano con las industrias del azúcar que continúan añadiendo plantas eléctricas a la red. Colombia debe estar a la par de la dinámica global energética implementando las fuentes renovables a su matriz energética

Según estadísticas, la capacidad de energía renovables se expandió a 280GW en el 2008, un 75% más que los 160GW del 2004, excluyendo la hidroeléctrica. En la tabla 4.1 se muestran los países con mayor crecimiento de uso de energía renovable (Iberdrola, 2010).

Tabla 4.1. Países con mayor crecimiento en el uso de los recursos renovables  
(Fuente: Iberdrola, 2010)

PAIS	POTENCIA INSTALADA (GW)
CHINA	76

ESTADOS UNIDOS	40
ALEMANIA	34
ESPAÑA	22
INDIA	13
JAPON	8

La GD presenta grandes ventajas en el control de tensión, este tipo de generación puede utilizarse con el objetivo de proveer los servicios complementarios como el control de frecuencia y el control de tensión (Pecas et al., 2006), los cuales son necesarios para el funcionamiento seguro y confiable de los sistemas interconectados de potencia (Bacon y Besant, 2001).

Estudios recientes muestran que la GD puede utilizarse en la provisión de los servicios complementarios, los cuales son necesarios para el funcionamiento seguro y confiable de los sistemas interconectados de potencia. Los servicios complementarios que pueden ser entregados por plantas de generación distribuidas según estos estudios son el control de frecuencia y el control de tensión (Pecas et al., 2006).

La ventaja que presenta la GD al conectarse con una barra del sistema, es que esta barra se convierte en una barra de tensión controlada (PV), haciendo que el nivel de tensión en esa barra mejore significativamente con respecto al valor de tensión que se presenta en esa barra cuando es una barra de carga (PQ) (Cardell et al., 1998).

Es necesario considerar que la GD, para suplir los servicios complementarios debe contar con una prestación del servicio de generación continua. Es por esto que se recomiendan los sistemas híbridos que permiten la combinación de varias tecnologías complementarias.

La justificación para implementar la GD en el modelo de mercado está enmarcada en el *Proyecto Fénix* (Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected “energy evolution”) enfocado en permitir el desarrollo de la GD para generar

energía eléctrica eficiente, segura y sostenible. El objetivo de este proyecto es conseguir que la GD pase de ser una generación pasiva a activa, contribuyendo al funcionamiento de las redes eléctricas y asumiendo así un papel similar y complementario al de la generación centralizada (Fenix - Proyect, 2010).

Este proyecto integra varios países de la Unión Europea, con unidades de GD instaladas con anterioridad, las que son coordinadas por medio de Fénix. El gran objetivo es que en el futuro un gran número de pequeños generadores se encuentren conectados a las redes de distribución, e interconectados entre distintos países de la Unión Europea, con el objeto de hacer más eficiente y segura la generación de energía eléctrica (Fenix-Proyect, 2010).

Otro proyecto que se debe tener en cuenta para la justificación de la implementación de la GD es el PRIME (PowerLine Intelligent Metering Evolution) es un proyecto que trabaja en la definición y pruebas de soporte para los contadores y controladores, que permita avanzar en la construcción de las redes eléctricas del futuro o Smart Grids (Iberdrola, 2010).

También se revisó el proyecto ADDRESS (Active Distribution networks with full integration of Demand and distributed energy RESourceS) que consiste en desarrollar nuevas redes activas, basadas en la dotación de inteligencia a lo largo de la red eléctrica, "Smart Grid". Esta inteligencia permitirá reacciones de los usuarios en tiempo real, prestando un mejor soporte a la red dado que se aumenta la confiabilidad en la respuesta del sistema ante fluctuaciones del sistema (Address, 2010).

El impacto ambiental negativo que ocasionan las grandes plantas de generación convencional es una preocupación que ha motivado el estudio de diferentes formas de energías renovables para ser utilizadas en la GD (Díaz, 2007), (Martínez et al., 2007).

El impacto ambiental es una de las preocupaciones por las que se estudian las diferentes formas de energía renovables que pueden ser utilizadas en la GD (Díaz,

2007). Una de estas inquietudes está relacionada con la inestabilidad de los combustibles fósiles repercutiendo en la inestabilidad del precio que se presenta en las plantas térmicas. Es por esto que la GD permite la ampliación del portafolio de tecnologías utilizadas para la generación de la energía eléctrica mediante fuentes alternativas (Martínez et al., 2007), reduciendo la hidrodependencia que se presenta en el sistema colombiano.

#### **4.1.2. Calidad de la Potencia**

La calidad de la potencia (CPE) está relacionada directamente con las perturbaciones de la onda de tensión que fluye por el sistema de potencia, estas fluctuaciones se asocian a la reducción de tensión o sobretensión, entre otros fenómenos asociados como los transitorios. Es importante destacar que la calidad de la potencia depende de las necesidades específicas del consumidor o carga que está conectada a la red (Ramírez et al., 2006).

La Resolución CREG 024 de 2005 que define la CPE se refiere al conjunto de calificadores de fenómenos inherentes a la forma de onda de la tensión, que permiten juzgar el valor de las desviaciones de la tensión instantánea con respecto a su forma y frecuencia estándar, así como el efecto que dichas desviaciones pueden tener sobre los equipos eléctricos u otros sistemas (CREG 024, 2005).

Esta resolución pretende especificar las medidas necesarias que deben realizar los operadores locales de red al momento de vigilar permanentemente la tensión y a su vez enviar esta información al CND para que el OR pueda tener un control más amplio de la CPE en todos los nodos del sistema.

El  $P_{ST}$  (Percibility Short Time) se define, según la resolución CREG 024 de 2005, como un indicador de la perceptibilidad de un equipo o sistema, ante fluctuaciones de tensión durante un período de tiempo corto (10 minutos), obtenido de forma estadística a partir del tratamiento de la señal de tensión. La forma de calcularlo se define en el Estándar IEC-61000-4-15 (2003-02) (CREG 024, 2005).

El nivel de tensión del sistema determina el valor límite del  $P_{ST}$ , para niveles de tensión 1 y 2 el límite de  $P_{ST}$  es 0,9. Mientras que los niveles de tensión entre el 3 y 4 el límite de  $P_{ST}$  es 0,8

Con estos índices  $P_{ST}$  se propone medir la calidad del sistema a través del indicador  $P_{ST}$  (Percibility Short Time), ya que concentra gran cantidad de información en el tiempo y cuantifica adecuadamente el impacto de las fluctuaciones de tensión en el corto plazo.

A continuación se muestra el comportamiento del índice  $P_{ST}$  frente a la variación en la carga industrial (Siderúrgica). La medición se realiza en las fases A, B y C medidos en 24 horas.

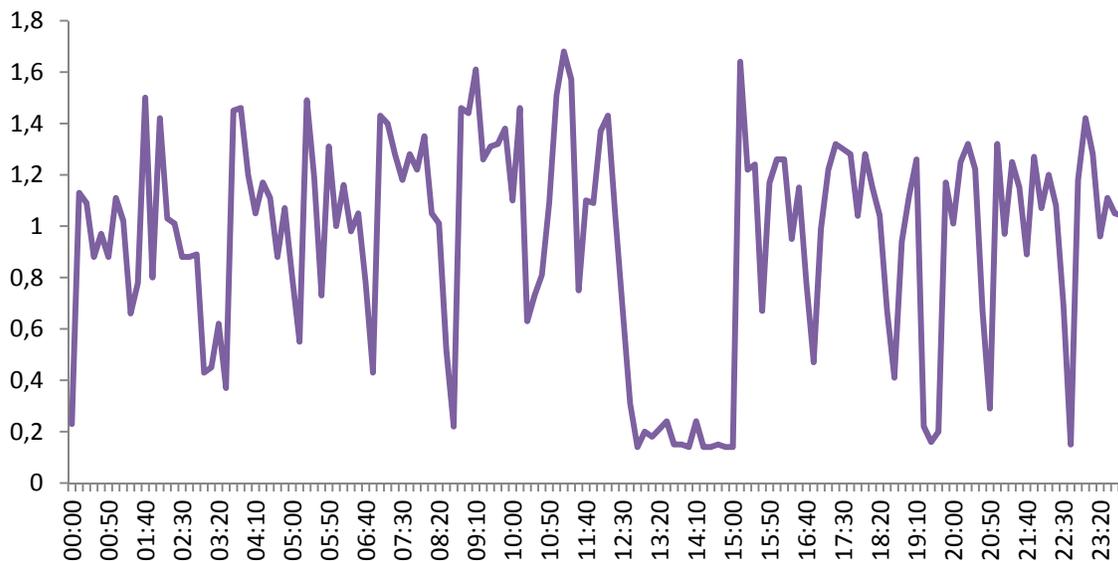


Figura 4.2. Índice  $P_{ST}$  en la Fase A medidos a lo largo de un día  
(Fuente: Dispositivo  $P_{ST}$ )

En la figura 4.2, se muestra el registro en un periodo de 24 horas de un dispositivo que mide el índice PST en las tres fases del sistema de potencia en una barra del área operativa CQR. La barra escogida tiene conectada una siderúrgica y se observa un comportamiento inestable en su operación cotidiana y esta situación se agrava entre las 13:00 y las 15:00 debido a que entran

adicionalmente en funcionamiento los hornos para fundir el metal y desarrollar las aleaciones químicas.

Este aumento de consumo en las cargas altamente inductivas ocasiona un índice PST de 0,2, lo que significa un sistema con una onda de tensión distorsionada que no solo afecta su propio consumo sino el consumo de las cargas cercanas, lo que indica que la calidad de la potencia baja con respecto a su valor nominal, ocasionando que la onda de la tensión no sea la indicada para que las demás cargas funcionen llegando a presentar una interrupción sostenida.

#### **4.1.3. Continuidad del servicio**

Uno de los aspectos técnicos que presentan relevancia en el momento de la evaluación de la GD en el control de tensión es la Continuidad en el Suministro Eléctrico de la Potencia puesto que se debe garantizar que el suministro de electricidad sea continuo con el menor costo posible por parte de todos los agentes participantes.

La continuidad del suministro está relacionada con la duración y frecuencia de las interrupciones en el suministro de la electricidad, es decir se cuantifica por las interrupciones que se producen en la prestación del servicio. Las interrupciones se basan en la pérdida completa de la tensión por determinado período de tiempo.

**Eventos fuera de rango de tensión:** En Colombia se considera que ocurre un evento de fuera de rango de tensión, cuando la tensión sale de los rangos definidos en el Código de Operación por un lapso mayor de un minuto (CREG 025, 1995):

- ✓ 220/230 kV entre el 90% y el 110%
- ✓ 500 kV la tensión debe permanecer entre 90% y 105%

En la siguiente figura (figura 4.3) se muestra el promedio de los eventos fuera de rango de tensión durante los últimos 4 años que muestra que la tendencia es a mantener la tensión dentro de los rangos exigidos, pero que es necesario

implementar un mercado donde la libre competencia incentive a los agentes a invertir en diferentes dispositivos para que este índice de eventos se reduzca.

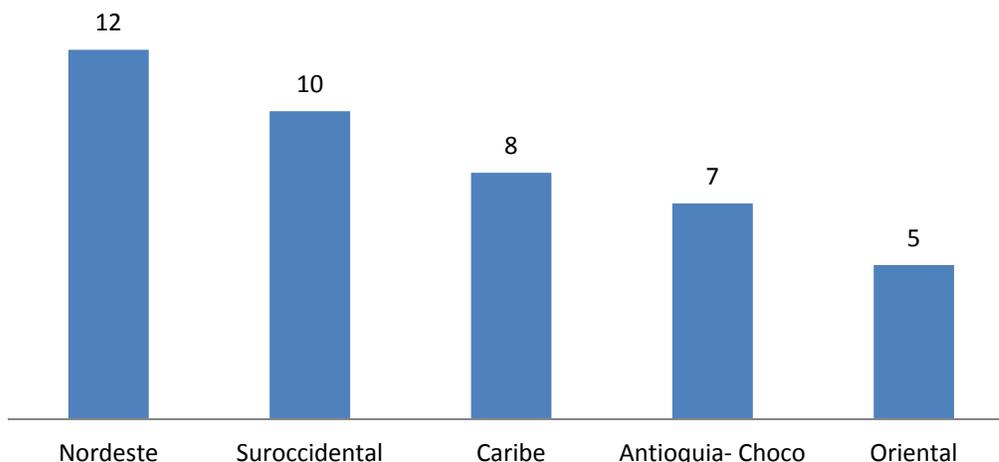


Figura 4.3. Promedio de eventos por fuera de rango de tensión durante los últimos 4 años.  
(Fuente: XM)

La figura 4.3 es un promedio de los eventos donde muestra que la zona que presenta más tensiones fuera de rango es la zona nordeste, la zona que presenta menos tensiones fuera de rango en promedio es la zona oriental. Además se evidencia que la zona operativa en la que se realizó el estudio (área suroccidental) es una de las que presenta mayor número de eventos de tensión fuera de rango, lo que justifica que en esta área se implementen soluciones para evitar un posible colapso de tensión

Si se busca que el sistema eléctrico colombiano sea pionero en la exportación de energía a los diferentes países latinoamericanos, es necesario que el sistema sea confiable y seguro durante todo el tiempo en el que se preste el servicio de electricidad. Por esta razón se debe pensar en un mercado que remunere de manera indicada cada uno de los servicios complementarios, y en este caso se presenta un estudio sobre la caracterización del mercado de control de tensión dentro del contexto colombiano.

Según las estadísticas mostradas anteriormente, se requiere una compensación adicional en el área Caribe, puesto que la cantidad de plantas generadoras hidráulicas en baja con respecto a la cantidad de plantas hidráulicas que hay instaladas en el resto del país. Estas plantas hidráulicas tienen la capacidad de variar su tensión desde el 90% al 150% de la tensión nominal a la que se encuentran instaladas (UCTE, 2004)

La continuidad en el modelo de simulación está asociada a los sistemas de GD híbridos en los que se combinan recursos convencionales con recursos renovables lo que permite un mejor soporte para los reactivos requeridos en la red. En el modelo de implementación de la GD se implementará un sistema con biomasa combinado con generadores diesel.

Cuando se utiliza la GD se reducen las congestiones en la red de potencia. La congestión está relacionada con los límites de operación del sistema. Cuando el sistema presenta congestión, la red puede presentar bajos niveles de seguridad puesto que algunos flujos de potencia pueden superar sus límites superiores, mientras que la tensión presenta valores más bajos que los permitidos. Cuando se presenta congestión en un mercado competitivo de electricidad, todas las operaciones que se desean no se pueden realizar debido a una violación de los límites operativos del sistema. Este fenómeno se presenta con frecuencia debido a que en las conexiones entre áreas operativas son propensas a la ocurrencia de sobrecargas y sobretensiones (Esmaili et al., 2009).

Con la implementación del modelo se pretende difundir la GD mediante la implementación de sistemas híbridos a base de biocombustibles y evaluar cómo se mejoran o aumentan los índices de calidad de la potencia en la región escogida para evaluar el control de tensión.

#### **4.1.4. Evaluación de la implementación de GD en la subárea CQR**

Como se mencionó al principio del capítulo se realizó una evaluación completa del subsistema CQR en la zona suroccidental. El subsistema CQR se muestra en el anexo 1 del presente documento.

Para observar el cambio en el sistema cuando se instalan unidades de GD, es necesario reducir el sistema, debido a que para la implementación del algoritmo de optimización de la GD “Recocido Simulado” (Buitrago, 2007), se debe realizar en un sistema con pocas barras, según recomienda el autor.

La ubicación de las unidades de GD se desarrolló, como se mencionó, tomando como base la técnica utilizada de “Recocido Simulado”, para optimizar la localización de la GD denominada Recocido Simulado. Esta técnica se basa en optimizar el lugar donde se instalarán los bancos de condensadores permitiendo aceptar de forma probabilística que algunos vecinos no mejoran la función de optimización, y así evitar caer en soluciones locales, para encontrar de manera más exacta el mínimo global. (Buitrago, 2007).

El desarrollo del algoritmo de optimización se implementó con el fin de encontrar el factor GDI. Este factor es incluido en el modelo para evaluar la relación entre las unidades generadoras disponibles (MW) y la GD ref en MW, que se requieren para mantener un promedio de las tensiones en los nodos en 1,0 p.u.

Las barras que se eligen para evaluar el impacto de la GD tienen como característica principal, que se conectan cargas industriales con alto valor inductivo como es el caso de las siderúrgicas. Las cargas industriales se traducen en cargas con un comportamiento no lineal que necesitan consumir alta cantidad de potencia reactiva de la red (Kundur, 1994), disminuyendo y modificando abruptamente la onda sinusoidal de tensión en la barra y también en las barras cercanas del área operativa.

A continuación, se analizan los resultados de la implementación de la GD en un segmento de la red que se escogió para la evaluación según los lineamientos de

Buitrago, 2007. Esta red se simuló en Powerworld, puesto que permite recopilar los datos para evaluar el modelo de optimización.

Se analizó en un sistema de potencia con diferentes niveles de tensión (220 kV, 115 kV, 33 kV), el comportamiento de las tensiones y del flujo de  $Q$  cuando se realiza la implementación de la GD.

Para observar el cambio en el sistema cuando se implementa la GD se toma como base un sistema que presenta bajos niveles de tensiones en algunas barras, y en otros puntos de la red, las líneas presentan congestión de reactivos.

**Sistema Original:** Este sistema es la simulación base para realizar las comparaciones cuando se conecte la GD

El diagrama unifilar de la figura 4.6 muestra el sistema original sin conexión de GD.

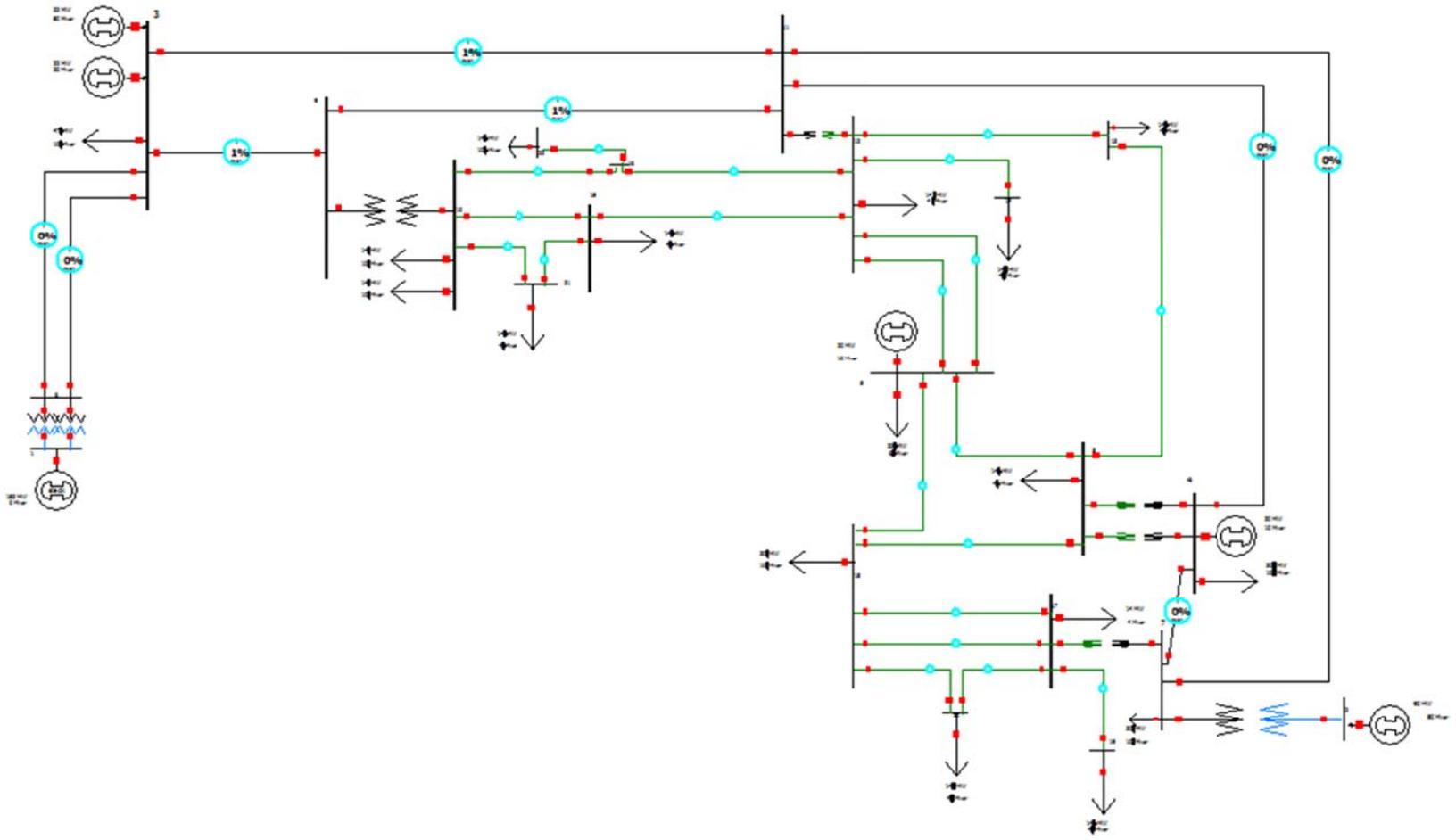


Figura 4.4. Diagrama unifilar del sistema simulado.  
 (Fuente: PowerWorld, versión 13)

El sistema que se evaluó consta de 22 barras, dos barras conectadas a 220 kV, seis barras con tensión de 115 kV y 14 barras conectadas a la tensión de 33 kV.

Tabla 4.5. Información de las barras y las cargas

Número de la Barra	Tensión Nom (kV)	Tensión (p.u.)	Tensión (kV)	Angulo (°)	Carga (MW)	Carga (MVAr)	Gen (MW)	Gen (MVAr)
1	220	1	220	0			152,77	0
2	220	1	220	0			90	50
3	115	1	115	0	47	10	44	70
4	115	1	115	0	30	10	20	10
5	33	1	33	0	23	6	20	10
6	115	1	115	0				
7	115	1	115	0	30	10		
8	33	1	33	0	14	4		
9	115	1	115	0				
10	33	1	33	0	28	20		
11	115	1	115	0				
12	33	1	33	0	14	4		
13	33	1	33	0	14	4		
14	33	1	33	0	14	4		
15	33	1	33	0	14	4	10	5
16	33	1	33	0				
17	33	1	33	0	14	4		
18	33	1	33	0	30	10		
19	33	1	33	0	14	4		
20	33	1	33	0	14	4		
21	33	1	33	0	14	4		
22	33	1	33	0	14	10		

La tabla muestra las tensiones nominales de cada barra (kV) así como también la tensión en p.u., en kV y el ángulo de desfase con respecto a la barra Slack cuando el sistema se simula. Las últimas cuatro columnas representan los valores en MW y MVAr de las cargas y de los generadores, respectivamente, conectados a dicha barra.

El sistema cuenta con siete generadores con capacidades según se muestran en la tabla 4.6. A todos los generadores, excepto el conectado a la barra Slack, se les

desactivó el AVR para observar claramente el comportamiento del sistema al conectarle los generadores distribuidos:

Tabla 4.6. Capacidades de los Generadores

Número de la barra	Gen (MW)	Gen (MVA <sub>r</sub> )	AVR	Min (MW)	Max (MW)	Min (MVA <sub>r</sub> )	Max (MVA <sub>r</sub> )
1	152,77	25,58	YES	0	150	-50	50
2	90	50	NO	0	90	-70	70
3	22	50	NO	0	22	-50	50
3	22	20	NO	0	22	-20	20
4	20	10	NO	0	20	-10	10
5	20	10	NO	0	20	-10	10
15	10	5	NO	0	10	-5	5

Cuando se realizan las simulaciones sin GD, se observa el comportamiento del sistema cuando no se puede controlar la potencia reactiva de los generadores y no se puede controlar la tensión en los nodos donde presentan caídas de tensión considerables, además se observan las líneas que presentan congestión de MVA. Asimismo es posible analizar como con las pérdidas en las líneas estas se congestionan.

Tabla 4.7. Información en las barras sin GD

Número de la Barra	Tensión Nom (kV)	Tensión (p.u.)	Tensión (kV)	Angulo (°)	Carga (MW)	Carga (MVA <sub>r</sub> )
19	33	0,58105	19,175	-24,93	13,03	3,72
22	33	0,87459	28,862	-12,63	14	10

En los resultados de la tabla 4.7, se observa que las barras 19 y 22 son las que presentan una caída de tensión que no está permitida por el reglamento colombiano (+/-10%). Además se observa que la carga conectada a la barra 22 es altamente inductiva, por lo que la tensión es baja. No tiene suministro de reactivos para compensar el alto valor inductivo de la carga.

Ahora se muestran los resultados para las líneas del sistema, en la tabla 4.8.

Tabla 4.8. Información de las líneas sin GD

Desde Barra	Hacia Barra	P trans (MW)	Q Trans (MVar)	S trans (MVA)	Lím de la línea (MVA)	% de límite máximo (MVA)	Pérdidas (MW)	Pérdidas (MVar)
3	9	89,9	42,2	99,4	50	198,7	0,18	3,95
3	11	59,7	30,6	67,1	50	134,1	0,17	3,36
17	19	18,9	10,6	21,6	50	43,3	5,83	6,86

En las tablas se indican los valores más altos de MVar que fluyen por las líneas que conectan la barra 3 con la 9, y también la línea que conecta la barra 3 con la 11. Estos valores muestran que las pérdidas de  $P$  y  $Q$  en la línea son muy altas, es decir que no toda la generación de  $P$  se está aprovechando y que el sistema presenta pérdida de reactivos.

La otra línea que presenta grandes pérdidas es la que conecta las barras 17 y 19, puesto que la carga solamente se alimenta con esa línea, y esta carga presenta un alto valor de reactivos que la línea no es capaz de suplir, por lo que se presentan valores tan altos de pérdidas.

En la figura 4.9 se observa el porcentaje de  $Q$  transportada por las líneas que conectan las barras 3 con 9 y 3 con 11.

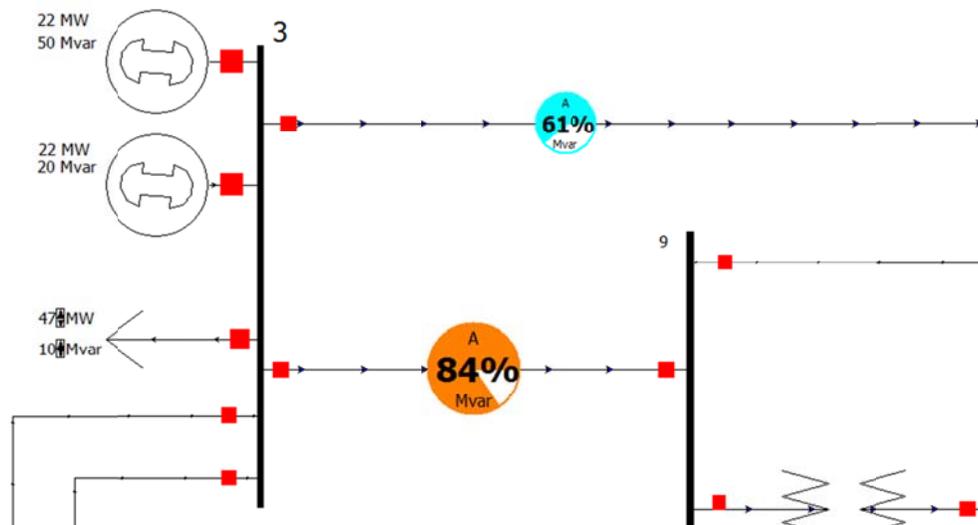


Figura 4.9. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de  $Q$

- **Caso 1**

Conexión de la GD en las barras 9 y 15. Estos generadores tienen una capacidad de 10 MW y el AVR se calibra para que puedan regular el flujo de Q desde -8 MVar hasta 8MVar. Estas son las barras que el algoritmo propuesto por Buitrago (2007) especifica.

En la figura 4.10 se muestra la ubicación de los generadores distribuidos en el sistema simulado.

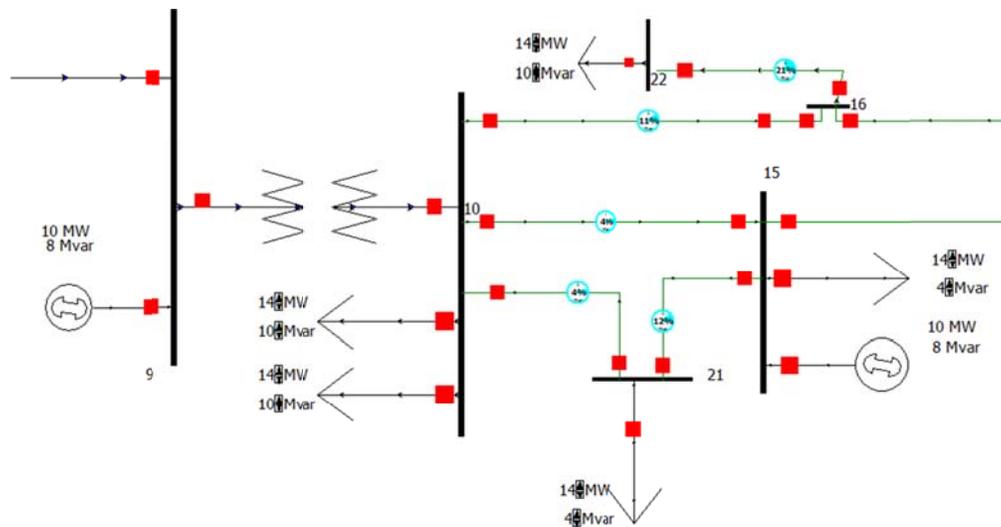


Figura 4.10. Diagrama unifilar mostrando ubicación de la GD

Los resultados de las tensiones obtenidas en las diferentes barras del sistema al instalarle la GD se observan en la tabla 4.11.

Tabla 4.11. Información en las barras con GD en las barras 9 y 15

Número de la Barra	Tensión Nom (kV)	Tensión (p.u.)	Tensión (kV)	Angulo (°)	Carga (MW)	Carga (MVar)
19	33	0,59617	19,674	-24,03	13,25	3,79
22	33	0,88896	29,336	-11,95	14	10

En la tabla 4.11 se observa que la tensión en la barra 19 mejoró en un 1,512% con respecto a la tensión cuando el sistema no tiene instalada la GD. En cuanto a la

barra 22 se observa que la tensión mejora en un 1,437% con respecto a la tensión en esa misma barra cuando el sistema no considera la GD.

Estas tensiones aún no son permitidas en la reglamentación en especial la tensión que se presenta en la barra 19.

En la tabla 4.12 se observa el comportamiento de las líneas al instalarse la GD

Tabla 4.12. Información de las líneas con GD en las barras 9 y 15

Desde Barra	Hacia Barra	P trans (MW)	Q Trans (MVar)	S trans (MVA)	Lím de la línea (MVA)	% de límite máximo (MVA)	Pérdidas (MW)	Pérdidas (MVar)
3	9	82,5	32,4	88,6	50	177,2	0,14	2,97
3	11	57,1	27	63,2	50	126,4	0,15	2,79
17	19	19	10,5	21,7	50	43,5	5,74	6,76

En los resultados del comportamiento de las líneas se observa que los valores de pérdidas de  $P$  y  $Q$  ( $S$ ) disminuyeron en 21,5% para la línea que conecta las barras 3 y 9, y para la línea entre las barras 3 y 11 la disminución del límite de  $S$  es 7,7%.

Estos valores aún no satisfacen técnicamente un sistema confiable y que presente una continuidad en el suministro, debido a que al presentarse estas pérdidas, el sistema no es capaz de suplir la demanda y posiblemente se puede presentar un apagón.

Las pérdidas de  $P$  y  $Q$  que se dan en la línea que une las barras 17 y 19 se reducen en 0,09 MW y 0,1 MVar, lo que indica que a la carga se le puede transferir mejor la  $S$  que necesite, puesto que las pérdidas se reducen.

En la figura 4.13 se observa el porcentaje de transferencia de  $Q$  entre las líneas que sobrepasan los límites de  $S$ . Se puede observar que el porcentaje se reduce en un 19% en la línea entre las barras 3 y 9 con respecto al sistema que no tiene GD. Para la línea entre las barras 3 y 9 el porcentaje reduce 7%. Lo que mejora las condiciones de transferencia de la  $P$  desde las fuentes hasta las cargas.

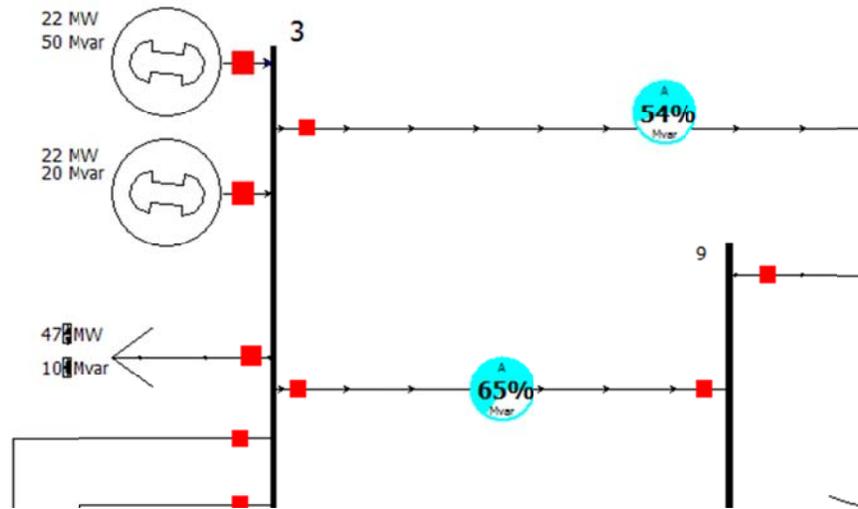


Figura 4.13. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de Q

- **Caso 2**

Este caso es la modificación del caso 1 debido a que se le adiciona a la barra 22 un banco de condensadores (BC) en paralelo para mejorar la tensión en dicha barra (figura 4.14).

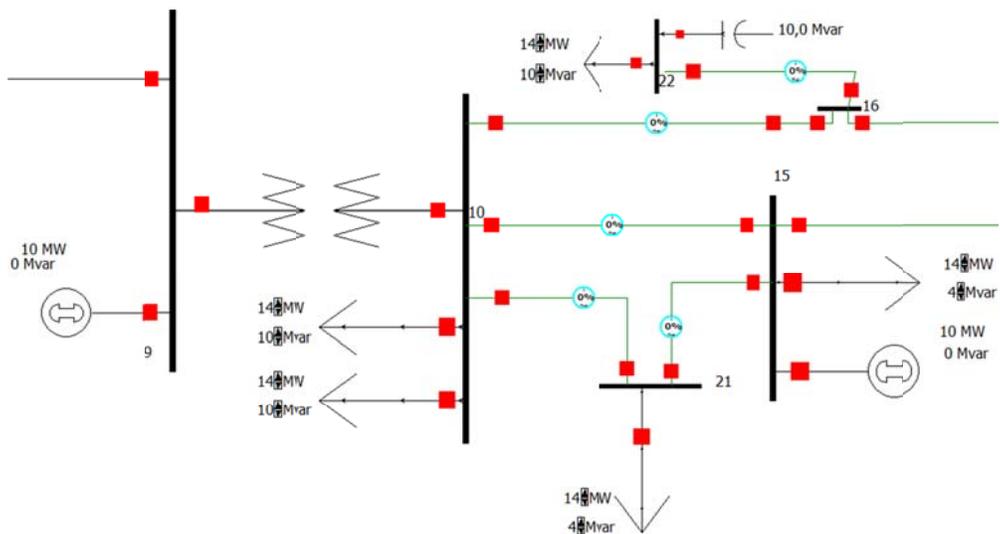


Figura 4.14. Diagrama unifilar con ubicación de la GD y el BC

Las tensiones en las barras se presentan en la tabla 4.15:

Tabla 4.15. Información de las barras con GD en las barras 9 y 15 y BC en la barra 22

Número de la Barra	Tensión Nom (kV)	Tensión (p.u.)	Tensión (kV)	Angulo (°)	Carga (MW)	Carga (MVar)
19	33	0,61234	20,207	-23,56	13,47	3,85
22	33	0,93494	30,853	-12,55	14	10

Se observa claramente que al instalar el banco de condensadores en la barra 22 la tensión aumenta en 6,1%, el aumento en la tensión es significativo, y se puede considerar entre el valor permitido de +/- 10%.

La barra 19, continúa con problemas de regulación de tensión. Aunque al instalar el banco de condensadores este valor de tensión se mejora en un 2,13% con respecto a la tensión cuando no se tenían dispositivos ni tecnologías para el control de la tensión.

Tabla 4.16. Información de las líneas con GD en las barras 9 y 15 y BC en la barra 22

Desde Barra	Hacia Barra	P trans (MW)	Q Trans (MVar)	S trans (MVA)	Lím de la línea (MVA)	% de límite máximo (MVA)	Pérdidas (MW)	Pérdidas (MVar)
3	9	82,2	25,8	86,1	50	172,3	0,13	2,73
3	11	57,1	22,7	61,5	50	123	0,14	2,52
17	19	19,1	10,4	21,7	50	43,5	5,6	6,6

El sistema continúa con los problemas de congestión en las líneas que conectan las barras 3 y 9, y las barras 3 y 11. Pero se observa que con respecto al sistema original sin GD ni elementos que ayuden a la compensación de la Q, los valores de pérdidas se reducen en 0,23 MW y 0,26 MVar ayudando que la tensión en ese nodo muestre la mejora del 2,13%.

El porcentaje de transferencia de Q por las líneas desde la barra 3 hacia la 9 y 11 se muestra en la figura 4.17 y se puede observar que este porcentaje se reduce dando paso a la transferencia de la P que necesita la carga.

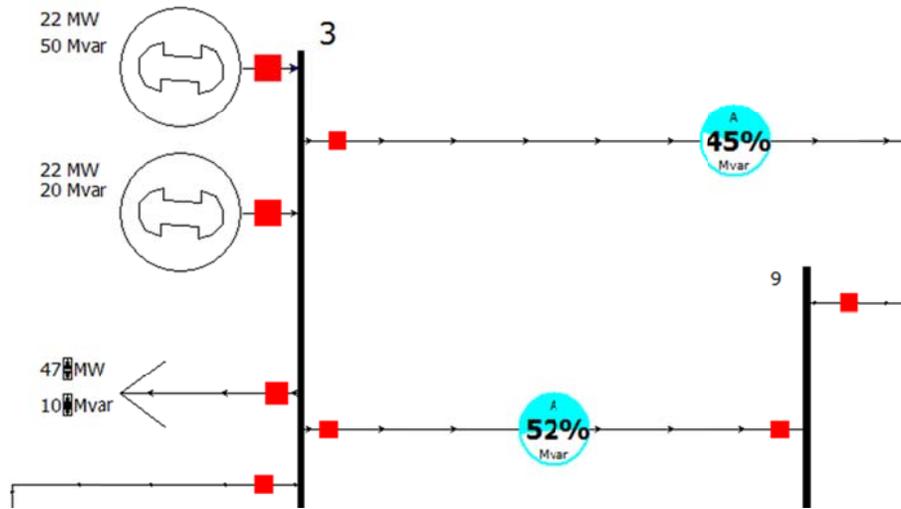


Figura 4.17. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de Q

La reducción en estas líneas fue de 32% para la línea que conecta la barra 3 con la 9 y una reducción del 16% en la línea entre las barras 3 y 11.

- **Caso 3**

Conexión de generadores distribuidos en las barras 9 y en la 19. Los generadores que se conectan tienen una capacidad de 10 MW y el AVR se calibra para que puedan regular el flujo de Q desde -8 MVAR hasta 8MVAR.

Las figuras 4.18 y 4.19 muestran la ubicación de los generadores distribuidos.

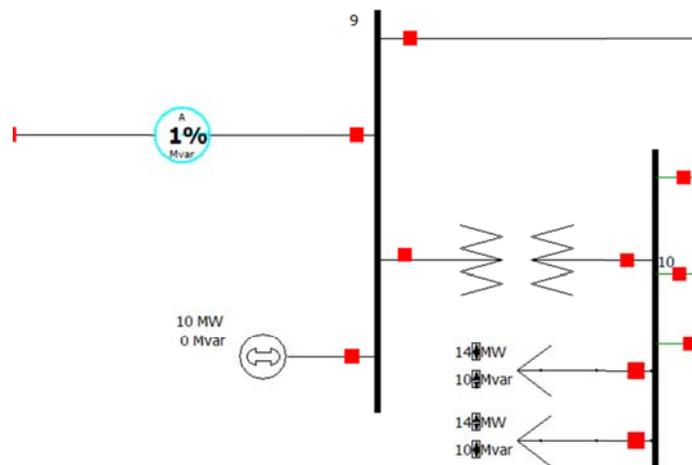


Figura 4.18. Diagrama unifilar con GD en la barra 9

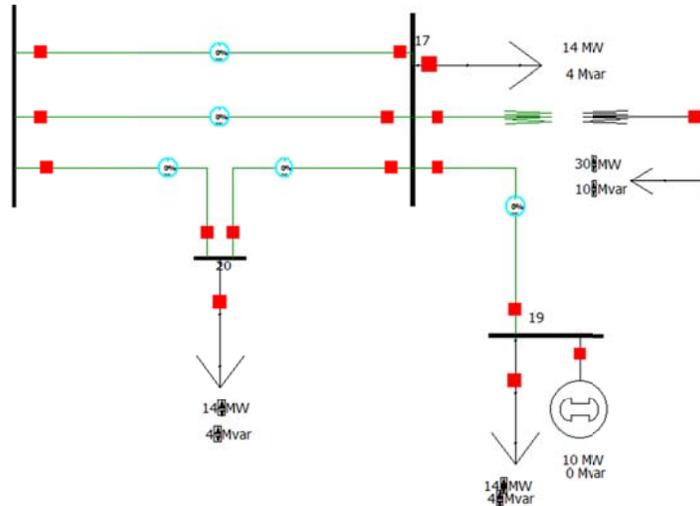


Figura 4.19. Diagrama unifilar con GD en la barra 19

Los resultados obtenidos para este caso son:

Tabla 4.20. Información en las barras con GD en las barras 9 y 19

Número de la Barra	Tensión Nom (kV)	Tensión (p.u.)	Tensión (kV)	Angulo (°)	Carga (MW)	Carga (MVar)	Gen (MW)	Gen (MVar)
19	33	0,97637	32,22	-14,91	14	4	10	8
22	33	0,90737	29,943	-10,82	14	10		

Se observa en la tabla 4.20 que la tensión en la barra 19 del sistema presentó una mejora del 39,532% con respecto al sistema sin GD, concluyendo que la ubicación del generador distribuido tiene gran importancia en la corrección de las tensiones en los nodos del sistema.

Para el caso de la barra 22 la tensión también mejora considerablemente la tensión con un 3,287% mayor que cuando el sistema no tiene GD.

Ahora es necesario observar el comportamiento de las líneas ante la instalación de la GD en las barras 9 y 19.

Tabla 4.21. Información de las líneas con GD en las barras 9 y 19

Desde Barra	Hacia Barra	P trans (MW)	Q Trans (MVar)	S trans (MVA)	Lím de la línea (MVA)	% de límite máximo (MVA)	Pérdidas (MW)	Pérdidas (MVar)
-------------	-------------	--------------	----------------	---------------	-----------------------	--------------------------	---------------	-----------------

3	9	73,7	24,7	77,7	50	155,4	0,1	2,1
3	11	50,7	18	53,8	50	107,6	0,11	1,64
17	19	4,3	-3,6	5,6	50	11,3	0,36	0,42

En las líneas que conectan la barra 3 con la 9 y 11 las pérdidas de  $P$  y  $Q$  se redujeron significativamente en 43,3% y 26,5%. Lo que se traduce a una continuidad en el suministro de la electricidad y mayor aprovechamiento de la capacidad de las líneas de transmisión para el envío de la  $P$ .

Las pérdidas en la línea que conecta la barra 17 con la 18 redujeron en 5,47 MW y 6,44 MVar, lo que refuerza la justificación de que la ubicación de la GD debe ayudar además de compensar las tensiones en las barras, también ayudar a disminuir las pérdidas en las líneas del sistema.

En la figura 4.22 también es posible observar que la transferencia de  $Q$  por las líneas disminuye considerablemente con respecto al sistema sin GD en 35% para la línea entre las barras 3 y 9, y 25% para la línea de las barras 3 y 11. Asegurando un suministro continuo de  $P$  y  $Q$  a todas las cargas del sistema.

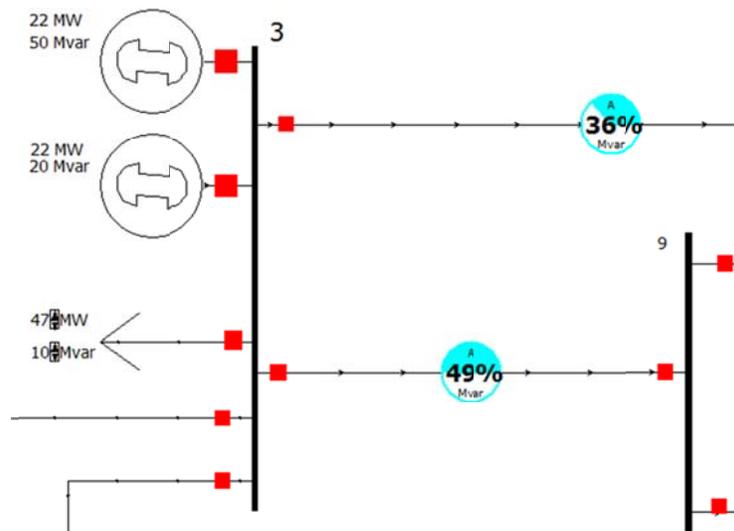


Figura 4.22. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de  $Q$

- **Caso 4**

Este caso se implementa variando el caso 3 mediante la conexión de un banco de condensadores a la barra 22 puesto que es la barra donde se presenta la caída de tensión más notoria.

Como se muestra en el diagrama unifilar de la figura 4.25 y 4.26.

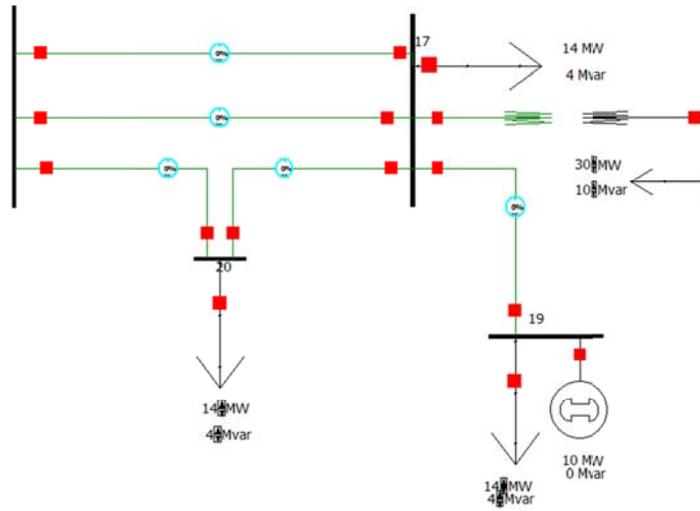


Figura 4.23. Diagrama unifilar con GD en la barra 19

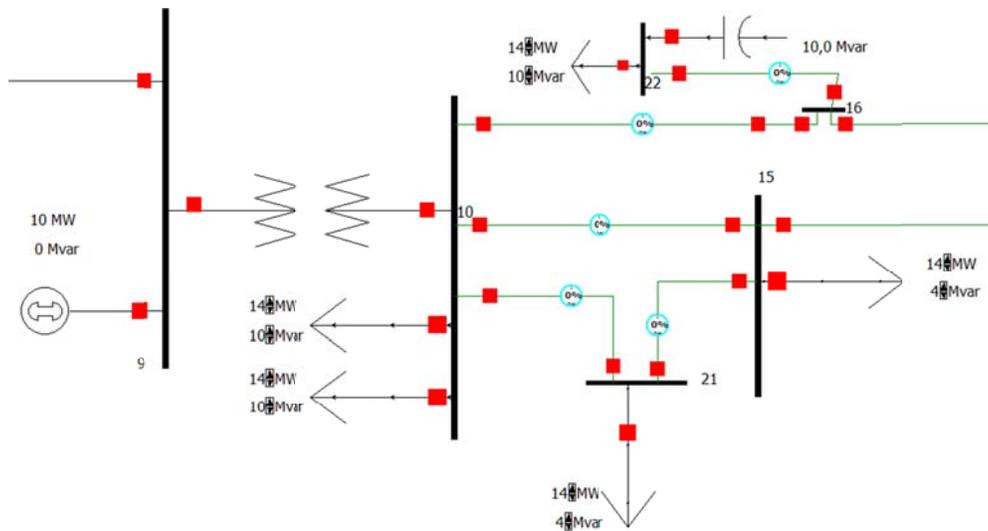


Figura 4.24. Diagrama unifilar con GD en la barra 9 y BC en la barra 22

Los resultados en las barras se muestran en la tabla 4.25:

Tabla 4.25. Información de las barras con GD en las barras 9 y 19 y BC en la barra 22

Número de la Barra	Tensión Nom (kV)	Tensión (p.u.)	Tensión (kV)	Angulo (°)	Carga (MW)	Carga (MVar)	Gen (MW)	Gen (MVar)
19	33	0,98443	32,486	-14,72	14	4	10	8
22	33	0,95064	31,371	-11,49	14	10		

Con esta configuración se observa que en las barras donde se presentaban problemas el valor de la tensión mejora notablemente. En la barra 19 la mejora en la tensión de 40,33%, y en la barra 22 el porcentaje en el que aumenta la tensión con respecto al sistema sin GD, es de 7,6%.

Estos valores de tensión se encuentran dentro del rango establecido en la regulación colombiana. Es decir que el caso 4 es el que mejor muestra el control de tensión que pueden hacer los GD, acompañados de otros elementos, en este caso los bancos de condensadores.

En la tabla 4.26 se muestran los resultados obtenidos para las líneas cuando se considera la GD y el BC en la barra 22:

Tabla 4.26. Información en las líneas con GD en las barras 9 y 19 y BC en la barra 22

Desde Barra	Hacia Barra	P trans (MW)	Q Trans (MVar)	S trans (MVA)	Lím de la línea (MVA)	% de límite máximo (MVA)	Pérdidas (MW)	Pérdidas (MVar)
3	9	73,3	20,7	76,2	50	152,3	0,1	1,97
3	11	50,8	14,6	52,8	50	105,7	0,1	1,51
17	19	4,3	-3,6	5,6	50	11,3	0,35	0,41

En la tabla 4.26 también se observa que las pérdidas en las líneas reducen significativamente al conectarle el BC en 5,48 MW y 6,45 MVar. El porcentaje de MVA aún presenta un valor alto, puesto que componente de  $P$  es la que aumenta ese porcentaje. El valor de la  $Q$  se reduce considerablemente y se aprovecha de mejor manera la capacidad de las líneas para el envío de la  $P$  necesaria para las cargas.

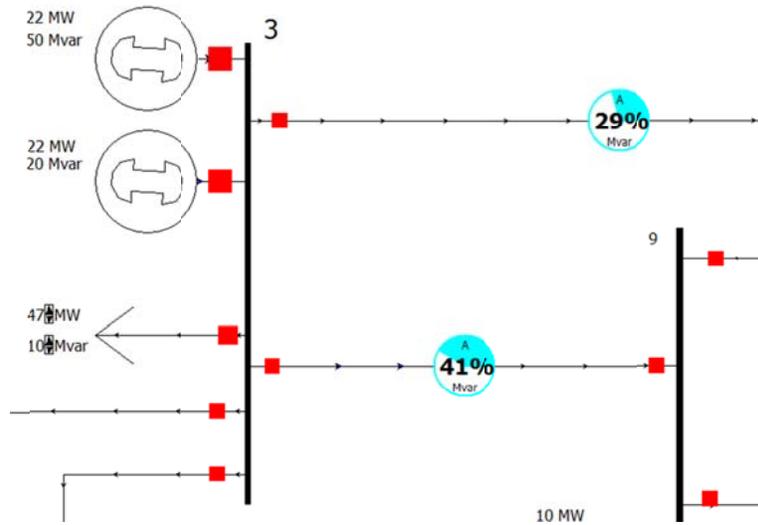


Figura 4.27. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de Q

En el diagrama unifilar de la figura 4.27 se observan los datos de porcentaje de transferencia de Q por las líneas entre las barras 3 - 9 y 3 - 11. Este porcentaje se reduce con respecto al sistema sin GD en 43% y 32% respectivamente.

- **Caso 5**

Para este caso solamente se implementan los BC donde se observa el comportamiento del sistema ante elementos pasivos que aporten reactivos a la red. Estos BC tienen una capacidad de 10 MVAR cada uno.

Se conectan dos BC en las barras donde se presentan las caídas de tensión más notorias, en la barra 19 y en la barra 22. Las figuras 4.20 y 4.29 muestran en el diagrama unifilar la conexión de los BC.

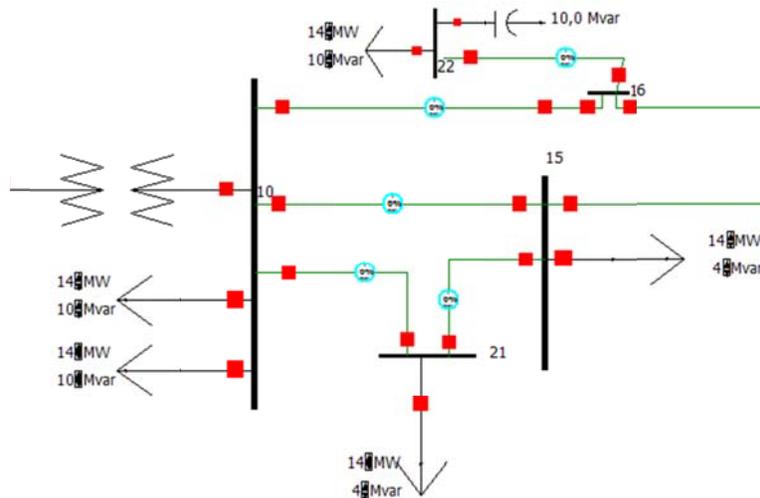


Figura 4.28. Diagrama unifilar con BC en la barra 22

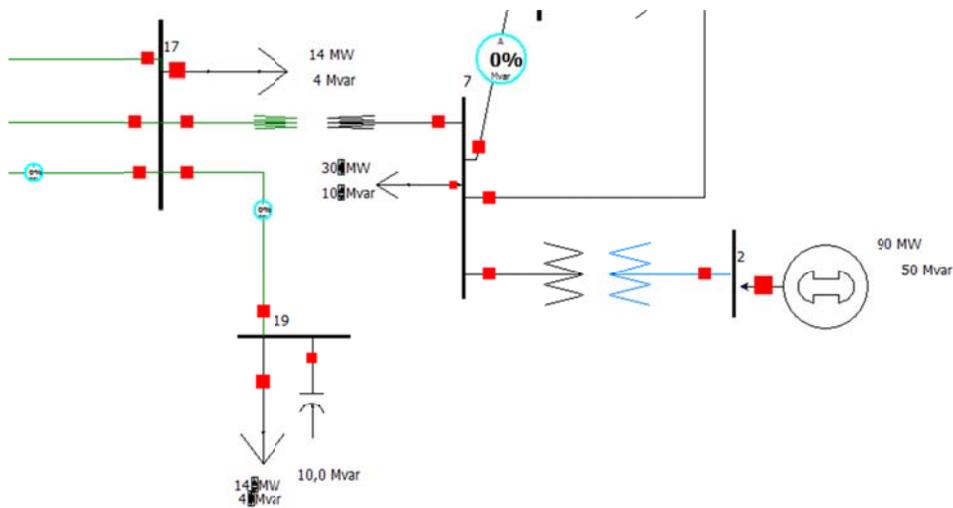


Figura 4.29. Diagrama unifilar con BC en la barra 19

El análisis de este caso se realiza teniendo en cuenta la tabla 4.30 y la tabla 4.31 donde se describe el comportamiento de las tensiones en las barras y del comportamiento de las líneas de transmisión.

Tabla 4.30. Información de las barras con BC en las barras 19 y 22

Número de la Barra	Tensión Nom (kV)	Tensión (p.u.)	Tensión (kV)	Angulo (°)	Carga (MW)	Carga (MVar)
19	33	0,72075	23,785	-28,05	14	4

22	33	0,91803	30,295	-13,91	14	10
----	----	---------	--------	--------	----	----

Con esta configuración la tensión en la barra 19 presenta un aumento en su valor del 13,97% con respecto al sistema sin dispositivos, pero la tensión es menor 26,36% en comparación con el sistema del caso 4. En la barra 22 la tensión se mejora puesto que el valor en p.u. está por encima del valor mínimo nombrado en la normativa de 0,9 p.u.

Tabla 4.31. Información en las líneas con BC en las barras 19 y 22

Desde Barra	Hacia Barra	P trans (MW)	Q Trans (MVar)	S trans (MVA)	Lím de la línea (MVA)	% de límite máximo (MVA)	Pérdidas (MW)	Pérdidas (MVar)
3	9	95,8	37,3	102,8	50	205,7	0,19	4,21
3	11	63	25,2	67,8	50	135,6	0,17	3,39
17	19	18,1	3,6	18,4	50	36,8	4,07	4,79

Cuando se compara la tabla 4.31 con los resultados del sistema original, el % de límite máximo aumenta en 7% para la línea entre las barras 3 – 9, y para las líneas entre 3 -11 el aumento es de 1,5%. Este porcentaje también aumenta con respecto al caso 4 puesto que la potencia activa que los generadores distribuidos suplen.

En cuanto a las pérdidas, estas disminuyen con respecto al sistema original en 1,76 MW y 2,07 MVar. Pero cuando se comparan los resultados de las pérdidas con el sistema del caso 4, estas pérdidas aumentan en 3,72 MW y 4,38 MVar.

La instalación de los BC ayuda al control de tensión, pero no puede aportar  $P$  por eso las pérdidas en las líneas son tan altas. En conclusión es más notable el control de tensión con la combinación de la GD con otras tecnologías como en este caso se demostró con los BC.

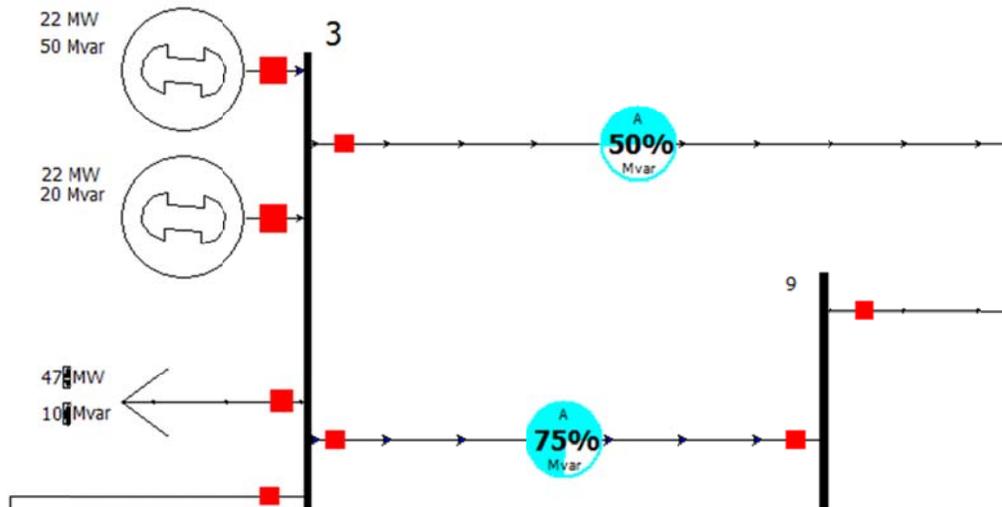


Figura 4.32. Diagrama unifilar con porcentaje de transferencia de Q

En la figura 4.32 se observa con mayor claridad que el BC solamente entrega Q por lo que las líneas presentan menor transferencia de Q, pero esta solución no aporta P por lo que la transferencia de la P desde las fuentes es mayor haciendo que las líneas se congestionen

En las siguientes figuras se observa claramente el comportamiento de las tensiones en las barras que presentan con problemas de tensión cuando se les instalan los GD, que según el algoritmo especifica donde se ubican, así como también los porcentajes de límite de las líneas más críticas en cuestión de congestión y por último la reducción en las pérdidas de las líneas cuando se conecta la GD.

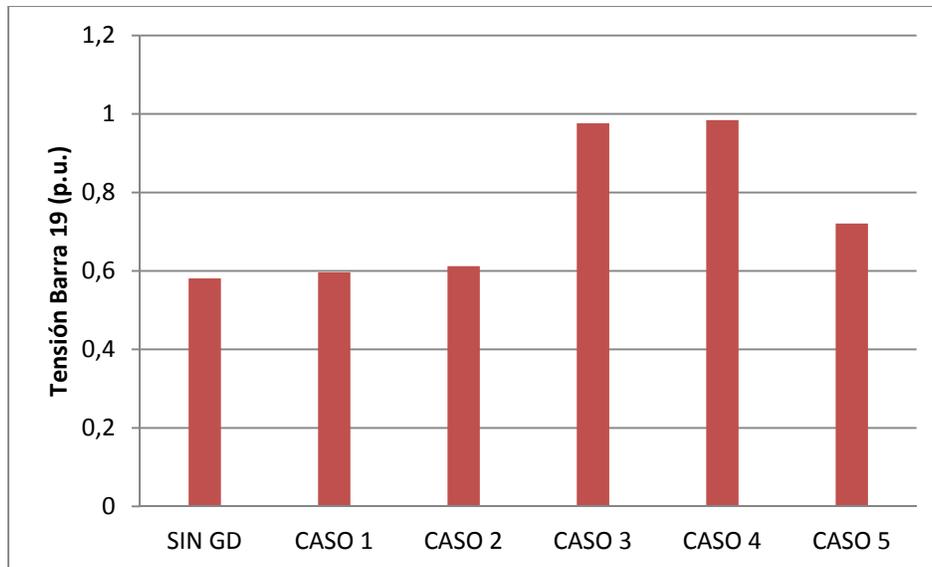


Figura 4.33. Tensión en la Barra 19

La tensión en la barra 19 conectada a una barra de tensión de 33 kV, en el sistema cuando no se analiza la GD tiene un valor de 0,6 p.u. cuando se conecta la GD, la regulación mejora a un valor de 0,97p.u. en este caso, se observa que el valor de la magnitud de tensión mejora y además se encuentra dentro de los rangos exigido. Cuando se conecta el BC solamente, es decir en el caso 5, el resultado es de 0.98 mejorando la magnitud pero sin un cambio representativo. Lo que demuestra que es necesario tener GD ya el BC aunque tiene la misma magnitud que el generador distribuido, no alcanza a aumentar la tensión en la barra 19 en la misma proporción.

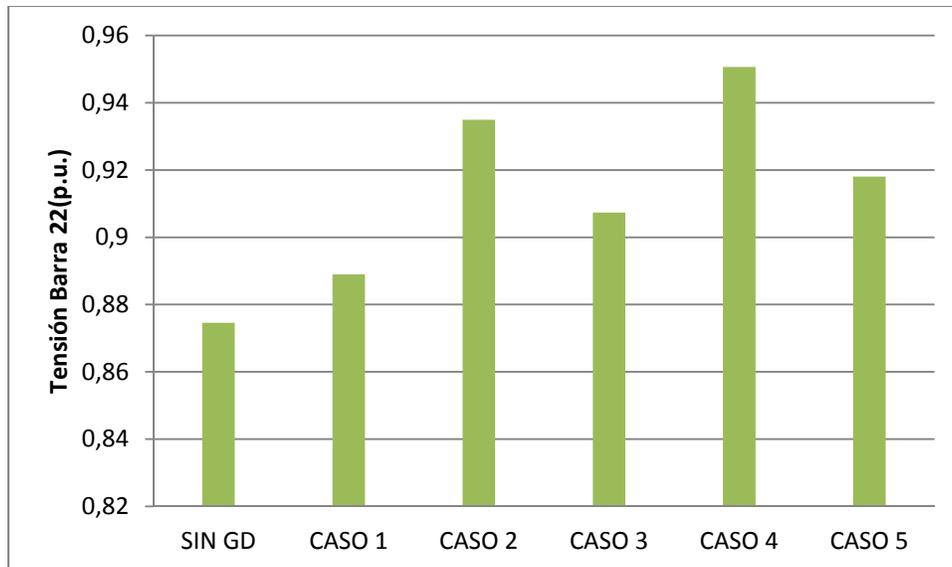


Figura 4.34. Tensión en la Barra 22

La tensión en la barra 22 tiene un comportamiento similar al que le ocurre a la barra 19, como se observa en la figura 4.34. El valor de tensión que esta barra posee al simular el sistema sin GD está por debajo de 0,88 p.u., incumpliendo con el valor requerido por el regulador.

Para los casos en los que se conecta la GD en barras cercanas se muestra que la magnitud de la tensión aumenta a valores de 0,95 p.u. mejorando la regulación de tensión en dicha barra por ende la regulación y el control se expande para prestar un control de tensión regional.

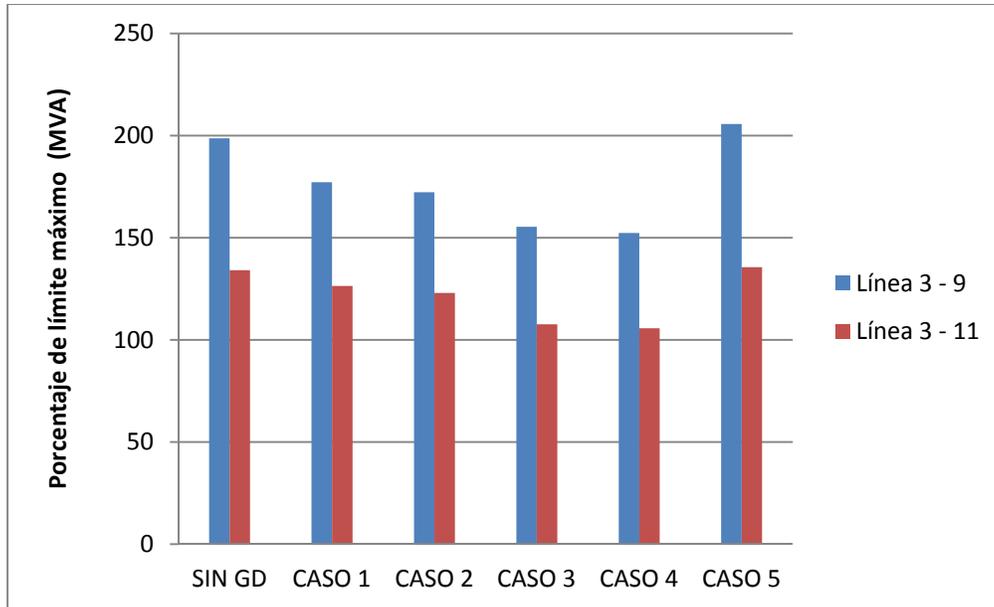


Figura 4.35. Porcentaje de límite máximo (MVA) en las líneas

En cuanto al límite de carga de las líneas de transporte del sistema de potencia, la figura 4.35 muestra que el porcentaje más bajo de sobrecarga de las líneas se presenta cuando se implementa la GD. Gracias a la potencia activa que se genera en algunas barras debido a la implementación de la GD, permitiendo que las líneas se descongestionen y se aproveche de mejor manera para el flujo de la potencia activa.

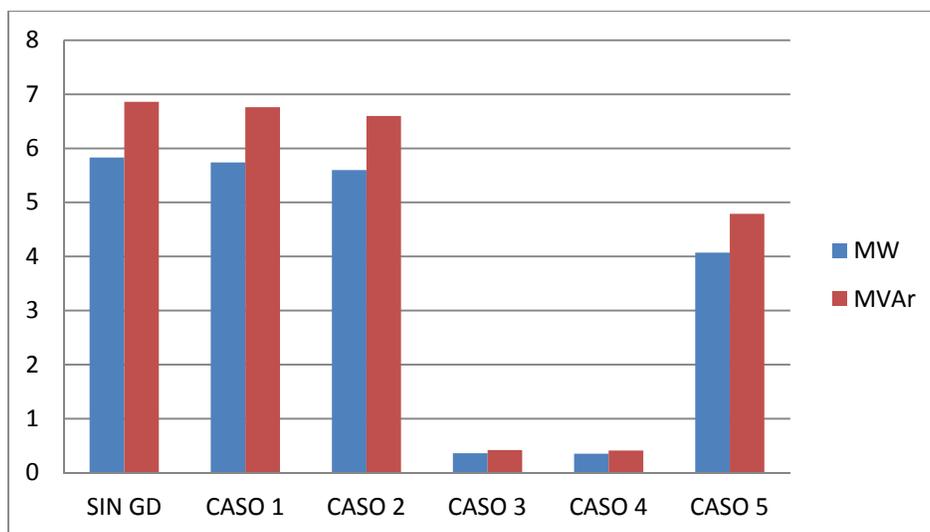


Figura 4.36. Pérdidas de P y Q en la línea entre las barras 17 y 19

La figura 4.36 muestra que la GD, ayuda a disminuir las pérdidas en las líneas por potencia activa y reactiva. Las pérdidas disminuyen proporcionalmente con el aumento de la tensión en las barras problema (caso 3 y 4).

En conclusión, se puede destacar que la GD presta un control local, con consecuencias regionales. Las consecuencias más notorias son aumento en la tensión, descongestión en las líneas de transporte y disminución de las pérdidas.

Es importante destacar que la implementación de la GD debe hacerse con un estudio previo dado que en el caso de barras con sobretensiones, la GD puede agravar el problema y ocasionar daños peores a la calidad de la potencia. Por esta razón es importante escoger la ubicación ideal para la GD para que el control de tensión sea el adecuado y se aprovechen de manera eficiente las ventajas que presta cada uno de ellos.

A partir de los resultados obtenidos de las simulaciones es posible evaluar el efecto que ejerce la GD en la magnitud de la tensión con respecto a la cantidad de MW instalados. En la figura 4.37 se muestra el comportamiento mencionado anteriormente se denominará como el factor GDI, que permite evaluar la capacidad de GD instalada con relación a la GD proyectada, es decir, el factor que determina el impacto de la instalación de GD a la magnitud de las tensiones en la barras cuando se le instala al sistema GD.

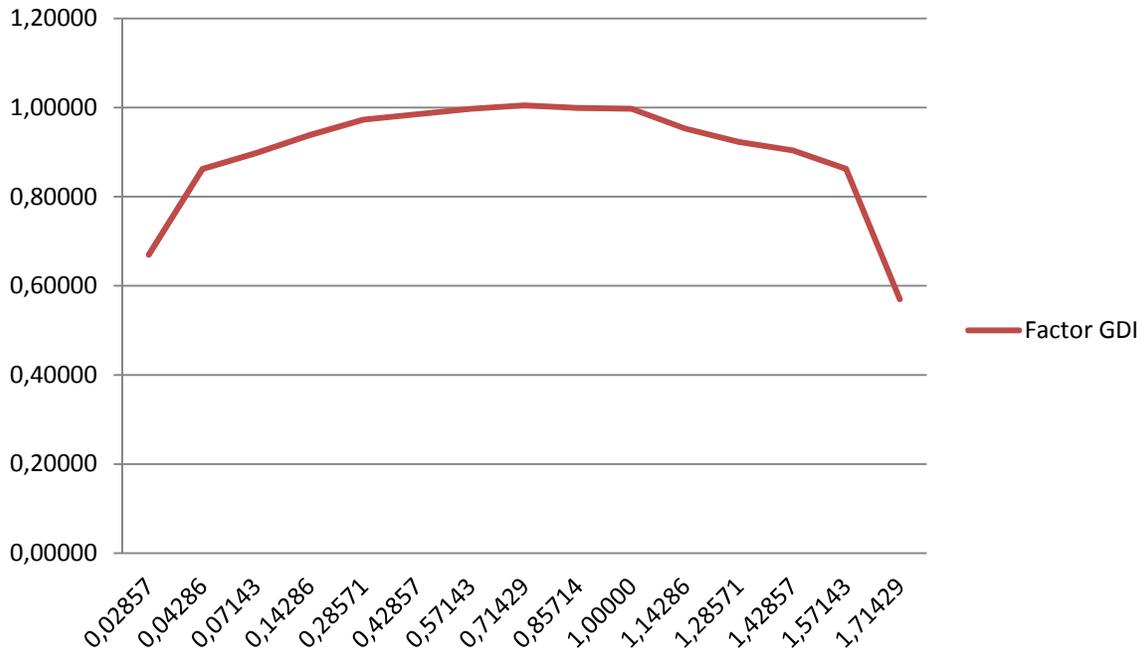


Figura 4.37. Factor GDI para el modelo de simulación  
(Fuente: Diseño propio)

El factor muestra que a menor relación de GD instalada con respecto a la proyectada, los índices de tensión no alcanzan a mejorar en todas las barras del sistema, asimismo se observa que cuando la relación es muy alta, la calidad de la potencia se disminuye, perjudicando el valor de la magnitud de la tensión y las cargas conectadas a este.

En el anexo1 se muestran el diagrama unifilar del sistema CQR, sistema escogido para evaluar el impacto de la GD en el control de la tensión y reactivos

#### **4.2. Análisis Económico y Regulatorio**

Los aspectos económicos y regulatorios son evaluados desde dos puntos de vista. Los costos incurridos por los agentes inversionistas, y los incentivos propios del negocio de la difusión de la GD. La rentabilidad se asocia con la relación beneficio/costo entre todos los ingresos o beneficios que se les remunera a las

plantas de GD, y todos los costos que tienen relación con la prestación del servicio complementario de control de tensión.

#### 4.2.1. Costos

En primer lugar se encuentran los costos totales en los que se incurren al momento de realizar inversiones en la GD con tecnologías biomasa. Los costos totales se dividen en los costos de inversión y los costos de operación.

Los costos de inversión están relacionados con los costos de capital de la planta. Los costos de capital según la IEA para este tipo de tecnologías van disminuyendo con el paso del tiempo debido a que se espera que se dé un mejoramiento en la eficiencia y consumo de estas tecnologías (IEA, 2007).

Los costos de operación de la planta se incluyen en el modelo cuando se interconecte con el sistema de potencia la planta de GD, se fundamentan en los costos de generación asociados al precio del combustible, de la administración y del mantenimiento (IEA, 2007).

La tabla 4.38 compara los niveles de inversión y los costos de generación promedio para diferentes tecnologías, además se hace una proyección que muestra como se espera que en 20 años, las energías alternativas de generación disminuyan los costos de inversión y generación por lo que se aumente su utilización en todo el mundo.

Tabla 4.38. Costos de inversión y generación por tecnología  
(Fuente: IEA, 2010)

	2008		2030	
	Capital	Generación	Capital	Generación
	(US\$/kW)	(US\$/MWh)	(US\$/kW)	(US\$/MWh)
Nuclear	1600 - 5900	42 - 137	3200 - 4500	55 - 80
Hidráulica	1970 - 2600	45 - 105	1940 - 2570	40 - 100
Biomasa	2960 - 3670	50 - 140	2550 - 3150	35 - 120
Eólica- onshore	1900 - 3700	50 - 234	1440 - 1600	70 - 85

Geotérmica	3470 - 4060	65 - 80	3020 - 3540	55 – 70
Carbón	3223 - 6268	67 - 142	1400	94 – 104
Ciclo combinado	520 - 1800	76 - 120	900	78
Eólica- offshore	2890 - 3200	136 - 243	2280 - 2530	80- 95
Mareomotriz	5150 - 5420	195 - 220	2240 - 2390	100 – 115
Solar	5730 - 6800	333 - 600	2010 - 2400	140 – 305

Los datos de la tabla 4.38 confirman que en la actualidad la inversión en proyectos de generación a base de renovables es más alta con respecto a las energías convencionales, por esta razón los países que han impulsado la generación de energía utilizando energía alternativa lo han hecho a través de incentivos económicos justificados por las ventajas ambientales, técnicas, geoestratégicas y socioeconómicas (Appa, 2005).

#### **4.2.2. Rentabilidad**

Para la difusión de la GD es necesario contar con incentivos que aumenten la rentabilidad, debido a que este tipo de generación no puede competir con las grandes centrales. Los incentivos estudiados en experiencias internacionales se dividen en los incentivos comerciales relacionados con ayudas económicas adicionales a la venta fija de la potencia activa, incentivos técnicos, dado que la GD sería utilizada como complemento para apoyar el control de tensión a través de entregar o absorber potencia reactiva. Asimismo los incentivos ambientales por el uso de tecnologías amigables con el medio ambiente.

##### **4.2.2.1. Incentivos comerciales**

Los incentivos comerciales más utilizados en países de la Unión Europea por utilizar energías alternativas son dos, el primero es conocido como “Feed in tariff” o por sus siglas en inglés como REFIT (Renewable Energy Feed in Tariffs) y el segundo es llamado “Quota system” o el sistema de cuota y certificados verdes.

El incentivo Feed In Tariff consiste en establecer una norma de carácter obligatorio para que las empresas distribuidoras de electricidad interconecten todos los generadores que funcionen con energías renovables (GER), específicamente en energía eólica, y además comprar todo el excedente de energía a estas plantas.

Para establecer el precio, la entidad reguladora calcula el valor de acuerdo al tipo de tecnología utilizada; el precio que se fija, permite al generador financiar sus costos de operación y de mantenimiento, además de obtener un riesgo de pérdidas considerablemente bajo (Martínez et al., 2007).

El otro incentivo y remuneración es el Quota System, dicha estrategia consiste en incentivar a los consumidores para que determinado porcentaje de la energía que se utilice provenga de GER, debido a este incentivo se crean los “Certificados de Energías Renovables” (CER). Dentro de las fortalezas que se encuentra en esta forma de remuneración es que los consumidores están obligados a pagar un excedente por utilizar energías renovables, contribuyendo a la conservación del medio ambiente; además, los GER pueden vender los CER a otros países u otras regiones. La debilidad más notable del Quota System es la gran incertidumbre en los precios pagados a los GER puesto que existe una facturación aleatoria de los CER (Martínez et al., 2007).

Las ventajas que los incentivos mencionados anteriormente, representan para el mercado de electricidad, se definen como una intervención menor del regulador en comparación con el sistema de cuota y certificados verdes. Puesto que la energía renovable se vende en el mercado spot a través del operador del mercado, o también se puede vender a través de contratos bilaterales al mismo precio del mercado, más bonos adicionales.

Adicionalmente, los incentivos mencionados, tiene tarifas diferenciales según el tipo de tecnología renovable utilizada. La forma de cálculo de las tarifas es simple y depende básicamente de los siguientes aspectos: Costos de inversión, Costos de operación y mantenimiento, Costos del combustible utilizado, Vida útil del generador, Utilidad legal.

La forma de cálculo ofrece un nivel alto de certeza a la inversión debido a que se entrega a los productores independientes de electricidad renovable un precio fijo por cada kWh entregado a la red por un periodo que va de 5 a 15 años.

También existen los opositores de esta forma de incentivos puesto que los periodos de los contratos bilaterales son muy extensos, por lo que en ocasiones sistemas con alta ineficiencia acarrearán sobrecostos que van en detrimento de un sistema con economía eficiente (Sijm, 2002).

Las tarifas diferenciales son fijadas por la autoridad regulatoria, los generadores de energía renovable han manifestado su inconformismo con este valor debido a que han demostrado que esta prima no refleja el costo real de administración, operación y mantenimiento de todas las variedades de energías renovables, según los generadores esto se debe a la falta de actualización de los costos de funcionamiento de nuevas tecnologías que no incluyen la energía eólica.

El precio del certificado verde es determinado, en primer lugar, por el nivel de la cuota que se fije legalmente ya que, en principio cuanto más ambiciosa sea la cuota, más demanda de certificados se generará en el mercado y, por tanto, mayor será el precio. Para una cuota dada, el precio del certificado verde vendrá dado por la diferencia entre los costes marginales de generación y el precio de venta de la electricidad convencional en el mercado.

Entre las fortalezas que tienen este tipo de estructura remunerativa se encuentran (Sijm, 2002):

- ✓ Incentivos por parte del ente regulador al crear obligaciones legales a los consumidores, distribuidores y/o generadores para que un determinado porcentaje de generación provenga de fuentes de energías renovables.
- ✓ Los generadores de energía renovable disponen de dos ingresos: la venta de los certificados verdes y la venta de los kWh.

- ✓ Este tipo de remuneración aumenta la competencia en el mercado spot debido a que los generadores de energía renovable pueden vender su energía en el mercado de corto plazo.

Las principales debilidades que tienen la cuota y certificados verdes son:

- ✓ El precio del certificado verde depende del ente regulador por lo que aumenta la incertidumbre y en algunos países como Bélgica e Italia los generadores de energía renovable se quejan de que las fórmulas regulatorias son complejas en su diseño y funcionamiento aumentando la burocracia.
- ✓ Existe un solo tipo de certificado verde para todas las variedades de generación renovable por lo que se presentan problemas para el desarrollo de las tecnologías menos maduras donde los costos de inversión inicial suelen ser más altos.
- ✓ Debido a que existen dos tipos diferentes de ingresos para los generadores de energía renovable los procesos de liquidación son más complejos por lo que se incrementan los costos de transacción.

Actualmente en Europa se ha implantado mayoritariamente el modelo de REFIT, en la figura 4.39 se ilustra esta afirmación, mostrando los porcentajes de utilización de los diferentes modelos remunerativos de la GD.

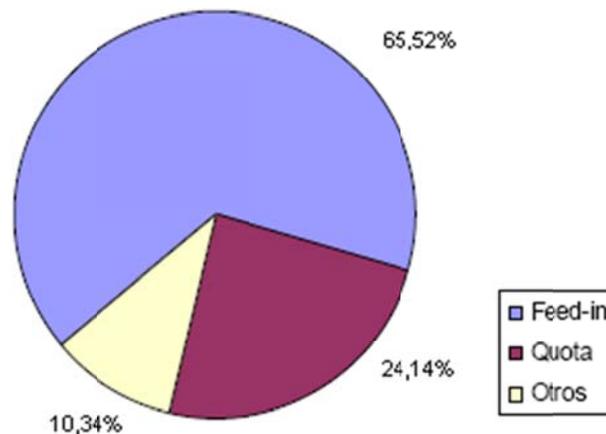


Figura 4.39. Participación de esquemas remunerativos en Europa  
(Fuente: Mohr, 2007)

#### **4.2.2.2. Incentivos ambientales**

Los incentivos ambientales están definidos por las reducciones de gases de efecto invernadero. Es importante destacar que la implementación de plantas con capacidades menores de 20 MW, con recursos alternativos, reducen significativamente en comparación con las plantas de generación a gran escala las emisiones de gases de efecto invernadero como es el caso del CO<sub>2</sub> y el NO<sub>x</sub> (IEA, 2002).

Para los incentivos ambientales se propone que por cada MW de GD instalada, se pague una prima adicional debido a que en las pequeñas unidades de generación las emisiones de CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> son menores comparadas con las emisiones de gases de efecto invernadero de las unidades de generación centralizadas que utilizan combustibles fósiles. La magnitud de la prima por reducción de emisiones es un parámetro que corresponde al valor promedio utilizado por “Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, UCTE” en Europa.

Para la implementación del modelo se utilizarán incentivos por reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, este incentivo se tiene en cuenta puesto que al utilizar sistemas híbridos la fuente de generación alternativa disminuye las emisiones de gases de efecto invernadero. Se propone que para la evaluación del modelo por cada MW de GD instalada se pague una prima adicional debido a que en menor escala, se reducen las emisiones de efecto invernadero a la atmosfera, en especial las emisiones de CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> (IEA, 2002).

#### **4.2.2.3. Incentivos técnicos**

En la sección 4.1.1 se hace referencia a proyectos liderados por la UE desde el 2004 que buscan evaluar la factibilidad de la GD para prestar servicios complementarios.

Alguna de las conclusiones preliminares es que la remuneración a la GD por concepto de los servicios complementarios es relativamente baja y aunque puede representar oportunidades para ingresos adicionales a los generadores distribuidos, invertir solamente en la GD sobre la base de los ingresos por servicios complementario es poco rentable (Pecas et al., 2006).

La GD que utiliza generación renovable únicamente, se caracteriza por prestar un servicio muy intermitente dado que las energías primarias como el viento y el sol no presentan una intensidad continua. Esta característica perjudica la prestación de los servicios complementarios dado que los servicios de soporte técnico de la red deben estar siempre disponibles para mantener los índices de confiabilidad calidad y seguridad de los sistemas de potencia.

Las plantas de GD híbrida, las cuales utilizan recursos alternativos y convencionales serían una posible solución para que los generadores distribuidos reciban incentivos ambientales e incentivos por prestar servicios complementarios como el control de tensión y de potencia reactiva (Niknam et al., 2009).

Los incentivos técnicos permiten aumentar la tensión en las barras de conexión y barras circundantes gracias a la GD. Situación que es muy favorable mientras no se exceda los rangos establecidos por el regulador, los cuales dependen del nivel de tensión. Los incentivos técnicos se entregarían mientras la tensión se mantenga entre los rangos definidos en la reglamentación. La prima técnica se calculó en base al precio del Automatic Generation Control (AGC). El AGC es el control secundario de la frecuencia y es el único servicio complementario al que se le remunera directamente en Colombia (Neón, 2010).

En conclusión, las experiencias en países como España, Estados Unidos y Alemania muestran que los incentivos son primordiales por lo menos, en el periodo inicial de construcción y operación a mediano plazo para que se pueda aumentar la cantidad de plantas distribuidas y de esta manera pensar en utilizarlas como complemento para la operación del sistema interconectado creando una

herramienta adicional específicamente en el tema del control de tensión (Raineri, 2006) y (Pecas et al., 2006).

Los incentivos económicos para la GD pueden ser justificados ya que además de poder ser utilizados para el mejoramiento de la calidad de la potencia a través del suministro de servicios complementarios, la GD ayuda al aplazamiento de obras adicionales en los sistemas de transmisión y distribución ya que al reducir las sobrecargas en las redes, permite continuar con el mismo calibre de los conductores y con las mismas capacidades de los transformadores, protecciones y generadores.

La GD utiliza un amplio portafolio de tecnologías, renovables y no renovables que permite a los sistemas de potencia mayor flexibilidad y margen de reserva para aumentar la confiabilidad en periodos de sequía y en situaciones de volatilidad en abastecimiento y precio de los combustibles fósiles.

#### **4.3. Antecedentes de la GD en Colombia**

En Colombia, existen en la actualidad alrededor de 150 MW instalados de GD. Sin embargo esta GD no es utilizada para el control de tensión porque no existe una reglamentación que permita al CND tener información técnica detallada, con el fin de cuantificar la calidad y continuidad de dicha GD y aunque este tipo de generación puede ser benéfica para el sistema de potencia dado que descongestionan las líneas de transmisión, se debe tener cuidado porque los generadores distribuidos originan flujos de potencia activa que si no son controlados pueden alterar la frecuencia y verse comprometida la estabilidad del sistema.

A pesar de que el marco regulatorio no contempla la GD como una opción de generación, existen algunas industrias como las petroleras, las cementeras, ingenios azucareros entre otros que cuentan con máquinas que les permite llevar a cabo procesos de autogeneración y en algunos casos de cogeneración. Estas plantas de GD según la resolución colombiana no pueden vender sus excedentes

en el MEM debido a que es prohibido que los mismos generadores comercialicen y distribuyan la energía (Rodríguez, 2009).

A las plantas generadoras con una capacidad inferior a 20 MW, se les remunera la generación de  $P$ , con una compra de energía fija que depende del precio de la bolsa. Los precios y costos en los que incurre este tipo de generación con capacidades pequeñas no permiten que estas plantas compitan con las centrales generadoras convencionales, puesto que este tipo de generación cuenta con facilidades para ofertar a precios bajos.

Los incentivos vigentes para la GD en el caso colombiano son de carácter indirecto, es decir que no se les desembolsa dinero, solamente se les hace exención de pago por impuestos. Además este incentivo solamente considera la fase de construcción, por lo que su influencia sobre la GD es mínima puesto que este tipo de tecnología necesita de un periodo de maduración para que compita con las plantas generadoras centralizadas.

A continuación se nombra el incentivo presente en la legislación colombiana, que permite de manera indirecta favorecer este tipo de tecnologías.

“Son rentas exentas del impuesto de renta las generadas por los siguientes conceptos: Ventas de energía eléctrica generada con base en recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de 15 años, siempre que se cumplan los siguientes requisitos: Tramitar, obtener y vender certificados de emisión de bióxido de carbono, de acuerdo con los términos del protocolo de Kyoto. Además al menos el 50% de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados sean invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador” (Ley 788 de 2002, Art 18)

En resumen, la barrera principal para que la GD no se haya masificado en Colombia, se debe a que los incentivos existentes corresponden solamente al periodo de inversión y construcción de la planta. Estos incentivos no representan

remuneración económica, siendo de carácter indirecto, lo que afecta el retorno a la inversión y el interés por parte de los agentes inversionistas (Rodríguez, 2009).

#### **4.4. Dinámica de Sistemas (DS)**

La DS es un conjunto de elementos que interactúan continuamente, buscando comprender las causas estructurales que provocan el comportamiento del sistema (Forrester, 1961), (Wu y Yan, 2008). Estos modelos se componen de ecuaciones diferenciales no lineales acopladas, las cuales se resuelven mediante integraciones numéricas (Ford et al., 2007).

La DS muestra el comportamiento a largo plazo de los diferentes agentes que participan en un mercado, y permite crear modelos de gestión en el que se puedan evaluar a partir de las consecuencias la implementación diferentes alternativas que beneficien a todos y cada uno de los agentes del mercado (Assili *et al.*, 2008).

En la figura 4.40 se muestran los pasos para el modelado de un sistema en DS.

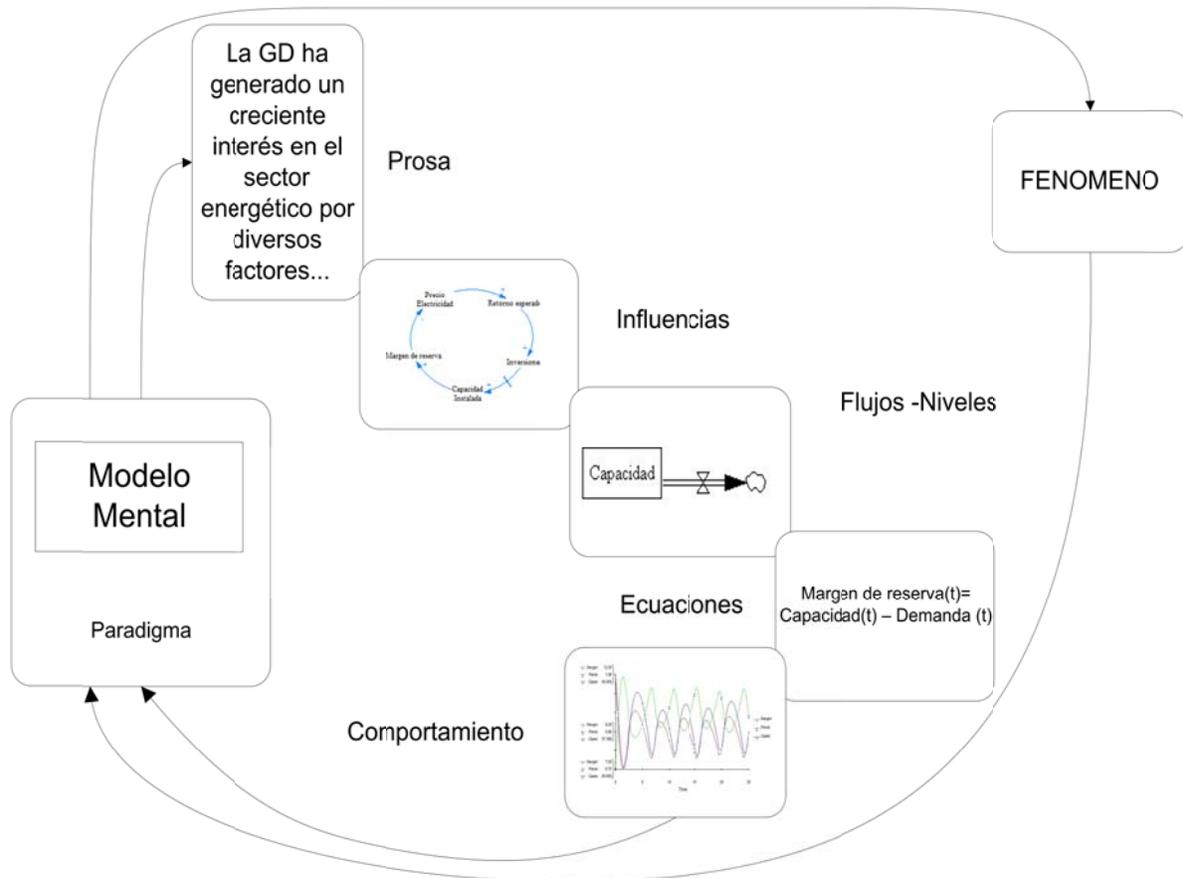


Figura 4.40. Modelado con Dinámica de Sistemas.  
(Fuente: Dyner, 2009)

Las relaciones descritas internamente muestran los pasos que se deben seguir para la creación de un modelo con DS. La unión del modelo dinámico con el ciclo externo muestra la constante iteración que debe existir entre el comportamiento del mundo real y la respuesta del mundo virtual.

Al realizar el modelo en Dinámica de Sistemas se deben seguir pasos muy específicos para que el estudio sea de gran precisión, teniendo como resultado la solución más óptima y efectiva.

En primer lugar se debe revisar toda la información requerida para que el modelo sea coherente, ese paso se conoce como la prosa, en el que se comienza a entender el micromundo que se quiere modelar, representa la perspectiva

personal de dicho fenómeno. El funcionamiento y las relaciones entre las partes que conforman el sistema, se deben recopilar para conocer los elementos claves del sistema y las relaciones causa–efecto o influencias entre ellos.

Las relaciones de influencias tienen un sentido que indica el tipo de relación, la cual puede ser positiva si las variaciones de los elementos son del mismo sentido y negativa si las variaciones son en sentido contrario. De acuerdo al diagrama causal o de influencias se puede establecer una primera clasificación de la estructura del sistema.

Sistemas complejos crean relaciones en forma de cadena cerrada, la cual recibe el nombre de realimentación (Sterman, 2000). Estos ciclos tendrán finalmente un signo positivo o negativo dependiendo de si el número de relaciones positivas es par o impar respectivamente.

Los bucles negativos llevan el modelo hacia una situación estable y los positivos lo hacen inestable. En la Tabla 4.41 se muestra más este concepto de realimentación y se muestran las relaciones matemáticas que involucran cada relación (positiva o negativa) aclarando que la fundamentación de la DS está ligada a la teorías de control clásico.

Tabla 4.41. Interpretación de las polaridades de las relaciones causales.  
(Fuente: Sterman, 2000)

SIMBOLO	INTERPRETACIÓN	FUNDAMENTACIÓN MATEMÁTICA
$X \rightarrow^+ Y$	Si X incrementa (disminuye), entonces Y incrementa (disminuye)	$\frac{\partial Y}{\partial X} > 0$ <p><i>En el caso de acumulaciones</i></p> $Y = \int_{t_0}^t (X + \dots) ds + Y_{t_0}$
$X \rightarrow^- Y$	Si X incrementa (disminuye), entonces Y disminuye (incrementa)	$\frac{\partial Y}{\partial X} < 0$ <p><i>En el caso de acumulaciones</i></p> $Y = \int_{t_0}^t (-X + \dots) ds + Y_{t_0}$

Los distintos elementos que componen el diagrama formal se representan por medio de variables, las cuales se clasifican en: variables de nivel, de flujo y variables auxiliares, para comprender el significado de estas variables se presenta la figura 4.42. La representación del diagrama formal en DS se puede suponer como un sistema hidrodinámico (Sterman, 2000) (Aracil, 1983).

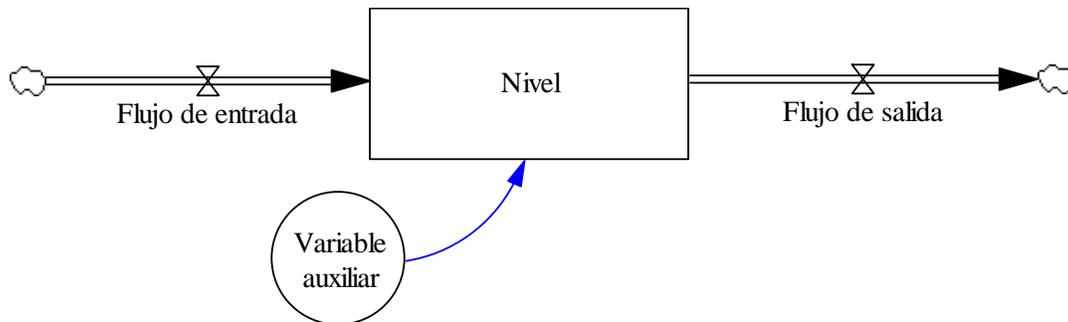


Figura 4.42. Variables de la formalización del modelo en DS.  
(Fuente: Diseño propio)

Los flujos y niveles constituyen el fundamento de los modelos de la dinámica de sistemas. Los niveles son elementos que pueden incrementarse o reducirse con el paso del tiempo y son los que acumulan la información significativa del modelo, equivalen a las variables de estado en la teoría de control. Los niveles se representan en el diagrama formal por medio de rectángulos.

Los niveles son los encargados de caracterizar el estado del sistema y lo provee de inercia y memoria debido a que acumula los eventos pasados. Otra característica de los niveles es que son fuente de retrasos por la diferencia que existe entre el flujo de entrada y de salida. Estos retardos pueden ocasionar en el sistema inestabilidades y oscilaciones peligrosas para el comportamiento dinámico del modelo. La ecuación que modela el comportamiento del nivel como una característica que retarda la dinámica al estar condicionada al flujo de entrada y salida con respecto al tiempo, se define en la ecuación (13)

Los flujos, por otro lado, son elementos que provocan el aumento o disminución de los niveles, regulando la información que entra y sale del nivel. Se asocian a los efectos que producen en los niveles con las que están relacionadas. El flujo en el lenguaje computacional se representa por flechas con válvulas que regulan el flujo de la información hacia el nivel.

La ecuación que describe el comportamiento del nivel ante la variación del flujo de entrada y el flujo de salida en el modelo se muestra a continuación:

$$\frac{dNivel}{dt} = Flujo\ de\ entrada(t) - Flujo\ de\ salida(t) \quad (13)$$

Las variables auxiliares representan etapas intermedias en la determinación de los flujos a partir de los niveles. Representan pasos o etapas en que se descompone el cálculo de un flujo a partir de los valores tomados por los niveles. Se representan por medio de círculos.

El comportamiento del modelo de difusión de la GD en el sistema de potencia colombiano, está basado en el modelo de difusión de Bass (Stermán, 2000). Este modelo de difusión es uno de los más implementados en la DS para el crecimiento de nuevos productos o tecnologías.

Este modelo consta de dos ciclos, el ciclo de refuerzo o positivo usualmente se interpreta como la difusión del modelo a medida que está tecnología es conocida e implementada a mayor volumen, mientras que el ciclo de balance se denomina ciclo de agotamiento o de saturación (Stermán, 2000).

El modelo de difusión Bass describe el proceso de cómo los productos nuevos se adoptan como una interacción entre los usuarios y usuarios potenciales. El modelo es ampliamente utilizado en la predicción, especialmente de productos de previsión y la previsión tecnológica (Stermán, 2000).

El modelo de difusión de Bass presenta un comportamiento en forma de S se muestra la figura 4.43.

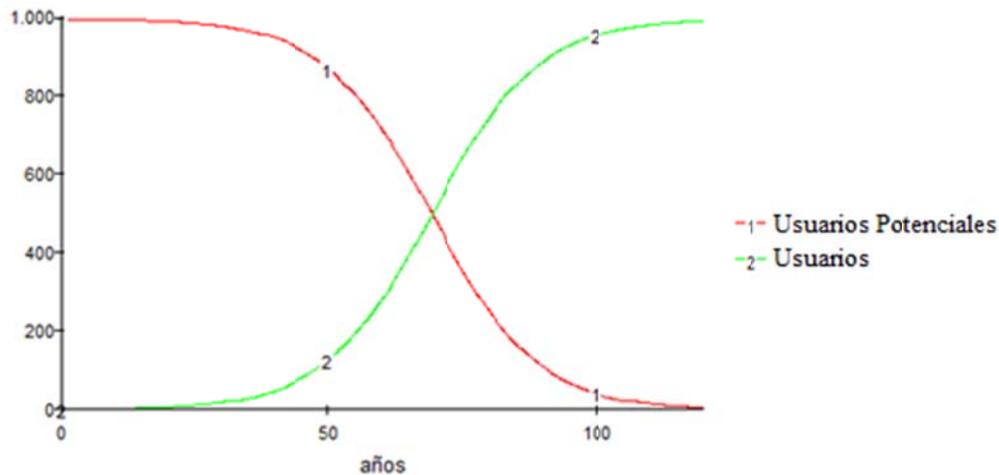


Figura 4.43. Comportamiento de la difusión de una epidemia  
(Fuente: Simulación PowerSim)

Se observa que el comportamiento en S depende del tiempo en el que este tipo de generación necesite, para que gracias a los incentivos y los beneficios económicos, se dé un crecimiento con el fin de instalar la GD proyectada para que la subregión o subáreas pueda mantener los rangos de tensión.

Como última fase en la implementación de la metodología de DS, se evalúan la implementación de las diferentes alternativas propuestas en el modelo, para analizar el comportamiento de todos y cada uno de los agentes participantes del modelo de difusión.

#### **4.5. Modelo de difusión de la GD en Colombia**

Se implementa un modelo de simulación para evaluar el efecto que los incentivos ambientales y de soporte de tensión y reactivos a la red, pueden hacer en el aumento y difusión de la GD en el sistema eléctrico colombiano.

El contexto colombiano muestra que se realizó un estudio en DS sobre la difusión de la energía eólica dentro del sistema de potencia (Zuluaga, 2007). Este estudio

se basó en la propuesta de incentivos para la energía renovable implementando un mercado con el fin de difundir la generación eólica. Concluyendo que en Colombia las políticas fiscales de exención de impuestos son insuficientes al momento de promover la utilización de energía renovable para la generación de energía eléctrica dado los altos costos de inversión inicial.

Esta investigación propone como mecanismo de difusión de la GD en Colombia adicionar a unos posibles futuros incentivos ambientales e incentivos técnicos relacionados con el control de tensión y reactivos.

Para el estudio del problema y el desarrollo del modelo se han seguido los lineamientos metodológicos de la Dinámica de Sistemas (Dyner, 2009).

#### **4.5.1. Diagrama Causa - Efecto**

El diagrama causal o diagrama de influencias mostrado en la figura 4.46 muestra las principales variables y las relaciones que permiten estudiar la difusión de la GD en el sistema de potencia colombiano teniendo en cuenta incentivos adicionales mencionados en la sección del análisis económico y regulatorio.

El diagrama causal de esta investigación está formado por dos ciclos de refuerzo y un ciclo de balance. El primer ciclo asociado a los costos mencionados en la sección 4.2.1, el segundo relacionado con los incentivos ambientales que se le da a la planta por las reducciones de CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, sección 4.2.2, y por último se presenta el ciclo del control de tensión y reactivos sección 4.2.3.

El ciclo de los costos tiene un comportamiento de refuerzo o positivo ocasionan un crecimiento exponencial al modelo. Este comportamiento está basado principalmente en las tecnologías de aprendizaje, lo que significa que el costo de este tipo de generación tiende a disminuir a medida que evoluciona la tecnología, y se implemente en el sistema de potencia mas plantas de GD. Es importante aclarar que este comportamiento asume que las plantas que se construyen primero, presentan unos costos más altos, que las plantas que se construyen

cuando ha transcurrido determinado tiempo, y se evidencia la evolución de la tecnología.

El ciclo relacionado con los incentivos ambientales, presenta a su vez un comportamiento de refuerzo, puesto que a medida que el tiempo transcurre estas tecnologías, en las que se implementan recursos renovables, reducen de manera más notoria las emisiones de gases de efecto invernadero. Lo que indica que a medida que se reducen las emisiones de CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, se logra adquirir mayor remuneración por parte de las primas ambientales. Esta reducción se da cuando la generación de energía tiene como origen fuentes alternativas o sistemas con capacidades menores a 20 MW que tienen menor impacto ambiental en comparación con grandes centrales de energía eléctrica.

Mientras que el ciclo de balance, asociado al control de tensión y reactivos, como su nombre lo indica, hace que el modelo se estabilice y consiga el punto de equilibrio. Esto se debe a que existe un valor ideal de capacidad en MW de GD instalada para que todas las barras del sistema estudiado mantengan la magnitud de la tensión en 1 p.u. Si este valor de MW se supera, el control de tensión y reactivos en la red se perjudica notablemente, disminuyendo la calidad de la potencia y generando fluctuaciones en la onda de la tensión.

El modelo también cuenta con variables exógenas, es decir que están determinadas fuera del modelo, se toman como fijas y mantienen siempre el mismo valor; y se definen como los incentivos regulatorios y externos, conocidos por ser indirectos, asociados en el diagrama como variables exógenas. Los agentes no reciben ningún tipo de remuneración o prima adicional por generar con recursos renovables o de bajo impacto ambiental. La remuneración externa o incentivos externos están asociados a la comercialización de la GD, que les permite participar en la bolsa para que sea despacha obligatoriamente la potencia que ofrecieron, por tener una capacidad menor a 20 MW, y se les remunera por los servicios de generación de  $P$  a un precio igual al precio de bolsa por las horas

de disponibilidad que funcione la planta GD, aunque este valor sea diferente al precio de oferta de dicho generador.

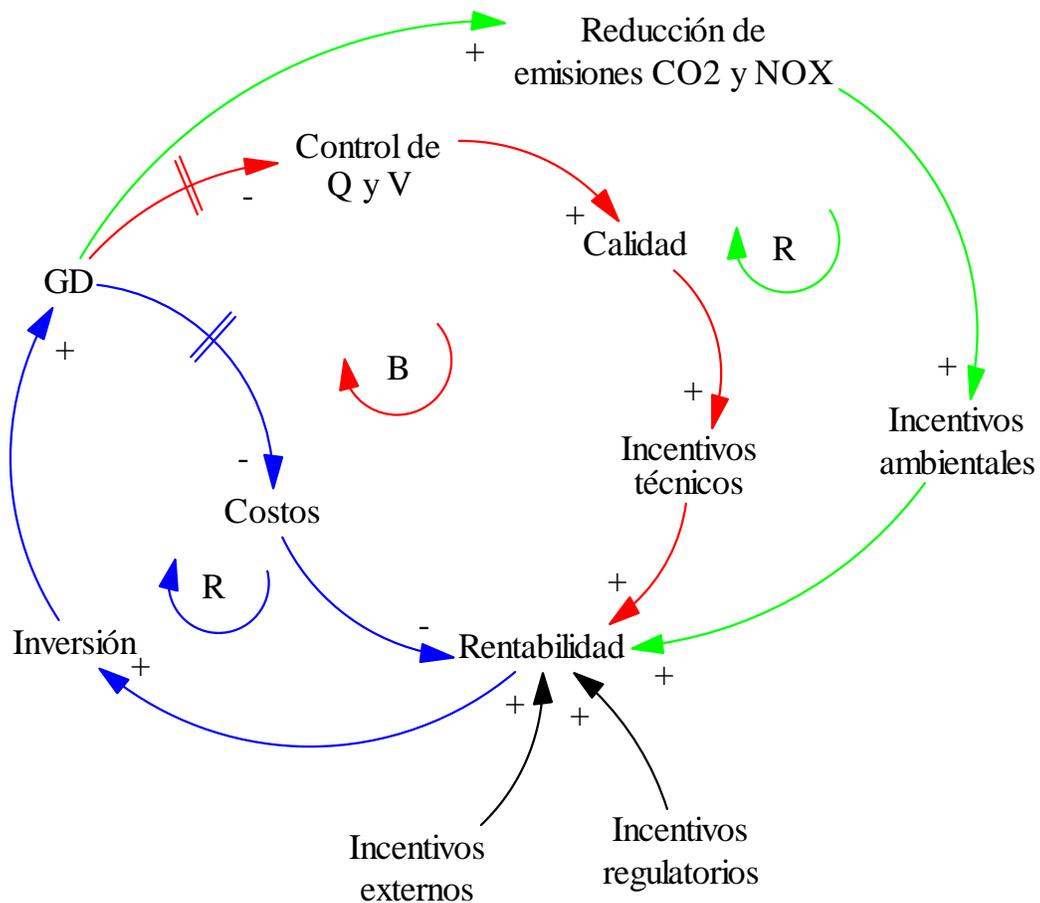


Figura 4.44. Diagrama Causal de la implementación de la GD en el sistema de potencia colombiano (Fuente: Diseño propio)

#### 4.5.2. Formulación del modelo

Para la formulación del modelo se especifican tres casos o escenarios en los que se analiza el comportamiento del sistema, ante la instalación y difusión de la GD para ayudar a mantener el control de tensión y de reactivos, además contribuir con el desarrollo sostenible del medio ambiente.

**4.5.2.1. Caso base:** Se analiza el sistema con las características actuales. Se implementan los incentivos indirectos que existen, como es el caso de la exención del impuesto de la renta, y la comercialización de la potencia activa. La remuneración anual por venta de MW según el precio de bolsa actual es el beneficio que se implementa, es decir que a estas plantas se les remunera por la participación en la subasta diaria, sin entrar a competir con las grandes centrales hidroeléctricas, y además por contar con capacidad menor a 20 MW.

La evaluación de la difusión de la GD para el caso base, debe considerar las siguientes variables:

Para que la GD muestre interés en la inversión, en el ciclo de desarrollo de ese proyecto se deben considerar las siguientes fases, la fase de preinversión, la inversión y por último la fase de la operación.

La fase de preinversión está representada en el modelo por la variable de flujo crecimiento, la cual culmina con la evaluación final y decisión de invertir. La ecuación (14) muestra el comportamiento del crecimiento y su relación con las demás variables del sistema. Además, es necesario considerar que el crecimiento está condicionado para que solamente la GD instalada crezca hasta los MW referencia y así garantizar una respuesta real.

Este crecimiento está restringido por una evaluación entre el regulador y el operador del sistema de distribución para determinar, según las características propias de cada región, la GD necesaria con el fin de garantizar que el sistema funcione correctamente, dentro de las particularidades técnicas que se presentan en el área donde se planea instalar la GD. El estudio que se desarrolla por parte de estos agentes, se determina mediante el tiempo de evaluación, que corresponde al tiempo requerido para evaluar las condiciones técnicas de los nodos a los que se conecta la GD.

$$crecimiento = IF \left( GD\_necesaria > 0, \frac{REF \times GD\_necesaria}{Tiempo\_de\_evaluacion}, 0 \right) \quad (14)$$

La decisión de invertir dependerá de un estudio donde se pueda identificar si existen oportunidades y rentabilidad, este estudio está representado por los Resultados de la Evaluación Financiera (*REF*).

La ecuación (15) se define como la variable *REF* depende de la rentabilidad que exista para ese mercado, considerando que existe una variable denominada sensibilidad ( $\alpha$ ) que refleja el punto de equilibrio en el que las condiciones únicas del mercado y sirve para medir el grado operatividad de una compañía. Se define como el nivel de producción que es necesario para que la planta sea capaz de cubrir sus costos fijos.

$$REF = \text{rentabilidad}^{\alpha} \quad (15)$$

En el proceso de análisis de inversión en la instalación de la GD se requiere un conocimiento claro de las condiciones que están participando en el proyecto a evaluar, complementado el proceso de evaluación de las alternativas de rentabilidad con un análisis detallado de los aspectos cuantitativos, lo que requiere de un tiempo mientras se realiza dicha evaluación y se toma la decisión por parte de los inversionistas.

La rentabilidad se expresa como la relación beneficio costo  $\left(\frac{B}{C}\right)$  que ofrece el desarrollo e implementación del proyecto, es decir, que si el proyecto es rentable, este factor tendrá valores mayores que uno definiendo que ese proyecto afectando directamente la inversión en plantas de GD instaladas. Para este caso el beneficio que se analizó corresponde a la comercialización de la *P* por parte de los GD.

La evaluación del crecimiento permite que la Generación Distribuida Potencial pueda crecer convirtiéndose en plantas de GD conectadas al sistema de potencia colombiano.

En el modelo formal, la variable de nivel de la GD potencial, es alimentada por la variable de flujo atractividad, la cual comparará el crecimiento con la Tasa Interna

de Retorno (*TIR*) y el resultado de este nivel converge en la variable de flujo Inversión, la cual representa la segunda fase de desarrollo del proyecto.

Finalmente, la última fase es la fase operacional que se observa más claramente por la Generación Distribuida Instalada (*GDI*). Estas plantas de *GDI* comprenden la capacidad en MW de las plantas que se construyen. Estas plantas son las que se utilizan y están disponibles para ser remuneradas por los diferentes incentivos que se implementaran en el modelo de difusión de la GD.

Las ecuaciones diferenciales asociadas al proceso descrito anteriormente son:

$$\frac{\partial GD_{potencial}}{\partial t} = atractividad - Inversión \quad (16)$$

$$\frac{\partial GDI}{\partial t} = Inversión \quad (17)$$

$$Inversión = \frac{GDI}{tiempo_{instalación}} \quad (18)$$

Las ecuaciones (16) y (17) representan los niveles del sistema, estas variables, como se mencionó en el desarrollo de la DS, están representadas por ecuaciones diferenciales puesto que presentan un cambio de su información con la variación del tiempo, ajustándose a las diferentes condiciones representadas en los flujos de entrada y de salida de cada uno de ellos.

Para realizar el estudio de factibilidad hay que analizar los costos en los que se incurre al momento de la inversión, instalación y operación de la GD. Las ecuaciones asociadas a los costos son:

$$C_{totales} = Costos_{inver} + Costos_{oper} \quad (19)$$

Los costos totales son la suma de los principales costos asociados a la implementación de la GD, es decir los costos que se refieren a la inversión y los costos de operación de la planta de GD.

*Costos de inversión:* Estos costos son los costos de capital de la planta de biomasa, que se incurren al momento de implementar esta planta en algún punto del sistema.

$$Costos\_inver = GD\_Total \times C\_capital \quad (20)$$

Los costos de capital definidos en la ecuación (20), son establecidos según IEA, 2010, tabla 4.41, puesto que la GD utilizada en el caso de estudio corresponde a generadores que utilicen biomasa, para este caso se implementarán los biocombustibles. Y para este tipo de tecnologías van disminuyendo en el tiempo debido a que con el tiempo se espera que se avance en el mejoramiento de eficiencia y consumo, por esta razón los costos de capital son una función tabla que decrece en el tiempo.

*Costos de operación:* Estos costos se asocian a lo que necesita el generador para su funcionamiento, es decir se dependen de la cantidad de potencia que se genera. Es por esta razón que los costos de operación de una planta biodiesel se toman de los costos de generación de la IEA, 2007.

Por lo tanto los costos de operación de la planta de biodiesel se describen en la ecuación (21).

$$C\_oper = GDI \times C\_generación \quad (21)$$

La comercialización de la  $P$  de los GD se basa en la comercialización de las plantas con potencia instalada menor a 20 MW se describe en la ecuación (22) donde se aplica un despacho no centralizado. En el que el precio que se les remunera a cada generador es el precio de bolsa (Rodríguez, 2009), la ecuación (16) muestra la relación para la comercialización.

$$\text{Comercialización} = GDI \times P_{\text{bolsa}} \quad (22)$$

El parámetro precio de bolsa se toma de los registros de XM, la entidad encargada del mercado de electricidad en Colombia, para el cálculo de la tarifa que se les remunera por participar en la bolsa de energía (XM, 2010).

El cálculo de la tarifa por participar en el mercado diario, se realiza mediante el promedio del precio de los últimos tres años, esta información es tomada de Neón.

**4.5.2.2. Caso 1:** Para este caso, se tiene en cuenta las características del caso base y se le adicionan los incentivos ambientales por reducción en la emisión de los gases de efecto invernadero como es el caso del CO<sub>2</sub> y el NOx.

Los incentivos ambientales se evalúan con la calidad del aire que mide la cantidad de gases de efecto invernadero que se emiten al medio ambiente al momento de la generación, especialmente cuando se utilizan los combustibles fósiles.

La ecuación (23) define la remuneración por reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y NOx está dada por la prima de reducciones y la capacidad de la GD instalada.

$$\text{Incentivos}_{\text{ambientales}} = GDI \times \text{Prima}_{\text{reducción}_{\text{CO}_2}} \quad (23)$$

La prima de reducción de CO<sub>2</sub> se toma de los datos especificados en IEA, 2002.

**4.5.2.3. Caso 2:** En la implementación del caso 2 se tienen en cuenta todas las características del caso 1, y adicionalmente se modelan los incentivos técnicos, que en este caso se remunera a la GD por prestar el servicio de control de tensión y reactivos.

Los incentivos técnicos, como se demostró en el caso de estudio, permiten aumentar la tensión en las barras de conexión y barras circundantes. Esta situación es favorable mientras no se excedan los rangos establecidos por el regulador, los cuales dependen del nivel de tensión.

Cuando se instalan en el sistema las unidades de GD y con ayuda del método de optimización (Buitrago, 2007), se analiza la GD referencia ( $GD_{ref}$ ), es decir, la capacidad instalada en MW de GD necesaria para que el sistema mantenga en todas las barras del sistema la tensión requerida.

Para el caso de estudio se encontró la magnitud de una GD referencia, esta magnitud corresponde a la cantidad de MW instalados de GD que puede ser conectada a la red antes de ocasionar problemas de calidad como oscilaciones en los valores nominales de las tensiones de barra, colapsos de tensión, entre otros problemas de calidad asociados a la onda de la tensión.

A partir de la relación entre la GD referencia y la GDI, denominada Ratio, se determina el factor de GDI ( $factor_{GDI}$ ). Este factor determina mediante Ratio el comportamiento de la tensión en las barras con respecto al cambio en el número de unidades de GD. Esta función permite crear una tabla o gráfico, la cual muestra en por unidad, la respuesta de la tensión a medida que varía la GD instalada. El factor GDI se muestra en la sección 4.1.

Con el resultado del  $factor_{GDI}$  es posible conocer la calidad que presenta el sistema en dicho momento. Esta calidad es necesario acotarla a los valores de tensión permitidos puesto que se compara el valor con la  $calidad_{referencia}$ . La ecuación (24) muestra como en el modelo de simulación se incluye la calidad con el  $factor_{GDI}$  y la  $Calidad_{ref}$ .

$$Calidad = factor_{GDI} \times Calidad_{ref} \quad (24)$$

La resolución 025 de 1995 determina los rangos permitidos según el nivel tensión, en el caso de estudio se utilizaron tensiones de 115kV y el rango permitido es entre el 90-110% de la tensión nominal (103,5 kV y 126,5 kV), por lo tanto aunque la calidad referencia en este caso es el valor nominal, el regulador permite variaciones controladas sin que por ello se vea afectada la calidad, de esta forma los incentivos técnicos se entregarían mientras la tensión se mantenga entre este

rango, las siguientes ecuaciones describen matemáticamente este comportamiento:

$$\text{Incentivos}_{\text{técnicos}} = IF(103,5 < \text{Calidad} < 126,5, \\ GDI \times \text{Prima}_{\text{técnica}}, 0) \quad (25)$$

El parámetro de prima técnica corresponde al valor recibido por una central de generación que preste el servicio complementario de regulación secundaria de frecuencia o AGC. Este valor fue utilizado en el modelo dado que el servicio de AGC es el único servicio complementario regulado en el mercado de energía eléctrica colombiana.

En la figura 4.45 se muestra el diagrama formal completo, es decir en el que se implementan todos los incentivos estudiados (Caso 2).

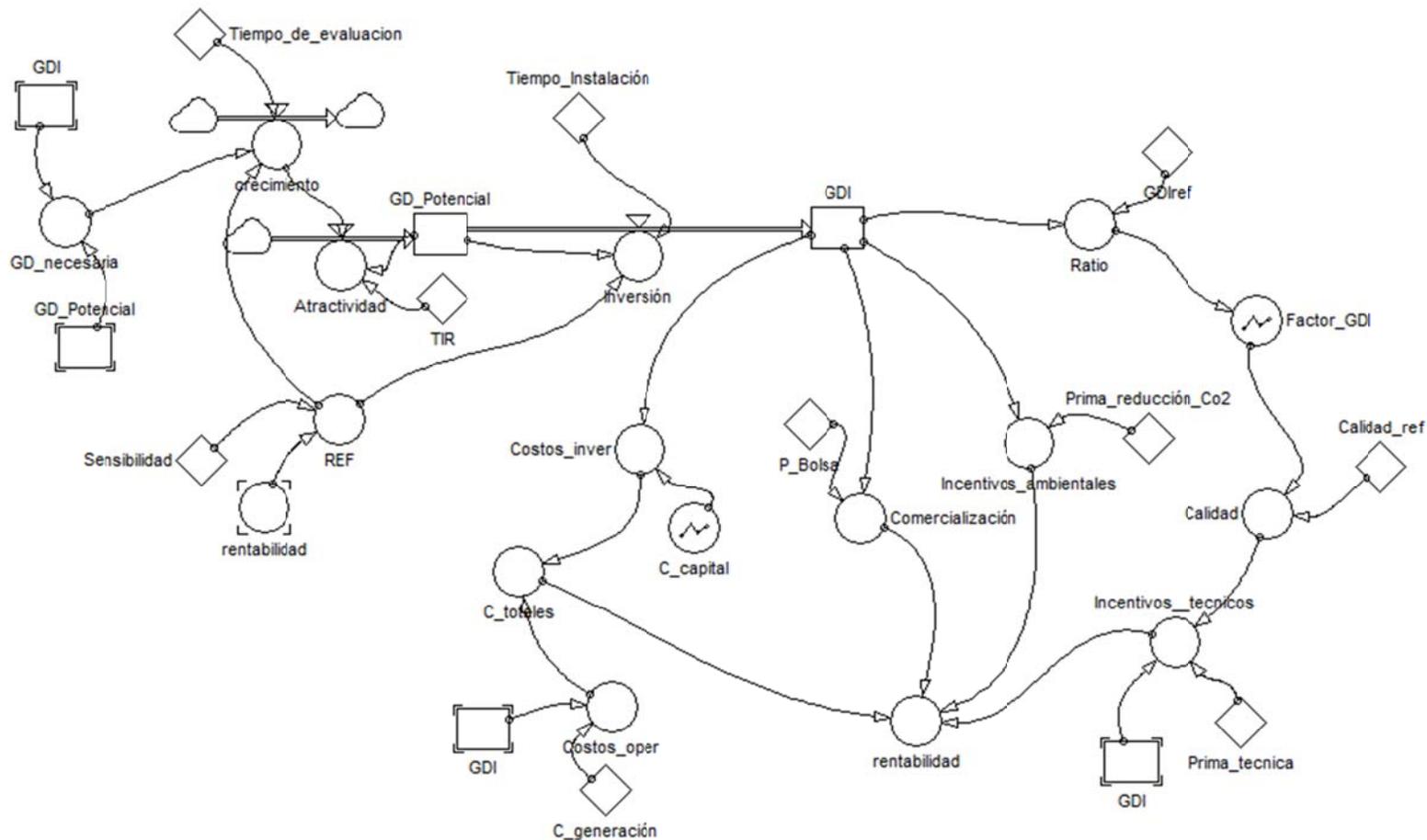


Figura 4.45. Diagrama Formal modelo de simulación  
(Fuente: Diseño propio)

# Capítulo 5. Evaluación del Modelo de Difusión de la GD

---

El objetivo de la tesis es evaluar las características de la remuneración del control de tensión en el sistema eléctrico colombiano, considerando la tecnología que mejor se adapte a las condiciones técnicas, operativas y económicas existentes. Por tal motivo, se escoge para el modelo, implementar GD con Biomasa justificada bajo el enfoque del desarrollo de proyectos a nivel internacional, para incluir la GD como una generación activa con capacidad de prestar servicios para el soporte de la red.

El horizonte de tiempo para la evaluación del modelo de difusión, es decir, un modelo que describe como un determinado sector adopta un nuevo producto, en este caso una nueva tecnología. Los potenciales clientes se van transformando paulatinamente en clientes, dicha transformación es influenciada principalmente por la difusión o publicidad que hace cada usuario del producto.

El modelo de comportamiento de la GD implementado con biomasa, debe responder en un lapso de tiempo prudencial que permita la interpretación correcta de los resultados de la evaluación. El objetivo de este tiempo prudencial es con el fin de evaluar la respuesta mediante la implementación de incentivos a largo plazo basados en experiencias internacionales.

Según los casos internacionales las legislaciones que buscan incentivar la utilización de fuentes alternativas de energía para el suministro de la electricidad por lo general comprenden períodos entre 12 y 15 años, bajo el argumento que se protege la tecnología hasta que esta alcance cierto grado de maduración.

El modelo por lo tanto, se simulará durante 240 períodos que representan 20 años, precisamente porque las políticas sólo pueden ser evaluadas a largo plazo, como se mencionó anteriormente.

En esta sección se evalúan cada uno de los incentivos propuestos, empezando por el caso base donde se tiene en cuenta incentivos indirectos existentes y venta de la energía generada a precio de bolsa. Para el caso 1, se implementan incentivos ambientales gracias a que este tipo de tecnologías reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> y NOx a la atmosfera. Por último, en la evaluación del modelo, se incluyen los incentivos técnicos, en el que está explícito el control de tensión y de reactivos que fluyen por la red.

A partir del caso 2, en el que están incluidos todos los incentivos propuestos según las experiencias internacionales, se evalúa la variación de la sensibilidad que determina el punto de inflexión que determina si es viable o no determinado proyecto.

Con las simulaciones se desea observar el grado en el que se afecta o se beneficia el sistema cuando cada esquema de incentivos es implementado, adicionalmente con la variación de las variables económicas.

### **5.1. Caso base**

La figura 5.1 muestra que la capacidad de GDI en MW crece en el tiempo, sin embargo, se demoraría 20 años en alcanzar los MW necesarios de GD.

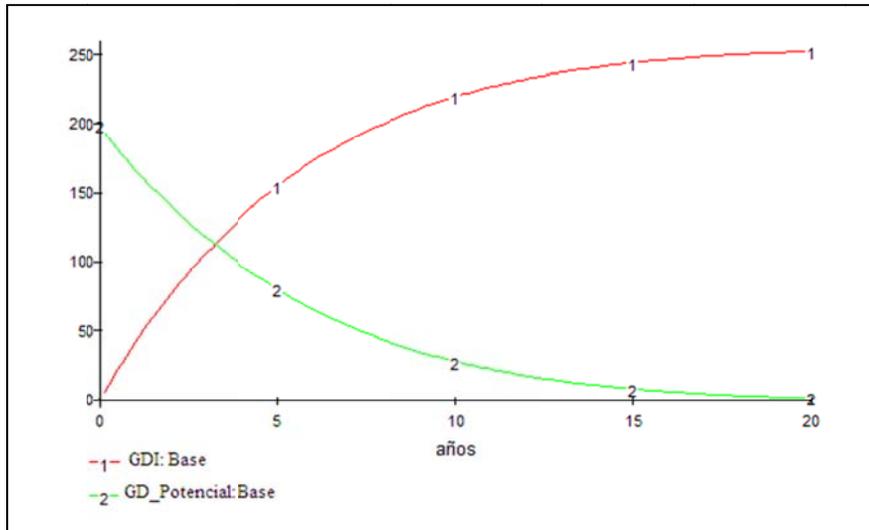


Figura 5.1. GDI, GD\_potencial vs. Horizonte de tiempo del caso Base

La figura 5.2 muestra el comportamiento de la rentabilidad, la cual es definida en este modelo como la relación beneficio - costo. Cuando esta relación es mayor a uno significa que el proyecto es atractivo desde el punto de vista financiero, por lo tanto, el escenario base muestra que la rentabilidad, aunque aumenta en 20 años, no alcanza a superar el umbral de la unidad, es decir el proyecto no se justifica desde el punto de vista financiero.

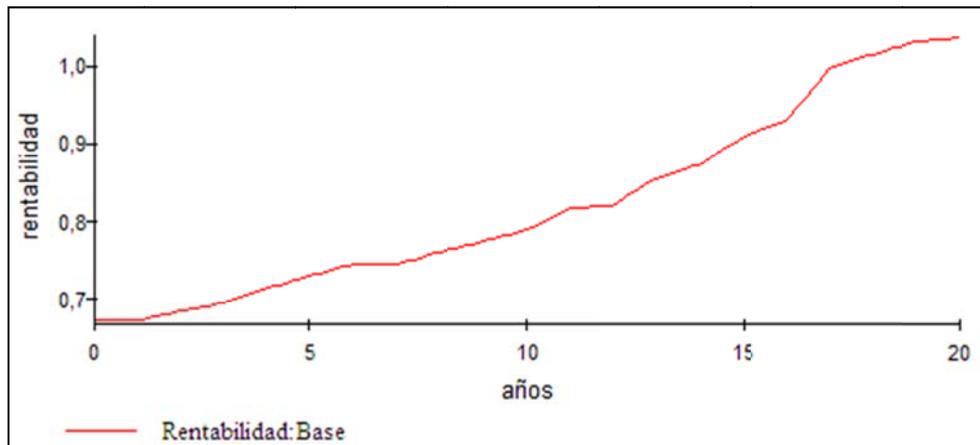


Figura 5.2. Rentabilidad vs. Horizonte de tiempo del caso Base

## 5.2. Caso 1

En la figura 5.3 se observa que la capacidad en MW de la GDI alcanza el valor de la GD referencia en un menor tiempo cuando se incluye en la regulación incentivos ambientales, para este caso la GDI total se alcanza en 10 años. El aumento en el crecimiento gracias a los incentivos permite al inversionista recuperar en menor tiempo la inversión que cuando se considera el caso base.

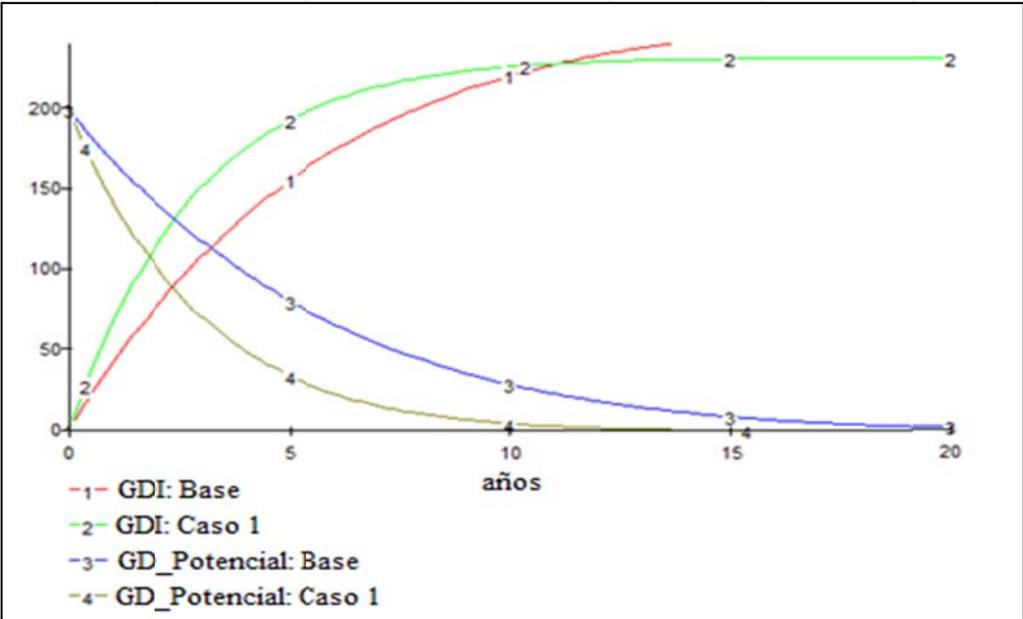


Figura 5.3. GDI, GD\_Potencial vs. Tiempo: caso Base y caso 1

Se muestra en la figura 5.4 cómo la rentabilidad para proyectos que benefician el ambiente y que se les retribuye económicamente mediante incentivos ambientales, presentan un comportamiento en el que se considera que los ingresos o beneficios son mayores que los costos incurridos, valor de rentabilidad mayor a la unidad. El crecimiento de rentabilidad a lo largo de los 20 años tiene un comportamiento creciente, con una pendiente más pronunciada que el caso base, indicando que esta condición con incentivos es favorable para los que inversionistas piensen en este tipo de generación.

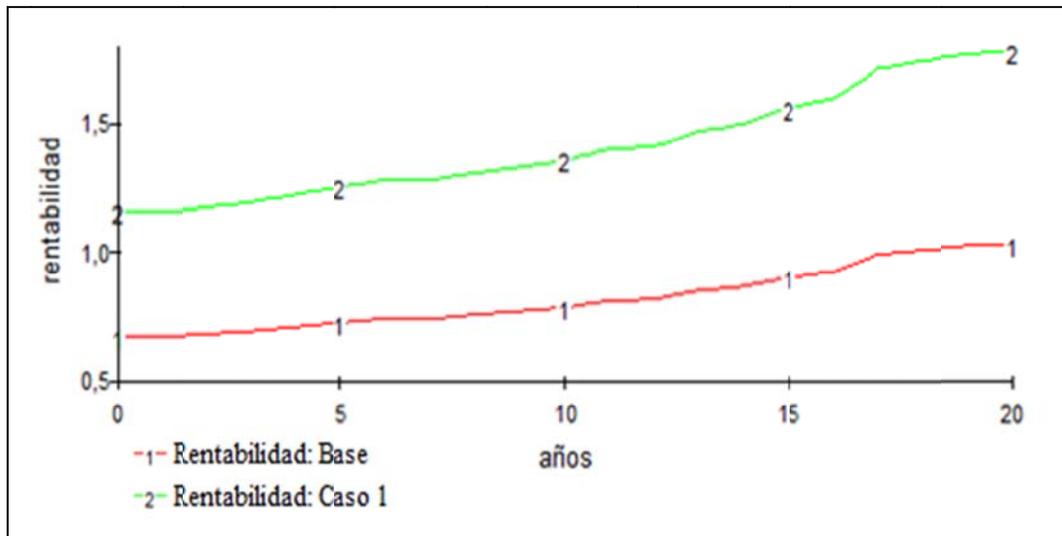


Figura 5.4. Rentabilidad vs. Tiempo: caso base y caso 1

### 5.3. Caso 2

Este caso es el que presenta el comportamiento más favorable puesto que los MW de GD instalados tienen un tiempo de 5 años para llegar a su valor potencial. En la Figura 5.5 se observa que este escenario al tener en cuenta incentivos por mejorar las condiciones técnicas de la red, permite a los inversionistas mayor certeza de que este proyecto es viable económicamente.

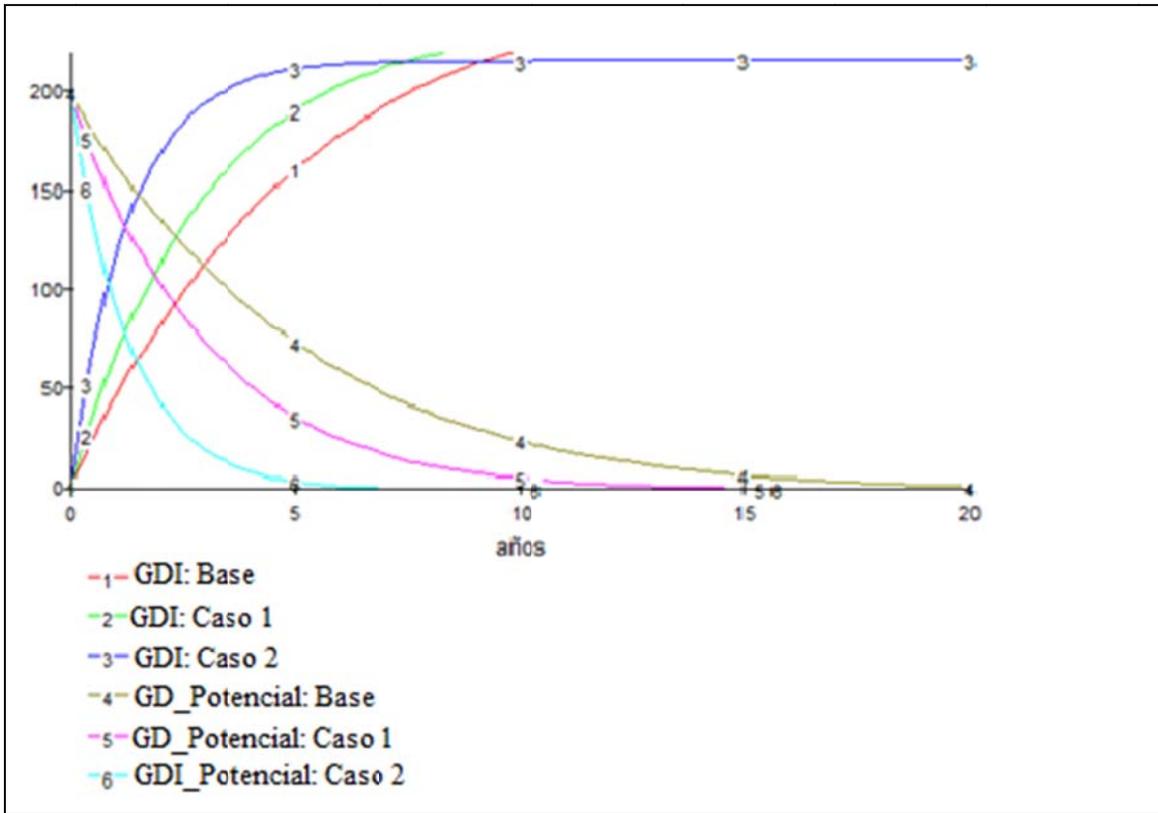


Figura 5.5. GDI, GD\_Potencial vs. Tiempo: caso Base y caso 1

La rentabilidad mostrada en la figura 5.6 para el caso 2 tiene una pendiente más pronunciada que las rentabilidades de los casos anteriores. Para este caso se asumió para la remuneración técnica se realizaba igual al servicio complementario del AGC, lo que puede ser un precio muy alto por prestar este servicio de control de reactivos.

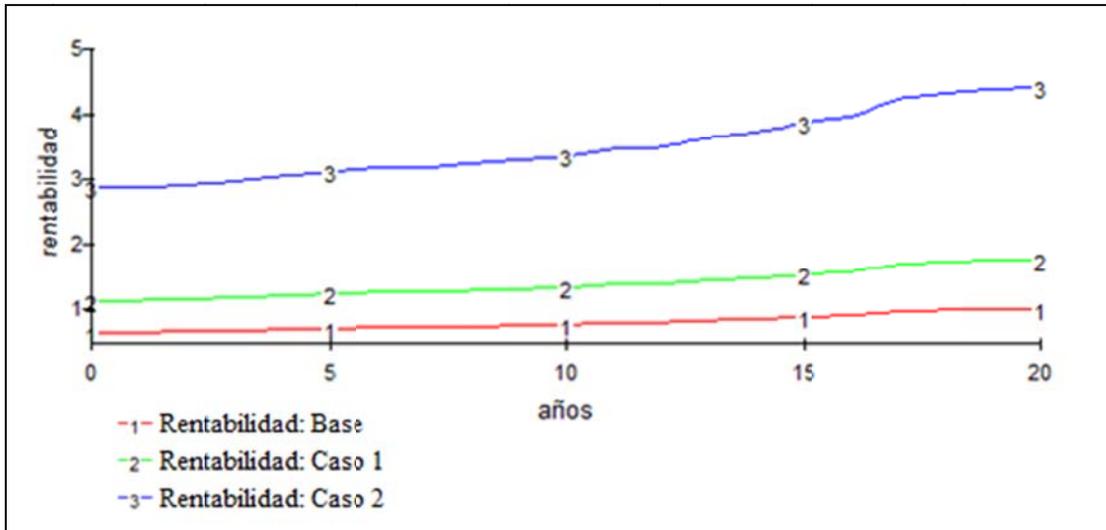


Figura 5.6. GDI, GD\_Potencial vs. Tiempo: caso Base y caso 1

### 5.3.1. Caso 2 con variación en la sensibilidad ( $\alpha$ )

Esta sección pretende evaluar mediante el cambio en el parámetro sensibilidad el comportamiento del modelo de difusión de la GD. La tasa interna de retorno para la evaluación de los casos de sensibilidad se escoge del 5%, valor común para este tipo de proyectos.

Las simulaciones que muestran mejor variación cuando se cambia el parámetro sensibilidad son las relacionadas con la *GDI* y la *GD\_Potencial*.

**$\alpha = 1$**

Esta primer subsección corresponde a las simulaciones del sistema de difusión de la GD con todos los incentivos propuestos.

**$\alpha = 0,5$**

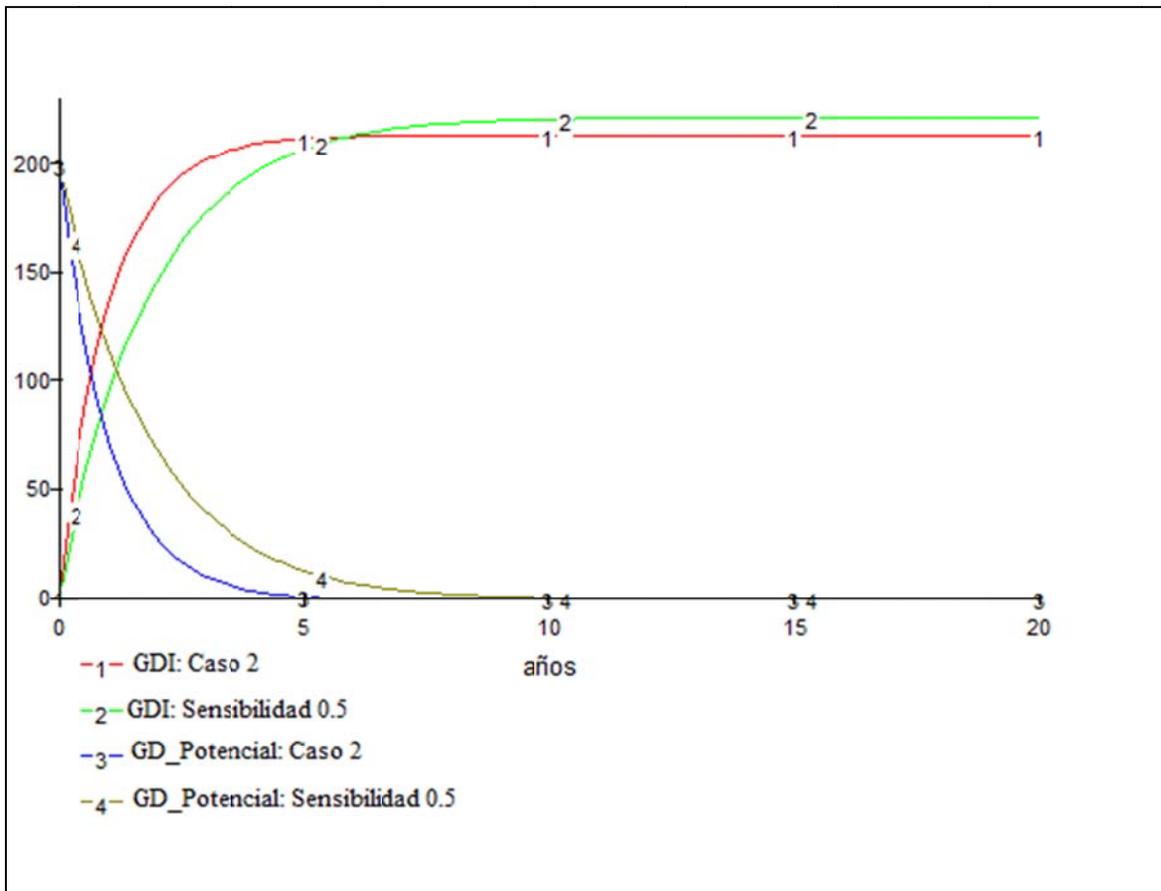


Figura 5.7. GDI, GD\_Potencial vs. Tiempo: caso 2 y sensibilidad = 0,5

La figura 5.7 muestra que la inversión en capacidad de GD cuando la sensibilidad tiene un valor por debajo de cero, aumenta de tal manera que el comportamiento de los MW de GDI converge más rápido al valor de la GD referencia [MW]. Se observa que esta inversión y construcción de plantas de GD se realiza aproximadamente en cuatro años, mientras que para el caso 2 con sensibilidad de uno, el horizonte de tiempo se convierte en cinco años.

$\alpha = 2$

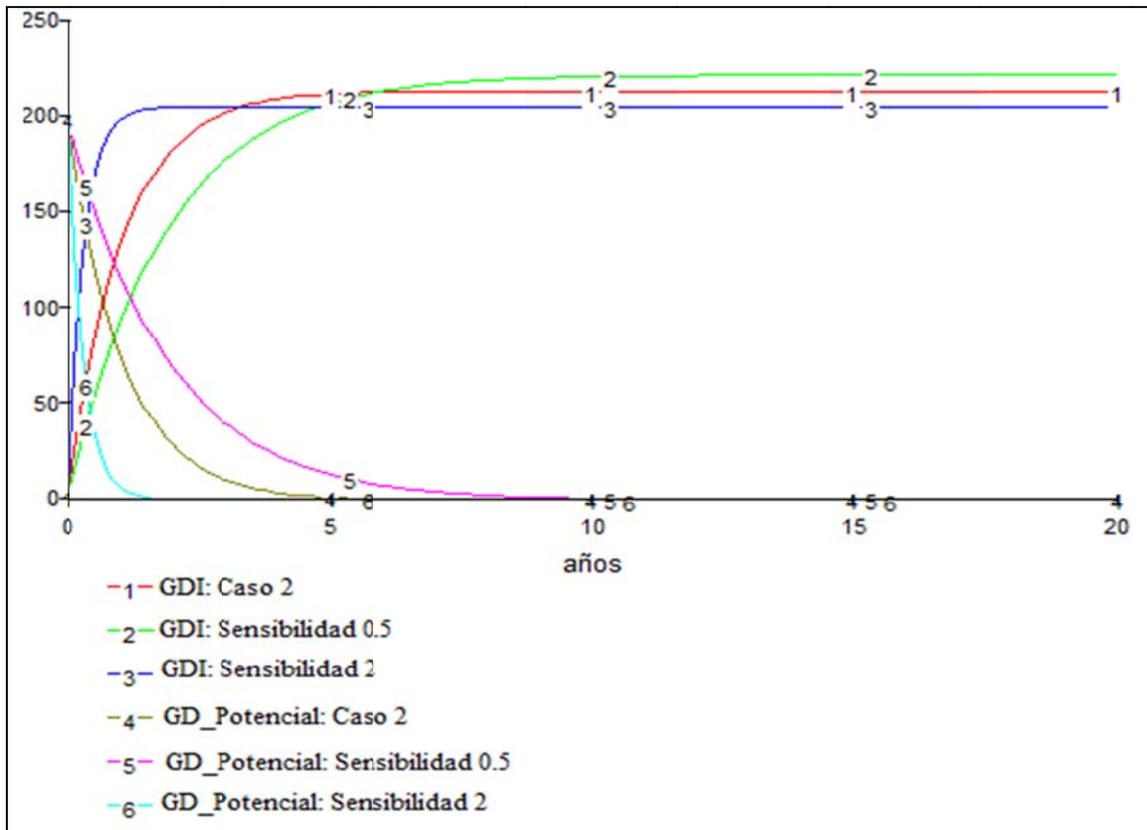


Figura 5.8. GDI, GD\_Potencial vs. Tiempo: caso 2, sensibilidad = 0,5 y sensibilidad = 2

Se muestra en la figura 5.8 el comportamiento de la capacidad en MW de GDI con respecto a la variación de la sensibilidad y se observa que el tiempo de inversión y construcción de estas plantas es muy pequeño, de uno a dos años. Este comportamiento es poco común debido a las barreras tecnológicas y económicas para el desarrollo de este tipo de tecnologías con recursos alternativos y renovables, que existen en Colombia.

### 5.3.2. Caso 2 con variación en la TIR

Esta evaluación muestra el comportamiento de los MW de GDI y GD\_Potencial cuando se varía la TIR en el proyecto de difusión de la GD. El valor de la sensibilidad se mantiene en la unidad, puesto que solamente se evaluará en el modelo el fenómeno que le ocurre a estas variables ante el cambio en la TIR.

**TIR = 10%**

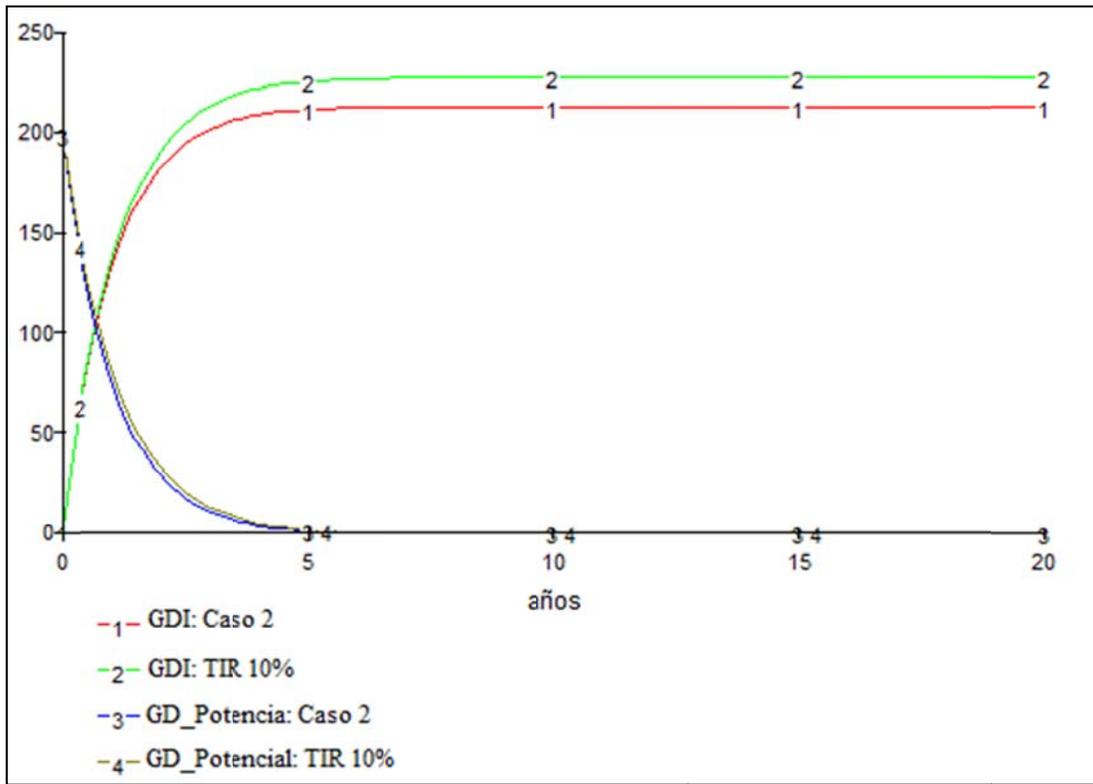


Figura 5.9. GDI, GD\_Potencial vs. Tiempo: caso 2, TIR = 10%

En la figura 5.9 se observa que ante un aumento en la TIR, la capacidad en MW de GDI aumenta en una pequeña cantidad en comparación al comportamiento de la GDI cuando la TIR es del 5 %. Este comportamiento de aumento en la GDI es debido a que se incrementa la difusión para este tipo de proyectos. Se observa, que la inversión para este caso, se realiza en el mismo tiempo que el caso 2, lo que refleja que el comportamiento de la rentabilidad y crecimiento es similar al que se presenta en el caso 2, sin realizar variaciones a ninguno de los parámetros.

**TIR = 3%**

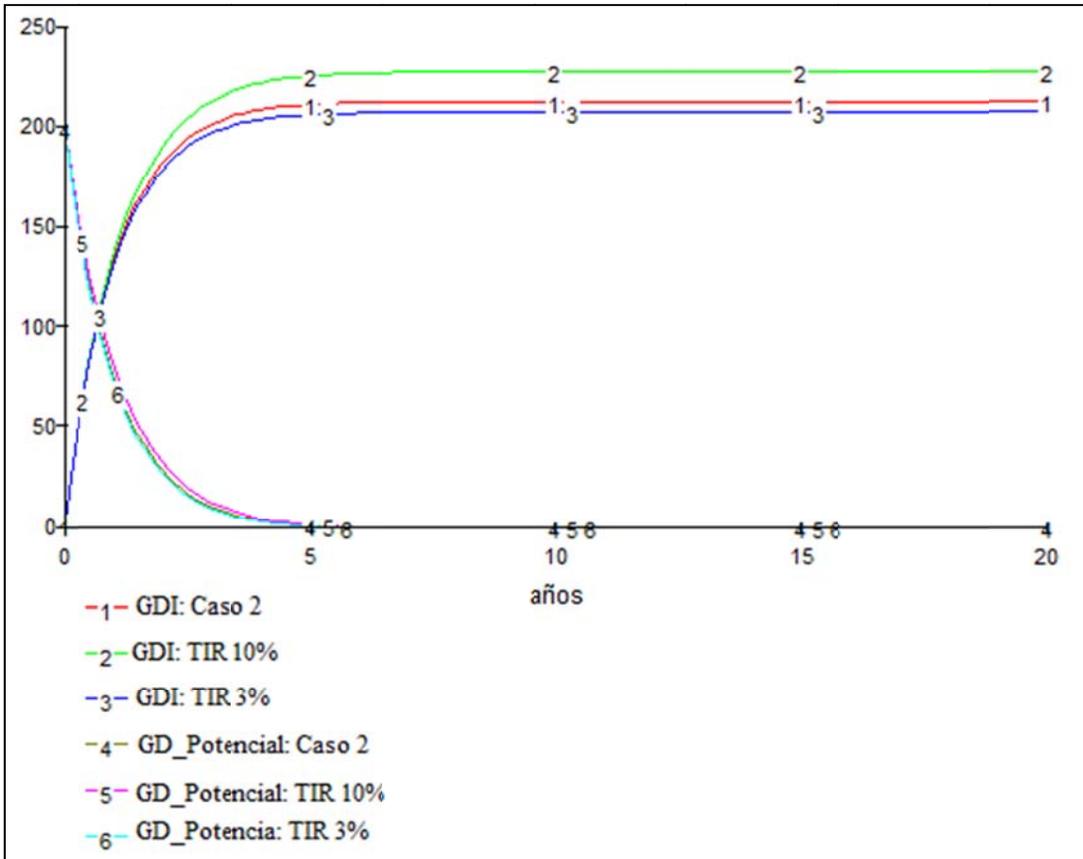


Figura 5.9. GDI, GD\_Potencial vs. Tiempo: caso 2, TIR = 10%, TIR = 3%

En esta simulación se muestra como al reducir el porcentaje de la tasa TIR, la GDI disminuye su capacidad en relación con la TIR = 5% y TIR = 10%. Esto indica que la evaluación del modelo con una TIR más baja, restringe al inversionista, es decir que debido a que la rentabilidad y crecimiento son similares para los tres casos presentados, el inversionista no recupera de la misma manera la inversión cuando la TIR es más alta, por lo que el inversionista prefiere dejar de invertir en dichos proyectos.

## Capítulo 6. Conclusiones

---

- ✓ El control de tensión es un servicio complementario que tiene gran importancia en la operación, calidad y seguridad de los sistemas eléctricos de potencia, puesto que mantiene el perfil de tensión dentro de los rangos exigidos por la normativa, evitando que se presenten problemas de estabilidad de tensión. Cuando se aplica el control de tensión se disminuyen además los riesgos por apagones o desconexiones parciales del sistema, lo que indica un aumento en la confiabilidad de operación del sistema.
- ✓ Existen en el mercado gran variedad de dispositivos encargados de cumplir con la función de proveer o absorber los reactivos que el sistema eléctrico requiere, mejorando los perfiles de tensión en la barra a la que se conectan estos dispositivos. Para la instalación de dichos dispositivos se deben realizar estudios específicos como el nivel de reactivos, con el fin de aprovechar las características que cada uno de ellos ofrece para llevar a cabo el control de tensión.
- ✓ Se concluyó, gracias a las experiencias internacionales que un mercado de potencia reactiva en el que se combinen los diferentes dispositivos para el control de tensión es poco factible, puesto que el control de tensión tiene un efecto local por lo que la oferta de energía reactiva en un mercado a nivel nacional es poco probable. Por estas razones la transacción más utilizada para la potencia reactiva se realiza por medio de contratos bilaterales en los que se define, mediante la regulación los costos específicos sobre los que se debe pagar por el servicio de reactivos.
- ✓ El control de tensión en Colombia se presta como un servicio de apoyo a la red que se remunera indirectamente. Este tipo de reglamentación no permite que

se genere un ambiente rentable de inversión en diferentes dispositivos que ayuden a mantener la tensión en los rangos exigidos por la ley. En Colombia la tecnología o dispositivo con remuneración por el control de tensión es el generador, con una reconciliación por el precio de bolsa, indicando que esta remuneración es indirecta, puesto que se les retribuye sobre la  $P$  que dejan de producir (costo de oportunidad) al momento de prestar el servicio de soporte de reactivos. También se remunera a los dispositivos SVC por prestar un control regional que tiene efectos sobre varios niveles de tensión, en especial se remunera porque mantienen la estabilidad del sistema de potencia en la interconexión con el centro del país.

- ✓ Una alternativa que actualmente está siendo investigada para realizar control de tensión es a través de instalar GD cerca a las cargas con alto valor inductivo, dado que se ha comprobado su eficacia para aumentar la tensión y reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva dentro de una área interconectada de influencia.
- ✓ El contexto internacional muestra que la tecnología de la GD está siendo implementada para soporte técnico de la red. Las características especiales del control de tensión impiden que este control sea global, por lo que la instalación de generadores cerca a los centros de consumo facilita la prestación de los servicios complementarios.
- ✓ En el análisis del modelo es importante tener en cuenta tanto los aspectos técnicos como los aspectos económicos, puesto que la implementación de un sistema de GD en un área operativa del sistema colombiano, presenta características especiales, específicas y únicas para dicha área.
- ✓ Las experiencias internacionales demuestran que la implementación de la GD necesita de incentivos económicos, debido a que al ser proyectos pequeños

con capacidades instaladas que no superan los 20 MW, les es difícil competir con los precios de comercialización manejados por las plantas de generación centralizadas.

- ✓ Los incentivos económicos colombianos no son suficientes para promover la difusión de la GD en el sistema de potencia como elemento de soporte a la red. Los costos de este tipo de generación son altos comparados con los de las plantas generadoras centralizadas que tienen la posibilidad de ofertar la energía a menor costos (economías de escala), mientras que la GD está obligada a participar sin ofertar su energía, asimismo con la exención del pago de impuestos como el impuesto a la renta no es suficiente para hacer rentable este tipo de generación.
- ✓ Los incentivos técnicos por la prestación del control de tensión y reactivos, están condicionados a que el área operativa presente subtensiones, dado que en caso contrario puede empeorar el perfil de tensión, lo que agravaría la situación de calidad de la potencia.
- ✓ Los incentivos comerciales y ambientales son fundamentales para que las plantas con capacidades pequeñas y a su vez que utilicen fuentes renovables, puedan tener un desarrollo importante que logre causar impacto en el parque de generación colombiano.
- ✓ Para que en Colombia se puedan implementar este tipo de tecnologías, es importante que el operador en conjunto con el regulador, definan una reglamentación donde se incluyan incentivos económicos y de esta manera motivar la inversión en plantas de generación distribuidas, aumentando el portafolio de tecnologías lo que implícitamente indica un aumento en el margen de reserva, convirtiendo al sistema más robusto y a su vez más confiable, con altos índices de calidad de la potencia y suministro continuo de energía

evitando que se presenten eventos de desconexiones fortuitas ocasionando pérdidas económicas para los usuarios conectados a la red de electricidad.

- ✓ El modelo de difusión de la GD, tiene un comportamiento de epidemia, lo que significa que esta difusión tiene un crecimiento exponencial cuando se analiza a corto plazo. Cuando se realiza el análisis a largo plazo, este comportamiento exponencial tiende a balancearse por las condiciones técnicas del área operativa donde se evalúa la difusión de la GD.
- ✓ El modelo muestra que la rentabilidad se ve afectada por los incentivos. En primer lugar cuando no se implementan los incentivos económicos directos, la rentabilidad presenta un comportamiento menor a uno a lo largo de todo el horizonte de tiempo en que se evaluó el modelo, lo que significa que los costos incurridos por este tipo de tecnologías son mayores que los ingresos registrados. Cuando se evalúan los incentivos, ya sean de tipo ambiental o la combinación de los incentivos ambientales y técnicos, se puede concluir que el valor de la rentabilidad muestra un comportamiento en el que los ingresos son mayores que los costos, permitiendo que se presente una dinámica en el rápido crecimiento de este tipo de tecnologías.
- ✓ La variación de los parámetros asociados a la fase de preinversión del modelo, influyen en la rapidez con la que se recupera la inversión

# Capítulo 7. Trabajos Futuros

---

- ✓ Se ha encontrado como dificultad para el modelado de sistemas con diferentes tecnologías que implementan recursos renovables como es el caso de la biomasa, el hecho de desconocer los parámetros que van a regir el proceso de difusión tecnológico. En el modelo, estos fueron introducidos como parámetros definidos en el análisis técnico y económico del modelo, los cuales pueden ser modificados por el usuario de acuerdo al análisis que se pretenda efectuar, por lo tanto se establece como un trabajo a futuro la valoración de estos parámetros para el modelado del caso colombiano.
- ✓ Otro aspecto determinante en la implementación de un modelo de simulación de mercado de energía es el de considerar el poder de mercado que ejercen los generadores sobre el mercado de potencia activa y reactiva. Por tal motivo, se recomienda como trabajo futuro la implementación del modelo considerando el poder de mercado de los generadores como la fuente más utilizada para el control de tensión y reactivos del sistema.
- ✓ Constituye otra vía de acción que se desprende de este trabajo, el diseño y modelado de los mercados de certificados verdes, ya que estos en el mediano plazo pueden representar un flujo de incentivos importantes y directos para esta nueva actividad. El avance de los mercados de certificados verdes no es incorporado en el modelo por cuanto los precios en el mercado del CO<sub>2</sub> son tomados como una constante y por lo tanto no se modela su formación a través del movimiento de la oferta y la demanda. Este caso, el de los mercados de certificados verdes, presenta un gran foco de desarrollo para su exploración, siendo una gran alternativa económica

en el mercado colombiano de electricidad y en especial para el fomento y desarrollo interno del país.

- ✓ La remuneración técnica considerada en el desarrollo del modelo se basó específicamente en el precio del único servicio complementario remunerado en Colombia, el precio del AGC (Automatic Generation Control). Para el desarrollo de un futuro modelo, es importante analizar más a fondo el precio correcto por la prestación de un servicio asociado a la potencia reactiva, como es el control de tensión, para que los resultados de dicho modelo se aproximen más a un mercado de control de tensión y reactivos del sistema.
  
- ✓ La remuneración por comercialización a los GD implementados en el modelo se realizó con base en el precio de bolsa determinado diariamente por el operador del sistema. Es importante considerar que este precio de bolsa depende de los costos incurridos por los diferentes agentes generadores participantes del mercado Spot, ya sea de fuentes térmicas o hidráulicas en la prestación del servicio de potencia activa. El precio de bolsa debe ser investigado y profundizado como trabajo futuro para que pueda ser incluido en el modelo de difusión, y a su vez pueda estar relacionado con los costos incurridos por la tecnología escogida para las plantas de GD.

# Bibliografía

---

- (Abril, 2003) Abril-Fedrigó D., Operación de sistemas de generación distribuida, Trabajo de grado para optar al título de Magister en regulación. Universidad de los Andes,, 2003.
- (Address, 2010) Address, “Active Distribution networks with full integration of Demand and distributed energy RESourceS”, disponible en: [www.addressfp7.org](http://www.addressfp7.org), 2010.
- (Alvarez et al., 2003) Álvarez C., Navarro J.L., Vargas Marin J., “Manejo de Reserva de Potencia Reactiva Mediante un Sistema de Control Jerárquico Distribuido”, Scientia Et Technica, UTP, 2003.
- (Andreoiu y Bhattacharya, 2005) Andreoiu A., Bhattacharya K., “PSS-control as an ancillary service”, Electric Power Systems Research, Volume 74, Issue: 3, Pages 391–399, 2005.
- (Appa, 2010) Appa, “Asociacion de productores de energias renovables”. Disponible em :[www.appa.es](http://www.appa.es), 2010.
- (Aracil, 1983) Aracil J., “Introducción a la Dinámica de Sistemas”, Madrid, ISBN 84-481-0164-2, 1983.
- (Assili et al., 2008) Assili M., Javidi M. H., Ghazi R., An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment, Energy Policy, Volume: 36 Issue: 10, Pages: 3703-3713, 2008.
- (Bacon y Besant, 2001). Bacon R.W., Besant-Jones J., Global electric power reform, privatization and liberalization of the electric power industry in developing countries, Annual Reviews of Energy and the Environment 26, Pages 331–359, 2001.
- (Barbury et al., 2006) Barbury H.S., Rocco A., Pereira Fernandes L.A., Caixeta Guimarães G., “Remuneração Dos Serviços De Potência Reativa No Brasil: Questionamento E Comparações”, CIDEL Argentina, 2006.

- (Buitrago, 2007) Buitrago Beltran L.D., “Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Generación Distribuida a los Sistemas de Distribución Local Colombianos”, Tesis de grado para optar al título de Magister, Universidad Nacional de Colombia, 2007.
- (Cardell et al., 1998) Cardell J., Ilić M., Tabors R., “Integrating Small Scale Distributed Generation into a Deregulated Market: Control Strategies and Price Feedback”, Laboratory for Electromagnetic and Electronic Systems Massachusetts Institute of Technology for:US Department of Energy, Office of Utility Technologies, 1998.
- (Cortez, 2003) Cortez Silva V.B., “Señal de Precios para la Potencia Reactiva en mercados descentralizados y competitivos”, Tesis, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2003.
- (CREG 011, 2009) CREG, Resolución CREG 011 de 2009, “Metodología y Fórmulas Tarifarias para la Remuneración de la Actividad de Transmisión de la Energía Eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional”, 2009.
- (CREG 018, 2005) CREG, Documento CREG 018 de 2005, “Proyecto de Resolución para Reglamentar la Gestión del Flujo de Potencia Reactiva”, 2005.
- (CREG 025, 1995) CREG, Resolución CREG 025 de 1995, “Código de Redes, Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional”, 1995.
- (CREG 062, 2000) CREG, Resolución CREG 062 de 2000, “Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN)”, 2000.
- (CREG 024, 2005) CREG, Resolución CREG 024 de 2005, “Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica”, 2005.
- (Dávalos, 2001) Dávalos R.J., “Características Funcionales del STATCOM”, Comité Nacional de CIGRÉ-México, Segundo Congreso Bienal, en Irapuato, Gto, 2001.

- (Díaz, 2007) Díaz Rincón, A. "Identificación y evaluación de un conjunto de medidas e incentivar la penetración de energía renovable en la generación de electricidad de Colombia". Trabajo de grado para optar al título de Magister en regulación. Universidad de los Andes, 2007.
- (DTI, 2004) Dti, "Ancillary Service Provision from Distributed Generation", Ilex Energy Consulting with the Manchester Centre for Electrical Energy, UMIST, 2004.
- (Dyner y Larsen, 2001) Dyner I. y Larsen E., From planning to strategy in the electricity industry. Energy policy 29, pp 1145-1154, 2001.
- (Dyško et al., 2010) Dyško A., Leithead W. E., O'Reilly J., "Enhanced Power System Stability by Coordinated PSS Design", IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 25, Pages: 413-422, 2010.
- (Escarela et al., 2003) Escarela-Perez R., Alvarez-Ramirez J., Cervantes I., Campero-Littlewood E., "Testing robustness and performance of PSS-AVR schemes for synchronous generators using finite-element models", Electrical Power and Energy Systems, Volume 25, Pages: 551-565, 2003.
- (Esmaili et al., 2009) Esmaili M., Shayanfar H. A., Amjady N., "Congestion management considering voltage security of power systems", Energy Conversion and Management, Volume 50, Issue 10, Pages 2562-2569, 2009.
- (Fenix-Proyect, 2010) Fenix-Proyect, Flexible Electricity Networks to Integrate the exPected "energy evolution", 2010, disponible: <http://www.fenix-project.org/>
- (Fila et al., 2008) Fila M., Taylor G.A., Hiscock J., Irving M.R., Lang P., "Flexible Voltage Control to Support Distributed Generation in Distribution Networks", Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International, On page(s): 1-5, 2008.
- (Forrester, 1998) Forrester J., Univesidad de Sevilla, Sevilla España, 1998. disponible: <ftp://sysdyn.mit.edu/ftp/sdep/papers/D-4808.pdf>
- (Frías et al., 2009) Frías P., Gómez T., Cossent R., Rivier J., "Improvements in current European network regulation to facilitate the integration of distributed

- generation”, *Electrical Power and Energy Systems*, Volume 31, Issue 9, On page(s): 445–451, 2009.
- (Gjerde, 2007) Gjerde O., “Ancillary Services – State of the Art in the Nordic market”, *Power Engineering Society General Meeting*, IEEE Publication Date: 24-28, On page(s): 1-2, 2007.
- (González, 2002) González C., “Servicios Complementarios, Aspectos Técnicos y Económicos. Seguridad y Suficiencia en el Suministro de la Energía Eléctrica”, *Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile*, 2002.
- (Gómez, 2002) Gómez Exposito A., “Sistemas Electricos de Potencia”, ISBN: 8420535583 ISBN-13: 9788420535586, 2002.
- (Guru e Hiziroglu, 2003) Guru B.S., Hiziroglu H.R., “Máquinas Eléctricas y Transformadores”, *Oxford University Press*, ISBN 970-613-673-8, 2003.
- (HTSO, 2000) HTSO, The Hellenic Transmission System Operator S.A, “ANCILLARY SERVICES A Paper for PPC, Establishment Organisation and Pilot Operation of the HTSO”, 21 September 2000.
- (Iberdrola, 2010) Iberdrola Renovables S.A., “IBERDROLA RENOVABLES LOGRA UN RÉCORD HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN EÓLICA EN ESTADOS UNIDOS DURANTE EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2010”, Disponible: <http://www.iberdrola.es/>.
- (IEA, 2004) IEA, International Energy Agency, “Key World Energy Statistics”, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2004.
- (IEA, 2002) IEA, International Energy Agency, “Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets”, 2002.
- (IEA, 2007) IEA, “Contribution of Renewables to Energy Security”, 2007.
- III Seminario Internacional sobre Operación, Control y Estabilidad en Sistemas de Potencia, “EXPERIENCIA OPERATIVAS Y DESEMPEÑO DE LA ESTABILIDAD DINAMICA EN EL SIN”, Javier Vargas Marín, XM S.A E.S.P, 2010.

- (Joós et al., 2000), Jóos G., Ooi B.T., McGillis D., Galiana F.D., Marceau R., “The Potential of Distributed Generation to Provide Ancillary Services”, Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, Volume: 3, On page(s): 1762 – 1767, 2000.
- (Kirby y Hirst, 1999) Kirby B., Hirst E., “Ancillary Service Details: Voltage Control”, The National Regulatory Research Institute Columbus, Ohio, 1999.
- (Kosow, 2004) Kosow L. L., “Máquinas eléctricas y transformadores”, Prentice Hall, ISBN 10: 968880293X, segunda edicion, 2004.
- (Kristiansen, 2007) Kristiansen T., “The Nordic approach to market-based provision of ancillary services”, Energy Policy, Volume 35, Issue 7, Pages 3681-3700, 2007.
- (Kundur, 1994) Kundur P., “Power System Stability and Control”, Impreso en Estados Unidos, Mac Grow Hill, ISBN 0-07035958-X, 1994.
- (Larsen y Swann, 1981) Larsen E.V., Swann D.A., “Applying Power System Stabilizers Part II: Performance Objectives And Tuning Concepts”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 6 June 1981.
- Ley 788 de 2002, ““POR LA CUAL SE EXPIDEN NORMAS EN MATERIA TRIBUTARIA Y PENAL DEL ORDEN NACIONAL Y TERRITORIAL, Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES”.”REPÚBLICA DE COLOMBIA, Artículo 18, 2002.
- (Lobato et al., 2007) Lobato E., Egado I., Rouco L., López G., “An overview of ancillary services in Spain”, Electric Power Systems Research, Volume 78, Issue 3, Pages 515-523, 2007.
- (Martinez et al., 2007) Martínez de Alegría Mancisidor I., Díaz de Basurto Uraga P., Ruiz de Arbulo López P., European Union’s renewable energy sources and energy efficiency policy review: The Spanish perspective, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issue 1, Pages 100-111, 2007.
- (Nasser y Kurrat, 2008) Nasser G. A. H., Kurrat M., Distributed Generation Location and Capacity Effect on Voltage Stability of Distribution Networks, IEEE Student Paper Conference, 5 pages, 2008.

- (Nordpool, 2009) Nordpool, Annual Report, 2009, disponible en <http://www.nordpoolspot.com>.
- (Padiyar y Kulkarni, 2007) Padiyar K. R., kulkarni A. M. "Flexible AC transmission systems: A status review", in co-publication with Indian Academy of Sciences, Volume 22, Number 6, Categoría Recent Advances In Power Electronics And Drives, Páginas781-796, ISSN0256-2499 (Print) 0973-7677 (Online).
- (Palacio y Posada, 2006) Palacio Hernandez S.M., Posada Franco C.L, "Requisitos Regulatorios y Técnicos Necesarios para la Elaboración de una Propuesta para el Sistema de Comercialización y Regulación de Energia y Potencia Reactiva", Tesis, Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellin, 2006.
- (Pecas et al., 2006) Pecas J., Hatziargyriou N., Mutale J., Djapic P., Jenkins N., Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities, Electric Power System Research, vol. 77, pp 1189–1203, 2006.
- (PJM, 2009) PJM, Manual 12: Balacing Operation, Working to Perfect the Flow of Energy, Junio 30 de 2009.
- (PSERC, 2001) PSERC, "Reactive Power Support Services in Electricity Markets", Costing and Pricing of Ancillary Services Project, Final Report, PSERC Publication 00-08, May 2001.
- (Raineri et al., 2006) Raineri R., Ríos S., Schiele D., "Technical and economic aspects of ancillary services markets in the electric power industry: an international comparison", Energy Policy Volume 34, Issue 13, Pages 1540-1555, 2006.
- (Ramirez y Cano, 2006) Ramirez Castaño S., Cano Plata E., "Calidad del Servicio de Energía Eléctrica", Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales, ISBN 958-8280-02-8, 2006.
- (Ramirez et al., 2009) Ramírez J.M., Correa-Gutiérrez R.E, Castrillón Gutierrez N.J, "A Study on Multiband PSS Coordination", International Journal of Emerging Electric Power Systems, Volume 10, Issue 5, Article 6, 2009.

- (Rebours, 2008) Rebours Y., "A Comprehensive Assessment of Markets for Frequency and Voltage Control Ancillary Services", University of Manchester, PhD. Tesis, 2008.
- (REE, 2009) REE, "Red Eléctrica de España", Informe anual de operación, 2009. Disponible en: <http://www.ree.es/>
- (Resolución, 2000) Resolución de 10 de Marzo de 2000 publicada en B.O.E. 67 de 18 de Marzo de 2000 hoja 11330, 2000.
- (Rodriguez, 2009) Rodriguez Hernandez A., "La Generacion Distribuida y su Posible Integracion al Sistema Interconectado Nacional", Taller sobre Generación Distribuida, 2009.
- (Sauer, 2003) Sauer P.W., "What is Reactive Power?", Department of Electrical and Computer Engineering, University of Illinois at Urbana-Champaign, 2003.
- (Sauer, 2006) Sauer P.W., "REACTIVE POWER AND VOLTAGE CONTROL ISSUES IN ELECTRIC POWER SYSTEMS", Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems Optimization, Control, and Computational Intelligence, Chapter 2, 978-0-387-23471-7 (Online), On pages: 11-24, 2006.
- (Sen, 1998) Sen K. K., "STATCOM – STATic synchronous COMPensator: theory, modeling, and applications." IEEE Transactions on Power Delivery, On page(s). 1177-1183, 1998.
- (Shirai et al., 2009) Shirai K., Tokikuni Y., Shima K., Fukami T., Hanaoka R., Takata S., "Causes of increase in the terminal voltage of a permanent-magnet-assisted salient-pole synchronous machine", Electrical Machines and Systems, 2009. ICEMS 2009. International Conference on, IEEE, On page(s): 1 – 6, Dept. of Electr. & Electron. Eng., Kanazawa Inst. of Technol., Ishikawa, Japan, 2009.
- (Sijm, 2002) Sijm, "The Application of Feed-in Tariffs and Other Incentives to Promote Renewable Energy in Colorado", Colorado Public Utilities Commission Suite 250, 1560 Broadway, Denver, CO 80202, 2007.
- (Sterman, 2000) Sterman, J., "Business Dynamics. Systems Thinking and Modeling for a complex World". McGraw-Hill. ISBN 0-07-231135-5, 2000.

- (Stevenson, 1970) Stevenson W.D., “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia”, 1970.
- (Thong et al., 2007) Thong V., Driesen J., Belmans R., “Using Distributed Generation to Support and Provide Ancillary Services for the Power System”, Clean Electrical Power International Conference on IEEE 2007, 10.1109/ICCEP.2007.384204, pp 159 – 163, 2007.
- (Trigo et al., 2009) Trigo A. L., Riquelme J., Martínez J. L., “Treatment of the Reactive Power in the Deregulated Electrical Power Systems in Latin America and Spain”, Revista IEEE América Latina, Volume: 7, Issue: 6, ISSN: 1548-0992, On page(s): 657 – 664, 2009.
- (UCTE, 2004) UCTE, “Operation Handbook”, union for the co-ordination of transmission of electricity, 2004.
- (Vergara, 2000) Vergara-Correa J.I., “Aspectos Técnicos y Remunerativos de los servicios complementarios en sistemas eléctricos desregulados”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Tesis, Santiago de Chile, 2000.
- (Viawan, 2008) Viawan F.A., Karlsson D., “Coordinated Voltage and Reactive Power Control in the Presence of Distributed Generation”, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, On page(s): 1-6, 2008.
- (Weedy, 1978) Weedy B. M., “Sistemas electricos de gran potencia”, ISBN- 84-291-3094-2, 1978.
- (XM, 2009) XM, “Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano – 2009”, Expertos en Mercados, 2009.
- (Yebra, 1987) Yebra J. A., “Compensación de la potencia reactiva”, Mexico, McGraw-Hill, ISBN: 9789684220768, 1987.
- (Zuluaga, 2007) Zuluaga Ramirez M.M., “Evaluacion de Políticas para Incentivar la Generación Eléctrica Mediante Recursos Eólicos”, Universidad Nacional de Colombia, 2007.

# Anexo A: Sistema CQR

---

Sistema CQR simulado en NEPLAN, sin GD:

Tabla A.1. Tensiones en las barras del sistema CQR sin GD.

<b>Nombre de la Barra</b>	<b>kV</b>	<b>%</b>
B52	32,533	98,59
B51	12,944	98,06
B1	12,885	97,62
B2	32,585	98,74
B30	33,567	101,72
B31	114,097	99,22
B32	13,201	100
B78	31,633	95,86
B80	112,133	97,51
B79	223,455	97,15
B90	224,706	97,7
B91	111,956	97,35
B92	32,033	97,07
B93	12,775	96,78
B182	114,831	99,85
B187	32,635	98,89
B164	31,779	96,3
B125	13,111	99,33
B124	32,835	99,5
B123	32,837	99,51
B7	32,502	98,49
B155	32,291	97,85
B190	12,844	97,3
B189	12,844	97,3
B142	12,703	96,24
B141	32,339	98
B140	113,273	98,5
B41	13,029	98,7
B40	32,609	98,82
B8	12,747	96,57
B81	112,01	97,4
B82	112,129	97,5
B94	31,128	94,33
B95	12,429	94,16

B96	12,601	95,46
B97	31,561	95,64
B98	12,795	96,93
B156	12,916	97,85
B192	32,363	98,07
B170	30,739	93,15
B169	30,709	93,06
B167	30,709	93,06
B166	30,739	93,15
B165	30,8	93,33
B54	32,835	99,5
B53	12,86	97,42
B42	33,611	101,85
B83	112,264	97,62
B99	32,212	97,61
B108	33,463	101,4
B109	32,316	97,93
B177	32,52	98,55
B176	12,82	97,12
B171	30,8	93,33
B144	112,015	97,4
B143	222,599	96,78
B128	115,324	100,28
B127	115,329	100,29
B3	32,574	98,71
B9	32,769	99,3
B10	12,991	98,42
B84	31,884	96,62
B85	12,623	95,63
B86	32,215	97,62
B87	112,265	97,62
B110	32,688	99,06
B111	13,309	100,83
157	12,907	97,78
B158	32,268	97,78
B146	32,268	97,78
B145	112,471	97,8
B130	13,097	99,22
B129	33,002	100,01
B56	31,155	94,41

B55	12,272	92,97
B45	4,243	102
B4	13,002	98,5
B68	109,913	95,58
B69	31,156	94,41
B70	31,099	94,24
B71	12,257	92,86
B191	32,505	98,5
B151	32,143	97,4
B147	32,268	97,78
B11	32,635	98,89
B12	12,981	98,34
B152	13,464	102
B153	13,464	102
B154	13,464	102
B149	32,515	98,53
B148	12,768	96,73
B57	30,628	92,81
B58	12,234	92,68
B88	115	100
B131	12,837	97,25
B113	0	0
B112	0	0
B59	32,081	97,22
B60	12,511	94,78
B34	12,915	97,84
B33	32,511	98,52
B20	13,07	99,02
B19	32,863	99,58
B150	32,214	97,62
B132	32,851	99,55
B115	32,822	99,46
B114	13,083	99,12
B61	32,283	97,83
B46	13,024	98,66
B22	12,114	91,77
B21	30,783	93,28
B72	109,922	95,58
B100	32,627	98,87
B101	13,037	98,77

B193	32,743	99,22
B172	113,243	98,47
B160	32,029	97,06
B134	12,887	97,63
B63	31,388	95,12
B62	12,267	92,93
B48	113,697	98,87
B47	32,636	98,9
B13	30,744	93,16
B14	12,045	91,25
B24	12,212	92,52
B23	30,937	93,75
B178	32,59	98,76
B183	30,91	93,67
B184	30,85	93,48
B117	12,571	95,23
B116	31,809	96,39
B64	12,642	95,77
B25	12,931	97,96
B73	12,185	92,31
B74	30,922	93,7
B102	113,828	98,98
B103	32,633	98,89
B179	13,464	102
B161	32,029	97,06
B135	32,311	97,91
B35	32,489	98,45
B15	12,567	95,21
B16	32,399	98,18
B26	12,339	93,48
B76	12,572	95,24
B75	31,429	95,24
B104	13,045	98,83
B194	31,097	94,23
B36	12,978	98,32
B27	31,236	94,65
B136	12,706	96,26
B180	33,66	102
B185	30,837	93,45
B186	30,843	93,46

B162	32,03	97,06
B120	12,665	95,95
B119	32,053	97,13
B37	32,501	98,49
B65	12,135	91,93
B66	30,892	93,61
B89	224,779	97,73
B175	13,464	102
B174	13,464	102
B173	13,464	102
B29	12,993	98,43
B28	32,698	99,08
B105	114,148	99,26
B181	32,478	98,42
B195	32,521	98,55
B163	12,712	96,3
B122	12,715	96,33
B121	32,166	97,47
B50	32,54	98,61
B49	13,008	98,55
B39	13,017	98,62
B5	32,562	98,67
B6	13,017	98,62
B17	32,479	98,42
B18	12,67	95,98
B38	32,543	98,62
B67	109,883	95,55
B77	12,476	94,52
B106	32,555	98,65
B107	12,785	96,86
B137	32,525	98,56
B138	12,854	97,38
B139	12,711	96,29

Sistema CQR simulado en NEPLAN, con GD:

Tabla A.2. Tensiones en las barras del sistema CQR con GD.

Nombre de la Barra	kV	%
B182	114,859	99,88
B93	12,852	97,36
B92	32,224	97,65

B91	112,618	97,93
B90	226,024	98,27
B79	225,161	97,9
B80	113,716	98,88
B78	32,085	97,23
B32	13,216	100,12
B31	114,27	99,37
B30	33,606	101,84
B2	33	100
B1	13,053	98,89
B51	13,06	98,94
B52	32,821	99,46
B155	32,736	99,2
B7	32,669	99
B123	33,017	100,05
B124	33,015	100,05
B125	13,184	99,88
B164	31,971	96,88
B187	32,865	99,59
B192	32,679	99,03
B156	13,095	99,2
B98	12,858	97,41
B97	31,721	96,12
B96	12,665	95,95
B95	12,494	94,66
B94	31,29	94,82
B82	113,641	98,82
B81	113,523	98,72
B8	12,815	97,08
B40	32,83	99,49
B41	13,117	99,37
B140	115,21	100,18
B141	32,861	99,58
B142	12,916	97,85
B189	12,912	97,82
B190	12,912	97,82
B109	32,484	98,44
B108	33,531	101,61
B99	32,369	98,09
B83	113,774	98,93

B42	33,704	102,13
B53	12,902	97,75
B54	32,939	99,81
B165	32,273	97,8
B166	32,214	97,62
B167	32,185	97,53
B169	32,185	97,53
B170	32,214	97,62
B158	32,637	98,9
B157	13,055	98,9
B111	13,337	101,03
B110	32,955	99,86
B87	113,775	98,93
B86	32,648	98,93
B85	12,801	96,98
B84	32,324	97,95
B10	13,019	98,63
B9	32,838	99,51
B3	32,907	99,72
B127	116,367	101,19
B128	116,363	101,19
B143	227,711	99
B144	114,554	99,61
B171	32,273	97,8
B176	12,883	97,6
B177	32,676	99,02
B71	12,838	97,26
B70	32,529	98,57
B69	32,582	98,73
B68	114,736	99,77
B4	13,136	99,51
B45	4,243	102
B55	12,208	92,48
B56	30,997	93,93
B129	33,181	100,55
B130	13,169	99,76
B145	115	100
B146	32,994	99,98
B154	13,464	102
B153	13,464	102

B152	13,464	102
B12	13,041	98,79
B11	32,783	99,34
B147	32,994	99,98
B151	32,872	99,61
B191	32,671	99
B88	115	100
B58	12,014	91,02
B57	30,079	91,15
B148	12,875	97,54
B149	32,776	99,32
B19	32,924	99,77
B20	13,095	99,2
B33	32,677	99,02
B34	12,982	98,35
B60	12,296	93,15
B59	31,559	95,63
B112	0	0
B113	0	0
B131	12,911	97,81
B193	32,86	99,58
B101	13,151	99,63
B100	32,912	99,73
B72	115	100
B21	33	100
B22	13,015	98,59
B46	13,144	99,57
B61	31,765	96,26
B114	13,156	99,66
B115	33,002	100,01
B132	33,031	100,09
B150	32,584	98,74
B184	32,298	97,87
B183	32,356	98,05
B178	32,863	99,58
B23	31,6	95,76
B24	12,481	94,56
B14	13,062	98,95
B13	33	100
B47	32,935	99,8

B48	114,965	99,97
B62	12,047	91,27
B63	30,853	93,49
B134	12,998	98,47
B160	32,22	97,64
B172	114,98	99,98
B179	13,464	102
B103	32,906	99,72
B102	115	100
B74	31,38	95,09
B73	12,371	93,72
B25	12,951	98,12
B64	12,429	94,16
B116	32,319	97,93
B117	12,777	96,8
B194	31,552	95,61
B104	13,154	99,65
B75	31,882	96,61
B76	12,753	96,61
B26	12,275	92,99
B16	32,45	98,33
B15	12,588	95,36
B35	32,655	98,95
B135	32,479	98,42
B161	32,22	97,64
B186	32,299	97,88
B185	32,301	97,88
B180	33,66	102
B136	12,775	96,78
B27	31,078	94,18
B36	13,045	98,82
B89	226,097	98,3
B66	32,36	98,06
B65	12,733	96,46
B37	32,667	98,99
B119	32,559	98,66
B120	12,87	97,5
B162	32,22	97,64
B181	32,634	98,89
B105	114,893	99,91

B28	32,748	99,24
B29	13,013	98,59
B173	13,464	102
B174	13,464	102
B175	13,464	102
B139	12,915	97,84
B138	12,965	98,22
B137	32,799	99,39
B107	12,848	97,33
B106	32,71	99,12
B77	12,66	95,91
B67	115	100
B38	32,735	99,2
B18	12,691	96,14
B17	32,53	98,58
B6	13,094	99,2
B5	32,754	99,26
B39	13,094	99,2
B49	13,085	99,13
B50	32,732	99,19
B121	32,669	99
B122	12,919	97,87
B163	12,788	96,88
B195	32,794	99,38

A continuación se muestra el diagrama unifilar del sistema CQR.

## Anexo B: Modelos en DS

---

El proceso de modelado en DS, consiste en el conjunto de operaciones mediante el cual, tras el oportuno estudio y análisis, se construye el modelo del fenómeno que estamos evaluando y en el que encontramos problemas a solucionar.

Este proceso, consiste en analizar toda la información de la que se dispone relacionada con el fenómeno, clasificarla hasta reducirla a sus aspectos esenciales y transcribirla al lenguaje de la DS.

En el proceso de modelado se pueden distinguir las fases siguientes:

**Definición del problema:** En esta primera fase, se debe definir claramente el problema y establecer si es adecuado para ser evaluado con la herramienta. Para que un sistema cumpla esta condición, debe ser analizado en diferentes elementos o variables, los cuales llevan asociadas magnitudes cuya variación a lo largo del tiempo se puedan estudiar.

**Conceptualización del sistema:** Cuando se haya definido el problema claramente, en esta segunda fase se debe definir los distintos elementos que integran la descripción, así como las influencias que se producen entre ellos. El resultado de esta fase es el establecimiento del diagrama de influencias, diagrama causa – efecto o causal del sistema.

**Formalización:** En esta fase se pretende convertir el diagrama de influencias o causa – efecto en el diagrama de Forrester o diagrama formal. A partir de este diagrama se pueden escribir las ecuaciones del modelo. Al final de la fase se dispone de un modelo del sistema programado en un computador.

**Evaluación del modelo:** En esta fase se somete el modelo a una serie de ensayos y análisis para evaluar su validez y calidad. Estos análisis son muy variados y comprueban la consistencia lógica de las hipótesis, así como también el estudio

del ajuste entre las trayectorias generadas por el modelo y las registradas en la realidad.

El conjunto de estas fases indica que el proceso de modelado no consiste en recorrer secuencialmente, y por orden correlativo, estas fases sino que, con frecuencia, al completar alguna de ellas, debemos volver hacia atrás para reconsiderar algunos supuestos que hasta entonces habíamos considerado válidos.

El modelado en DS se asume que la información es con respecto a las interacciones en el sistema, aunque sea en principio cualitativa. Esta información, mediante el proceso de conceptualización, conduce al diagrama causal. Este diagrama se reelabora para construir el formal. Sólo entonces, de acuerdo con este método, empieza a tener interés la consideración de la información numérica.

Explotación de un modelo: Todo modelo se construye con el fin de ayudar a resolver un problema. En consecuencia, la explotación del modelo consistirá precisamente en valerse de él para resolver dicho problema. Sin embargo, esa explotación puede tomar formas variadas. En algunos casos, el modelo permite hacer predicciones. Otra de las posibles utilizaciones de los modelos, especialmente cuando incorporan una cierta imprecisión, consiste en emplearlos para analizar las tendencias de evolución. Así, se trata de establecer si una magnitud tiende a crecer, a decrecer, a oscilar, o a permanecer invariable.

Por último, el tercer uso posible de los modelos consiste en emplearlos como instrumentos para analizar los distintos modos de comportamiento que puede mostrar ese sistema. De acuerdo con este uso, los modelos no tratan de ayudarnos a anticipar el porvenir, sino de suministrarnos elementos para una reflexión disciplinada sobre los posibles modos de desenvolverse el sistema que estamos estudiando.

# Anexo C: Ecuaciones del modelo de difusión de la GD

---

```

init   GD_Potencial = 200
flow   GD_Potencial = +dt*Atractividad
        -dt*Inversión
init   GDI = 1
flow   GDI = +dt*Inversión
aux    Atractividad = (GD_Potencial+crecimiento)*TIR
aux    crecimiento =
IF(GD_necesaria>0,(REF*GD_necesaria)/Tiempo_de_evaluacion,0)
aux    Inversión = REF*GD_Potencial/Tiempo_Instalación
aux    C_capital =
GRAPH(TIME,1,1,[250,241,233,220,210,200,200,191,183,175,160,158,141,133,1
17,109,84,78,73,71,62,50,47,41,41,41,40,40,40,40"Min:50;Max:250;Zoom"])
aux    C_totales = Costos_inver+Costos_oper
aux    Calidad = Factor_GDI*Calidad_ref
aux    Comercialización = GDI*P_Bolsa
aux    Costos_inver = GDI*C_capital
aux    Costos_oper = GDI*C_generación
aux    Factor_GDI =
GRAPH(Ratio,0,0.2,[1.021,1.085,1.151,1.208,1.236,1.201,1.043,0.94,0.901,0.892,
0.89"Min:0.8;Max:1.3;Zoom"])
aux    GD_necesaria = IF(GDI<GD_Potencial,2+GDI,0)
aux    Incentivos__tecnicos = IF(103.5<Calidad<126.5,GDI*Prima_tecnica, 0)
aux    Incentivos_ambientales = GDI*Prima_reducción_Co2
aux    Ratio = GDI/GDIref_1
aux    REF = rentabilidad^Sensibilidad

```

aux rentabilidad =  
(Comercialización+Incentivos\_ambientales+Incentivos\_\_tecnicos)/C\_totales  
const C\_generación = 262  
const Calidad\_ref = 115  
const GDIref\_1 = 200  
const P\_Bolsa = 346  
const Prima\_reducción\_Co2 = 250  
const Prima\_tecnica = 883  
const Sensibilidad = 1  
const Tiempo\_de\_evaluacion = 3  
const Tiempo\_Instalación = 3  
const TIR = 5%