



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

**Estudio del Control de una Pequeña
Central Hidroeléctrica para la Operación
Por Microrredes en el Sistema de
Distribución Local**

**Study of the Control of Small
Hydroelectric for Microgrids Operation
in the Local Distribution System**

Autor:

Juan David Marín Jiménez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Manizales, Colombia
2013

Estudio del Control de una Pequeña Central Hidroeléctrica para la Operación Por Microrredes en el Sistema de Distribución Local

Autor:

Juan David Marín Jiménez

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

Directora:

Ph.D. Sandra Ximena Carvajal Quintero

Línea de Investigación:

Operación de Sistemas Eléctricos de Distribución con Microrredes

Grupo de Investigación:

Environmental Energy and Education policy - E3P

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Manizales, Colombia
2013

Aprobada por la Facultad de Ingeniería y Arquitectura,
en cumplimiento de los requisitos exigidos para otorgar el
título de:

Magister en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica

Sandra Ximena Carvajal Quintero, Ph. D.
Directora de la Tesis

Jurado

Jurado

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Manizales, Colombia
2013

A Dios por su grandexa.
A Mariana, Vivi y Vane que son el pilar de mi vida.
A mis padres y mi abuela, por su amor incondicional.

Agradecimientos

A la PhD. Sandra Ximena Carvajal Quintero, quien me motivó a continuar con mis estudios y fue una excelente guía durante estos años; contribuyó con mi proceso de formación académica y dirigió de manera brillante el proyecto de investigación, con calidad, humildad, humanidad, entrega y mucho profesionalismo. Muchas gracias por el tiempo.

Al Grupo de Investigación E3P, en especial a los integrantes Adriana Arango y Jaime Bonilla, gracias por el apoyo y por compartir los conocimientos a través de cada sesión de estudio.

A mis padres... los amo, gracias por estar cada día presentes para guiarme y gracias por todo el sacrificio realizado, que me han convertido en un hombre de bien; y a toda mi familia, muchas gracias por creer en mi y por sus buenos deseos para mi bienestar.

Finalmente, extendiendo mi sentimiento de gratitud y amor a mi esposa Vane. Quien tuvo que sobrellevar muchas noches de ausencia y me brindó su gran amor durante mi tiempo de estudios. A tí, que Dios te guarde y la Virgen te proteja por siempre ¡Te Amo!

Juan David Marin Jiménez, 2013

Resumen

La tesis presenta en primer lugar, una revisión general del estado del arte de las Microrredes, su operación, configuración, tecnologías, beneficios, barreras y desafíos para su implementación en el sistema eléctrico colombiano. Luego se presenta el análisis del estudio de caso de una Microrred aplicada en una fracción del Sistema Interconectado Nacional colombiano, en el que operan Pequeñas Centrales Hidroeléctricas como fuentes de Generación Distribuida y cargas de una fracción de un sistema de distribución colombiano; el estudio inicia desde el modelado matemático de los elementos de la Microrred hasta la realización de pruebas de estado transitorio en el modo de operación aislado a través de simulaciones realizadas en MatLab/Simulink. Los resultados muestran que este tipo de operación es técnicamente viable y que se requiere realizar una serie de adecuaciones al sistema de distribución para que se posibilite este tipo de operación. Finalmente, se plantea la posibilidad de la implementación en Colombia de un servicio complementario denominado: Capacidad de Operación por Islas, el cual puede ser ofrecido por los operadores públicos o privados de fuentes de Generación Distribuida.

Palabras clave: Generación Distribuida, Microrredes, Operación por Islas, Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Abstract

The thesis first presents an overview of the state of the art of Microgrids, operation, configuration, technology, benefits, barriers and challenges for implementation in an electrical system. Then we present an analysis of the case study of a Microgrid applied in the Colombian National Interconnected System fraction, which operates Small Hydropower as a source of distributed generation and loads in a Colombian distribution system fraction, the study starts from the modeling mathematician to testing transient in isolated operation mode through simulations in MATLAB / Simulink. The results show that this type of operation is technically feasible and requires a series of adjustments to the distribution system which enables this type of operation. Finally, it raises implementation in Colombia of a complementary service called: Operation capacity by islands, which may be offered by public or private operators of distributed generation sources.

Keywords: Distributed Generation, Microgrids, Islanded Operation, Small Hydropower Plants

Contenido

Agradecimientos	IX
Resumen	XI
Lista de símbolos	XIX
1. Introducción	1
1.1. Identificación del problema	3
1.2. Objetivos del trabajo de investigación	4
1.2.1. Objetivo General:	4
1.2.2. Objetivos Específicos	4
1.3. Estructura del documento	4
2. Visión General de las Microrredes	6
2.1. Concepto de Microrredes	6
2.2. Configuración típica de una Microrred	8
2.3. Beneficios de la operación por Microrredes	10
2.3.1. Análisis de los beneficios económicos en las Microrredes	12
2.3.2. Análisis de los beneficios técnicos en las Microrredes	15
2.4. Desafíos en la operación e implementación de Microrredes	17
2.4.1. Desafíos regulatorios y económicos	17
2.4.2. Desafíos técnicos	18
2.5. Factibilidad en la operación por Microrredes	20
2.5.1. Operación y administración de las Microrredes	20
2.5.2. Control de la Generación	23
2.5.3. Interoperabilidad y Comunicación	26
2.6. Redes activas de distribución	27
2.7. Tecnologías de Generación Distribuida para la operación por Microrredes	29
2.7.1. Generación Distribuida convencional	29
2.7.2. Generación Distribuida Alternativa	30

3. Estudio del sistema de control en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	33
3.1. Descripción del sistema de distribución actual	34
3.2. Fiabilidad, Seguridad y Estabilidad de una Microrred	34
3.3. Modelado Matemático	36
3.3.1. Modelado del Generador	37
3.3.2. Modelado del Sistema de Excitación	39
3.3.3. Modelo del sistema Turbina - Regulación de velocidad	40
3.3.4. Modelado de la Carga	42
3.4. Estudio de caso: Implementación de una Microrred con PCHs en el sistema de distribución local	42
3.4.1. Integración de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en una Microrred	43
3.4.2. Descripción del sistema del estudio de caso	45
3.4.3. Simulación del sistema del estudio de caso	47
3.4.4. Resultados de la simulación del sistema del estudio de caso	50
3.4.5. Discusión y análisis de resultados	55
3.4.6. Estimación de los Costos asociados a la implementación del estudio de caso	56
4. Servicio Complementario: Capacidad de Operación por Islas	60
4.1. Servicios Complementarios provenientes de la Generación Distribuida	61
4.2. Capacidad de operación por islas	63
4.2.1. Experiencias Internacionales de la capacidad de operación por islas	64
4.2.2. Desafíos para la implementación del servicio complementario	65
4.2.3. Beneficios de la implementación del servicio complementario	67
4.3. Discusión técnica del servicio complementario para Colombia	67
4.3.1. Posición comercial del operador de red	70
4.3.2. Posición del inversionista	72
4.3.3. Posición del operador de la Microrred	72
4.3.4. Determinación del impacto de la Microrred	72
4.3.5. Síntesis	73
5. Conclusiones y Futuros Desarrollos	75
5.1. Conclusiones	75
5.2. Futuros Desarrollos	77
Referencias bibliográficas	78
Referencias	78
A. Anexo: Modelo Matemático Generador síncrono	84

B. Anexo: Modelado de las Microrredes utilizando SimPowerSystems	87
B.1. Generador síncrono	87
B.2. Modelo del sistema de excitación	90
B.3. Modelo de la turbina y sistema de regulación de velocidad	92
B.4. Cargas	93
B.5. Transformadores	93
B.6. Interruptores	94
B.7. Bloque Powergui	95
C. Anexo: Diagramas Unifilares de la subestación Marmato del Sistema de Distribución CHEC S.A. E.S.P.	96
D. Anexo: Potencial de la Generación Distribuida en Colombia	99

Lista de Figuras

2-1.	Microrred con un punto en común acoplado al sistema eléctrico de distribución	7
2-2.	Configuración típica de una Microrred	8
2-3.	Beneficio anual neto de la operación por Microrredes	12
2-4.	Operación de una Microrred interconectada al sistema	21
2-5.	Operación de una Microrred aislada del sistema	22
2-6.	Sistema de bloques unidad hidráulica	25
2-7.	Respuesta de dos gobernadores	25
3-1.	Clasificación conceptual de la estabilidad en sistemas de potencia	35
3-2.	Esquema de utilización de la transformada de Park	37
3-3.	Diagrama esquemático del generador síncrono	38
3-4.	Modelo dinámico sistema de excitación	40
3-5.	Representación matemática del regulador de velocidad	41
3-6.	Proyección de potencia de operación por Microrredes de PCH en Colombia	43
3-7.	Esquema general de operación de una PCH	44
3-8.	Diagrama unifilar del sistema del estudio de caso	45
3-9.	Diagrama de bloques del modelo de la Microrred Intermedia operando aisladamente	49
3-10.	Comparación de la respuesta de diversos controladores de velocidad	50
3-11.	Respuesta de la frecuencia de la Microrred ante variaciones en la carga	50
3-12.	Potencia activa del generador ante salidas de carga	51
3-13.	Potencia reactiva del generador ante salidas de carga	51
3-14.	Tensión línea-línea ante una salida de carga 112,5 kVA	52
3-15.	Corriente línea-línea ante una salida de carga 112,5 kVA	53
3-16.	Tensión línea-línea ante una salida de carga 225 kVA	53
3-17.	Corriente línea-línea ante una salida de carga 225 kVA	54
3-18.	Tensión línea-línea ante una salida de carga 300 kVA	54
3-19.	Corriente línea-línea ante una salida de carga 300 kVA	55
4-1.	Clasificación de los Servicios Complementarios	61

4-2. Presente y futuro de los Servicios Complementarios	62
4-3. Capacidad de Operación por Islas	63
4-4. Jerarquía de la consolidación de las unidades más pequeñas de electricidad	66
4-5. Evolución Incentivos Tributarios	69
B-1. Esquema Generador síncrono SimPowerSystems	88
B-2. Bloque del sistema de excitación de la máquina síncrona SimPowerSystems	91
B-3. Modelo dinámico sistema de excitación	91
B-4. Modelo dinámico general del regulador de velocidad PID análogo	92
B-5. Bloque de una carga trifásica RLC	93
B-6. Bloque del transformador trifásico con dos devanados	94
B-7. Bloque del interruptor trifásico	94
B-8. Bloque del interruptor trifásico	95
C-1. Diagrama Unifilar actual	97
C-2. Diagrama Unifilar proyectado	98

Lista de Tablas

2-1.	Beneficios económicos por la implementación de diferentes Microrredes	13
2-2.	Beneficios técnicos por la implementación de diferentes Microrredes	16
2-3.	Límites de los parámetros de sincronización con la red	22
2-4.	Estándares aplicables a las Microrredes	28
2-5.	Control de Tecnologías de Generación	32
3-1.	Características de circuitos de la subestación Marmato que tienen asignados una PCH	46
3-2.	Cambios requeridos en el sistema de distribución local	48
3-3.	Pruebas de salidas de carga sobre la Microrred Intermedia	55
3-4.	Costos de adquisición e implementación de los elementos necesarios	57
4-1.	Barreras del operador de red	71
B-1.	Señales de salida del bloque de la máquina síncrona estándar	89
B-2.	Datos del generador síncrono en SimpowerSystems	90
B-3.	Parámetros del modelo dinámico del sistema de excitación	91
B-4.	Parámetros regulador PID análogo Woodward	92
D-1.	Potencial GD en Colombia	99

Lista de símbolos

A continuación se incluyen los símbolos utilizados en el presente trabajo de investigación.

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término
---------	---------

P_e	Potencia eléctrica
r_s	Resistencia AC del devanado del estator
r_{sdc}	Resistencia DC del estator
r_{sac}	Resistencia AC del estator
r_2	Resistencia de secuencia negativa
r'_{kd}	Resistencia del devanado amortiguador del eje q
r'_{kq1}	Resistencia del devanado amortiguador 1 del eje q
r'_{kq2}	Resistencia del devanado amortiguador 2 del eje q
$T'do$	Constante de tiempo transitorio circuito abierto eje d
$T'd$	Constante de tiempo transitorio corto circuito eje d
$T''d$	Constante de tiempo subtransitorio corto circuito eje d
Ta	Constante de tiempo corto circuito DC de armadura
V_d	Voltaje de eje directo
V_q	Voltaje de eje de cuadratura
V'_{fd}	Voltaje del devando de campo
V'_{kd}	Voltaje en el devando amortiguador del eje q
V'_{kq1}	Voltaje en el devando amortiguador 1 del eje q
V'_{kq2}	Voltaje en el devando amortiguador 2 del eje q

Símbolo Término

X_d	Reactancia de eje directo
X_q	Reactancia de eje de cuadratura
$X'd$	Reactancia transitoria de eje directo
$X'q$	Reactancia de eje de cuadratura
$X''d$	Reactancia subtransitoria de eje directo
$X''q$	Reactancia subtransitoria de eje de cuadratura
X_2	Reactancia de secuencia negativa
X_0	Reactancia de secuencia cero

Abreviaturas**Abreviatura Término**

DER	Recursos Energéticos Distribuidos
GD	Generación Distribuida
μR	Microrred eléctrica

CAPÍTULO 1

Introducción

La liberalización del mercado de energía, ha traído como consecuencia que los usuarios del servicio de la energía, exijan un servicio con altos índices de calidad, confiabilidad y seguridad; así pues que se convierte en una tarea relevante para los planeadores y operadores del sistema la implementación de estrategias y adecuar las instalaciones para suministrar un servicio eléctrico con unos índices óptimos de operación. Se estima que cerca del 70 % de las interrupciones del servicio, son presentadas entre los niveles de tensión 1 kV y 22 kV (DTI, 2005), indicando con esto que son los sistemas eléctricos de distribución el segmento donde se originan las interrupciones a los usuarios. Por lo tanto, se requiere realizar acciones sobre la red de distribución que permitan minimizar dichas salidas del sistema; así pues, surge una alternativa de operación de los sistemas eléctricos de distribución, la cual permite utilizar los Recursos Distribuidos instalados sobre la red de distribución y adaptarlos para que en el momento que se presente una falla, una fracción del sistema eléctrico pueda operar en forma de isla y así reducir el número de usuarios afectados por fallas sobre el sistema de distribución.

En la última década, el estudio de la operación por islas o Microrredes (en adelante μR), ha presentado un importante auge e interés de muchos investigadores y empresas del sector eléctrico alrededor del mundo, motivado por los beneficios sociales, técnicos, económicos y ambientales atribuidos a esta forma de operación (Barker y de Mello, 2000; DTI, 2005; NYSERDA, 2010).

Hasta aproximadamente una década, las empresas del servicio público alrededor del mundo y algunos estándares internacionales como el IEEE Std 1547TM (IEEE Std 1547, 2003), no recomendaban la operación por islas y veían las μR como una operación inadecuada que se debía evitar a toda costa. Estos sectores manifestaban problemas de seguridad en la operación y veían las μR como una competencia para las empresas del servicio público. Sin embargo, el estándar IEEE 1547.4 (IEEE Std 1547.4, 2011) proporciona los enfoques y buenas prácticas

para el diseño, operación e integración de la Generación Distribuida (en adelante GD) a pequeños subsistemas aislables de los sistemas interconectados. Este estándar introduce el término Sistemas Aislados con Recursos Distribuidos para referirse a las μR . El término μR es usado para un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) que: además de tener GD y cargas o usuarios aislables; tenga la configuración para desconectarse y operar paralelamente del SEP; incluya SEP locales y puedan incluir porciones de área del SEP, y que finalmente, la μR sea intencionalmente planeada.

Los Recursos Distribuidos que se encuentran inmersos dentro del Sistema Eléctrico de Potencia, tienen la posibilidad de configurarse en una μR , lo que podría conseguir: una mayor flexibilidad en el sistema de distribución, la óptima utilización de los Recursos Distribuidos, facilidad para la participación en el mercado de servicios complementarios y el aumento de la confiabilidad para los usuarios finales. La integración de Recursos Distribuidos en el sistema de distribución para operar por μR , no es una práctica habitual en las empresas del sector, a causa que estándares Internacionales no lo recomendaban, vacíos regulatorios y algunas limitaciones tecnológicas; sin embargo, en la actualidad estas barreras han sido estudiadas en algunos países, permitiendo a los operadores de un sistema eléctrico de potencia, considerar una operación por μR . Adicionalmente, la infraestructura del sistema eléctrico actual de transmisión y distribución, fue construida en su mayoría hace varias décadas, la cual presenta atrasos y limitaciones por el uso de comunicación digital y tecnología avanzada de control, lo que genera la necesidad de reconfigurar, modernizar e implementar una nueva forma de operación y control del sistema (Sioshansi, 2011).

Las μR y las redes inteligentes se enmarcan dentro de unos mismos objetivos: *maximizar los activos de generación de pequeña escala a través de la integración de inteligencia, mientras que se aumenta considerablemente la eficiencia del sistema y se logra una reducción en los costos de operación* (Gharavi y Ghafurian., 2011). Varios autores han desarrollado trabajos donde se muestran algunos beneficios de la operación por μR , como: el aumento en la confiabilidad del sistema de distribución (Costa y Matos, 2009); la utilización de las μR como mecanismo de respaldo para prevenir un apagón (Aghamohammadi y Shahmohammadi, 2012), (B. Enacheanu, 2005); beneficios económicos para todos los agentes de la cadena de suministro (G.Y. Morris y Marnay, 2011), y beneficios sociales y ambientales (Burton y Hubacek., 2007). Adicionalmente en (DTI, 2005) han identificado varios desafíos que deben ser resueltos para una correcta operación por islas, sin embargo estas dificultades han sido ampliamente estudiados y superados por diversos autores.

Las μR en general, presentan características de planeamiento y operación diferentes, debido a condiciones ambientales, económicas, geográficas, sociales, regulatorias y técnicas. Así pues, estudiar el comportamiento en una determinada región donde se pretenda realizar una operación con μR , se convierte en una tarea indispensable para el planeamiento energético.

La importancia de cuantificar los beneficios y dificultades de las μR dentro de un marco

regulatorio, comercial y técnico se convierte en una labor fundamental para determinar el verdadero impacto de las μR sobre el sistema eléctrico de potencia colombiano y así poder establecer una correcta posición que permita regular e incentivar a los operadores de red, para considerar una operación del sistema con μR . En Colombia el término Microrred no es utilizado ni normalizado por el regulador CREG ni por alguna empresa prestadora de servicios públicos. Este hecho significa que existe un gran vacío en la regulación y un considerable desconocimiento del concepto de las empresas prestadoras del servicio de electricidad en el País. En este orden de ideas, es necesario proponer políticas y guías que permitan la incorporación de μR en Colombia, es importante que el estado y las entidades del sector, que reduzcan la incertidumbre y formalicen una definición y reglas que posibiliten la implementación de μR .

En el presente trabajo de investigación se realiza una revisión general de la operación por μR ; las características de su implementación; beneficios y barreras, y la descripción de tecnologías de generación distribuida que son adecuadas para la utilización en μR . Se presenta un análisis del estudio que determina la viabilidad para operar en forma de μR utilizando Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, la cual es una tecnología con un alto potencial identificado y se ha mostrado un notable interés de inversionistas en los últimos años. Finalmente, es presentada una discusión de la implementación en Colombia de un servicio complementario denominado: Capacidad de Operación por Islas, el cual es posible ser ofrecido por fuentes de Generación Distribuida siempre y cuando se realicen cambios en la regulación y el mercado eléctrico colombiano.

1.1. Identificación del problema

La estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia obedece básicamente a los criterios de planeación y operación con que es diseñado un sistema, en el cual se asumen una serie de contingencias y estados de operación que el sistema puede presentar: estado normal; estado de alerta; estado de emergencia; estado de emergencia extrema, y estado restaurativo (Kundur, 1994). Este mismo concepto se extiende en la planeación y operación de las Microrredes; sin embargo, en las Microrredes la inercia es mucho menor y depende básicamente de los elementos de control de la generación.

De este modo, la estabilidad al interior de una Microrred depende de: la rápida respuesta de los controladores de la generación ante los cambios de carga y del esquema de control seleccionado durante el planeamiento de la Microrred. El esquema de control de la generación es considerado por varios autores como el criterio más importante en la operación por Microrredes (Mohamad, Mokhlis, Bakar, y Ping, 2011) -(Caldon, Stocco, y Turri, 2008).

Por lo tanto, es válido indagar sobre la selección del esquema de control durante la planeación de una Microrred que contiene: los elementos de generación distribuida más comunes en la re-

gión; cargas residenciales; elementos de protección que tienen la característica de desconectar y operar la Microrred aisladamente, y finalmente sistemas de telecomunicaciones que permitan una adecuada interoperabilidad. Los anteriores componentes, son los elementos básicos para ser considerados una Microrred según el Std IEEE 1547.4. (IEEE Std 1547.4, 2011). Una vez clasificados los elementos de la Microrred, surgen los interrogantes del problema.

¿Qué clase de control de generación es necesario implementar para una correcta operación por Microrredes considerando las fuentes de Generación Distribuida de Colombia? ¿La relación Beneficio/Costo es aceptable para la implementación de Microrredes en la región? ¿Bajo qué condiciones y criterios, es posible implementar el servicio complementario: Capacidad de Operación por Islas?

1.2. Objetivos del trabajo de investigación

1.2.1. Objetivo General:

Establecer un esquema de control local para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas que permita una operación por Microrredes.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Evaluar el desempeño de los controladores de Frecuencia y de Tensión de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas del sistema de distribución regional de la CHEC S.A. E.S.P.
- Proponer un esquema de control local para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, para lograr una adecuada respuesta ante variaciones repentinas de carga.
- Estudiar el comportamiento en estado transitorio de una Microrred operando en modo aislado, para determinar los límites de operación de la tensión y la frecuencia.

1.3. Estructura del documento

En el Capítulo dos se presenta una revisión general de la operación de μR , en la cual se evidencian tanto los múltiples beneficios de las mismas como los retos y problemas tecnológicos a resolver para su implementación, aplicación e integración como parte de los sistemas de potencia que operan en la región.

En el Capítulo tres se realiza una descripción de la μR del estudio de caso propuesto y se plantea la adecuación del sistema de control para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

que permita una operación por μR , el trabajo de investigación fue realizado para un caso específico orientado a la posibilidad de alimentar un grupo de usuarios “estratégicamente aislados” (Configurado como grupo o isla de usuarios).

En el Capítulo cuatro se discute la implementación del servicio complementario de Capacidad de Operación por Islas, en el sistema eléctrico colombiano, analizando los desafíos regulatorios, de mercado y técnico.

En el Capítulo cinco, se presentan las conclusiones de la tesis y se identifican las temáticas que podrían desarrollarse en el futuro para dar continuidad a estos desarrollos.

En el Anexo A se presentan los desarrollos matemáticos del generador en condiciones dinámicas y estáticas; en el Anexo B se realiza una descripción del modelado de la μR en el toolbox de Simulink SimPowerSystems; en el Anexo C se muestran los diagramas unifilares del sistema de distribución actual y sistema de distribución proyectado; finalmente en el Anexo D, se presenta el potencial de la GD en Colombia.

CAPÍTULO 2

Visión General de las Microrredes

La configuración de pequeños subsistemas de distribución de energía conformando islas de usuarios y denominados μR , ha llamado la atención de centros de investigación y empresas del sector eléctrico alrededor del mundo, los cuales en la última década han realizado una serie de investigaciones integrales donde demuestran que la operación por μR es viable y se han presentado múltiples beneficios técnicos y económicos de proyectos piloto en diferentes países del mundo (Mohamad et al., 2011; T. S. Ustun, Ozansoy, y Zayegh, 2011). Existen publicaciones actuales de más de 20 sistemas probados con μR interconectadas que operan en Norte América, Asia y Europa; los cuales utilizan diferentes fuentes de GD, elementos de almacenamiento, carga y control (Lidula y Rajapakse, 2011; Mohamad et al., 2011).

Estudiar la viabilidad de las μR en una determinada región, es una tarea necesaria para el inicio del planeamiento en un sistema de distribución activo. Cada región presenta diferentes potencialidades para la implementación de tecnologías de generación (para las μR generalmente son consideradas las Tecnologías de Energía Renovable), diferentes comportamientos económicos, regulatorios, sociales y ambientales, que determinan la forma de operar y adaptar el sistema para permitir que opere por μR . Dado el anterior planteamiento, en este capítulo se presenta una visión general de la operación por islas o μR que permite introducir el concepto básico de esta operación; además establece unos criterios básicos para la planeación de sistemas activos de distribución y determina la necesidad de cambio del paradigma de operación de los actuales sistemas eléctricos de potencia.

2.1. Concepto de Microrredes

En general, el concepto de μR puede variar dependiendo de la aplicación y el contexto en que se utilice; algunos autores adaptan definiciones según su necesidad y especifican elementos

diferentes como: los niveles de tensión, la capacidad instalada, los elementos de interconexión, el uso (comercial, industrial, etc.), los recursos (renovable o no renovable), entre otros. Sin embargo, en la literatura se encuentran dos definiciones que son ampliamente utilizadas e integran el concepto fundamental. A continuación se enuncian las dos definiciones:

El Grupo de Intercambio de Microrredes (MEG_ por sus siglas en inglés Microgrid Exchange Group) presenta la siguiente definición: Una Microrred es un grupo de cargas y recursos energéticos distribuidos interconectados, dentro de unos límites eléctricos claramente definidos que actúan como una única entidad controlable con respecto a la red. Una Microrred puede conectarse y desconectarse, para su funcionamiento tanto conectada a la red o aislada de ella.

El estándar internacional IEEE 1547.4 (IEEE Std 1547.4, 2011), define una Microrred como una parte del sistema eléctrico de potencia que tiene las siguientes características: (i) contiene carga y recursos distribuidos (como GD, elementos de almacenamiento o cargas controlables); (ii) tiene la habilidad para operar conectada y aislada de la red de suministro; (iii) incluyen sistemas eléctricos de distribución o partes de sistemas eléctricos de potencia, y (iv) son intencionalmente planeadas.

En el presente documento se opta por adaptar para el concepto de μR establecido en el Std IEEE 1547.4. – 2011.

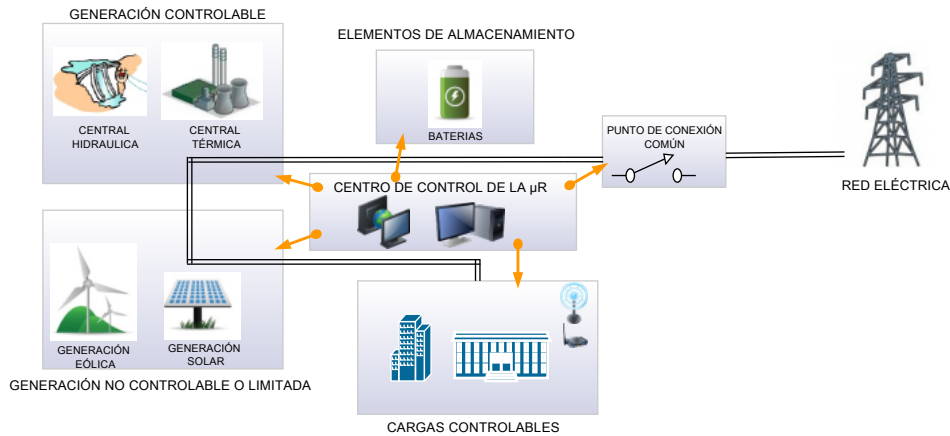


Figura 2-1. Microrred con un punto en común acoplado al sistema eléctrico de distribución (diseño propio)

En la Figura 2-1 se presenta un esquema general de una μR donde se muestran los elementos básicos descritos en la anterior definición de μR ; los elementos más destacados que componen la μR son: la GD controlable; la GD limitada o no controlable; elementos de almacenamiento de energía; carga controlable (permite participar en programas de respuesta de la demanda), y un centro de administración y control de la μR .

Una vez adaptado el concepto de una μR en la presente sección, la siguiente sección continúa

con un análisis en la configuración, la operación y los diferentes elementos que interactúan en una μR típica, con el objetivo de expresar claramente su operación.

2.2. Configuración típica de una Microrred

Una μR se compone de varios elementos interconectados dentro de un sistema eléctrico que permite operar aisladamente del sistema interconectado en el momento que se requiera. La configuración de estos elementos se encuentran asociados a la disponibilidad de recursos distribuidos, la topología del circuito, al nivel de tensión y otros factores económicos y sociales; en general, las μR presentan diferentes configuraciones las cuales utilizan uno o varios de los elementos básicos descritos anteriormente (Chowdhury, Crossley, y Chowdhury, 2009). En la Figura 2-2, se presenta la configuración de una μR típica.

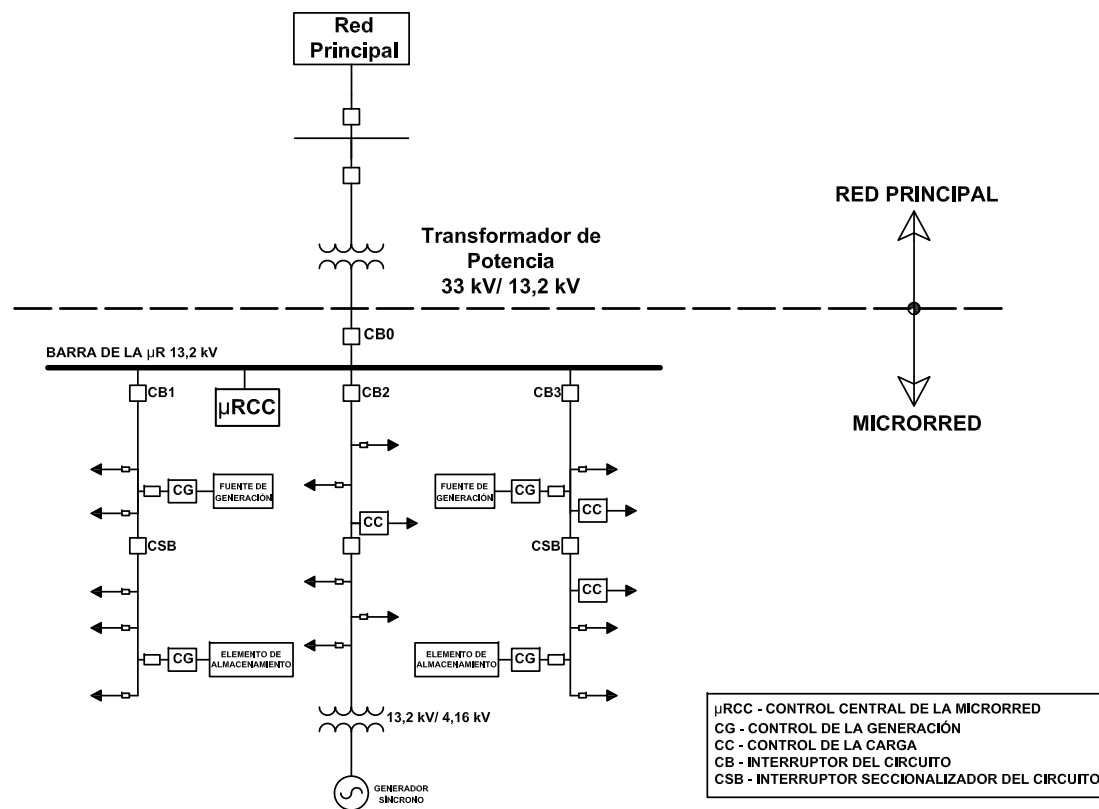


Figura 2-2. Configuración típica de una Microrred. Adaptado de (Chowdhury et al., 2009)

La μR presentada en la Figura 2-2 consta de tres alimentadores radiales con un nivel de tensión de 13,2 kV. Los alimentadores tienen asociadas fuentes de generación (controlable y no controlable); elementos de almacenamiento (e.g. baterías, celdas de combustible); cargas

críticas (con requerimiento de energía ininterrumpido) y cargas no críticas, y finalmente se tienen elementos de control local y centralizado.

La μR es operada en dos modos: (1) conectada a la red principal y (2) aislada de la red principal. La μR permanece conectada a la red principal la mayor parte del tiempo; los flujos de carga dependen de la generación y la demanda en cada momento, con la posibilidad de importar o exportar carga. En caso de una falla en la red principal, el interruptor CB0 aísla la μR para que pueda operar autónomamente y suministrar continuamente el servicio a las cargas prioritarias. Según la demanda y la generación en el momento de la falla, es posible que sea necesario que opere un interruptor CB o un seccionador CSB que permita el balance entre la generación y la carga.

La operación y gestión de una μR en los dos modos de operación es controlado a través de un control de generación local (CG) o un centro de control centralizado (μRCC), a continuación se describen las funciones de los anteriores controles (Chowdhury et al., 2009):

Control de generación (CG) – La principal función del CG es controlar independientemente (independientemente implica sin ninguna comunicación con el μRCC) el flujo de potencia para mantener las variables del sistema estables ante una perturbación o cambio de carga. Adicionalmente, CG puede participar también en: (i) la programación de despacho económico, (ii) prestación del servicio de seguimiento de carga y (iii) gestión de la demanda mediante el control de los dispositivos de almacenamiento. Se debe tener un pleno conocimiento de los elementos de generación controlables y no controlables para asegurar el correcto suministro y seguridad dentro de la μR .

Control Central de la μR (μRCC) – El μRCC ejecuta el control total de la operación y protección de la μR a través de los CGs. Los objetivos son: (i) mantener la tensión y la frecuencia de los usuarios a través de un control potencia – frecuencia (p-f) y control de tensión (AVR) y (ii) asegurar la optimización energética dentro de la μR , que permita un aumento en la *eficiencia* del sistema.

A continuación se presentan las funciones del μRCC operando en modo aislado y conectado de la red principal (Chowdhury et al., 2009).

Las funciones del μRCC *conectado a la red principal* son:

- (1) Seguimiento del sistema mediante la recopilación de información de los elementos de generación y cargas.
- (2) Realización de la estimación de estado y evaluación de la seguridad energética; programación del despacho económico; control de la potencia activa y reactiva de la generación, y gestión de la demanda a través de la información recolectada.
- (3) Asegurar la operación sincronizada con la red principal manteniendo los intercambios de potencia programados.

Las funciones del μ RCC *operando aisladamente* son:

- (1) Realización del control de la potencia activa y reactiva de los elementos de generación con el fin de mantener una tensión y una frecuencia estables para los usuarios finales.
- (2) Adopción de estrategias de deslastre de carga utilizando gestión de la demanda activa con el apoyo de los dispositivos de almacenamiento para mantener el balance de potencia y la tensión en la barra.
- (3) Inicio de un arranque autónomo local para garantizar una mayor confiabilidad y continuidad del servicio.
- (4) Conmutación del modo μ R aislada, al modo de μ R interconectada, posterior al restablecimiento de la red principal sin afectar la estabilidad del sistema interconectado.

En términos generales, una μ R está conformada por la combinación de los elementos descritos anteriormente y su adecuada interacción permite una operación exitosa; por lo tanto, existen muchas posibilidades para configurar una μ R, estas posibilidades dependen de factores geográficos, sociales, económicos, ambientales entre otros. No obstante, es necesario cuantificar y analizar los beneficios y desafíos de cada μ R en particular para lograr un planeamiento adecuado. En la siguiente sección se realiza una segmentación de los diferentes agentes de la cadena de suministro y de las configuraciones de μ R más utilizadas, para establecer los beneficios particulares en cada aplicación en general.

2.3. Beneficios de la operación por Microrredes

Los beneficios de una μ R se pueden clasificar en dos grandes grupos: (1) beneficios derivados de la utilización de Recursos Energéticos Distribuidos (e.g., generación limpia, reducción de gases de efecto invernadero, reducción pérdidas en redes de transmisión y distribución) y (2) los beneficios propiamente derivados de la operación por μ R (e.g., mejoramiento de la eficiencia del sistema, aumento en la confiabilidad, participación en programas de respuesta a la demanda, provisión de servicios complementarios a la red de suministro y en el interior de la misma μ R). En algunos casos de estudio, se ha mostrado que los beneficios propiamente de la GD (sin estar habilitada la función para operar por μ R) presentan menores beneficios económicos y técnicos que si la GD estuviera inmersa dentro de una μ R debidamente planeada (Morris, Abbey, Joos, y Marnay, 2011).

A continuación se analizan los beneficios propiamente de la operación por μ R. No obstante, los beneficios deben ser estudiados cuidadosamente según la aplicación de la μ R y no se deben generalizar por dos razones fundamentales, (i) las μ R presentan cinco clases diferentes de aplicaciones (PikeResearch, 2012), lo que ocasiona que algunos beneficios pueden diferir según la aplicación e incluso puedan no existir; (ii) los actores de la cadena de suministro se

benefician en proporciones diferentes, dependiendo de la segmentación de la μR (Morris et al., 2011).

Las cinco clases de μR según (PikeResearch, 2012) son:

1. **Microrredes para Campus Educativos:** μR en Campus y en particular las instituciones educativas, son actualmente el segmento líder del mercado de las μR en términos de capacidad operativa en línea; tienen la opción de exportar e importar según el comportamiento del mercado (PikeResearch, 2012).
2. **Microrredes en Sistemas de Distribución:** Algunas empresas del servicio público innovadoras están avanzando con proyectos de μR , a pensar del sesgo institucional importante y vacíos regulatorios; aprovechando una alta variedad de tecnologías de redes inteligentes y utilizando nuevas arquitecturas para la integración de energías renovables, la mejora en la fiabilidad de la red y la reducción del pico máximo de la curva de demanda. Estas empresas del servicio público anuncian que la operación por μR se convertirá en la parte más dominante del sistema de distribución (PikeResearch, 2012).
3. **Microrredes para campos Militares:** Las μR pueden reducir la cantidad de combustibles fósiles consumidos a través de instalación de tecnologías de energía renovable para crear electricidad en bases militares instaladas en zonas de desiertos y apartadas, donde no se cuenta con el suministro de electricidad (PikeResearch, 2012).
4. **Microrredes Industriales o Comerciales:** Las industrias y centros comerciales, cuentan con grupos electrógenos o generadores diesel, que por lo general son utilizadas como respaldo para el momento que el suministro de electricidad de la red pública presente una falla; sin embargo, estas fuentes de generación, pueden participar en programas especiales que permitan obtener un beneficio económico y puedan vender electricidad a la red en caso de ser necesario (PikeResearch, 2012).
5. **Microrredes para zonas no interconectadas o aisladas:** Este segmento de μR nunca se conecta al sistema interconectado, por lo tanto los elementos de almacenamiento juegan un rol importante en comparación con los otros segmentos de μR . Muchas de estas μR se diseñan para reducir el consumo de combustible diesel mediante integración de tecnologías de energía renovable (PikeResearch, 2012).

Por lo tanto, al momento de estimar los beneficios de las μR se deben considerar los agentes de la cadena afectados y la segmentación de la μR a evaluar. En Morris et al. (2011, p. 12) se realiza un estimativo de los beneficios económicos para los agentes de la cadena de suministro; como se muestra en la Figura 2-3, 58 % del beneficio total estimado es atribuido a los clientes inmersos dentro de la μR , 19 % a los generadores privados, 17 % a la sociedad (impactos ambientales, impactos económicos) y 6 % al operador de la red de distribución; no obstante existen otras configuraciones de μR donde el operador del sistema de distribución pueda

tener un mayor beneficio económico.

La segmentación de las μR puede presentar grandes diferencias en lo referente a la estimación de los beneficios, dado que un tipo de μR puede tener una mayor influencia sobre un aspecto a evaluar; así que conocer detalladamente la composición de la μR , permite analizar con precisión los beneficios de cada caso en particular.

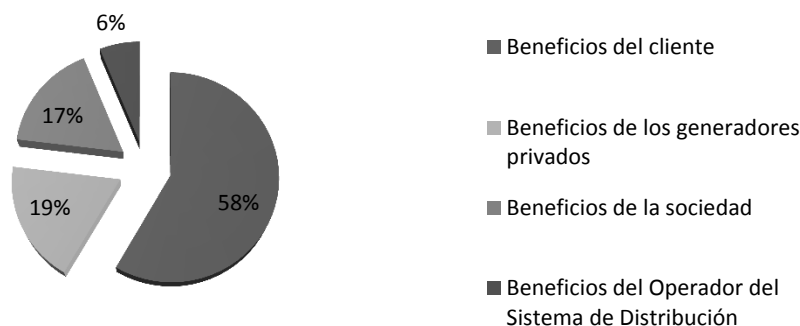


Figura 2-3. Beneficio anual neto de la operación por μR para los diferentes agentes de la cadena (Morris et al., 2011)

En la Figura 2-3, se representan los beneficios para diferentes agentes de la cadena de suministro, estimados para una μR en particular; el mismo análisis puede ser realizado a cualquier μR que se requiera planear y operar.

A continuación se presentan una serie de tablas donde se realizan una síntesis estimativa de los diferentes beneficios encontrados en las μR y se realizará una calificación con base a los resultados presentados por diferentes autores alrededor del mundo ((NYSERDA, 2010; DTI, 2005; Aghamohammadi y Shahmohammadi, 2012)) y sus respectivos estudios de caso. En las tablas presentadas “✓✓✓” equivalen a la mayor calificación (es decir que dicho beneficio se encuentra directamente relacionado), en ese orden de ideas “✓” equivale a una calificación inferior (es decir que el beneficio no es muy representativo) y finalmente un “-” equivale a que el beneficio no aplica o no tiene relación.

2.3.1. Análisis de los beneficios económicos en las Microrredes

En la Tabla 2-1 se presenta un listado de los beneficios económicos más representativos atribuidos a la operación por μR ; dado que los agentes de la cadena de suministro tienen diferentes intereses, se especifican los beneficios a los usuarios y a los operadores del sistema. La calificación se hace necesaria dado que los beneficios potenciales según el tipo μR presentan diferentes impactos. A continuación se realiza una breve explicación de los beneficios económicos.

Tabla 2-1. Beneficios económicos por la implementación de diferentes Microrredes

Beneficios Económicos	Caracterización de las Microrredes				
	μ R Sistema de Distribución	μ R Comercial/Industrial	μ R Campus Universitario	μ R Bases Militares	μ R Aislada
Reducción del costo de energía a usuarios	✓✓✓	✓✓	✓✓✓	✓	✓
Reducción pérdidas T&D	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	-	-
Aplazamiento de inversiones en infraestructura	✓✓✓	-	-	-	-
Ingresos por prestación de servicios complementarios	✓✓✓	✓✓	✓✓	-	-
Ingresos por energía no suministrada (SAIDI - SAIFI)	✓✓✓	-	-	-	-
Ingresos por venta de energía en firme	✓✓✓	✓✓	✓✓	-	-

- **Reducción del costo de energía a usuarios:** Al implementar una μR , se ha mostrado que la eficiencia del sistema tiende a aumentar. A pesar que los costos de inversión son amortizados durante unos años por los usuarios (en algunos casos), existen varios factores que muestran que a largo plazo el precio de la electricidad tiende a disminuir, dado que los usuarios inmersos dentro de una μR tiene la posibilidad de participar en programas de demanda activa (donde el operador del sistema le paga a los usuarios por la desconexión de algunas cargas en determinadas horas del día).
- **Reducción pérdidas T&D:** Debido a que las μR operan a niveles de Media Tensión y Baja Tensión y su generación es conectada sobre las redes de distribución, se ha demostrado que existe una reducción en las pérdidas de los sistemas de Distribución y Transmisión (Barker y de Mello, 2000). En general, las μR pueden reducir las pérdidas de T&D cerca del 3% de la potencia neta producida (NYSERDA, 2010).
- **Aplazamiento de inversiones en infraestructura:** Las empresas operadoras de sistemas eléctricos deben invertir periódicamente en su infraestructura para aumentar la capacidad en las redes de T&D e incluso deben repotenciar sus subestaciones para aumentar su capacidad, debido a que los usuarios del servicio tienden a aumentar y adicionalmente su consumo es mayor. Sin embargo, con la instalación de Recursos Distribuidos (GD, elementos de almacenamiento) y la implementación de μR , las inversiones para el aumento en la capacidad de infraestructura eléctrica tienden a aplazarse en varios años (NYSERDA, 2010).
- **Ingresos por prestación de servicios complementarios:** Las μR tienen la habilidad de controlar precisamente las cargas y la generación; por lo tanto tienen la posibilidad de proveer servicios complementarios tanto en el interior de la μR (a través de la creación de un mercado de energía local), como la posibilidad de proveer servicios complementarios al sistema eléctrico interconectado. Los servicios complementarios o de soporte que se destacan son: regulación de tensión, capacidad de reserva, regulación de frecuencia y servicio de arranque autónomo; por lo tanto las μR pueden recibir una remuneración especial ofreciendo estos servicios de soporte al sistema (NYSERDA, 2010).
- **Ingresos por energía no suministrada (SAIDI - SAIFI):** Cuando se presentan fallas sobre la red principal, las fuentes de GD deben estar equipadas con elementos de protección que permitan una desconexión inmediata y evitar el fenómeno conocido como islanding¹, esta desconexión ocasiona que la GD que se encontraba operando en

¹islanding, es el término genérico utilizado para describir un escenario donde una sección de la red de transmisión o distribución que contiene GD, es separado de la red principal o red de distribución. Posterior a esta separación, la GD continúa suministrando energía (sin planearse) a la red que se encuentra dentro de la isla formada. En general el término islanding es utilizado para referirse a una operación indeseada por Microrredes no intencional o no planeada (DTI, 2005)

el momento de la falla salga de operación a pesar de tener los recursos para generar. Si por el contrario, la planta de GD se encuentra inmersa dentro de una μR y ocurre una falla sobre la red de distribución, esta planta puede continuar suministrando su energía generada al interior de la μR .

- ***Ingresos por venta de energía en firme:*** La energía en firme en un sistema eléctrico es el elemento más importante que define el nivel de confiabilidad y seguridad de un sistema, por ende los reguladores y operadores del sistema deben pagar a unas plantas de generación que ofrezcan capacidad de reserva y garanticen el suministro de energía en cualquier momento que se necesite. La GD por sí sola, es una planta con un tamaño reducido; sin embargo si la GD se encuentra inmersa dentro de una μR la cual tiene otros elementos de generación que puedan garantizar los requisitos establecidos por el operador del sistema, entonces el operador de la μR puede recibir ingresos por la disponibilidad de su generación.

2.3.2. Análisis de los beneficios técnicos en las Microrredes

En la Tabla 2-2 se presenta un listado de los beneficios técnicos más representativos atribuidos a la operación por μR ; dichos beneficios han sido demostrados por diferentes autores con aplicaciones de μR al rededor del mundo.

- ***Aumento en la eficiencia:*** La eficiencia de un sistema está relacionada con la habilidad para entregar más utilidad con el mismo trabajo; por lo tanto, si al actual sistema eléctrico se conectan μR con fuentes de GD, las pérdidas del sistema y la congestión sobre las redes de transmisión se reducen (Tenti, Trombetti, Costabeber, y Mattavelli., 2010); igualmente por medio de las μR es posible aumentar la flexibilidad del sistema, posibilitando a los usuarios a participar en programas de demanda activa (Chowdhury et al., 2009).
- ***Aumento en la calidad y fiabilidad del servicio:*** Las μR son utilizadas como mecanismos que permiten mitigar caídas y crestas de tensión, reducción de armónicos no deseados y reducción de la tasa de distorsión armónica (THD) (Foote et al., 2008); adicionalmente es posible aumentar la confiabilidad a los usuarios que se encuentran inmersos dentro de la μR (Costa y Matos, 2009), algunos autores denominan el servicio de las μR como un servicio premium al que pueden acceder cargas críticas o especiales que requieran un servicio con una fiabilidad superior a la fiabilidad del sistema de distribución.
- ***Aumento en la seguridad del sistema:*** Se ha mostrado que las μR pueden ser utilizadas como un mecanismo de respaldo que puede prevenir un apagón (Aghamohammadi y Shahmohammadi, 2012); también, la seguridad del sistema interconectado aumenta

Tabla 2-2. Beneficios técnicos por la implementación de diferentes Microrredes

Beneficios Técnicos	Caracterización de las Microrredes					
	μ R Sistema de Distribución	μ R Comercial/Industrial	μ R Campus Universitario	μ R Bases Militares	μ R Aislada	
Aumento en la eficiencia	✓✓✓	✓✓	✓✓✓✓	✓✓✓✓	✓✓✓✓	
Aumento en la calidad y fiabilidad del servicio	✓✓✓	✓✓✓✓	✓✓✓✓	✓✓✓✓	✓✓✓✓	
Aumento en la seguridad del sistema	✓✓✓	-	-	-	-	
Servicios de soporte al sistema	✓✓✓	✓✓	✓✓	-	-	

gracias a que la generación de las μR es de pequeña escala, dado que muchos proyectos de gran capacidad están presentando retrasos en sus construcciones por el impacto ambiental lo que podría representar un problema de seguridad en el suministro de determinado País.

Una vez estudiados algunos de los beneficios de la implementación y operación de las μR , se procederá a realizar un análisis de los diferentes desafíos que conlleva su operación y los factores que retrasan su masificación.

2.4. Desafíos en la operación e implementación de Microrredes

Las μR pueden aportar muchos beneficios a los sistemas eléctricos; sin embargo, durante su planeamiento surgen varios desafíos (técnicos, económicos, sociales, etc.) que deben ser superados para poder tener una operación exitosa por μR en un sistema eléctrico. A continuación se mencionan una serie de desafíos que se encuentran en la literatura y son aplicables a las μR en general. Para casos en particular de μR se deben estudiar cuidadosamente los desafíos o barreras a superar.

2.4.1. Desafíos regulatorios y económicos

A continuación se presenta una descripción de los principales desafíos regulatorios y económicos que se evidencian en la implementación de la operación por μR ; dichos desafíos no necesariamente se presentan en todos los países, por lo que se requiere determinar las condiciones del mercado, variables macroeconómicas y administrativas que determinen realmente los desafíos que se presentan en el lugar donde se pretenda implementar la operación por μR .

- **Altos costos de las tecnologías de energía renovable**

Los altos costos de la tecnología de energía renovable es una de las principales desventajas de las μR . Este costo puede ser reducido con la ayuda de subsidios, incluir el proyecto para participar como un Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) e incluso someter el proyecto a esquemas sostenibles.

- **Altos costos de la modernización de la infraestructura eléctrica**

El cambio de paradigma en la operación implica un cambio en la actual infraestructura eléctrica incluyendo los elementos de protección, medición y control. Estos costos

pueden variar significativamente según el estado de las redes de distribución que se pretenda implementar la operación por μR . Por ejemplo, una fracción del sistema eléctrico de distribución que se encuentre diseñada y construida con lineamientos de telecontrol y telegestión, permite una fácil adaptabilidad para la operación por μR y su costo no sería muy elevado.

- **Ausencia en la infraestructura de telecomunicaciones** Las telecomunicaciones son un elemento principal en la operación de las μR y en niveles de tensión superior ($>69kV$) esta infraestructura se encuentra por lo general bien desarrollada; sin embargo, a nivel de sistemas de distribución y baja tensión que es donde se pretende implementar la operación por μR , se requiere una infraestructura de telecomunicaciones más completa que permita un adecuado control y administración de la μR (DTI, 2005).

- **Barreras administrativas y legales**

En muchos países, no hay disponible una legislación o reglamentos que regulen la operación de μR ; incluso, en algunos países no se han establecido políticas claras que incentiven el uso de tecnologías de energía renovable.

- **Monopolio de mercado**

Las μR permanecen conectadas al sistema de distribución la mayor parte del tiempo (excluyendo las μR aisladas y las μR de bases militares) y su precio de energía es determinado por el mercado eléctrico; sin embargo, en el momento que el sistema eléctrico salga de operación (por falla o mantenimiento), la μR suministra la energía a los usuarios y en ese momento se pierde el control del precio de energía. Por lo tanto, es necesario un diseño y un cambio en la infraestructura del mercado eléctrico, que evite el monopolio por parte de los propietarios de las μR e incentive su desarrollo.

2.4.2. Desafíos técnicos

Los desafíos técnicos que se presentan a continuación, son determinados a través de la experiencia de centros de investigación y empresas del sector que han implementado la operación por μR ; no obstante, para la implementación de una μR se debe realizar un diagnóstico inicial que permita determinar el estado del sistema de distribución, dado que pueden ser requeridos elementos adicionales de modernización de redes e infraestructura de telecomunicaciones.

- **Calidad de la Potencia**

La calidad de la potencia está relacionada con la distorsión de la onda de tensión que fluye por el sistema eléctrico; estas distorsiones se reflejan en fenómenos transitorios

(e.g. flicker, notching, swell, sag, etc.) o fenómenos permanentes (e.g. desconexión total, caída permanente de tensión, interrupciones, etc.) (Ramirez y Cano, 2006). La calidad de la potencia se puede ver afectada con la incorporación de GD y la implementación de μ R (Pecas Lopes, Moreira, y Madureira, 2006). Por lo tanto es necesario realizar estudios que determinen el impacto de la implementación de una μ R dado que en ocasiones dicha implementación puede causar problemas de calidad en el sistema eléctrico.

■ Pérdida de Sincronismo

La pérdida de sincronismo es un problema muy común durante la formación de islas y la re-sincronización con el sistema. Muchas subestaciones de distribución utilizan reconectores para mejorar la calidad en su suministro; cuando hay una presencia de una falla, estos reconectores abren el circuito por varios segundos (según criterios del operador del sistema) y posteriormente lo vuelven a cerrar. Al realizar esta operación con presencia de GD, es posible que el ángulo de fase de la GD y el sistema no estén sincronizados, lo que puede forzar el rotor de la GD y causar problemas en las cargas (Mohamad et al., 2011).

■ Coordinación de protecciones

La presencia de GD en un sistema de distribución puede traer impactos significativos sobre la operación y la coordinación de protecciones (Mohamad et al., 2011). Una falla es alimentada por las fuentes de generación más cercanas, por tanto las corrientes de falla ante la presencia de GD tiende a aumentar; adicionalmente, cuando el sistema está operando aisladamente o en forma de μ R, las corrientes de cortocircuito varían enormemente, lo que sugiere que se requiera hacer un nuevo estudio de coordinación de protecciones para cuando la μ R opere aisladamente.

■ Seguridad Personal

Este desafío se refiere a la seguridad de los trabajadores que constantemente están realizando labores de mantenimiento sobre las redes de distribución; en la actualidad basta con desconectar un elemento de seccionamiento para desenergizar un tramo de red (flujos unidireccionales), sin embargo cuando la GD está conectada directamente sobre la red de distribución y esta está configurada para operar por μ R, pueden existir flujos de carga que el personal de mantenimiento ignore, afectando la seguridad en las labores de operación y mantenimiento (DTI, 2005).

- **Puesta a tierra** Durante la operación aislada, la GD opera aisladamente del sistema interconectado, la cual requiere su propia conexión a tierra. En el estándar IEEE Std 142 (IEEE Std 142, 2007), se establece una regulación que permite múltiples tierras para múltiples fuentes de generación (GD) conectadas en paralelo. Esto significa que el sistema aislado tiene una conexión a tierra para la GD.

Una vez analizados todos los desafíos anteriores y encontrando la respectiva solución para el momento de la planeación de una μR , se procede a realizar una descripción de los requerimientos más importantes encontrados en la literatura que permitan una operación exitosa por μR .

2.5. Factibilidad en la operación por Microrredes

Existen varios factores que influyen en la viabilidad de la operación por μR , los componentes del sistema eléctrico (redes de distribución, protecciones, mantenimiento) y los componentes propiamente de la operación por μR . Dado que los sistemas eléctricos existentes fueron construidos en su mayoría varias décadas atrás y sus protecciones fueron calculadas suponiendo flujos unidireccionales, se hace necesario una modernización parcial en la zona que esté destinada para la operación por μR y su grado de modernización depende del estado de las redes de distribución y las protecciones. No obstante, a continuación se realiza una descripción de los elementos que determinan la viabilidad en la operación por μR .

2.5.1. Operación y administración de las Microrredes

Una buena estrategia durante el planeamiento que considere diferentes escenarios de operación, permite que la μR esté preparada ante los posibles estados de falla del sistema. La estrategia mencionada anteriormente requiere diferentes análisis; sin embargo, en la literatura se encuentran cuatro elementos indispensable que deben ser consideración durante el planeamiento: técnicas de detección de islas; operación de la μR conectada a la red y operación aislada, y el modo de reconexión con la red. A continuación se realiza la descripción general de cada elemento mencionado.

■ Técnicas de detección

La detección de islas en sistemas interconectados es un requerimiento necesario según recomendaciones de diferentes estándares como el IEEE 929-2000 (IEEE Std 929, 2000), IEEE 1547 (IEEE Std 1547, 2003) y el UL1741 (UL1741, 2001). Los métodos de detección de islas no intencionales pueden ser divididos en tres categorías: Métodos de detección activos (O’Kane y Fox, 1997; Yin, Chang, y Diduch, 2004), métodos de detección pasivos (Zeineldin, El-Saadany, y Salama, 2006; Vieira, Freitas, Wilsun, y Morrelato, 2006) y método de detección remota o basado en telecomunicaciones (Ishibashi et al., 2004; Zeineldin et al., 2006). Cada método incluye varias técnicas de detección las cuales presentan diferentes desempeños; se aplican según la tecnología de la GD en el interior de la μR , la necesidad de precisión y el precio de la implementación el cual está relacionado con el rango de la zona de no detección.

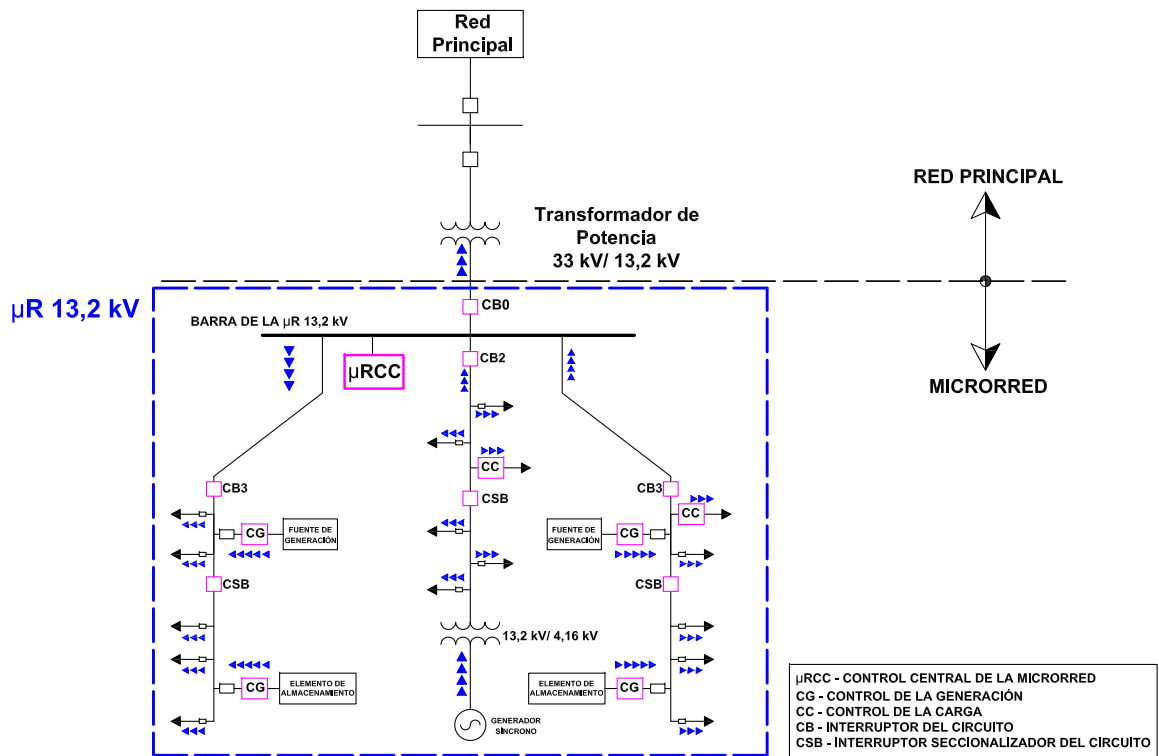


Figura 2-4. Operación de una Microrred interconectada al sistema [diseño propio]

- Operación de la Microrred conectada al sistema** La μR permanece conectada a la red de suministro la mayor parte del tiempo; en este modo de operación las funciones de control no son robustas. Se controlan los usuarios que estén vinculados en programas de participación activa de la demanda (los cuales acceden a tarifas especiales por participar activamente en el mercado) y se configuran las fuentes de GD en modo fijo (Ten y Crossley, 2008), cuyas variables a controlar son: potencia activa (P) y potencia reactiva (Q).

En la Figura 2-4 se presentan los flujos de carga en una μR , la cual se encuentra exportando energía a la red principal y cuyas fuentes de generación se encuentran configuradas con un control fijo (P y Q constantes).

- Operación de la Microrred aislada del sistema**

Cuando se presenta una falla sobre la red de suministro o se programa un mantenimiento sobre la red de distribución y/o transmisión; la μR se aísla de la red principal y continúa el suministro a los usuarios que se encuentran en el interior de la μR . En este modo de operación se configuran las fuentes de GD con control isócrono o caída (Ten y Crossley, 2008) y cuyas variables a controlar son: tensión (V) y frecuencia (f). Adicionalmente se requieren realizar unos reajustes al esquema de protección de la μR .

debido a que la corriente de cortocircuito disminuye considerablemente; sin embargo el anterior y otros desafíos son resueltos con anterioridad (durante la planeación).

En la Figura 2-5 se presentan los flujos de carga en una μR que opera aislada de la red principal. En este modo de operación la estabilidad dentro de la μR depende de la inercia de la GD y la rápida respuesta de los controladores.

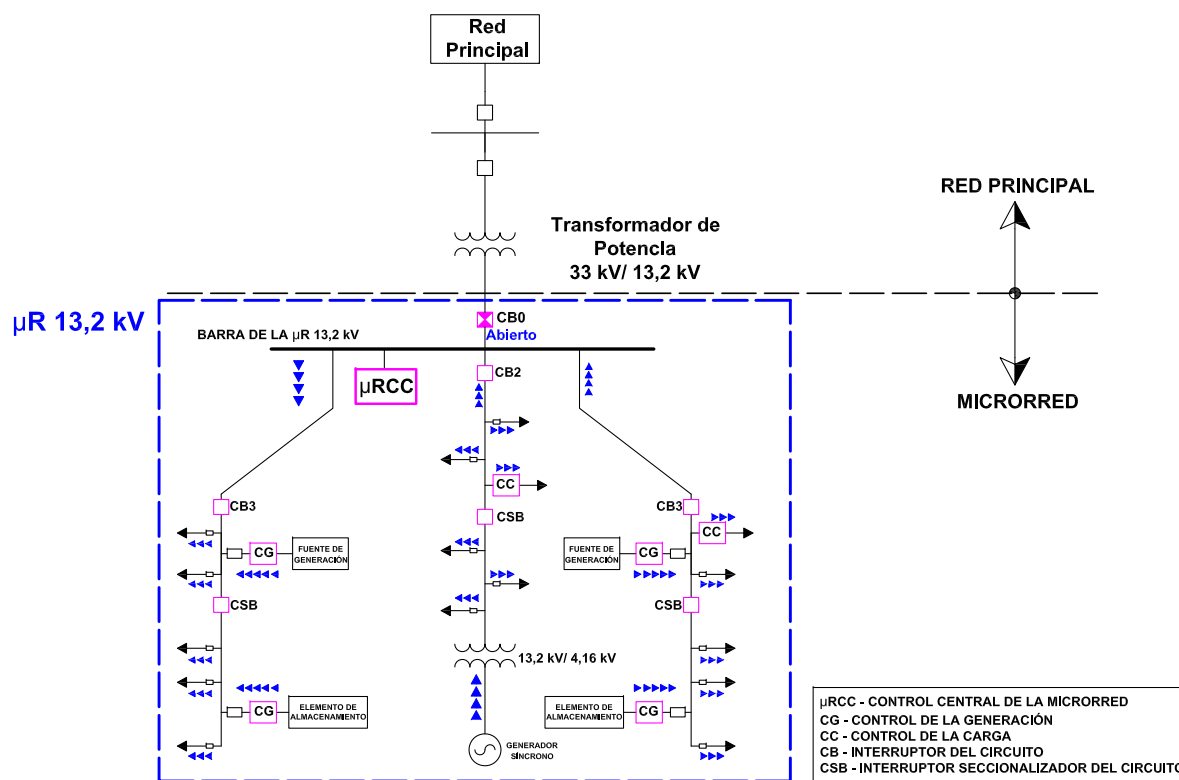


Figura 2-5. Operación de una Microrred aislada del sistema [diseño propio]

■ Resincronización con el sistema

Cuando el servicio es restaurado a su normalidad, entonces inicia el proceso de resincronización de la μR con la red de suministro; este proceso es llevado a cabo a través de diferentes técnicas y esquemas de sincronización y puede durar en el orden de segundos a minutos (Chowdhury et al., 2009).

Tabla 2-3. Límites de los parámetros de sincronización con la red (IEEE Std 1547.2, 2008)

Capacidad de la GD	Diferencia de frecuencia (Δf)	Diferencia de tensión (ΔV)	Diferencia de ángulo de fase ($\Delta \phi$)
0.0 - 0.5 MVA	0.3 Hz	10 %	20
0.5 - 1.5 MVA	0.2 Hz	5 %	15
1.5 - 10 MVA	0.1 Hz	3 %	10

En el estándar IEEE 1547 (IEEE Std 1547.2, 2008) se establecen los límites recomendados para realizar la sincronización del sistema con la μR . Los límites presentados en la Tabla **2-3**, establecen el rango en el cual es adecuado realizar la sincronización; si esta sincronización se encuentra fuera de los rangos, se pueden presentar problemas en el toque de los generadores y daños en los elementos del usuario final (Mohamad et al., 2011).

2.5.2. Control de la Generación

El control de la Generación es el elemento más importante que permite una operación exitosa por μR y determina un nivel adecuado de estabilidad (Mohamad et al., 2011). El sistema de control debe ser diseñado y modelado en dos modos de operación: conectado a la red y aislado.

Para implementar un sistema de control de una μR es necesario conocer las fuentes de generación que se encuentran en su interior, dado que cada tecnología de conversión de potencia (máquinas síncronas, máquinas asíncronas, convertidores de potencia estáticos e inversores) tiene una función de control diferente las cuales se realizan localmente, adicionalmente existen unas fuentes de generación que no permiten ser controladas para operar en forma μR , lo que ocasionaría que la μR no fuera viable técnicamente.

El Punto de Conexión Común (PCC) de la μR debe ser considerada como una sola entidad controlable (Planas, de Muro, Andreu, y Kortabarria, 2013; Mehrizi-Sani y Iravani, 2010), lo que sugiere que en estudios de caso donde se encuentren diferentes tipos de GD, sea recomendable la utilización de un control centralizado o jerárquico (Mehrizi-Sani y Iravani, 2010). A continuación se describen los principios del control de una μR en sus dos estados: conectado a la red y aislado. Estos modos de operación pueden tener asignados diferentes arquitecturas de control: (i) control distribuido o local (ii) control central de la μR y (iii) sistema de gestión de distribución, conocido como el centro de control del operador del red (Zamora y Srivastava, 2010).

- **Control de la Microrred conectada al sistema**

En este modo de operación, las fuentes de generación están configuradas generalmente para mantener su potencia activa y potencia reactiva constantes. En general, la μR tiene dos funciones de control principales: (i) generar potencia activa y reactiva a través de los recursos energéticos distribuidos y (ii) participar en programas de gestión de la demanda. Los recursos energéticos distribuidos pueden inyectar únicamente potencia reactiva, en este caso se pueden utilizar para: corregir el factor de potencia en un punto determinado, ofrecer el servicio de control de tensión en el punto de conexión de la μR (Mehrizi-Sani y Iravani, 2010).

Con el objetivo de no interferir con el sistema de control del sistema interconectado, las

unidades de GD que se encuentran cerca del PCC (distancia eléctrica determinada por la potencia de cortocircuito) no deben implementar un esquema de control de tensión (IEEE Std 1547, 2003)

■ **Control de la Microrred aislada al sistema**

El sistema de control de una μR operando de forma aislada, tiene un comportamiento similar al sistema interconectado. No obstante, la inercia es mucho menor y la estabilidad de la μR es más compleja; lo que obliga a que el sistema de control tenga mayor robustez. Por lo tanto, en comparación con el modo de operación anterior, la μR opera como una sola entidad independiente y debe proveer los servicios de control de tensión y control de frecuencia para mantener el balance entre potencia generada y demandada. Dado el caso que la demanda en la μR sea menor que la generación, el control central de la μR (μRCC) debe reducir la potencia generada de las fuentes de GD enviando señales a los controles locales de generación (CG). Si por el caso contrario la potencia demandada supera la potencia generada, debe ser activado un sistema de deslastre de carga (para cargas no críticas) o ingresar unidades de almacenamiento de energía instaladas para tal fin (Mehrizi-Sani y Iravani, 2010).

Al igual que el sistema de potencia convencional, para la μR se identifican tres niveles de control que varían según el tiempo de respuesta: primario, secundario y terciario. Las dos grandes diferencias de su funcionamiento son: (i) velocidad de respuesta y rango del tiempo de operación; (ii) requerimiento de infraestructura e.g. necesidad de un sistema de comunicación robusto (Mehrizi-Sani y Iravani, 2010).

- **Control Primario:** Es el primer nivel de la jerarquía del sistema de control y presenta la respuesta más rápida. El control primario responde a cambios dinámicos del sistema y asegura que las variables (tensión y frecuencia) permanezcan dentro de un rango recomendado (Pecas Lopes et al., 2006). Para la implementación del control primario se emplean estrategias de control basadas en comunicaciones (e.g. control central, control esclavo/maestro, distribución de la corriente instantánea) y estrategias de control sin comunicaciones (e.g. control caída de frecuencia activa, control caída de tensión activa), difieren en que las estrategias de control basados en comunicaciones presentan mayor desempeño y es más costoso (Vandoorn, Zwaenepoel, De Kooning, Meersman, y Vandeveld, 2011). Al igual que la generación centralizada aporta al control primario de frecuencia del sistema interconectado, la GD realiza la misma acción para el control primario de frecuencia en una μR (Mehrizi-Sani y Iravani, 2010). Cuando ocurre una desviación de frecuencia fuera de lo normal, es el control primario el que se encarga de restablecer el nuevo punto de operación; es decir, que si no existe ninguna acción adicional, la μR seguirá operando a la nueva frecuencia de estabilización, la cual puede ser diferente a la nominal. El objetivo entonces de la regulación primaria es establecer, después de un evento, el balance carga-generación a una frecuen-

incremento en la potencia mecánica es menor, lo que reduce la posibilidad de un disparo indeseado de protección de la máquina (Carvajal Quintero et al., 2012).

- **Control Secundario:** El control secundario es el siguiente nivel de control y es el mecanismo de control encargado de llevar la frecuencia, tensión y/o intercambio de potencia a sus valores nominales, después de haberse presentado una variación en la μR . Opera una vez haya actuado el control primario. Se efectúa en forma manual o automática aumentando o disminuyendo la inyección de potencia al sistema para mantener las variables de frecuencia y tensión en sus rangos establecidos (Vandoorn et al., 2011). Su respuesta se da aproximadamente a partir de los 30 segundos de sucedido el evento hasta los 10 minutos aproximadamente. El control secundario de frecuencia presenta tres objetivos principales, (i) mantener la frecuencia del sistema en un valor muy cercano al nominal, (ii) mantener el valor correcto de los intercambios de potencia en las líneas de enlace entre áreas de control, (iii) mantener la generación de cada unidad en el valor más económico, cumpliendo con los programas de despacho asignados por el operador del sistema.

Dado que el control secundario de frecuencia, es un nivel de control que se utiliza en sistemas eléctricos que cuentan con más de una unidad de generación, las cuales disponen de una capacidad de reserva para prestar este servicio; no se realiza un análisis profundo dado que para el objeto del trabajo basta con definir un sistema de control primario que permita una operación de la μR por determinado tiempo.

- **Control Terciario:** Es el nivel más alto de control y establece los puntos de ajuste de estado estacionario en función de los requisitos de la μR para un flujo de potencia óptimo, e.g. basándose en las medidas sobre el estado de los recursos distribuidos, señales del mercado y otros requerimientos técnicos (Mehrizi-Sani y Iravani, 2010). Este control es usualmente activado manualmente por el operador del sistema de transmisión después de la activación del control secundario, generalmente el control terciario de frecuencia está relacionado con el redespacho y puede ser mantenido por horas.

2.5.3. Interoperabilidad y Comunicación

Se requiere disponer de un sistema robusto y confiable de comunicaciones que permita un ajuste dinámico para la protección y el control de la μR . Según sea el esquema de operación de la μR (centralizada o descentralizada), es necesario el sistema de comunicaciones, la selección debe ser realizada con base a los requerimientos de los usuarios y los elementos de GD y cargas controlables presentes en la μR (Ruiz-Alvarez, Colet-Subirachs, Alvarez-Cuevas Figuerola, Gomis-Bellmunt, y Sudria-Andreu, 2012). Los protocolos de comunicación más utilizados para la operación de μR son el IEC 61850 y su recientemente extensión

IEC 61850-7-420 (T. Ustun, Ozansoy, y Zayegh, 2012), los cuales permiten una adecuada comunicación entre los diferentes elementos que conforman la μR . Finalmente, los estándares internacionales IEEE P2030TM y la serie de estándares IEEE 1547TM establecen un desarrollo en la interconexión e interoperabilidad de redes inteligentes y recursos distribuidos, que pueden ser aplicables a la operación, control y protección de las μR (Basso, Hambrick, y DeBlasio, 2012).

En la Tabla 2-4 se presenta un listado de los estándares Europeos y Americanos más relevantes en la operación de las μR ; se listan como una referencia que permiten una búsqueda posterior, se utilizan como base para los modelar μR y los resultados de las simulaciones se comparan con los parámetros recomendados por los estándares internacionales.

2.6. Redes activas de distribución

La infraestructura eléctrica ha sido construida hace más de 40 años y desde el inicio de los sistemas interconectados hasta la actualidad se ha venido diseñando bajo el concepto de flujos unidireccionales y una generación centralizada; el anterior concepto sugiere que las redes de distribución sean catalogadas como: redes pasivas de distribución (Chowdhury et al., 2009). Sin embargo, el auge de la GD, el avance en las telecomunicaciones y el fenómeno del calentamiento global, obligan a que el planeamiento de los sistemas eléctricos tiendan a cambiar el paradigma, donde la construcción de grandes centrales es cada vez menor (aunque es fundamental su presencia en un sistema eléctrico) y la GD (especialmente las tecnologías de energía renovable) se han masificado enormemente alrededor del mundo; por lo tanto, la GD instalada sobre las redes de distribución presentan flujos bidireccionales y su operación puede ser realizada localmente, aumentando la flexibilidad del sistema, este concepto se denomina: redes activas de distribución (Chowdhury et al., 2009).

Tabla 2-4. Estándares aplicables a las Microrredes. Adaptado de (Planas et al., 2013)

Estándar	Descripción	Objetivos
IEEE 1547	Criterios y requerimientos para interconexiones de recursos distribuidos con la red principal	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 1547.1 Prueba de conformación ▶ 1547.2 Guía de aplicación ▶ 1547.3 Monitorización y control ▶ 1547.4 Diseño, Operación e Integración de DERs -μR- ▶ 1547.5 Guía para la interconexión de fuentes de potencia mayores a 10 MVA ▶ 1547.6 Interconexión con redes de distribución secundarias ▶ 1547.7 Estudios de impacto en la distribución para interconexión de DERs ▶ 1547.8 Recomendación práctica para establecer métodos y procedimientos
IEEE P2030	Interoperabilidad para redes inteligentes	
EN 50160	Características de tensión del suministro eléctrico para redes de distribución públicas	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Definiciones y valores indicativos para un número de calidad de potencia en redes de MT y BT ▶ Límites para la frecuencia, variaciones de tensión, voltaje armónicos, desbalance de tensión, flicker
IEC 61000	Condiciones necesarias para llevar a cabo la compatibilidad electromagnética	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Funciones de seguridad y requerimientos de integridad ▶ Niveles de Compatibilidad ▶ Emisiones y límites inmunidad ▶ Medidas y técnicas de pruebas ▶ Guía de instalación, aparatos y métodos de mitigación
IEEE C37.95	Relés de protección de las interconexiones usuarios-red de distribución	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Establecimiento de los requerimientos del servicio del cliente y métodos de suministro ▶ Consideraciones de diseño del sistema de protección
IEEE 37.118	Estándar para sincrofasores de sistemas de potencia	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Definición de un fasor sincronizado ▶ Tiempo de sincronización, aplicación a las etiquetas de tiempos ▶ Formatos de mensajes para la comunicación con una PMU
IEC 61850	Sistema de comunicaciones para Recursos Distribuidos	<ul style="list-style-type: none"> ▶ IEC 61850-7-240 Monitorización y control de recursos de GD

2.7. Tecnologías de Generación Distribuida para la operación por Microrredes

Las μ R pueden incorporar cualquier tecnología de GD existente en el mercado; no obstante, algunas de las tecnologías no pueden operar individualmente dado que se requiere una capacidad para controlar tensión y frecuencia; por lo tanto, es necesario conocer la naturaleza y la capacidad de cada elemento de generación que esté inmerso dentro de una μ R. Lo anterior, se debe a que las técnicas de control y su desempeño para cada tecnología varían significativamente una de la otra (Carvajal y Marín, 2013). A continuación se realiza una descripción de las tecnologías de GD aplicadas en μ R alrededor del mundo.

Las fuentes de GD, presentan dos grandes segmentos para su estudio, uno es la GD convencional y el otro es la GD alternativa; ningún segmento considera la diferencia entre energía renovable o no renovable, sin embargo son interesantes dichos segmentos desde el punto de vista de la madurez de la tecnología y la apropiación del conocimiento adquirido a través de los años. A continuación se presentan las tecnologías más representativas de cada segmento.

2.7.1. Generación Distribuida convencional

La GD convencional contiene las fuentes de generación que se han presentado a través de los años y cuyo comportamiento es conocido en su totalidad; se caracterizan por presentar una baja eficiencia, no obstante a través de los años han venido evolucionando técnicas de fabricación y materiales que permiten aumentar la eficiencia de dichas tecnologías. Las fuentes convencionales, presentan ciertas ventajas regulatorias dado que pueden recibir el cargo por confiabilidad. Las siguientes tecnologías son las fuentes de generación más representativas en el mercado, sin embargo son las únicas existentes.

- **Motores de combustión interna**

Los motores de combustión interna son ampliamente utilizados y constituyen la tecnología más desarrollada de generación distribuida. Están disponibles desde pequeñas capacidades (5 kW) hasta motores de grande porte (20 MW). Generalmente utilizan como combustible gas natural, gasóleo o diesel. Estos elementos utilizan generadores síncronos, los cuales regulan la velocidad a través del gobernador y la tensión a través de la excitatriz del generador. Presentan un bajo costo de inversión y una vida útil de 25 años (Carvajal y Marín, 2013).

- **Pequeñas Centrales Hidroeléctricas**

Una estación generadora mini hidráulica consiste en una turbina conectada a un generador eléctrico y todas las estructuras necesarias como canales y presas que regulen el

caudal del río. Esta tecnología convierte la energía cinética del agua en energía eléctrica. La energía cinética depende del caudal y de la diferencia de cota entre el nivel superior del agua en la presa y nivel de la turbina. El rendimiento energético de esta tecnología ronda un 80 %. Una planta hidráulica permite un arranque rápido, lo que la convierte en una tecnología adecuada para adaptarse a las variaciones de la demanda (Carvajal y Marín, 2013).

Adicionalmente la posibilidad de instalar grupos de bombeo que permiten elevar el agua durante los periodos de precios bajos de la electricidad para posteriormente turbinarla en periodos de precios altos, permite contar con un arma contra el riesgo ante la variación de precios. Usualmente las PCH's se han agrupado por la forma de captación del agua.

PCH filo de agua

En este tipo de proyectos la planta de generación utiliza el agua que fluye por un río en condiciones normales.

PCH con embalse

En este tipo de desarrollos el agua es almacenada en un pequeña represa (puede ser un lago existente o un embalse), y en algunos casos implica la construcción de una presa.

■ **Turbinas de gas**

Este tipo de tecnología puede utilizar gas natural o diesel. Su capacidad puede oscilar entre los 250 kW a 50 MW; ofrecen alta seguridad de operación y tienen un bajo costo de inversión. Los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos o para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente, permiten obtener eficiencias eléctricas del 30 % y térmicas del 55 %; el tiempo de arranque oscila entre los 10 y 15 minutos (Carvajal y Marín, 2013).

2.7.2. Generación Distribuida Alternativa

La GD alternativa, está conformada por las fuentes de generación que se han desarrollado en los últimos años y se presentan como una opción que permiten el aumento en el portafolio energético y brindan una posibilidad de minimizar la dependencia en una sola fuente de generación (Carvajal y Marín, 2013).

■ **Energía Eólica**

La energía eólica consiste básicamente en utilizar la velocidad del viento y transformarla en energía eléctrica, su potencial se evalúa como el flujo de energía cinética del aire que atraviesa una superficie de $1 m^2$ colocada a una altura de 10 m. La potencia de dichos equipos se sitúan en la actualidad en rangos que van desde unos $30kW$ hasta

más de 3 *MW*. Es una tecnología bastante madura, alcanzándose índices de fiabilidad de las máquinas cercanos al 97%. Factor de planta es relativamente bajo Generadores asíncronos

■ **Microturbinas**

Es considerada una tecnología alternativa de GD, presentan un rango de potencia entre 15 kW y 300 kW en una sola unidad, su mantenimiento es reducido, la vibración y el ruido no son un problema pues su impacto es muy bajo y presentan una alta variedad de combustible primario: gas natural, gasoil, gasolina, etanol, diesel, propano y biomasa. permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y un rendimiento total neto del 80%.

■ **Energía Solar Fotovoltaica**

La tecnología solar fotovoltaica consiste básicamente en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores (principalmente de materiales de silicio y germanio), denominados celdas solares o celdas fotovoltaicas, las cuales captan la radiación luminosa procedente del sol y la transforman en corriente continua a baja tensión (12 ó 24 V), el rendimiento energético en la actualidad ronda entre el 25% y el 30%.

Este tipo de tecnología es utilizada ampliamente en aplicaciones de suministro de energía en zonas aisladas de sistemas no interconectados, el tamaño de un Sistema Solar Fotovoltaico (SSF) se adapta a las necesidades específicas de los requerimientos de potencia de la instalación (carga de la residencia o edificio) y la posibilidad de expansión está dada por nuevas inversiones.

Los sistemas de generación fotovoltaicos se pueden dividir en tres segmentos:

1. *El funcionamiento aislado* se usa en localizaciones que no tienen acceso a la red de distribución y necesita del uso de baterías y de un regulador de carga.
2. *El funcionamiento híbrido* supone que las placas fotovoltaicas se conectan en paralelo con otra fuente de generación, como un motor diesel o un generador eólico.
3. *Conectados en paralelo con la red* el consumo se alimenta o de los paneles fotovoltaicos o de la red, conmutando mediante un inversor. Esta solución presenta la ventaja de no necesitar batería ni un regulador de la carga, con lo que se reducen las pérdidas, y la inversión necesaria. Desarrollos actuales de la electrónica de potencia facilitan este tipo de conexión con un costo relativamente bajo.

Tabla 2-5. Control de Tecnologías de Generación. Adaptado de (Katiraei et al., 2008)

	Fuente Primaria de Energía	Interfaz	Control del flujo de potencia	Capacidad para operar por μR
GD Convencional	Motores alternativos	Generador síncrono	AVR y Control del Gobernador (+P, $\pm Q$)	✓✓
	PCH	Generador síncrono	AVR y Control del Gobernador (+P, $\pm Q$)	✓✓
	Turbina eólica velocidad fija	Generador de inducción	Bloqueo o Control de paso de la turbina (+P, -Q)	-
GD Alternativa	Turbina eólica velocidad variable	Convertidor electrónico de potencia (Conversión ac-dc-ac)	velocidad de turbina y enlace dc para el control de tensión (+P, $\pm Q$)	✓
	Microturbina	Convertidor electrónico de potencia (Conversión dc-dc-ac)	velocidad de turbina y enlace dc para el control de tensión (+P, $\pm Q$)	✓
	Solar fotovoltaico	Convertidor electrónico de potencia (Conversión dc-dc-ac)	Enlace dc y MPSP ²	-
	Celda de Combustible	Convertidor electrónico de potencia (Conversión dc-dc-ac)	Control de Tensión (+P, $\pm Q$)	✓

En la Tabla 2-5 se presenta un resumen de las tecnologías de GD con su respectivo control del flujo de potencia. Se muestra que las diferentes tecnologías de GD no cuentan con las mismas características de control; por lo tanto, para implementar una estrategia de control en una μR , se requiere conocer las tecnologías de GD presentes en el interior. Se destaca que no todas las tecnologías de GD son apropiadas para operar en forma de μR . Las fuentes de generación que se califican con ✓✓ son consideradas aptas para operar como la única fuente de generación en una μR ; las fuentes que son calificadas con ✓ requieren de un estudio adecuado del sistema de control, y las fuentes que no presentan el símbolo ✓, no son aptas para operar como la única fuente de generación en una μR ; sin embargo, es viable que con otras estrategias de control, como por ejemplo el control de la carga o un control centralizado con otras fuentes de generación, sea adecuado el comportamiento de las variables eléctricas en la μR .

En el siguiente capítulo se realiza la planeación de operación por μR en el sistema de distribución, considerando PCHs. Dentro del planeamiento de la μR se encuentra el estudio del control de los generadores síncronos presentes en las PCHs para la implementación en una μR y en la Tabla 2-5 se muestra que es una tecnología apropiada para operar en forma de μR .

²Máximo Punto de Seguimiento de Potencia

CAPÍTULO 3

Estudio del sistema de control en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Como se mencionó en el capítulo anterior, las μR presentan dos estados de operación, conectadas al sistema y aisladas del sistema. La operación de las μR cuando operan conectadas al sistema, no presentan un mayor desafío en la operación y la estabilidad depende de la inercia del sistema eléctrico de potencia; sin embargo, durante la operación aislada, se presenta un comportamiento crítico que requiere de un estudio especial, que obliga a los sistemas de control a operar con mayor rapidez para que la μR opere dentro de los límites de estabilidad permitidos por el operador del sistema eléctrico. En Colombia se destacan dos tecnologías de GD debido a su potencial en los recursos primarios, una es la cogeneración de energía a través ciclos combinados y la otra son las PCHs. En el presente trabajo de investigación se estudia la viabilidad de utilizar las PCHs para la operación por μR ; no obstante, se analiza la condición actual de la operación de las PCHs existentes en Colombia, en particular de la zona Caldas-Quindío-Risaralda (CQR), que permita detectar posibilidades de modernización de PCHs existentes y se establezcan unos lineamientos para que los futuros proyectos puedan habilitar la operación por μR .

En este capítulo se realiza una descripción de la operación actual de las PCHs en el subsistema CQR y se establecen unas condiciones para la modernización del sistema, que permita una adecuada operación por μR ; adicionalmente se realiza una descripción de la fiabilidad, seguridad y estabilidad aplicada a una μR ; seguidamente se introduce el estudio de caso y se procede con el modelado matemático de la μR , la cual está compuesta por PCHs, cargas (controlables y no controlables), elementos de interconexión y el respectivo sistema de comunicaciones.

3.1. Descripción del sistema de distribución actual

Gran cantidad de PCHs existentes en Colombia, fueron construidas hace más de 50 años. En la actualidad operan con altas ineficiencias, que se evidencian en los largos tiempos de paradas a causa de los mantenimientos periódicos que se requieren efectuar anualmente. Muchos problemas son ocasionados debido a su retraso tecnológico y a la cantidad de años de servicios de cada PCH. Cuando se considere que una PCH se encuentra crítica dados sus constantes paradas, es necesario implementar una estrategia de rehabilitación o modernización, dichos criterios de rehabilitación se encuentran establecidos en (IEEE Std 1147, 2005). Una vez identificada la necesidad, es posible implementar nuevos esquemas de control y convertir el sistema de control mecánico o electromecánico a un sistema de control electrónico (IEEE Std 1147, 2005). Al ser efectuados los cambios recomendados en el sistema de control, es posible integrar la PCH rehabilitada a una operación por μR que le permita al operador de la PCH obtener beneficios adicionales. Por lo tanto, una vez que el elemento de generación se encuentra habilitado para operar por μR ; se requiere analizar la infraestructura del sistema de distribución y del sistema de comunicaciones existentes, que permita lograr una planeación y operación exitosa por μR .

Para determinar más precisamente los elementos necesarios que se requieren adecuar, se debe conocer detalladamente el sistema eléctrico de distribución y así efectuar los cambios en la infraestructura eléctrica. Por lo tanto, no se debe generalizar en cambios a efectuar sobre la red de distribución donde se pretenda implementar una operación por μR .

3.2. Fiabilidad, Seguridad y Estabilidad de una Microrred

Las μR presentan el mismo principio de funcionamiento de un sistema de potencia convencional. Se diferencian por la necesidad de una mayor velocidad en la operación y menores rangos de tiempo requeridos por los sistemas de control, lo que sugiere que sea necesario una infraestructura robusta de telecomunicaciones (Mehrizi-Sani y Iravani, 2010). Por lo tanto, el concepto de estabilidad que es aplicable a los sistemas de potencia, se extiende a la estabilidad en las μR , en el presente trabajo se adopta la siguiente definición para la estabilidad:

“La estabilidad de un sistema de potencia es la habilidad del sistema para, dada una condición inicial de operación, mantener un estado de equilibrio después de ser sujeto a una perturbación física, con la mayoría de variables del sistema limitadas de tal forma que prácticamente el sistema entero permanece intacto”. (Kundur et al., 2004)

En la Figura 3-1, se presenta una clasificación conceptual de estabilidad de sistemas de potencia; se observa que un estudio completo de estabilidad debe contener un estudio de estabilidad de ángulo de rotor, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión. Por lo tanto, para el estudio de estabilidad en μR , se realizan los mismos análisis que permitan un suministro continuo, seguro y confiable.

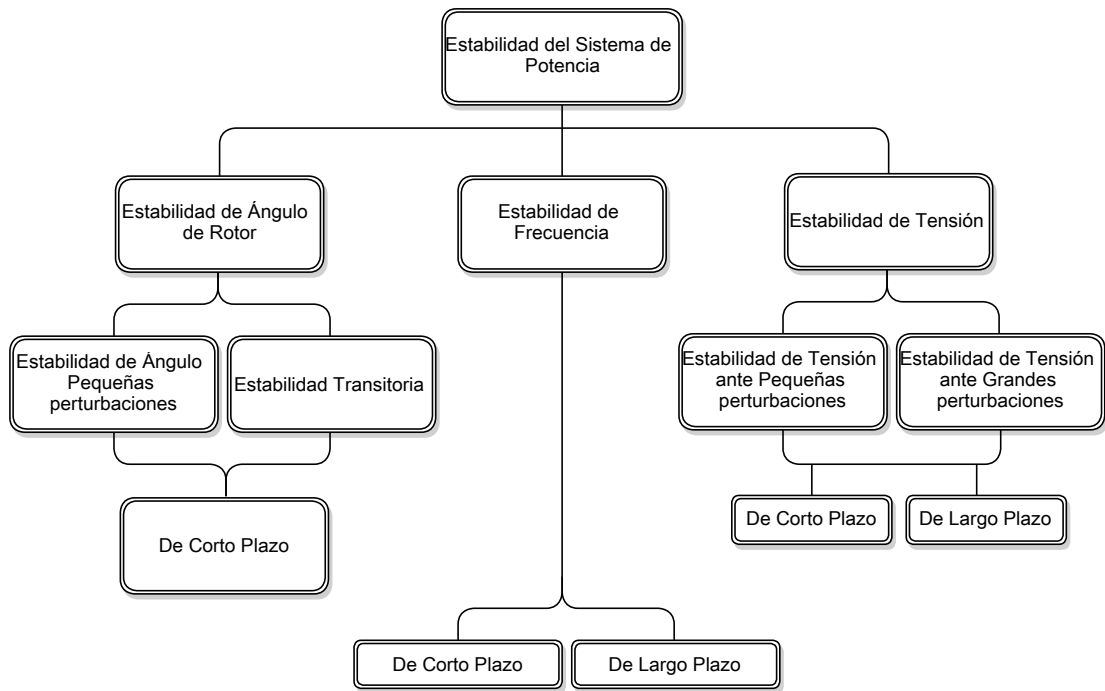


Figura 3-1. Clasificación conceptual de la estabilidad en sistemas de potencia. Adaptada de (Kundur et al., 2004)

A continuación se estudian las definiciones de fiabilidad y seguridad que permitan discutir y ampliar dicho concepto a la operación por islas o por μR .

“La fiabilidad de un sistema de potencia se refiere a la probabilidad de operación satisfactoria a largo plazo. Es denotado como la capacidad para suministrar adecuadamente el servicio eléctrico sobre una base casi continua, con pocas interrupciones durante un periodo de tiempo prolongado”. (Kundur et al., 2004)

“La seguridad de un sistema de potencia se refiere al grado de riesgo en su capacidad para sobrellevar perturbaciones inminentes (contingencias) sin interrupciones del servicio a los clientes. Se refiere a la robustez del sistema ante contingencias y por lo tanto, depende de la condición de operación del sistema, así como de la probabilidad de contingencias o perturbaciones”. (Kundur et al., 2004)

Por lo tanto una buena planeación de una μR , debe garantizar una adecuada fiabilidad,

seguridad y estabilidad, que garantice a los usuarios vinculados en una μR un servicio eléctrico Premium, es decir un servicio eléctrico continuo que presente una diferencia con en el servicio del resto de usuarios a través de los altos índices de confiabilidad (NYSERDA, 2010). Así pues, una μR permite al operador de la red ofrecer un servicio económico para los usuarios que acepten una baja fiabilidad y un servicio con altos costos, para los usuarios que requieran mayor fiabilidad y calidad en el suministro.

Las μR requieren de un adecuado estudio de estabilidad que garantice la operación continua para los usuarios que se encuentran vinculados en la μR . Un estudio típico de estabilidad consta de cuatro pasos (Kundur et al., 2004):

1. Identificar las restricciones y realizar suposiciones del modelo que permitan formular un apropiado modelo matemático para las escalas de tiempo y fenómenos en estudio;
2. Seleccionar una apropiada definición de estabilidad;
3. Analizar y/o simular para determinar la estabilidad, típicamente utilizando un escenario de eventos;
4. Revisar los resultados a la luz de las hipótesis, comparando con la experiencia en ingeniería (realidad) y repetir sí es necesario.

La parte fundamental para el análisis del estudio de estabilidad en una μR se encuentra determinado por el comportamiento dinámico del sistema, que se presentan en los elementos de generación y de control.

A continuación se detallan los modelos matemáticos de los elementos utilizados en el caso de estudio, los cuales se encuentran en la librería del toolbox SimPowerSystems; con el siguiente estudio, se busca analizar el comportamiento dinámico del generador síncrono y los sistemas de control de la μR , para evidenciar la viabilidad de la operación de por μR utilizando PCHs y así determinar el nivel de estabilidad de la μR que se presenta durante su operación.

3.3. Modelado Matemático

En la presente sección, se estudian los modelos matemáticos de los elementos más importantes de la μR del caso de estudio, que se consideran en la simulación elaborada con el software MatLab/Simulink. El estudio detallado de cada modelo se sale del alcance del presente trabajo de investigación; sin embargo, el toolbox SymPowerSystems fue desarrollado por HydroQuébec, y cada modelo fue probado en sus laboratorios y sistemas eléctricos operados por HydroQuébec.

3.3.1. Modelado del Generador

Los generadores síncronos que se encuentran incluidos en el planeamiento de la operación por μR , se consideran como el elemento fundamental que determina el comportamiento dinámico en el interior de la μR . Por lo tanto para estudios de estabilidad transitoria y estabilidad dinámica es necesaria una adecuada representación del generador síncrono de las PCHs. A continuación se estudia el modelo dinámico utilizado en la librería SimPowerSystems del software MatLab/Simulink; el cual está compuesto por un conjunto de ecuaciones diferenciales obtenidas luego de la aplicación de la transformada de Park a las ecuaciones de tensión en variables a, b, c. En la Figura 3-2 se presenta el esquema de utilización de la transformada de Park, que sirve como referencia para el análisis dinámico de la máquina síncrona.

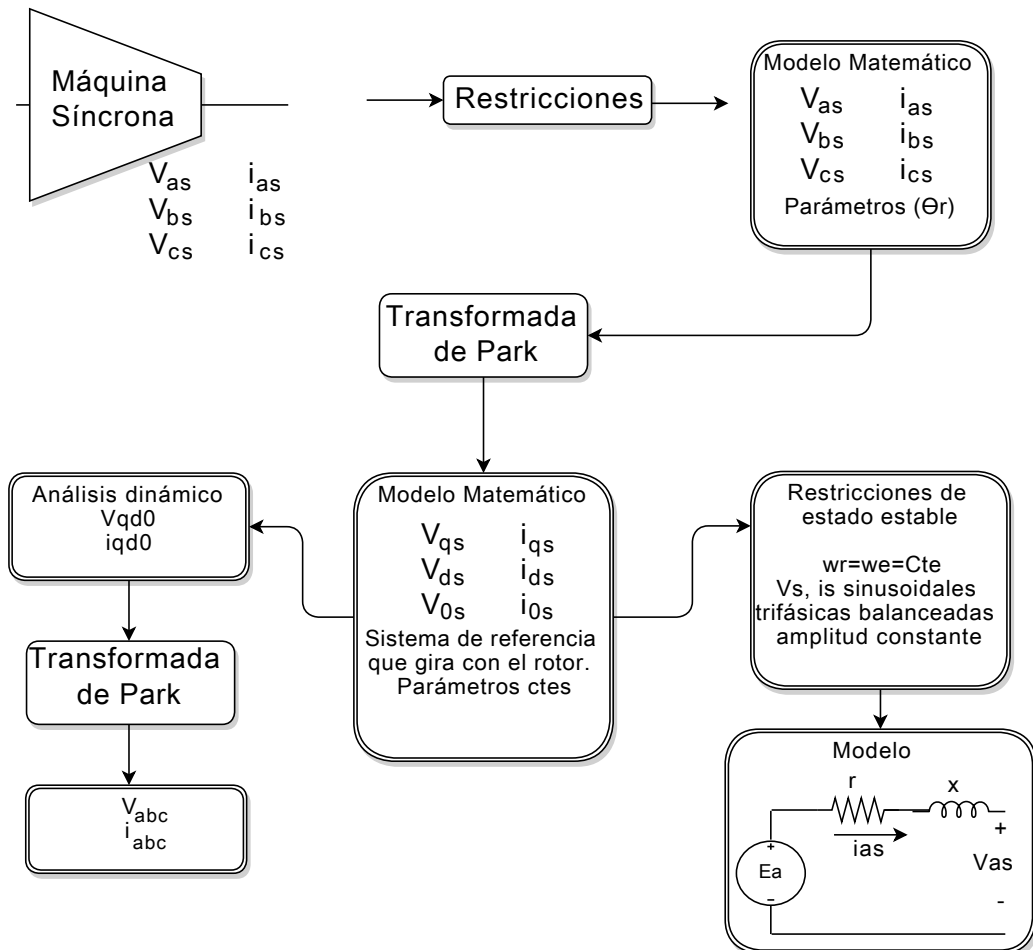


Figura 3-2. Esquema de utilización de la transformada de Park. Adaptada de (Villacres, 1981)

En la Figura 3-3 los devanados más externos sobre los ejes d y q , del rotor representan los devanados de estator referidos al rotor. La transformación de coordenadas se realiza por

medio de la transformación modal de Park, con la que se pasa del marco de referencia (a, b, c), estático y variante con el tiempo, al marco de referencia (d, q, 0), giratorio e invariante con el tiempo. Adicionalmente se muestra la presentación esquemática de una máquina síncrona, donde se observan las convenciones y nomenclatura adoptada en cuanto a la posición del rotor y los ejes de cuadratura. Se ha considerado el eje de cuadratura (q) 90° en adelante al eje directo (d). El comportamiento de las variables eléctricas del generador queda definido por las ecuaciones de tensión y encerramiento de flujo que relacionan a los devanados.

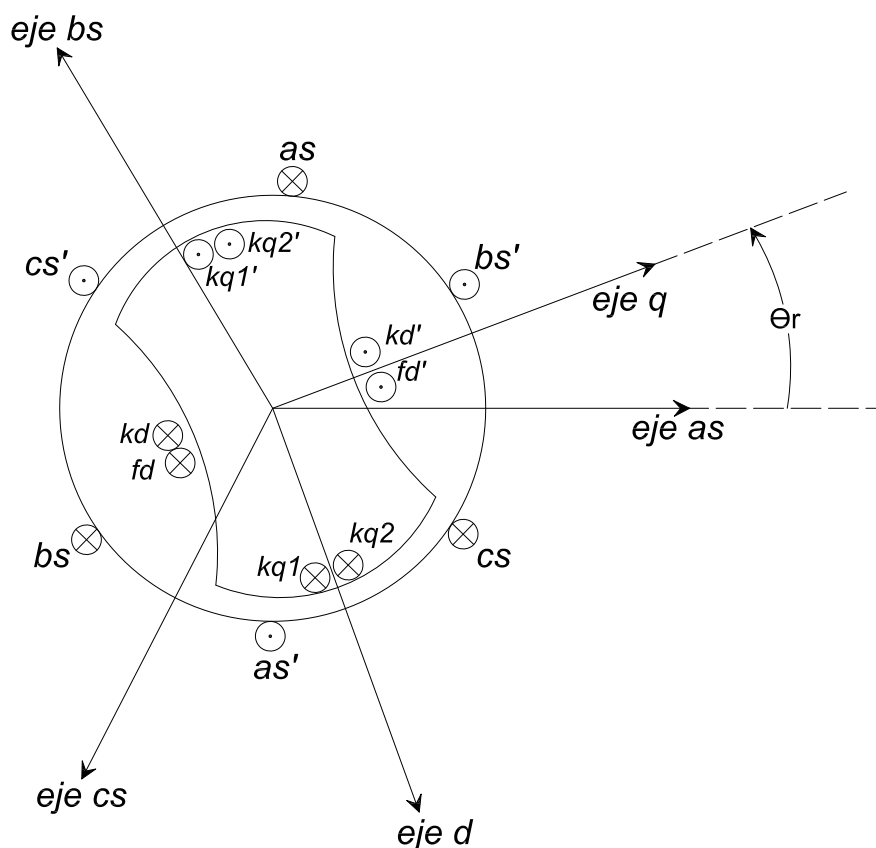


Figura 3-3. Diagrama esquemático del generador síncrono. Adaptada de (Krause et al., 2002)

Las ecuaciones de tensión de los devanados de estator, con referencia a las fases (a, b, c), se expresan en función de inductancias que varían con la posición del rotor. Cambiando la referencia de las ecuaciones del estator, fases (a, b, c), a los ejes (d, q, 0), del rotor, se logra expresar estas ecuaciones en función de inductancias invariantes en el tiempo. Por otro lado, el cambio de referencia provoca inductancias mutuas diferentes entre circuitos de rotor y estator; Si se selecciona un sistema por unidad adecuado para expresar las ecuaciones y variables del generador, se pueden obtener inductancias mutuas iguales (Krause et al., 2002).

En general, se presentan los resultados de la transformación de variables de una máquina síncrona, después de un estudio riguroso del modelado de la máquina síncrona, dicho estudio se sale del alcance del presente trabajo de investigación; sin embargo puede ser consultado en (Kundur, 1994, p. 87). La transformación de las variables de fase abc a las variables $dq0$ pueden ser escritas en forma de matriz de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \end{bmatrix} \quad (3-1)$$

La transformación inversa está dada por:

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} \quad (3-2)$$

Actualmente, la mayoría de generadores síncronos instalados en PCHs tienen sus elementos de control diseñados para operar en un solo estado de operación (conectada a la red o aislado); sin embargo, para obtener los beneficios mencionados en el capítulo anterior, se debe cambiar el paradigma de los criterios actuales de diseño y construcción y así habilitar las PCHs para que operen dentro de una μR . Para lograr esto, se debe considerar dos modos de operación de las PCHs y por tanto dos modos de control que permitan controlar las diferentes variables según el estado de operación.

Una estrategia para el control de Generadores Distribuidos (según el caso de estudio son PCHs) para habilitar la operación por islas es normalmente clasificado en: modo de operación interconectada y modo de operación aislada. Cuando el GD se encuentra en modo interconectado, se deben controlar la potencia activa y reactiva ($P - Q$); cuando el GD se encuentra operando aisladamente, se deben controlar la tensión y frecuencia ($V - f$).

El control de las unidades de generación en modo interconectado presentan actualmente un buen comportamiento en su operación. A continuación se estudia el control de las unidades de generación operando en modo aislado, dado que es el modo en el cual se requiere una mayor rapidez, precisión y fiabilidad en el sistema de control (Mohamad et al., 2011).

3.3.2. Modelado del Sistema de Excitación

La tensión y la potencia reactiva (Q), están relacionadas estrechamente una de la otra. Ejercer el control sobre el sistema de excitación, permite controlar ambas variables, ya sea que opere

con conexión a la red o aisladamente. Por estándares internacionales, se recomienda que la tensión se encuentre dentro de un rango de $\pm 10\%$ del valor nominal (IEEE Std 1547.2, 2008).

El estándar IEEE presenta 12 modelos desarrollados para estudios de estabilidad transitoria y estabilidad de pequeña señal. La estructura adecuada para el modelo reducido depende del tipo de sistema de excitación. En la librería SimPowerSystems/Machines, se encuentra un modelo de un sistema de excitación el cual se basa en el regulador de tensión IEEE Tipo 1, para máquinas síncronas. Sin embargo, para el caso de estudio fue seleccionado un modelo simplificado de sistemas de excitación que ha sido ampliamente utilizado en aplicaciones de GD (IEEE Std 421.5, 2006) y se muestra en la Figura 3-4.

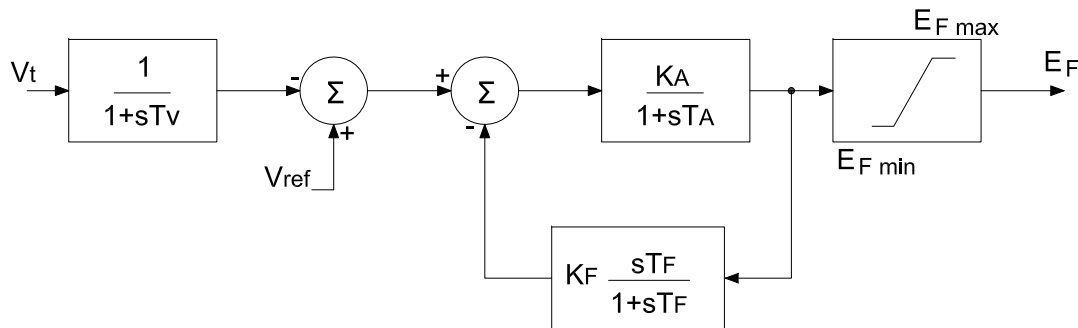


Figura 3-4. Modelo dinámico sistema de excitación. Adaptada de (IEEE Std 421.5, 2006)

Se destaca que en la literatura no se centra la atención en detalles del diseño del sistema de excitación, aunque se presentan diseños integrales de sistemas de control digitales (excitación - gobernador) que logran un desempeño adecuado de las respuestas de tensión y respuesta respectivamente. Por lo tanto, varios autores centran la atención en el diseño del regulador de velocidad que permita una adecuada respuesta en la frecuencia del sistema.

3.3.3. Modelo del sistema Turbina - Regulación de velocidad

La GD que utiliza generadores síncronos, debe considerar la respuesta dinámica del gobernador que alimenta la turbina, la cual se encuentra acoplada al generador a través de un eje mecánico. Para turbinas hidráulicas, se acostumbra a emplear el modelo lineal de primer orden, la función de transferencia utilizada para este tipo de turbinas es formulada así (Kundur, 1994):

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta G} = \frac{1 - sT_w}{1 + s0,5T_w} \quad (3-3)$$

Donde T_w , es el tiempo de inicio del agua; P_m , potencia mecánica de la turbina; G posición de la compuerta, agujas o deflectores según el tipo de turbina.

La relación entre la velocidad y la potencia activa de un generador síncrono se expresa utilizando la ecuación de movimiento (Mohamad et al., 2011).

$$2Hs\Delta w_s = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (3-4)$$

Donde H es el valor de la inercia del generador; ΔP_m es el cambio de la potencia mecánica controlado por el gobernador; ΔP_e es el cambio en la potencia eléctrica debido a cambios en la demanda; Δw_s es el cambio en la velocidad del generador. La ecuación 3-4 expresa claramente que cambios en la velocidad son proporcionales a cambios en la potencia activa.

En la literatura, se encuentran tres tipos de control de gobernadores, llamados: fijo, caída e isócrono (Mahon, 1992). Para operar por μR , varias técnicas de diseños han sido propuestas por varios autores; la complejidad varía según el tipo de μR y el número de unidades de GD interconectadas (Best, Morrow, McGowan, y Crossley, 2007). Para una sola unidad de GD conectada a la red, generalmente se emplea un modo de control fijo/caída cuando la μR se encuentra conectada a la red y se cambia a un modo isócrono cuando la μR se encuentra aislada del sistema.

El modelo del gobernador o regulador de velocidad fue implementado de la referencia (Kamwa, Lefebvre, y Loud, 2002), dicho modelo se presenta en la Figura 3-5

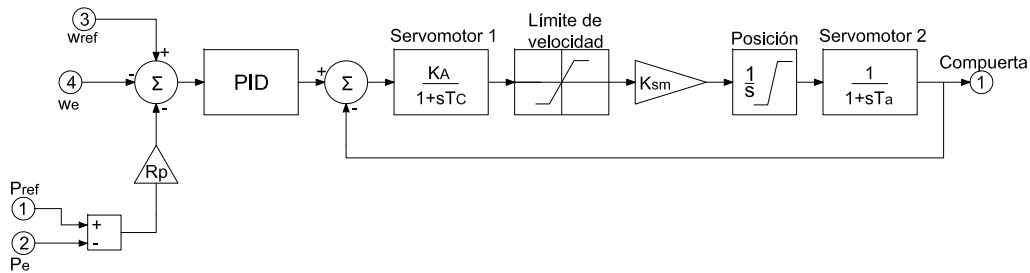


Figura 3-5. Representación matemática del regulador de velocidad. Adaptada de (Kamwa et al., 2002)

Existen sistemas de control digital (e.g. lógica difusa, neuronales) que presentan un comportamiento más preciso y con una respuesta más rápida (Dinu, McCormick, Khor, y Cirstea, 2002; Pico y McCalley, 2011); sin embargo el costo de mucho mayor y en la implementación de una μR la economía de escala juega un papel muy importante, lo que conlleva a considerar soluciones económicas y con comportamientos adecuados.

3.3.4. Modelado de la Carga

En la μR del estudio de caso se considera el modelo para cargas estáticas. Dicho modelo es ampliamente utilizado en cargas residenciales, comerciales e industriales. Las cargas estáticas son aquellas en las cuales su potencia activa y reactiva son funciones de la tensión y frecuencia del sistema en un tiempo dado. El modelo exponencial, es un modelo que relaciona la potencia con la tensión, como se muestra en las ecuaciones (3-5) - (3-6).

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{np} \quad (3-5)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{nq} \quad (3-6)$$

Donde P es la potencia real; Q es la potencia reactiva; P_0 es la potencia real consumida a tensión nominal; Q_0 es la potencia reactiva consumida a tensión nominal; V es la tensión del sistema; V_0 es la tensión nominal; np y nq son parámetros del modelo de la carga. Una característica del modelo exponencial, es que para modelos de corriente constante, potencia constante e impedancia constante, pueden ser fácilmente desarrollados cambiando los valores de los exponentes; para el modelo de potencia constante $np = nq = 0$, para el modelo de corriente constante $np = nq = 1$ y para el modelo de impedancia constante $np = nq = 2$.

En la siguiente sección se presenta una descripción general del estudio de caso y se realizan una serie de simulaciones del estado transitorio de la μR cuando se encuentra operando de forma aislada, que permita determinar el grado de fiabilidad y estabilidad de la μR .

3.4. Estudio de caso: Implementación de una Microrred con PCHs en el sistema de distribución local

Las μR permanecen conectadas a la red principal la mayor parte del tiempo, sin embargo, la operación aislada de la μR será usada para prevenir la interrupción del suministro a cargas importantes y usuarios especiales durante una falla del sistema; con esto se aumentarán los niveles en la confiabilidad del servicio para los usuarios que se encuentran dentro de la μR .

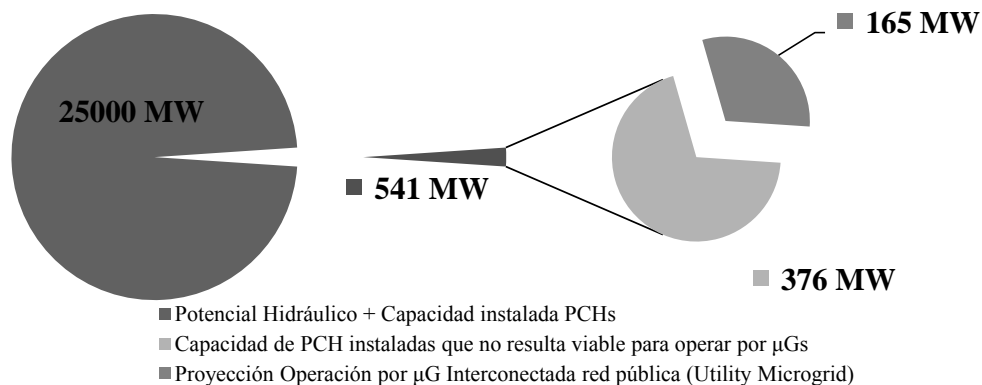


Figura 3-6. Proyección de potencia de operación por μR de PCH en Colombia. (Diseño propio)

3.4.1. Integración de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en una Microrred

La generación hidráulica tiene una contribución de al menos 19 % del total de potencia generada en el mundo y en Colombia la contribución hidráulica es del 78.4 % de la capacidad instalada (XM, 2012). Las PCHs son consideradas como una de las mejores fuentes de energía renovable, pues el proceso de generación es amigable con el medio ambiente (International Energy Agency, 2007). Las PCHs generalmente se conectan cerca a los centros de consumo, trayendo en consecuencia que la confiabilidad para el usuario aumente y la generación centralizada pierda protagonismo. Las turbinas hidráulicas convierten la presión del agua en potencia mecánica, dicha potencia mecánica se convierte en potencia eléctrica a través de un generador síncrono.

En Colombia, a 2010 se encuentran instalados 509,98 MW de aprovechamientos hidroenergéticos menores a 20 MW que suministran energía al Sistema Interconectado Nacional y existe un potencial preliminar de 25,000 MW en todo el país. Este valor potencial es importante si se tiene en cuenta que puede incrementarse debido a que Colombia tiene una precipitación media anual de 3000 milímetros sobre el 25 % del área total del territorio nacional que equivale a 274,000 km² y existe una alta potencialidad de proyectos no contabilizados (UPME, 2011).

En la Figura 3-6 se observa el potencial hidráulico de las PCHs que se presenta en Colombia, se realiza una proyección de 165 MW de generación con PCHs que tienen la posibilidad de configurarse para operar por μR . Esta proyección se basa en la cercanía de las PCHs a los centros de consumo y la facilidad para operar aisladamente en caso de falla de la red de suministro; adicional a la proyección del potencial para la capacidad de operación por μR , se considera que los futuros proyectos de PCHs en Colombia que se instalen al Sistema

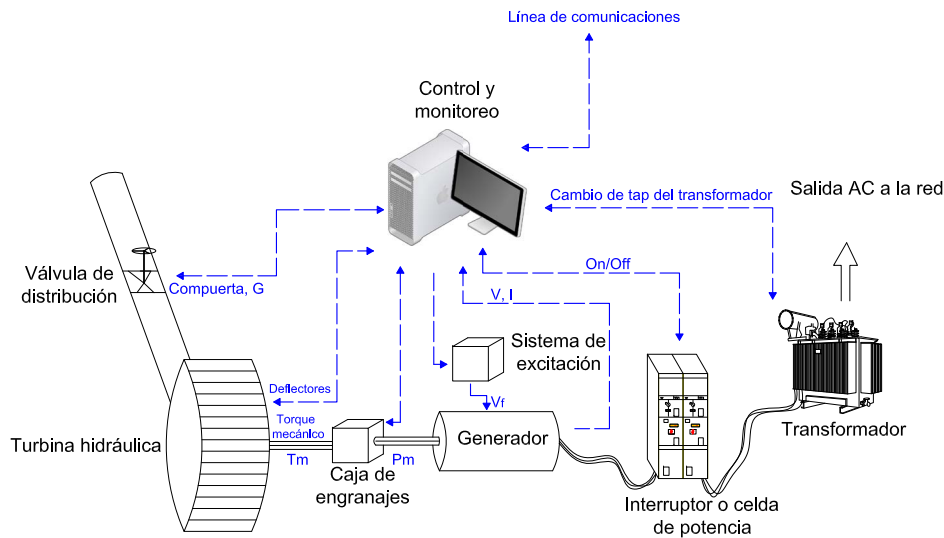


Figura 3-7. Esquema general de operación de una PCH. (Carvajal Quintero et al., 2012)

Interconectado Nacional, puedan adaptarse para que operen por μR .

En la Figura 3-7 se presenta el esquema general de una PCH, la cual está conformada principalmente por: una válvula de distribución o agujas de inyección que permiten controlar el paso de agua; una turbina hidráulica (Francis, Kaplan, Pelton, entre las más comunes) con sus respectivos deflectores, que posibilitan controlar la potencia generada; un generador de electricidad que suele ser síncrono, unas celdas de protección para aislar el generador del sistema (se utiliza en caso de falla en la red de suministro), un transformador que eleva la tensión del generador de 4160 V a 13200 V en el caso de la región colombiana, y finalmente en este esquema se presenta un elemento de control y monitoreo local que permite recibir las señales medidas por los sensores (transformadores de corriente, transformadores de potencial, transductores) y llevar las señales hasta los respectivos actuadores (regulador de velocidad, servomotores, deflectores, AVR). En las líneas azules del esquema de una PCH, se muestran las señales más representativas de información que se manejan en PCH modernas. Cabe destacar que estas señales son llevadas a un PLC (controlador lógico programable) básico, y a través de un interfaz HMI (interfaz hombre - máquina) es posible conocer en tiempo real el estado del sistema y eventualmente operar una μR desde ese centro de control local.

El esquema de control de un sistema eléctrico está compuesto por el gobernador o regulador de velocidad y el AVR o controlador automático de tensión. Estos dos elementos requieren ser diseñados e implementados especialmente para que funcionen en dos estados de operación (aislado y conectado a la red de suministro) (Caldon et al., 2008).

3.4.2. Descripción del sistema del estudio de caso

El sistema de distribución local, cuenta con tensiones de 13,2 kV, 33 kV y se encuentra interconectado con el Sistema Eléctrico de Potencia colombiano, a través de líneas de 115 kV. Este Sistema se encuentra conformado por más de 600 elementos entre generadores, cargas, transformadores y líneas. En la Figura 3-8, se muestra una fracción del sistema eléctrico, con los circuitos más próximos a la μR planeada. El sistema de distribución local se encuentra simulado en su totalidad; sin embargo, se utiliza el equivalente de red en la subestación Marmato para realizar las simulaciones en el presente trabajo de investigación.

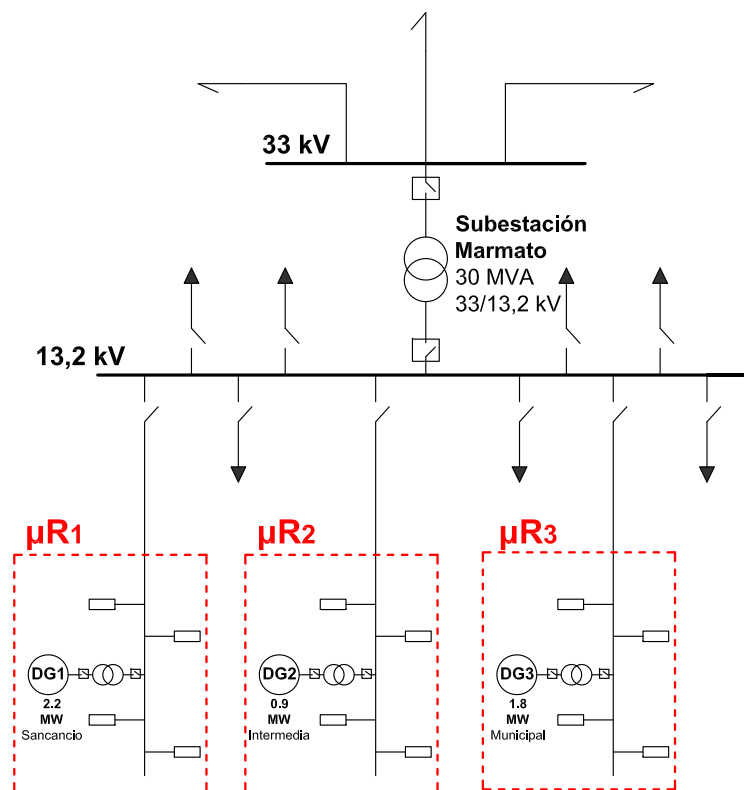


Figura 3-8. Diagrama unifilar del sistema del estudio de caso. (Carvajal Quintero et al., 2012)

En la Figura 3-8, se observan tres alimentadores de 13,2 kV que tienen asignados una PCH por cada uno y cuyas capacidades son 2.9, 1.4 y 2.6 MVA, para Sancancio, Intermedia y Municipal respectivamente. La Tabla 3-1 muestra: el número de usuarios por circuito; los indicadores de calidad DES y FES, los cuales miden las indisponibilidades del servicio de energía eléctrica, en cuanto a duración y frecuencia; y el factor de disponibilidad de cada circuito para el año 2012.

Tabla 3-1. Características de circuitos de la subestación Marmato que tienen asignados una PCH. Datos (CHEC, 2012)

Nombre Circuito	Número de Usuarios	FES (No. de aperturas)	DES (Duración de aperturas [h])	Factor de disponibilidad [%]
Sancancio	4012	26	5,38	99,94
Intermedia	3305	21	4,02	99,95
Municipal	1200	47	12,89	99,83

Los indicadores FES y DES que se muestran en la Tabla 3-1 corresponden a las aperturas y duración de las interrupciones no programadas de los tres circuitos del estudio de caso; adicionalmente los indicadores de FES y DES de los circuitos para interrupciones programadas suman un valor importante. Estos indicadores pueden ser reducidos al habilitar la operación por μR . Las interrupciones no programadas tienen un mayor impacto negativo en el usuario final.

La topología del sistema de distribución local mostrado en la Figura 3-8, se asemeja a las condiciones necesarias para configurar una μR como una isla de servicio público (facility island). Con base a la definición de la IEEE 1547.4 - 2011, se procede a realizar la simulación y el análisis de esta operación.

Durante el trabajo de investigación, se asumieron varias hipótesis de los posibles estados de operación del sistema de distribución local que permitiera una operación por μR ; se inició con el criterio de aislar la parte de la red de 13.2 kV y así poder operar por islas o por μR los diez circuitos como una sola μR . Esta operación implicaba realizar grandes cambios e inversiones en la red de distribución actual, las cuales fueron estimadas tanto técnica como económicamente, lo que generaba la no viabilidad de la operación por μR . Dentro de los cambios más relevantes que se consideraron, se encuentran: (i) Instalación de equipos reconectores o seccionadores automáticos, en cada uno de los diez circuitos de 13.2 kV que hacen parte de la subestación Marmato; (ii) modernización de las tres PCHs que se encuentran instaladas en tres circuitos diferentes de la subestación Marmato; (iii) automatización de las redes de distribución, para conocer el consumo y la generación de todas las subestaciones de 13200/208-120 V en tiempo real y así configurar la μR en el instante de una falla; (iv) reajuste y cambio en todo el esquema de protecciones de la subestación Marmato, a causa que los flujos serán bidireccionales y la topología de la red existente es radial; (v) instalación de sistemas de arranque autónomo (planta diésel de 45 kVA, elementos de protección y control) en cada PCHs y finalmente, (vi) las capacidades de las PCHs son relativamente bajas (menores a 2.2 MW) y la confiabilidad de la subestación Marmato no es tan baja, es decir que únicamente se beneficiarían cerca de 6000 usuarios (20 % de los usuarios de la subestación Marmato), los cuales no presentan inconformidades severas con el servicio. Por lo anterior, esta opción fue descartada; no obstante, los respectivos estudios

de operación fueron realizados en su totalidad.

Posteriormente, fue realizado el planteamiento de una nueva opción para la operación por μR , el cual consistió en adecuar una μR por cada PCH. Se analizó que esa nueva opción, permitía beneficiar un poco menos población, pero con una menor inversión y lograría aumentar la confiabilidad y flexibilidad del sistema. Con estos mismos criterios de planeación, es posible realizar los futuros proyectos de PCHs que se tienen proyectados implementar en la región, para así explotar un beneficio que hasta el día de hoy no ha sido considerado en Colombia.

En la Tabla **3-2** se presenta un resumen de los cambios requeridos para la operación por μR considerando las hipótesis de operación estudiadas anteriormente.

En la Figura **3-8**, se muestra la opción seleccionada de operación por μR , la cual considera la planeación de tres μR en el sistema de distribución local. Para el control de cada una de las tres MGs, se propuso un centro de control local. El sistema de control recibe señales del estado del sistema, de la unidad de generación, de los elementos de cierre y apertura.

En el inicio, se desconocía si la capacidad de cada PCH podía soportar la carga de cada alimentador; no obstante, se procedió a utilizar el criterio llamado “regla del pulgar” establecido en la guía BC Hydro (BChydro, 2006), el cual propone que para cada x MVA de capacidad de la PCH, se atiende una carga de los usuarios de $2xMVA$. Este criterio de planeación presenta buenos resultados durante la operación por MGs de la empresa BC Hydro.

3.4.3. Simulación del sistema del estudio de caso

En la Figura **3-8**, se presenta el diagrama unifilar del sistema del estudio de caso; en el diagrama unifilar se observan tres μR con características de operación similares. En el presente estudio, fue seleccionada la μR Intermedia asociada a la PCH conocida como: “Planta menor Intermedia”, dado que es la que tiene asignada la PCH con el mayor factor de planta (0,7). La demanda máxima del circuito Intermedia (circuito de estudio) de la subestación Marmato fue de 1.41 MVA, en diciembre de 2011. Así pues, el modelo de la μR Intermedia fue realizado en MatLab/Simulink utilizando el toolbox SimPowerSystems, el cual permite realizar estudios dinámicos de sistemas a través de la integración de bloques predefinidos en el toolbox los cuales fueron estudiados en el inicio del capítulo.

Tabla 3-2. Cambios requeridos en el sistema de distribución local. [Diseño propio]

Descripción	Cambios y adecuaciones requeridas
Operar los diez circuitos de 13,2 kV como una sola μ R	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Instalación de diez re conectadores ▶ Modernización de tres PCHs ▶ Automatización de redes de distribución y subestaciones ▶ Reajuste y cambio en el esquema de protecciones ▶ Instalación de sistema de arranque autónomo en cada PCH ▶ Implementación de sistema de control centralizado y distribuido ▶ Instalación de un sistema robusto de telecomunicaciones
Operar tres circuitos de 13,2 kV como tres μ R diferentes	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Instalación de tres re conectadores ▶ Modernización de tres PCHs ▶ Automatización de tres circuitos de distribución con sus respectivas subestaciones ▶ Reajuste y cambio en el esquema de protecciones ▶ Instalación de sistema de arranque autónomo en cada PCH ▶ Implementación de sistema de control local o distribuido ▶ Instalación de un sistema básico de telecomunicaciones

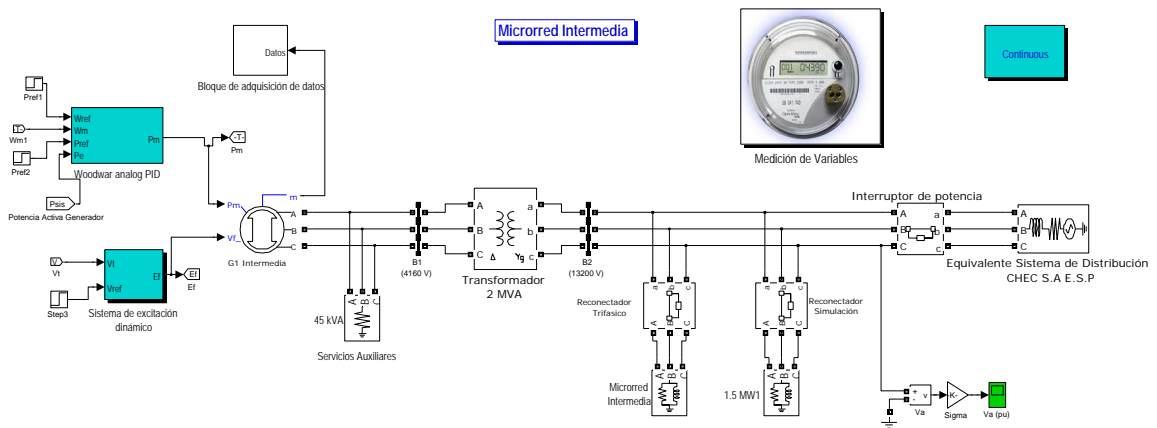


Figura 3-9. Diagrama de bloques del modelo de la μR Intermedia operando aisladamente del sistema de distribución.

El modelo presentado en la Figura 3-9, permite determinar el comportamiento dinámico del sistema ante la salida repentina de carga. El modelo está compuesto del bloque predeterminado del generador síncrono; el bloque del sistema de control de velocidad; el bloque del sistema de excitación (el sistema de control utilizado se presenta en los anexos); el bloque del transformador trifásico elevador (4160/13200 V), la carga de la μR Intermedia en un instante de tiempo; un bloque de carga con un reconectador que permite simular las salidas repentinas de carga y un interruptor de potencia que conecta y desconecta la μR Intermedia con el Sistema Interconectado Nacional.

Las simulaciones fueron realizadas utilizando el control de velocidad Woodward analog PID, dado que el control mecánico existente en las actuales PCHs no permiten mantener una estabilidad en la μR ante variaciones de carga. En la Figura 3-10, se presenta la respuesta de dos controles de velocidad ante una señal tipo escalón que representa una variación de carga; se muestra que el control mecánico no se estabiliza en el rango de tiempo de 30 s, y el control electrónico análogo Woodward PID logra una estabilización en un tiempo adecuado con variaciones aceptables de magnitud de la potencia de salida del generador. Por lo tanto, las simulaciones de la μR Intermedia fueron realizadas utilizando el control de velocidad Woodward analog PID.

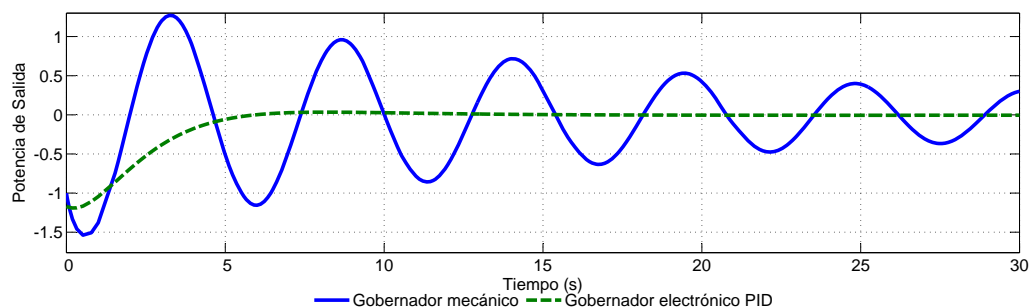


Figura 3-10. Comparación de la respuesta del control de velocidad existente y el control de velocidad propuesto.

Para precisar el correcto funcionamiento y la fiabilidad del sistema, fueron simuladas tres salidas de carga, cuyas capacidades corresponden a transformadores trifásicos comerciales en el País de 112,5 kVA, 225 kVA y 300 kVA. Esto con el objeto de observar la respuesta dinámica de los controladores y los parámetros eléctricos del sistema. A continuación se presentan algunos resultados de las pruebas realizadas dentro de la μR .

3.4.4. Resultados de la simulación del sistema del estudio de caso

A continuación se presentan los resultados de las variables del sistema ante variaciones de la carga, la selección de salidas de carga se realizó con base a la capacidad de los transformadores de distribución que conforman la μR Intermedia cuya cargabilidad es inferior al 100 % de la capacidad nominal. Cada prueba está compuesta de potencia activa y reactiva teniendo en cuenta un factor de potencia inductivo típico residencial aproximadamente de 0.94. La potencia base del sistema fue 1400 kVA y la tensión base de 13200 V.

A continuación, en la Figura 3-11 se muestra la respuesta de la frecuencia de la μR ante cada salida de carga.

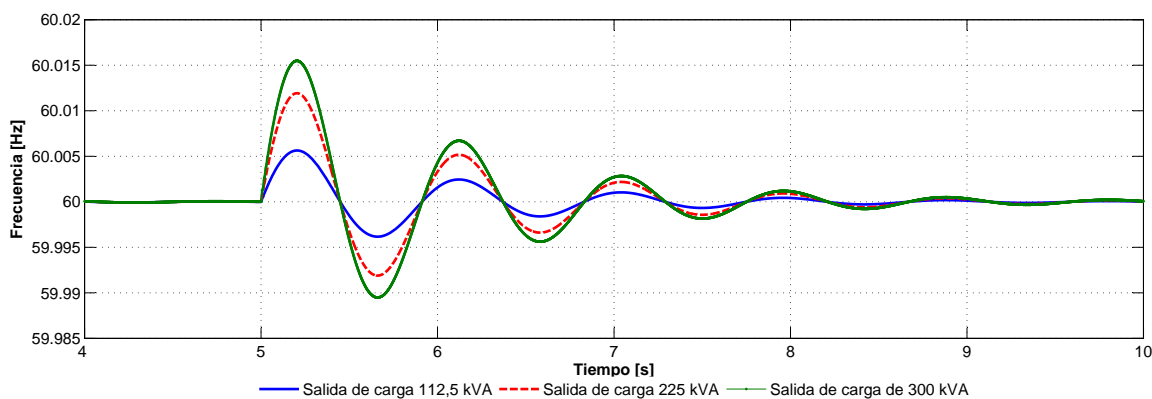


Figura 3-11. Respuesta de la frecuencia de la μR ante variaciones en la carga.

En la Figura 3-11 se muestra el comportamiento de la frecuencia ante variaciones de salida de carga. Las salidas se realizaron a los 5 s después de que la μR se encontrara operando en estado estable. La respuesta de la PCH ante la desconexión de carga es de un aumento de la frecuencia en 15 mHz debido a que se aumenta la velocidad angular de operación. Sin embargo, la frecuencia es controlada y aproximadamente en 8 s la μR vuelve a operar a frecuencia nominal.

Para observar la respuesta de los controladores de frecuencia y tensión del generador síncrono de la PCH Intermedia, se observa el comportamiento de la potencia activa y reactiva del generador. Dichos controladores actúan en momentos en que se desconecta una porción de la carga de la μR (desbalance demanda - generación). Se observa que la potencia activa y reactiva del generador también disminuye, pues de esta disminución depende el balance entre potencia generada y potencia demandada. Las Figuras 3-12 y 3-13 muestran la respuesta de la potencia activa y reactiva del generador respectivamente en cada desconexión de la carga.

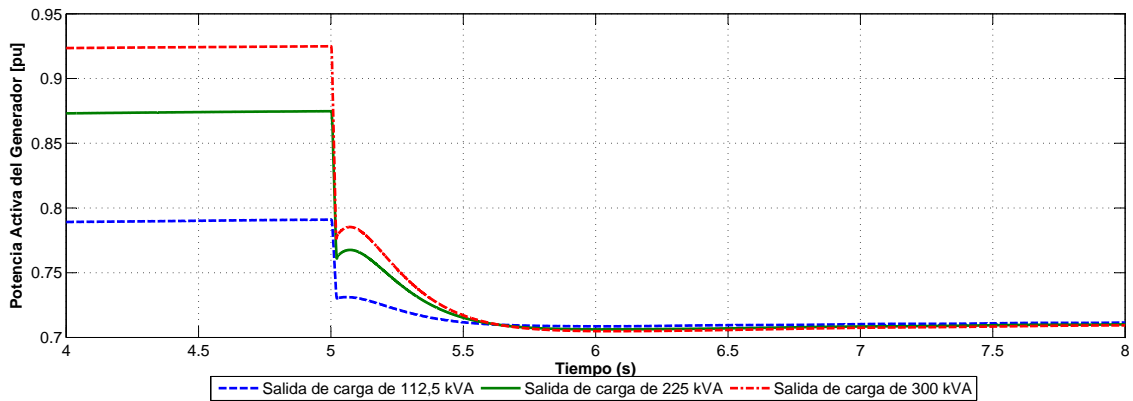


Figura 3-12. Potencia activa del generador ante salidas de carga en la μR en $t=5s$.

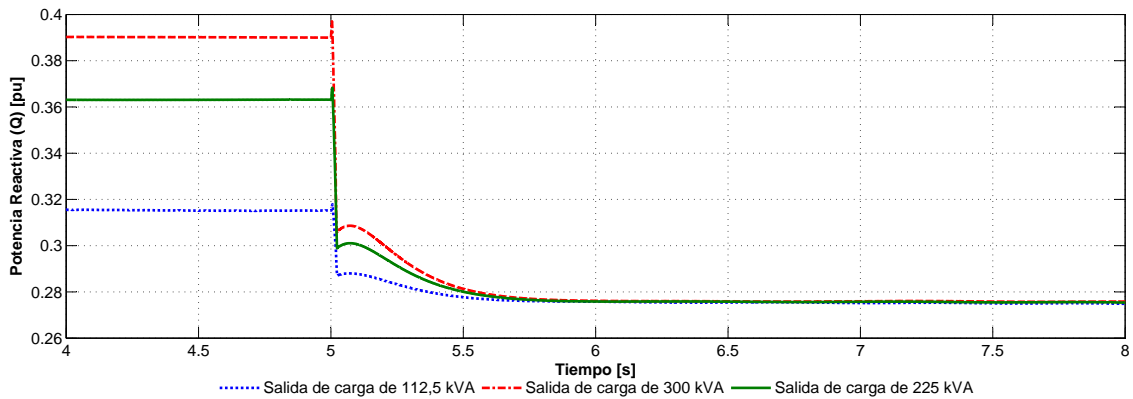


Figura 3-13. Potencia reactiva del generador ante salidas de carga en la μR en $t=5s$.

En la Figura 3-12 y 3-13 se observa que las potencias activa y reactiva del generador disminuyen proporcional a la porción de desconexión de la carga para mantener la frecuencia y la tensión de la μR estables, lo que demuestra la respuesta efectiva de los controladores para adaptarse a las desconexiones súbitas de la demanda. Se observa que las variaciones se estabilizan en la misma magnitud debido a que la carga de la μR se asumió fija, y las salidas de carga fueron simuladas conectando y desconectando una carga de diferentes magnitudes a través de un equipo de desconexión, nombrado como reconectador de simulación en la Figura 3-9.

Finalmente, se presentan las respuestas de las tensiones y corrientes trifásicas ante cada variación de carga medidas en la barra principal; para verificar los límites de tensión en los diferentes nodos de la μR , se requiere realizar una simulación de flujos de carga que determine los niveles adecuados de tensión en cada nodo.

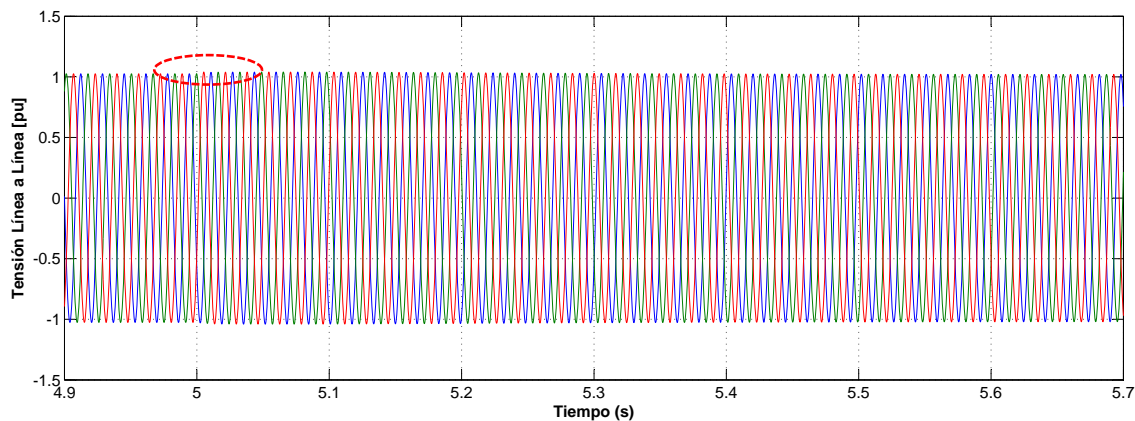


Figura 3-14. Tensión línea-línea ante una salida de carga 112,5 kVA en la μR en $t= 5$ s.

En la Figura 3-14 se observa que la tensión del sistema aumenta levemente en el tiempo de 5 s, es decir una salida de una carga de 112,5 kVA, no afecta considerablemente el parámetro de la tensión.

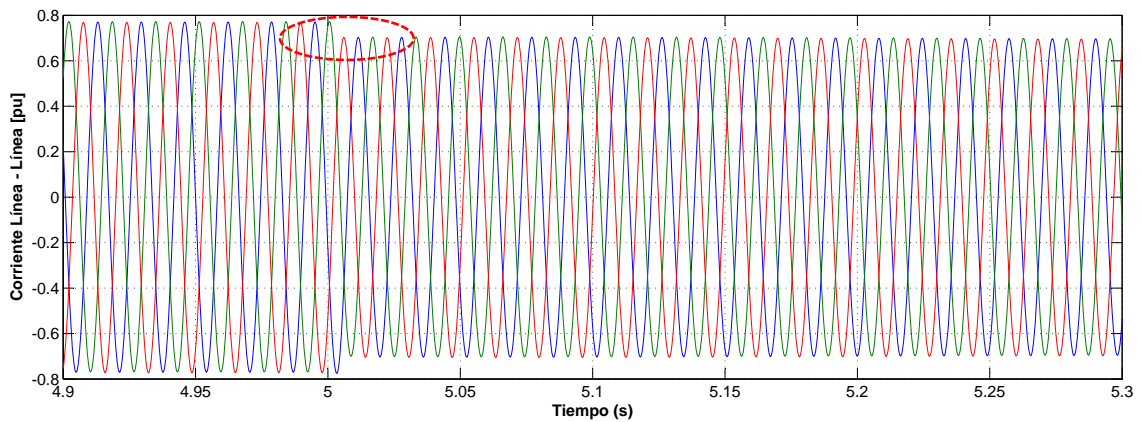


Figura 3-15. Corriente línea-línea ante una salida de carga 112,5 kVA en la μ R en $t= 5$ s.

En la Figura 3-15 se observa claramente que la salida de una carga de 112,5 kVA, disminuye la corriente línea – línea que circula por el transformador de la Pequeña Central Hidroeléctrica.

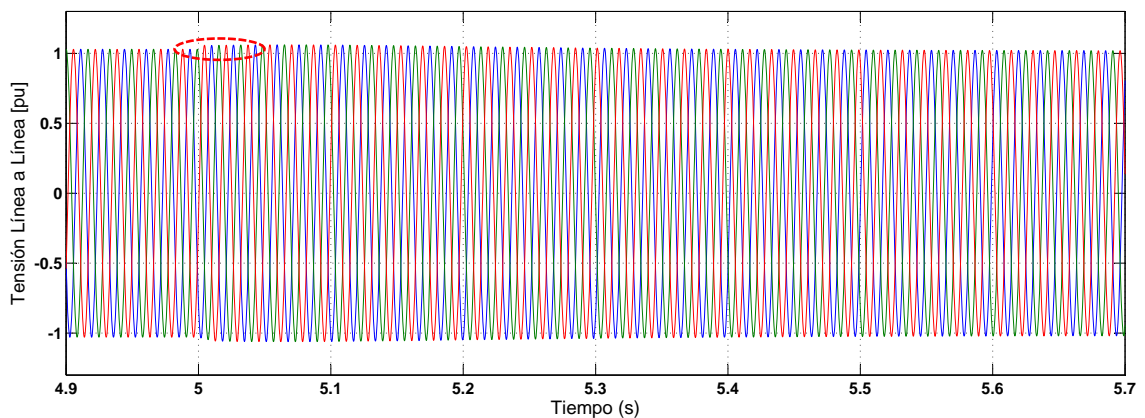


Figura 3-16. Tensión línea-línea ante una salida de carga 225 kVA en la μ R en $t= 5$ s.

En la Figura 3-16 se aprecia un leve incremento en la tensión del sistema, ocasionado para la salida de una carga de 225 kVA, el aumento en la tensión línea – línea se encuentra dentro de los límites recomendados de operación.

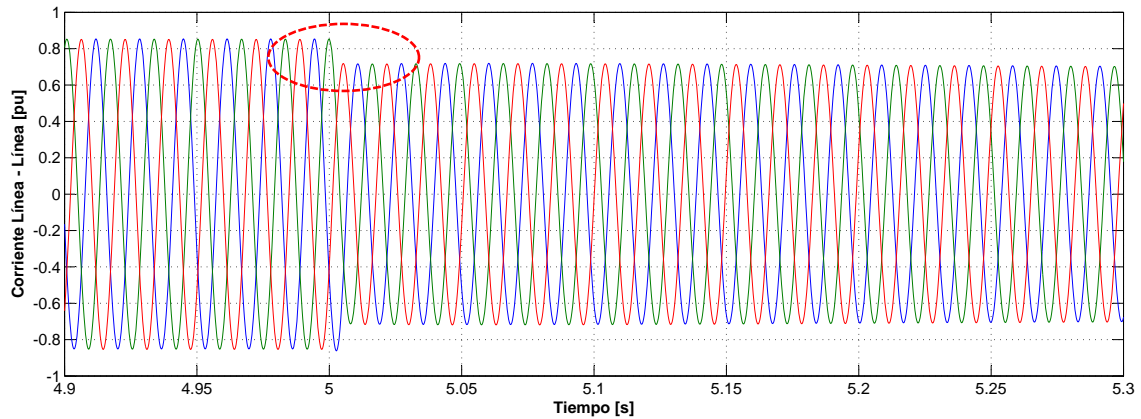


Figura 3-17. Corriente línea-línea ante una salida de carga 225 kVA en la μR en $t= 5s$.

En la Figura 3-17 se observa que a los 5 s hay una disminución en la corriente línea – línea del sistema ocasionada por la salida de una carga de 225 kVA. Se observa que en los tres casos de estudio la corriente línea – línea se establece en 0,7 pu. Lo anterior obedece a que en las diferentes pruebas se dispuso una carga que permanece constante llamada Microrred Intermedia y las variaciones se realizaron sobre una carga adicional que se encuentra asociada al reconector de simulación.

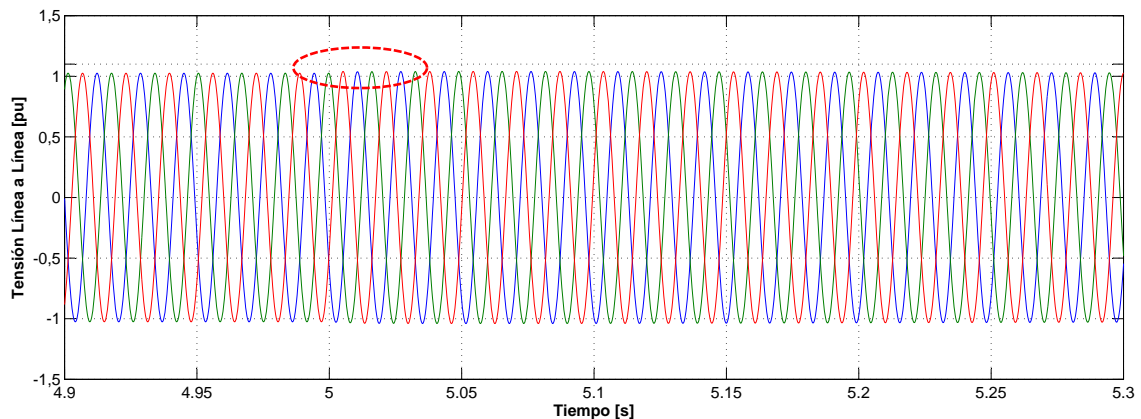


Figura 3-18. Tensión línea-línea ante una salida de carga 300 kVA en la μR en $t= 5s$.

En la Figura 3-18 se observa que la tensión línea – línea ante una salida de 300 kVA, aumenta la tensión en el transformador de la PCH, sin embargo el aumento de la tensión se encuentran dentro de los límites de menor al 10 % recomendados por el IEEE std 1547 (IEEE Std 1547.2, 2008).

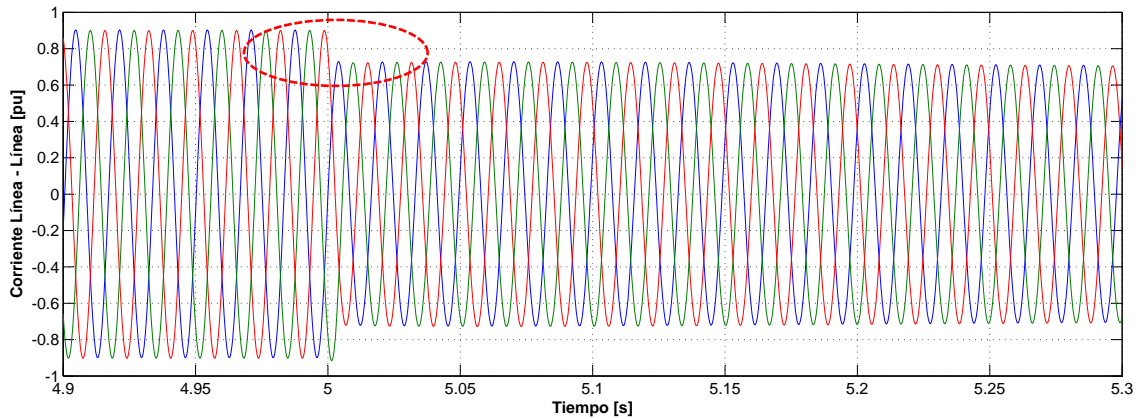


Figura 3-19. Corriente línea-línea ante una salida de carga 300 kVA en la μR en $t= 5s$.

Finalmente, en la Figura 3-19 se observa que a los 5 s se produce una reducción de la corriente debida a una salida simulada de 300 kVA. Se muestra que el sistema mantiene una respuesta adecuada durante la operación por islas.

Según los resultados de la simulación, se determina que la μR Intermedia opera satisfactoriamente ante la salida repentina de carga y el comportamiento dinámico de los controladores de velocidad y de tensión utilizados en la μR , presentan un buen desempeño. Por lo tanto, la operación en modo aislado de la μR Intermedia es viable; sin embargo, para una planeación satisfactoria se hacen necesarios otros estudios adicionales de flujo de carga, cortocircuito y coordinación de protecciones, que permitan determinar el correcto funcionamiento. En la Tabla 3-3 se presenta un resumen de las pruebas realizadas sobre la μR Intermedia y los valores de las principales variables.

Tabla 3-3. Pruebas de salidas de carga sobre la μR Intermedia

Nombre de la prueba	Salida de carga	Variación de parámetros				
		f_{max} [Hz]	ΔP [pu]	ΔQ [pu]	V [pu]	I [pu]
Salida de carga 1	112,5 kVA	60,006	0,07	0,04	0,115	0,08
Salida de carga 2	225 kVA	60,013	0,15	0,09	0,1	0,12
Salida de carga 3	300 kVA	60,017	0,21	0,12	0,08	0,1

3.4.5. Discusión y análisis de resultados

En la actualidad, los proyectos de PCHs en Colombia son diseñados para operar en modo interconectado y sus elementos de protección deben actuar en el momento que se presente una falla sobre la red de suministro para aislar la PCH. No obstante, este tipo de prácticas ocasiona que los usuarios incurran en desconexiones fortuitas aun cuando es posible suministrar

el servicio de energía en el instante que el sistema interconectado presenta una falla. Para lograr suministrar un servicio continuo a los usuarios, se requieren realizar cambios sobre el sistema eléctrico de distribución y las unidades de generación, para lograr una operación por μR . Por lo tanto, durante el planeamiento es necesario estudiar el sistema de distribución en tres estados de operación: (i) cuando la fracción del sistema o μR se encuentre conectada al sistema; (ii) en el momento del cambio en el modo conectado al modo aislado, y (iii) cuando el sistema opera aisladamente. En el presente trabajo de investigación, fue estudiada la operación de la μR del estudio de caso cuando opera aisladamente del sistema; la μR del estudio de caso se compone de una PCH, cargas (controlables y no controlables) y elementos de protección. Dado que la única fuente de generación es una PCH, se centra la atención en el desempeño del sistema de control de la unidad de generación y se verifican las variables de la μR que determinen la aptitud de la μR para ofrecer un servicio con buenos índices de calidad.

El estudio presentado muestra la respuesta de la μR ante salidas repentinas de carga, todos los parámetros eléctricos se encuentran conformes a los estándares internacionales (IEEE Std 1547.2, 2008). No obstante, según el comportamiento de la frecuencia ante salidas de carga, se deben reajustar las protecciones de sobrefrecuencia que se instalan en las unidades de generación (relé de sobre-frecuencia 81) dado que es posible que dispare la unidad de generación en el momento que se presente una salida considerable de carga; adicionalmente se recomienda que la unidad de generación disponga de un sistema de arranque autónomo (generador diesel) para alimentar los servicios auxiliares en caso que la unidad de generación de apague y no se cuente con la red de suministro (BChydro, 2006).

Finalmente, en el estudio realizado se determina que la operación de este tipo de operación en modo aislado es viable; sin embargo, son requeridos realizar estudios adicionales de flujos de carga, coordinación de protecciones y estudios de corto circuito que determinen los elementos y ajustes necesarios para operar adecuadamente. En el anexo C se presenta una serie de diagramas unifilares que muestran los cambios sobre la red de distribución y los cambios sobre el sistema de protección de la unidad de generación que se deben efectuar para lograr la operación por islas.

3.4.6. Estimación de los Costos asociados a la implementación del estudio de caso

A continuación se realiza el análisis de costos de la implementación de la μR del estudio de caso; posteriormente, este análisis permite estudiar la relación beneficio/costo de diferentes agentes de la cadena, para mostrar el comportamiento económico de esta forma de operación y así adquirir ciertas bases que permitan realizar una propuesta remunerativa que incentive la operación por μR .

Para la estimación de los costos asociados a la implementación de la μR del estudio de caso, es necesario determinar los elementos más importantes que se requieren para habilitar la operación por μR .

En primera instancia aparece el sistema de supervisión y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés), este es un elemento fundamental y su valor es el más elevado; la subestación Marmato (33/13,2 kV) que se presenta en la Figura 3-8, se encuentra conectada con el centro de control del CQR a través de una red de fibra óptica que llega al sistema SCADA del operador del CQR; el SCADA existe desde el año 2009 y su implementación se debió a las exigencias del regulador colombiano por automatizar todas las subestaciones de los niveles de tensión II, III y IV del Sistema Eléctrico de Potencia (CREG 097, 2008). De esta manera, para la implementación de la μR no se necesita un sistema SCADA nuevo, sino adicionarle funciones al sistema SCADA existente. El ahorro de poder utilizar el sistema SCADA existente es considerable puesto que un sistema SCADA nuevo puede costar aproximadamente USD\$ 1'000.0000 y adicionar funciones al SCADA está entre los USD\$ 100.000 a los USD\$ 600.000 (Wilson, Luoma, y Northcote-Green, 1998), el valor exacto depende de la cantidad de funciones adicionales que debe implementarse en el sistema SCADA

Tabla 3-4. Costos de adquisición e implementación de los elementos necesarios para operar en forma de μR del estudio de caso (Cálculos propios).

Elemento	μR del estudio de caso [USD\$]
Reconectores	25 000
Adecuación sistema SCADA	100 000
Sistema de arranque autónomo (generador y sistema de control)	30 000
Infraestructura de comunicaciones (envío y recibo de señales)	35 000
Adecuación de protecciones existentes	10 000
Gobernador de velocidad	20 000
Regulador de tensión	15 000
Valor Total	235 000

En la Tabla 3-4 se presenta un estimativo de los elementos necesarios para adecuar el sistema eléctrico de distribución actual para lograr un operación en forma de islas, se destaca que la μR del estudio de caso (μR Intermedia) tiene asociados 3305 usuarios aproximadamente y los costos totales para habilitar esta operación son aproximadamente USD\$ 235.000; se observa que la inversión inicial es elevada comparada con la población involucrada, no obstante el

mismo sistema de distribución cuenta con dos fuentes de generación adicionales (PCHs) que similarmente podrían habilitarse para una operación por μR , y permitiría que los costos asociados al SCADA disminuyan considerablemente y se puedan beneficiar cerca de 8500 usuarios.

El criterio de decisión de la implementación de la μR dependerá de las condiciones regulatorias predominantes en Colombia referentes al tema de las μR . En la actualidad, los agentes distribuidores en Colombia pueden tener activos de generación (CREG 095 de 1995), por esta razón, si las condiciones regulatorias no se modifican, la implementación de las μR se regiría por un modelo monopólico de los agentes distribuidores.

En un modelo monopólico, la μR se construye principalmente para afrontar problemas de calidad de la potencia eléctrica o para aplazar expansiones en la red de distribución dado la compensación de potencia reactiva que puede entregar la μR (Katiraei et al., 2008). Por lo tanto, en modelo monopólico prima las condiciones técnicas debido a que la regulación vigente no les permitiría tener un mercado local exclusivo para la μR que pudiera competir con el mercado mayorista (CREG 025, 1995). Además en el modelo monopólico, la integración activa de la demanda no es una prioridad debido a que el agente distribuidor tendría que implementar tarifas diferenciales y sus ingresos pueden disminuirse en caso de que la demanda pudiera escoger entre comprar la energía local de la μR o la energía del mercado mayorista (Chuang y Schwaegerl, 2009).

Otra opción para la sostenibilidad económica de las μR es a través de la provisión de servicios complementarios como capacidad de operación por islas, arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia para el sistema eléctrico de potencia central (von Appen et al., 2011). Proveer servicios complementarios usando μR es un desafío regulatorio para Colombia puesto que se tendría que modificar aspectos procedimentales e invertir en equipos modernos de medición y control. A continuación se listan los cambios estructurales generales que se deben hacer a la regulación colombiana para que sea viable la provisión de servicios complementarios por medio de μR en Colombia.

- *Gestión activa de la demanda:* permitir la participación de la demanda a través de tarifas diferenciales para los usuarios que permitan desconexiones en caso de emergencia. De esta manera, se podría tener reserva de potencia activa y prestar servicios de control de frecuencia. En caso del servicio de control de tensión, la demanda también puede ser utilizada como prestadora de servicios complementarios a través de la utilización de cargas especiales como vehículos eléctricos y plantas auxiliares de generación (Marnay et al 2007). Para implementar la participación activa de la demanda es necesario invertir en equipos modernos de medición y comunicaciones para que el usuario final pueda saber en qué momento es propicio desconectarse. Además, se debe regular el tema remunerativo de manera que la participación de la demanda sea estable a largo plazo, ya que esto permitiría aplazamientos en la inversión de expansión de la

generación y en las redes de transmisión y distribución.

- *Cambiar la estrategia operativa de los procesos de restablecimiento:* en la actualidad, las guías de restablecimiento de todas las áreas operativas empiezan arrancando las grandes centrales de generación que poseen arranque autónomo, luego se interconectan las plantas de generación con las redes de transmisión y finalmente se conectan las redes de distribución y los usuarios finales; lo que requiere de un tiempo considerable que varía desde horas hasta días según la dimensión del sistema. No obstante, es posible reducir los tiempos de restablecimiento, a través del servicio complementario de capacidad de operación por islas, el cual consiste en ofrecer un servicio continuo a los usuarios de una fracción del sistema eléctrico en caso que se presente una desconexión total del sistema eléctrico de potencia; por lo tanto, varias islas que operan independientemente reducen la cantidad de usuarios afectados al igual que pueden servir como referencia para las unidades de generación, lo que permite restablecer el servicio eléctrico en menor tiempo.

En el siguiente capítulo se presenta la introducción del servicio complementario denominado *capacidad de operación por islas*, del cual se presentará el estado del arte, las aplicaciones y se discuten las oportunidades y barreras de la prestación de este servicio complementario en el mercado eléctrico colombiano, que permita darle un valor agregado a la sostenibilidad económica de la operación por μR en Colombia.

CAPÍTULO 4

Servicio Complementario: Capacidad de Operación por Islas

El servicio complementario denominado *capacidad de operación por islas*, también conocido como capacidad de operar por μR es un servicio de soporte del sistema *proveniente de la GD*, que se puede ofrecer al operador del sistema de distribución y al operador del sistema de transmisión; en ambos casos tiene diferentes objetivos de control. En el caso de servicio de soporte al sistema de distribución la μR debe garantizar una adecuada operación durante un mantenimiento programado o una falla del sistema de distribución, en el caso de servicio de soporte a la red de transmisión la μR debe estar coordinada con el servicio de arranque autónomo que permita efectuar una serie de acciones de control y así restablecer el sistema en un menor tiempo.

Alrededor de una década atrás, la operación por islas no se recomendaba y debía ser evitada con una serie de técnicas que permitieran desconectar la GD en caso de una falla (IEEE Std 1547.4, 2011). En la actualidad, la operación por islas ha sido estudiada por varios autores alrededor del mundo y han mostrado numerosos beneficios y aplicaciones de este tipo de operación. Incluso, empresas operadoras del sistema de energía en varios países reconocen el servicio de capacidad de operación por islas. Por lo tanto, en el presente capítulo se estudian las condiciones regulatorias que permitan incorporar en el mercado eléctrico colombiano el servicio complementario de capacidad de operación por islas.

En la siguiente sección se estudian los servicios complementarios que se pueden proveer por la GD y se centra la atención en el servicio de capacidad de operación por islas.

4.1. Servicios Complementarios provenientes de la Generación Distribuida

En la actualidad, los servicios complementarios son suministrados por grandes generadores despachados centralmente; según el mercado donde se encuentren, los servicios complementarios tienen diferentes remuneraciones e incluso pueden ser servicios obligatorios para los generadores.

La conformación actual del sistema eléctrico de potencia se basa en grandes generadores localizados a largas distancias de los centros de consumo y es controlado por los operadores del sistema de transmisión, los cuales se encargan de tener el sistema en rangos seguros y confiables. Por lo tanto, los sistemas eléctricos de distribución son considerados como un elemento pasivo del sistema eléctrico de potencia; no obstante, cada día son más frecuentes los proyectos de GD que se instalan directamente sobre la red de distribución, lo que convierte al sistema de distribución en un elemento activo del sistema eléctrico de potencia.

La GD puede ser instalada con varios propósitos técnicos y económicos, que con el complemento de un sistema eléctrico de distribución activo, permite que la GD pueda proveer servicios complementarios o de soporte al sistema de distribución e incluso al sistema de transmisión. En la Figura 4-1 se presenta una lista de futuros servicios complementarios ofrecidos por recursos energéticos distribuidos; dichos servicios complementarios son ofrecidos a operadores activos de la red de distribución y transmisión. En la actualidad las definiciones y regulaciones del mercado eléctrico colombiano no se encuentran armonizados con los conceptos de los actuales servicios complementarios administrados por el operador del sistema de transmisión y ofrecidos por grandes centrales de generación (Braun, 2007). Por lo tanto, los conceptos no deben ser comparados dada las proporciones de la generación.

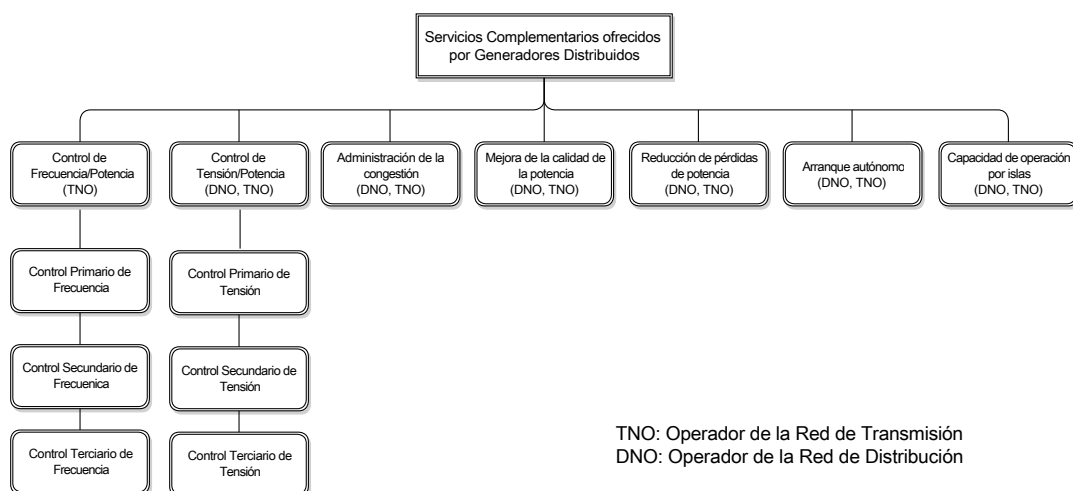


Figura 4-1. Clasificación de los Servicios Complementarios. (Diseño propio)

La clasificación de los servicios complementarios presentada en la Figura 4-1, muestra los servicios complementarios o de soporte al sistema que son ofrecidos por fuentes de GD, cabe destacar que actualmente en algunos países son remunerados algunos de los servicios complementarios que fueron clasificados anteriormente. En Colombia, se reconoce el servicio de control secundario de frecuencia (AGC); sin embargo, solo pueden participar las plantas de generación con una capacidad mayor a 20 MW, es decir que el actual marco regulatorio, descarta la GD para la prestación del servicio de AGC.

Actualmente, en Europa el operador del sistema de transmisión es el responsable y único comprador de servicios complementarios sobre el mercado; los operadores del sistema de distribución son responsables únicamente de los servicios de compensación de energía y control de tensión. Se estima que en el 2015 en Europa los operadores del sistema de distribución sean responsable de la prestación de servicios complementarios que sean provistos por estructuras de μR e incluso algunos servicios complementarios puedan ser ofrecidos por operadores de GD directamente al operador del sistema de distribución.

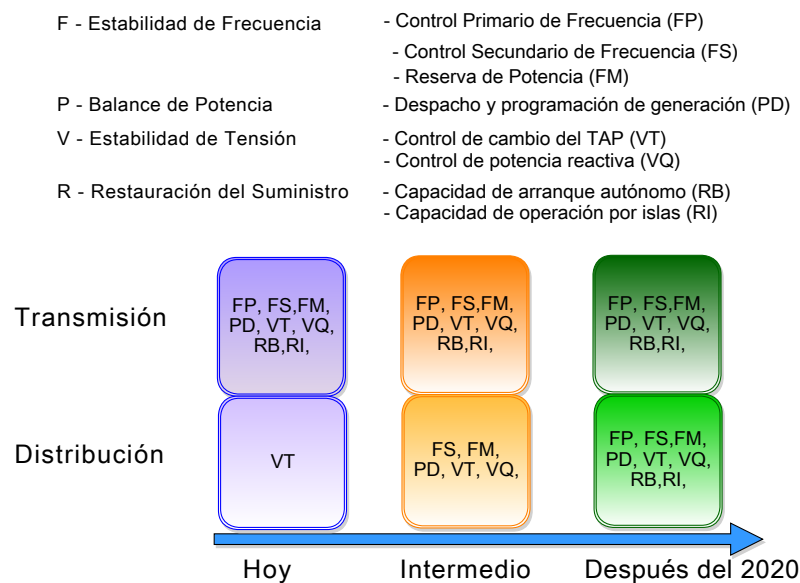


Figura 4-2. Presente y futuro de los Servicios Complementarios en redes de T&D. (MoreMicroGrids, 2007)

Una vez identificados los servicios complementarios que son posibles ofrecer por la GD; se centra la atención en el estudio del servicio complementario de capacidad de operación por islas, dado que es una alternativa que permitiría dar un valor agregado a la operación de los actuales y futuros proyectos de PCH en Colombia y adicionalmente posibilita un aumento en la confiabilidad para los usuarios que se incluyan dentro de una isla o μR .

4.2. Capacidad de operación por islas

La capacidad de operación por islas es un servicio complementario que proviene de la GD, ofrecido al operador del sistema de distribución y al operador del sistema de transmisión. Consiste en la capacidad de un generador distribuido o en una μR debidamente configurada, para trabajar en modo aislado durante un largo periodo de tiempo cuando sea requerido, ya sean por señales del mercado, por fallas en la red de suministro, por mantenimiento o por una desconexión total.

El servicio de operación por islas prestado al operador del sistema de transmisión, es utilizado después de ocurrido un apagón general y conjuntamente con el servicio de arranque autónomo, permite a los operadores del sistema restablecer el servicio en menor tiempo; adicionalmente, consigue que los usuarios inmersos en el interior de la isla puedan continuar con un suministro continuo (Pecas Lopes, Moreira, y Resende, 2005).

El servicio de operación por islas prestado al operador del sistema de distribución, es un servicio complementario futurista, que se prestará cuando los sistemas de distribución que actualmente son pasivos, cambien de paradigma y se transformen en sistemas de distribución activos (Chowdhury et al., 2009). Por lo tanto, en el presente trabajo se orienta el estudio del servicio complementario de capacidad de operación por islas ofrecido como un servicio de soporte al sistema de transmisión; no obstante, para prestar efectivamente este servicio, es necesario que opere técnicamente y se realice la planeación de la viabilidad de la isla formada o μR , para que se valide su funcionamiento y pueda ser reconocido como un servicio de soporte al sistema.

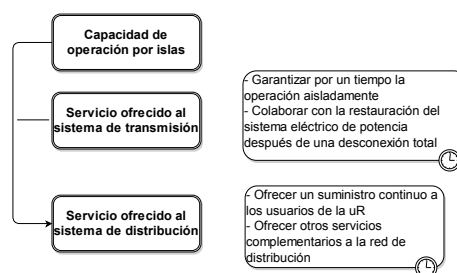


Figura 4-3. Aplicaciones del servicio de Capacidad de Operación por Islas. (Diseño propio)

En la Figura 4-3, se presentan las aplicaciones del servicio de capacidad de operación por islas, se describen los principales objetivos de cada aplicación. Sin embargo ambas aplicaciones pueden ser consideradas complementarias, dado que para garantizar la operación aisladamente por determinado tiempo, se requiere de una adecuada planeación que permita a los usuarios incluidos en la μR contar con un servicio con calidad.

El servicio complementario de capacidad de operación por islas, se ha empezado a extender por algunas empresas europeas operadoras del sistema, las cuales han mostrado un aumento en la seguridad en el suministro a los respectivos usuarios. A continuación se presentan unas definiciones y descripciones de dicho servicio en algunos países.

4.2.1. Experiencias Internacionales de la capacidad de operación por islas

Croacia –La operación por islas es el servicio complementario que asegura el establecimiento de operación por islas de parte del sistema de potencia en caso de fallas, en caso de mantenimientos mayores o trabajos de reconstrucción. El propósito de este servicio complementario es minimizar el tiempo de interrupción del servicio a los usuarios en circunstancias extraordinarias¹.

Serbia – En el mercado eléctrico de Serbia el servicio complementario de capacidad de operación por islas, no está definido independientemente y hace parte del servicio de arranque autónomo; es decir, el servicio complementario de arranque autónomo, se compone de dos elementos: (i) la capacidad de arranque autónomo del generador, y (ii) la habilidad para trabajar en modo de operación aislado, por largo tiempo.

Suiza – En Suiza es reconocido el servicio complementario de capacidad de operación por islas, una unidad que está habilitada para la prestación de este servicio, si puede garantizar la estabilización de una red aislada por un determinado tiempo y asegurando los límites de los parámetros eléctricos según el código de transmisión².

Republica Checa – La capacidad de operación por islas, es la capacidad de una unidad de generación para suministrar energía a una parte aislada del sistema, también llamada isla. Cada unidad de generación debe tener una alta capacidad de regulación la cual es requerido para prevenir y si es necesario manejar un estado de emergencia³.

¹Fuente de información: [Fuentedeinformación:http://www.hep.hr/ops/en/services/System.aspx](http://www.hep.hr/ops/en/services/System.aspx)

²Fuente de información: http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/prequalification/D100412_test-for-black-start-capability_en.pdf

³Fuente de información: <http://www.ceps.cz/ENG/Cinnosti/Podpurne-sluzby/KategoriePpS/Pages/OP.aspx>

4.2.2. Desafíos para la implementación del servicio complementario: Capacidad de Operación por Islas

Desafíos Técnicos

La prestación del servicio complementario de la capacidad de operación por islas, requiere de una adecuada planeación que permita considerar los diferentes estados de operación de la μR . Los desafíos para la prestación de este servicio complementarios son similares a los desafíos para la operación por μR , a continuación se mencionan dichos desafíos estudiados en (DTI, 2005),

- Cumplir con los límites regulatorios de la frecuencia y la tensión del sistema durante la desconexión, la operación aislada y la reconexión de la μR .
- Llevar a cabo todas las conexiones de puesta a tierra, incluida la provisión de la puesta a tierra del neutro de la operación aislada.
- Adecuar el esquema de protecciones del sistema eléctrico de distribución, considerando los modos de operación.
- Establecer una adecuada sincronización durante los cambios de estado y evitar problemas de sincronismo.
- Controlar grandes salidas repentinas de carga.

Adicionalmente, las comunicaciones para el control y la transmisión de información entre el operador del sistema de distribución y la μR son esenciales para lograr una mayor fiabilidad en la operación.

Desafíos de mercado

La economía de escala es una desventaja de la GD, dado que las ganancias de la generación centralizada es mucho mayor; en el actual mercado colombiano, las plantas menores de generación, siempre salen despachadas según su disposición, no obstante el precio pagado es el precio de bolsa, lo que convierte a las plantas mayores en una inversión más rentable para los inversionistas. Por lo tanto, deben estudiarse posibles soluciones que aumenten la competitividad de la GD. Dado que no es viable que miles de generadores distribuidos participen en el mercado eléctrico mayorista, en la Figura 4-4 se presenta el esquema de la jerarquía de la consolidación de las unidades más pequeñas de electricidad que, lo que sugiere la apertura de un mercado descentralizado en μR .

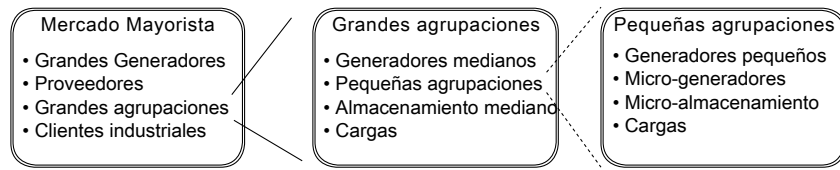


Figura 4-4. Jerarquía de la consolidación de las unidades más pequeñas de electricidad. (MoreMicroGrids, 2005)

Desafíos Regulatorios

Un factor determinante que influye decisivamente sobre la viabilidad técnica y financiera de las μR , son los ajustes del mercado y la regulación aplicada. De hecho, la adaptabilidad de una política pública para μR , debido a la constante evolución tecnológica demostrará ser fundamental para la creación de un nivel adecuado tanto para los agentes del mercado existentes, como para los nuevos agentes (e.g. μR) (MoreMicroGrids, 2009).

Existen, dos aspectos prioritarios de la influencia externa sobre una μR : esquema de precio y expectativa técnica. El esquema de precio se refiere al ajuste de como es el manejo de comprar y vender electricidad entre la μR y la red externa; esto se categoriza en cuatro criterios principales (MoreMicroGrids, 2009),

1. Reconocimiento del consumo local;
2. Diferencia dirección de los precios (compra y venta);
3. Dependencia del tiempo del precio de la μR ;
4. Incentivos financieros, como sistemas de prima (FIT).

La expectativa técnica se refiere al aspecto potencial de la explotación de una μR y el componente despachable y controlable de la red aguas arriba, que fundamenta la posibilidad de la prestación de servicios complementarios de la μR para sobreponer al operador del sistema de distribución, pero también podría llegar a ser un desacuerdo económico debido a los costos adicionales de la medición, comunicación y control (MoreMicroGrids, 2009).

Por lo tanto, es preciso que cada mercado eléctrico presente condiciones diferentes, no obstante se requiere que los entes reguladores armonicen conceptos de los servicios complementarios ofrecidos por la GD y puedan incluirse en los mercados de servicios complementarios provenientes de la generación centralizada (Chowdhury et al., 2009).

4.2.3. Beneficios de la implementación del servicio complementario: Capacidad de Operación por Islas

A continuación se realiza un listado de los actores beneficiados en la implementación del servicio complementario de capacidad de operación por islas, los cuales son ampliados en (DTI, 2005)

- Clientes
 - Industriales (públicos y privados)
 - Residenciales (urbanos y rurales)
 - Con respaldo de plantas de generación y UPS
- Sociedad en general
- Generadores de electricidad
- Operadores del Sistema de Transmisión
- Operadores de las redes de distribución
- Desarrolladores de GD
- Fabricantes de equipos y generadores

Sin embargo, dependiendo de las condiciones sociales y del lugar de implementación, rigen nuevos beneficios que son necesarios estudiarlos detalladamente según el caso de estudio.

A continuación se presenta una propuesta técnica para la implementación del servicio complementario de la capacidad de operación por islas en Colombia; dicha propuesta está basada en datos de disponibilidad de GD en Colombia (ver Anexo de potencial de GD en Colombia), casos típicos de estudio que se pueden presentar y tendencias del mercado eléctrico colombiano.

4.3. Discusión técnica de la implementación del servicio complementario *capacidad de operación por islas* para Colombia

Se detecta que en Colombia existe un gran vacío regulatorio y de mercado en lo referente al reconocimiento de la GD como una alternativa en la prestación del servicio eléctrico y aumento en el portafolio energético. Al día de hoy, el avance en instalaciones de GD ha sido muy reducido en comparación con el gran potencial conocido. En (CREG, 2009), se analizan

tres barreras que impiden una masificación en proyectos de GD: (i) de costos, dado que no se ha masificado el desarrollo de proyectos de GD en Colombia, no se pueden alcanzar economías de escala, lo que no es una inversión atractiva para los inversionistas; (ii) legales y regulatorios, existe una tendencia a privilegiar los esquemas de generación centralizados, los trámites de conexión para tecnologías renovables son muy dispendiosos e incluso los operadores de red no tienen reglamentos para la conexión de proyectos, adicionalmente no se cuenta con un marco legal para los productores independientes de electricidad (IPP); (iii) operación del mercado, se presenta una falta de acceso a créditos y una inseguridad en el cumplimiento de los contratos de compra-venta de energía y potencia (PPA) de largo plazo, adicionalmente se muestran deficiencias en habilidades técnicas, financieras y de negocios que crean incertidumbres en para nuevos proyectos de GD con tecnologías renovables, por otro lado la formula tarifaria establecida en la resolución CREG 119 de 2007, no permite aplicar costos preferenciales por la prestación de un servicio Premium con altos índices de calidad.

El estado colombiano durante los últimos años ha emprendido estrategias dentro de un marco de política y normatividad para promover prácticas con fines de uso racional y eficiencia energética, reglamentado por la resolución 180919 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía (MME) la cual establece un Plan de Acción Indicativo enmarcados en seis subprogramas estratégicos, en los cuales se incluyen: Promoción del uso de Fuentes No Convencionales de Energía y estrategia financiera e impulso al mercado. Dentro de los objetivos específicos del Plan de Acción Indicativo, se encuentra: *“Facilitar la aplicación de normas relacionadas con incentivos, incluyendo los tributarios, que permitan impulsar el desarrollo de subprogramas y proyectos que hacen parte del PROURE”*.

Así pues, se establece que dicho Plan de Acción Indicativo debe promover acceso fácil, oportuno y flexible a recursos para la ejecución de proyectos, mediante:

- Fondos de cofinanciación – Cooperación Técnica Internacional no Reembolsable;
- Diseño de esquemas financieros - Estructuración de líneas de crédito, empresas de servicios energéticos (ESCOS), financiación por terceros, entre otros;
- Incentivos Tributarios – Exclusión de IVA y deducción de renta líquida.

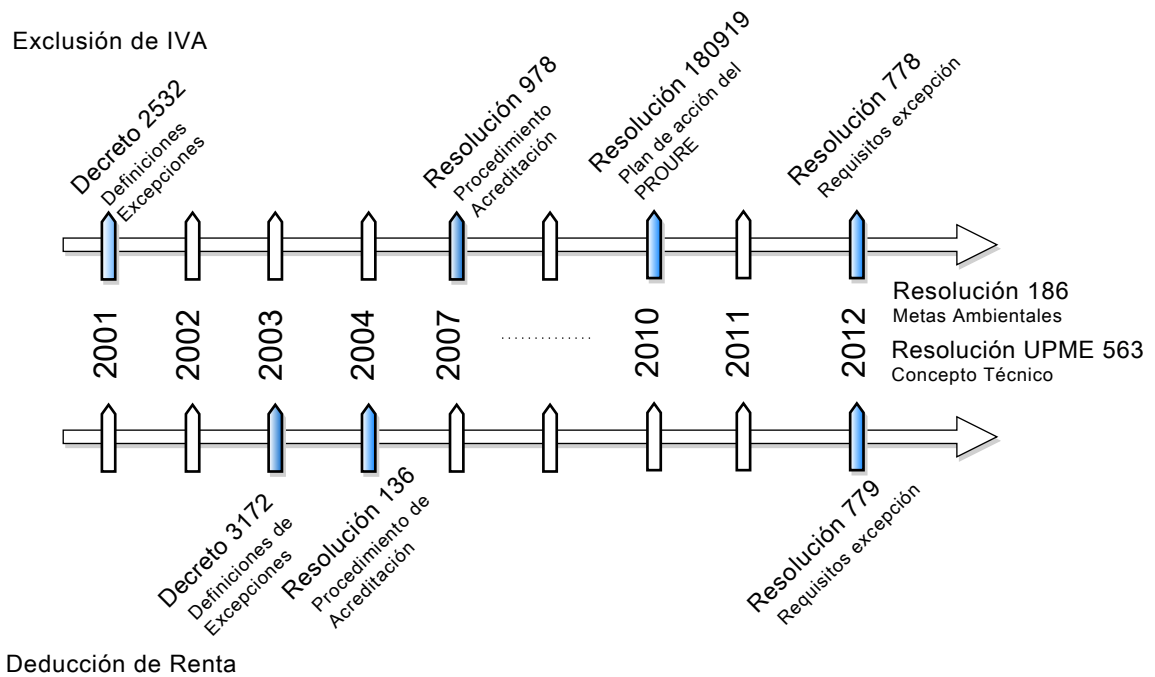


Figura 4-5. Evolución Incentivos Tributarios - exclusión de IVA y deducción de renta líquida. Adaptado de (Baez, 2013)

En la Figura 4-5 se presenta la evolución de las estrategias financieras e impulso al mercado a través de los últimos diez años, desde el año 2002 se ha iniciado la implementación de algunas incentivos tributarios; sin embargo, es a partir del año 2012 donde se ha dado claridad y se han articulado el Ministerio de Minas y Energía con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible para impulsar y dar mayor fluidez a los incentivos tributarios para proyectos de eficiencia energética y el uso de Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia.

Una vez identificados los desafíos y posterior a la superación de cada desafío, es posible considerar que en Colombia se puedan implementar proyectos de μR ; no obstante, para la prestación del servicio complementario de capacidad de operación por islas, se requieren otros cambios en el mercado eléctrico que permitan la prestación de servicios complementarios provenientes de GD y μR .

A continuación se presenta una discusión técnica que permite orientar a los planeadores, diseñadores y empresas del sector eléctrico en la operación de sistemas eléctricos de distribución que contengan fuentes de GD, para habilitar y considerar la operación por μR y así permitir la prestación del servicio complementario de capacidad de operación por islas.

4.3.1. Posición comercial del operador de red

En la actualidad, la regulación colombiana no reconoce un precio especial a los operadores de red que presten un servicio continuo con altos índices de fiabilidad, es decir que el precio del kWh de un circuito con una disponibilidad por ejemplo de 99,4% es el mismo precio del kWh de un circuito con una disponibilidad del 98,7%; en este sentido, no se estimula a los operadores del sistema a aumentar su fiabilidad y por lo tanto, no es viable que las empresas del sector inviertan en la adecuación de los sistemas eléctricos de distribución para habilitarlos para operar por μR . Adicionalmente, la conformación actual de la fórmula tarifaria aplicada a los usuarios no permite un tratamiento diferente en cuanto a la tarifa de energía para usuarios que tengan las mismas condiciones o estratos socioeconómicos; es decir, la red de distribución puede formar una o varias μR , sin embargo no es posible cobrar tarifas diferentes por un aumento en la confiabilidad del sistema. Adicionalmente, el operador de red no tendría poder de mercado cuando la μR opere aisladamente, lo que podría causar abusos en la tarifa de energía.

El operador del sistema de distribución (operador de red) no exhibe un reglamento claro para la conexión de proyectos de GD con tecnología de energía renovable, tampoco ha mostrado un conocimiento ni interés por la operación del sistema por μR ; estos vacíos pueden ser debidos a que aún no se ha presentado una demanda considerable en proyectos de GD, ni se han mostrado los beneficios inexplorados de la operación por islas en Colombia.

Tabla 4-1. Barreras del operador de red para la implementación del servicio complementario *capacidad de operación por islas*. (Diseño propio)

Barrera del operador de red	
✓	Existe una incertidumbre en la forma de operar por islas en el sistema de distribución; se desconoce la afectación sobre la seguridad y fiabilidad en el suministro de energía en las empresas de distribución.
✓	El Operador de Red no cuenta con manuales ni reglamentos que determinen los requisitos para la conexión de tecnologías de energía renovable; no se dispone de exigencias a las fuentes de GD para la operación de islas.
✓	No se discrimina el valor del kWh según los índices de disponibilidad del servicio.
✓	No existe un incentivo comercial que conlleve a una inversión sobre la infraestructura de la red de distribución.
✓	La fórmula tarifaria no permite la inclusión de un costo por un servicio premium.
✓	Los actuales elementos de medición de los usuarios residenciales no permiten la participación del usuario en posibles programas de demanda activa.
✓	Pérdida de poder del mercado, cuando la μR opere aisladamente de la red de suministro.

En la Tabla 4-1 se presentan las barreras técnicas, administrativas y económicas de los operadores de red, según las actuales condiciones del mercado. Para la prestación del servicio complementario de capacidad de operación por islas, estas barreras deben ser superadas y se requiere un estudio detallado de la normatividad de cada operador de red, dado que los operadores de red cuentan con una determinada independencia en sus reglamentos, amparados por el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica mediante la resolución CREG 070 de 1998. Por lo tanto, para superar las barreras mencionadas anteriormente, es necesario que el regulador del mercado adapte y modifique el Reglamento de Distribución conforme a la inclusión del servicio complementario de capacidad de operación por islas.

4.3.2. Posición del inversionista

Los inversionistas buscan estar protegidos con garantías financieras que permitan la seguridad en sus inversiones y un tiempo prudente para el retorno a la inversión, entre otros. Para prestar el servicio de capacidad de operación por islas a través de la GD existente, son grandes las inversiones iniciales relacionadas con la ganancia por la prestación del servicio complementario y el riesgo financiero y tecnológico asociado; adicionalmente en nuestro país se presentan unas barreras macroeconómicas ocasionadas por el Producto Interno Bruto (PIB), la inflación, seguridad para el inversionista, las cuales se han venido minimizando en los últimos años debido al aumento en la inversión extranjera.

En Colombia se han venido desarrollando proyectos de GD con energía renovable a través de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), los cuales contribuyen al costo final del proyecto y por ende alivian la inversión inicial. No obstante, es necesario que el Gobierno implemente una política energética que tienda a una serie de incentivos o apoyos gubernamentales, como: exoneraciones tributarias; concesiones; despacho preferente; obligación de cuotas de generación; desarrollo de esquemas sostenibles; certificados verdes o subsidios que permitan una masificación de proyectos de DG con energía renovable y la implementación del servicio complementario de capacidad de operación por islas, que logre un beneficio económico adicional, aumente la fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia.

4.3.3. Posición del operador de la Microrred

Para la implementación de una μR se requiere la instalación de una serie de equipos y elementos que permitan una adecuada operación; como se mencionó en el capítulo anterior, los equipos se determinan en cada caso en particular. Una vez implementada la μR y comprobada su correcta operación en todos los modos de operación, es posible que se realice la planeación para la prestación de servicios de soporte al sistema; son varios los servicios complementarios que el operador de la μR puede prestar al sistema de distribución y al sistema de transmisión (ver Figura 4-1); por lo tanto, se requiere determinar las necesidades del operador del sistema de distribución que permitan establecer un serie de servicios de soporte del sistema, y así obtener unas ganancias que agregan rentabilidad y lograr el aumento de la flexibilidad y seguridad en el suministro de energía.

4.3.4. Determinación del impacto de la Microrred

Para determinar el impacto de la μR e iniciar el proceso de planeación y estudio de una posible operación por islas, se requiere conocer: Las μR presentan diferentes impactos sobre la red de distribución que se implementen y determinar el impacto, es una tarea necesaria

para iniciar el proceso de planeación y estudio de una posible prestación del servicio complementario de capacidad de operación por islas. A continuación, se presenta una lista de variables que se requieren determinar,

- Número de clientes afectados por una interrupción en la subestación principal;
- Número de salidas programadas y no programadas durante un año, en el circuito que sea posible la implementación de la μR ;
- Duración de salidas programadas y no programadas durante un año, en el circuito que sea posible la implementación de la μR ;
- Probabilidad que la GD esté disponible durante una falla del sistema;
- Número de clientes incluidos durante la planeación para la operación por μR ;
- Características de los clientes, es decir, se debe realizar una segmentación de los clientes: residenciales, industriales y comerciales, y finalmente se requiere determinar los cargas controlables y no controlables.

Una vez identificados los anteriores elementos, es posible tener una idea del tamaño e impacto de la μR y su habilidad para prestar el servicio complementario de capacidad de operación por islas.

4.3.5. Síntesis

El servicio complementario de capacidad de operación por islas está determinado por la habilidad de una fracción del sistema de distribución para operar en forma de μR ; en la presente sección se presentan una serie de barreras y desafíos que se deben superar para que la operación por μR se pueda presentar en Colombia. Durante el capítulo, fueron estudiados los desafíos y beneficios de la prestación del servicio complementario e incluso se presentan algunos países de referencia los cuales en la actualidad tienen establecido el servicio complementario de capacidad de operación por islas; es decir, se evidencia que en la actualidad existen grandes vacíos regulatorios, técnicos y de mercado en Colombia, los cuales deben ser superados cuidadosamente y de manera efectiva, que permitan avanzar al nuevo paradigma de operación de los sistemas eléctricos que se encamina al aumento en la eficiencia, el uso óptimo de recursos renovables, el aumento en la fiabilidad y seguridad del sistema que ofrezcan una continuidad en el suministro y la utilización de tecnologías de información y comunicaciones con una participación activa de la demanda, que permita la evolución de los sistemas eléctricos a un nuevo concepto en la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Finalmente, en Colombia no se cuenta con una política energética que esté encaminada al desarrollo de GD con tecnología de energía renovable y por lo tanto tampoco está dirigida a incentivar la operación por μR ; lo que ocasiona que se estén subutilizando algunos beneficios

de la GD. Así pues, los inversionistas que en la actualidad están desarrollando proyectos de GD con fuentes renovables, continuarán construyendo sus proyectos convencionalmente sin considerar la operación por μR debido a que el sobre costo incurrido no representa un beneficio económico en la actualidad. El servicio complementario de capacidad de operación por islas se presenta como una alternativa que permite aumentar la flexibilidad, seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico de potencia, al igual que presenta un beneficio económico para el operador de la μR por la prestación del servicio de soporte a la red.

Es necesario que los operadores de red en Colombia, inicien estudios de este tipo de operación y desarrollen proyectos pilotos que permitan determinar la viabilidad técnica en Colombia y logren establecer criterios técnicos para estudios de conexión que posiblemente se presentarán en el futuro.

CAPÍTULO 5

Conclusiones y Futuros Desarrollos

5.1. Conclusiones

A continuación se presentan las conclusiones principales del trabajo de investigación, las cuales surgen a partir de los objetivos específicos que fueron planteados al inicio del trabajo; adicionalmente, durante el desarrollo del trabajo se detectaron unos desafíos y beneficios en la operación de Microrredes en Colombia, que a pesar que no fueron considerados en el inicio, permiten identificar una solución integral al planteamiento del problema.

El sistema de control entendido como el conjunto del control de tensión y control de frecuencia, es un elemento fundamental que determina el éxito en la operación de una Microrred, por ende el estudio del comportamiento del sistema de control es la primera etapa dentro del planeamiento de operación de un sistema por Microrredes. El sistema de control de las actuales Pequeñas Centrales Hidroeléctricas que se encuentran conectadas al sistema de distribución local, presenta un gran retraso tecnológico y su desempeño durante la operación aislada ante los cambios de carga, no posibilita operar adecuadamente una Microrred, lo que indica que dicho sistema de control se encuentra obsoleto para los intereses de operación por Microrredes; por lo tanto, para que el sistema de distribución local pueda operar efectivamente por Microrredes, se requiere en primera instancia que el sistema de control sea modernizado por un sistema de control más avanzado.

En el mercado, existe una gran variedad de sistemas de control avanzado que permiten operar una unidad de generación en dos modos y en ambos modos de operación se logra una respuesta adecuada durante cambios de carga; dentro de la gama de controles avanzados se encuentran los controles digitales de lógica difusa, inteligencia artificial y redes neuronales los cuales, a pesar de presentar una respuesta adecuada, tienen un alto costo. Por lo tanto, para nuestro estudio de caso se propuso un sistema de control que presentara una respuesta

que permitirá operar adecuadamente en los dos modos de operación y que tuviera un costo reducido, acorde con el beneficio a prestar. Así pues que fue seleccionado un controlador electrónico PID cuya descripción y comportamiento fueron presentados en el trabajo. Se estudió la respuesta de la Microrred operando aisladamente lo que permite establecer a primera instancia que la operación es viable; sin embargo, se requieren realizar una serie de estudios que permitan determinar los límites operaciones y el grado de seguridad en el suministro de la Microrred.

Una vez implementado el sistema de control de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se procedió a realizar un estudio del estado transitorio de la Microrred a través de la variación repentina de carga y observando las variables de tensión y frecuencia de la Microrred; los resultados de dichas simulaciones presentan que los límites de operación de la tensión y la frecuencia se mantuvieron dentro de los rangos recomendados por estándares internacionales para la operación de sistemas aislados. Por lo tanto, se considera que la operación en modo aislado con el respectivo sistema de control implementado en las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, posibilita la operación del sistema eléctrico de distribución local en forma de Microrredes.

Las Microrredes eléctricas, se presentan como una alternativa de operación que permiten impulsar y aprovechar beneficios que hasta el día de hoy se desconocen de la Generación Distribuida. En Colombia, la tecnología de Generación Distribuida que más se presenta y tiene un gran potencial para la explotación, son las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas; se ha estudiado que dicha tecnología con un apropiado sistema de control, permite una operación adecuada por Microrredes. Por lo tanto, en Colombia se dispone del recurso energético, dicho recurso es apto para una operación por Microrredes y esta operación permitiría explotar un beneficio que al día de hoy no se ha utilizado; sin embargo, se requiere realizar una serie de cambios de mercado, regulatorios y técnicos que permitan una planeación e implementación adecuada dentro del sistema eléctrico colombiano.

El servicio complementario de Capacidad de operación por islas, se muestra como un servicio futurista el cual se podría presentar luego de que el sistema eléctrico de potencia tenga una evolución y un cambio de paradigma que permita a los operadores de las Microrredes ofrecer dicho servicio a los operadores del sistema eléctrico de transmisión y distribución. Alrededor del mundo, ya se incluye en el mercado eléctrico la prestación y remuneración de dichos servicios complementarios; al igual que varios países han mostrado los beneficios de la prestación de dicho servicio complementario; sin embargo en Colombia, se requiere que exista una política energética que incluya el desarrollo de nuevos esquemas de operación del sistema eléctrico.

5.2. Futuros Desarrollos

Son diversos los desarrollos que surgen a partir del estudio del sistema de control de una PCH para operar por μR , a continuación se destacan los siguientes:

- Proponer un sistema de comunicaciones para la interoperabilidad de la μR , que determine la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema avanzado de comunicaciones en el sistema de distribución, con el objetivo de garantizar una confiabilidad adecuada de sistema de comunicaciones.
- Realizar un estudio detallado de las políticas energéticas de Colombia, que determinen los vacíos regulatorios y de mercado existentes, para evaluar propuestas de regulación para países en vía de desarrollo que permitan una masificación de proyectos de fuentes no convencionales de energía y enmarcar dicha generación en proyectos de operaciones por μR .
- Estudiar el desempeño de una μR utilizando un sistema de control digital Fuzzy que compare los resultados del desempeño con los resultados obtenidos en el represente trabajo y así determinar si es recomendable utilizar otro sistema de control diferente al recomendado.
- Determinar los vacíos de mercado eléctrico colombiano, con miras hacia una masificación de la GD y operación de sistemas eléctricos de distribución por μR . Una vez identificados dichos vacíos, se requiere realizar una serie de propuestas de adaptación de las actuales resoluciones concernientes con la GD y la creación de nuevas regulaciones que permitan una libre competencia y eliminen las barreras para la operación por μR .
- Establecer cambios en los reglamentos técnicos y requisitos de conexión de los operadores de red, referente a la conexión de GD y fuentes de energía no convencional en los sistemas de distribución, que permitan determinar los actuales criterios de evaluación y proponer algunos lineamientos encaminados hacia la operación del sistema eléctrico de distribución por islas mejorando los actuales niveles de seguridad y la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución.
- Identificar detalladamente los desafíos, barreras y oportunidades para la implementación del servicio complementario Capacidad de Operación por Islas en Colombia, que muestre los beneficios técnicos, económicos, sociales, ambientales y de seguridad para impulsar la inclusión de este servicio complementario en el mercado eléctrico colombiano.

Referencias

- Aghamohammadi, M. R., y Shahmohammadi, A. (2012). Intentional islanding using a new algorithm based on ant search mechanism. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 35, 138-147.
- Baez, O. (2013). Incentivos para proyectos de eficiencia energética. *Seminario sobre procedimiento para acceder a beneficios tributarios por eficiencia energética, (Pereira, Risaralda, Colombia)*, 1-32.
- Barker, P. P., y de Mello, R. W. (2000). Determining the impact of distributed generation on power systems: part 1 - radial distributed systems. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 3, 1645-1656.
- Basso, T., Hambrick, J., y DeBlasio, D. (2012). Update and review of ieee p2030 smart grid interoperability and ieee 1547 interconnection standards. En *Innovative smart grid technologies (isgt), 2012 ieee pes* (p. 1-7). doi: 10.1109/ISGT.2012.6175748
- BChydro. (2006). *Distribution power generator islanding guidelines* (Inf. Téc.). Canada: BC Hydro. Descargado de http://www.bchydro.com/content/dam/hydro/medialib/internet/documents/info/pdf/info_distribution_power_generation_islanding_june_2006.pdf
- B. Enacheanu, e. a. (2005). New control strategies to prevent blackouts: intentional islanding operation in distribution networks. En *18th international conference on electricity distribution* (p. 1-5).
- Best, R., Morrow, D., McGowan, D., y Crossley, P. (2007). Synchronous islanded operation of a diesel generator. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(4), 2170-2176. doi: 10.1109/TPWRS.2007.907449
- Braun, M. (2007). Technological control capabilities of der to provide future ancillary services. *International Journal of Distributed Energy Resources*, 3(3), 191-206.
- Burton, J., y Hubacek., K. (2007). Is small beautiful? a multicriteria assessment of small-scale energy technology applications in local governments. *Energy Policy*, 35, 6402-6412.
- Caldon, R., Stocco, A., y Turri, R. (2008). Feasibility of adaptive intentional islanding operation of electric utility systems with distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 78, 2017-2023.
- Cano-Martinez, F. J. (2004). *Análisis dinámico de generadores síncronos ante disturbios en el sep*. Tesis de Master no publicada, Universidad Autónoma Nuevo León. Descargado de <http://cdigital.dgb.uanl.mx/te/1020150035.PDF>
- Carvajal, S. X., y Marín, J. D. (2013). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico. *Tecnura*, 17(35), 77-89.
- Carvajal Quintero, S. X., Marín Jimenez, J. D., y Arango Aramburo, S. (2012). Feasibility of intentional islanding operation with small hydropower plants. En *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth*

- IEEE/PES* (p. 1-6). doi: 10.1109/TDC-LA.2012.6319066
- CHEC. (2012). *Estudio técnico migración de usuarios a niveles de tensión superiores (munts)* (Inf. Téc.). Manizales, Caldas: Central Hidroeléctrica de Caldas. Descargado de <http://www.chec.com.co/sitioweb/flash/files/InformeDeMUNTS.pdf>
- Chowdhury, S. P., Crossley, P., y Chowdhury, S. (2009). *Microgrids and active distribution networks*. Institution of Engineering and Technology.
- Chuang, A., y Schwaegerl, C. (2009). Ancillary services for renewable integration. En *Integration of wide-scale renewable resources into the power delivery system, 2009 cigre/ieeepes joint symposium* (p. 1-1).
- Costa, P. M., y Matos, M. A. (2009). Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 79, 2377 - 2381.
- CREG. (2009). *La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional* (Inf. Téc.). Bogotá, Colombia: Comisión Reguladora de Energía y Gas. Descargado de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/7128194c8ff15d7d0525785a007a71f5/\\$FILE/CIRCULAR053-2009%20ANEXO.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/7128194c8ff15d7d0525785a007a71f5/$FILE/CIRCULAR053-2009%20ANEXO.pdf)
- Dinu, A., McCormick, M., Khor, J. G., y Cirstea, M. N. (2002). *Neural and fuzzy logic control of drives and power systems*. Newnes (an imprint of Butterworth-Heinemann Ltd).
- DTI. (2005). *Islanded operation of distribution networks* (Inf. Téc.). United Kingdom: Distributed Generation Programme in support of the Technical Steering Group. Descargado de www.distributed-generation.gov.uk
- Foote, C. E. T., Burt, G., Wasiak, I., Mienski, R., Pawelek, R., Gburczyk, P., y Thoma, M. (2008). A power-quality management algorithm for low-voltage grids with distributed resources. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 23(2), 1055-1062. doi: 10.1109/TPWRD.2007.905560
- Gharavi, H., y Ghafurian., R. (2011). Smart grid: The electric energy system of the future. *Proceedings of the IEEE*, 99, 917-921.
- G.Y. Morris, G. J., C. Abbey, y Marnay, C. (2011). A framework for the evaluation of the cost and benefits of microgrids. En *Cigre international symposium*.
- IEEE Std 1147. (2005). IEEE Guide for the Rehabilitation of Hydroelectric Power Plants. *IEEE Std 1147-2005 (Revision of IEEE Std 1147-1991)*, 1-51. doi: 10.1109/IEEESTD.2006.99379
- IEEE Std 142. (2007). IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. *IEEE Std 142-2007*, 1-225.
- IEEE Std 1547. (2003). IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems. *IEEE Std 1547-2003*, 0 1-16. doi: 10.1109/IEEESTD.2003.94285
- IEEE Std 1547.2. (2008). IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. *IEEE Std 1547.2-2008*, 1-54. doi: 10.1109/IEEESTD.2011

.5960751

- IEEE Std 1547.4. (2011). IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems. *IEEE Std 1547.4-2011*, 1-54. doi: 10.1109/IEEESTD.2011.5960751
- IEEE Std 421.5. (2006). IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. *IEEE Std 421.5 - 2005*, 1-85. doi: 10.1109/IEEESTD.2006.99499
- IEEE Std 929. (2000). IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. *IEEE Std 929-2000*, i-. doi: 10.1109/IEEESTD.2000.91304
- International Energy Agency. (2007, April). *Contribution of renewables to energy security*. Descargado de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/so_contribution.pdf
- Ishibashi, A., Imai, M., Omata, K., Sato, S., Takagi, T., Nakachi, Y., y Ogawa, S. (2004). New type of islanding detection system for distributed generation based on voltage angle difference between utility network and distributed generation site. En *Developments in power system protection, 2004. eighth iee international conference on* (Vol. 2, p. 542-545). doi: 10.1049/cp:20040181
- Kamwa, I., Lefebvre, D., y Loud, L. (2002). Small signal analysis of hydro-turbine governors in large interconnected power plants. En *Power engineering society winter meeting, 2002. iee* (Vol. 2, p. 1178-1183). doi: 10.1109/PESW.2002.985195
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., y Dimeas, A. (2008). Microgrids management. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 6(3), 54-65. doi: 10.1109/MPE.2008.918702
- Krause, P. C., Wasynczuk, O., y Sudhoff, S. D. (2002). *Analysis of electric machinery and drive systems (2nd edition)*. Wiley-IEEE Press.
- Kundur, P. (1994). *Power system stability and control*. London: McGraw-Hill Professional.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., ... Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability iee/cigre joint task force on stability terms and definitions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(3), 1387-1401. doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981
- Lidula, N., y Rajapakse, A. (2011). Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 186 - 202. Descargado de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211000328X> doi: 10.1016/j.rser.2010.09.041
- Mahon, L. (1992). *Diesel generator handbook*. Oxford: Butterworth-Heinemn.
- Mehrizi-Sani, A., y Iravani, R. (2010). Potential-function based control of a microgrid in islanded and grid-connected modes. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 25(4), 1883-1891. doi: 10.1109/TPWRS.2010.2045773
- Mohamad, H., Mokhlis, H., Bakar, A. H. A., y Ping, H. W. (2011). A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 3952 - 3962. Descargado de <http://>

- www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111002632 doi: 10.1016/j.rser.2011.06.010
- MoreMicroGrids. (2005). *Advanced architectures and control concepts for more microgrids* (Inf. Téc.). Europa: Regulatory Regimes for Supporting Development of MicroGrids. Descargado de http://www.microgrids.eu/micro2000/delivarables/Deliverable_DG2.pdf
- MoreMicroGrids. (2007). *Advanced architectures and control concepts for more microgrids* (Inf. Téc.). Europa: Standards and Grid Code requirements for LV DG Devices. Descargado de <http://www.microgrids.eu/documents/654.pdf>
- MoreMicroGrids. (2009). *Advanced architectures and control concepts for more microgrids* (Inf. Téc.). Europa: Evaluation of the system performance on power system operation. Descargado de <http://www.microgrids.eu/documents/668.pdf>
- Morris, G. Y., Abbey, C., Joos, G., y Marnay, C. (2011). *A framework for the evaluation of the cost and benefits of microgrids* (Inf. Téc.). Canada: ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY. Descargado de <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/emp-pubs.html>
- NYSERDA. (2010). *Microgrids: An assesment of the value, opportunities and barriers to deployment in new york* (Inf. Téc.). New York City: Center for Energy, Marine Transportation and Public Policy at Columbia University. Descargado de www.nyserderda.org
- O'Kane, P., y Fox, B. (1997). Loss of mains detection for embedded generation by system impedance monitoring. En *Developments in power system protection, sixth international conference on (conf. publ. no. 434)* (p. 95-98). doi: 10.1049/cp:19970037
- Pecas Lopes, J., Moreira, C., y Madureira, A. (2006). Defining control strategies for microgrids islanded operation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 21(2), 916-924. doi: 10.1109/TPWRS.2006.873018
- Pecas Lopes, J., Moreira, C., y Resende, F. (2005). Control strategies for microgrids blackstart and islanded operation. *International Journal of Distributed Energy Resources*, 1(3), 241-261.
- Pico, H., y McCalley, J. (2011). Modeling and analysis of speed controls in hydro-turbines for frequency performance. En *North american power symposium (naps), 2011* (p. 1-7). doi: 10.1109/NAPS.2011.6024847
- PikeResearch. (2012). *Worldwide revenue from microgrids will reach \$17.3 billion by 2017* (Inf. Téc.). Boulder: Autor. Descargado de <http://www.pikeresearch.com/newsroom/worldwide-revenue-from--microgrids-will-reach-17-3-billion-by-2017>
- Planas, E., de Muro, A. G., Andreu, J., y Kortabarria, I. (2013). General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 17(0), 147 - 159. Descargado de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112005333> doi: 10.1016/j.rser.2012.09.032

- Ramirez, J. S., y Cano, E. A. (2006). *Calidad del servicio de la energía eléctrica* (2nd ed.). Manizales: Publicaciones Universidad Nacional de Colombia.
- Ruiz-Alvarez, A., Colet-Subirachs, A., Alvarez-Cuevas Figuerola, F., Gomis-Bellmunt, O., y Sudria-Andreu, A. (2012). Operation of a utility connected microgrid using an iec 61850-based multi-level management system. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 3(2), 858-865. doi: 10.1109/TSG.2012.2187222
- Sioshansi, F. P. (Ed.). (2011). *Smart grid: Integrating renewable, distributed & efficient energy*. Waltham: Academic Press.
- Ten, C. F., y Crossley, P. (2008). Control of multiple distributed generators for intentional islanding. En *Smartgrids for distribution, 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar* (p. 1-4).
- Tenti, P., Trombetti, D., Costabeber, A., y Mattavelli, P. (2010). Distribution loss minimization by token ring control of power electronic interfaces in residential microgrids. *Proceedings of the IEEE*, 99, 2377 - 2381.
- UL1741. (2001). Inverters, Converters, and Controllers for Use in Independent Power Systems. *Underwriters Laboratories Inc., ISBN 0-7629-0421-6*, 1-174.
- UPME. (2011). *Plan de expansión de referencia: Generación- transmisión 2011-2025* (Inf. Téc.). Medellín, Colombia: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME. Descargado de <http://www.upme.gov.co/Docs/PlanExpansion/2011/>
- Ustun, T., Ozansoy, C., y Zayegh, A. (2012). Modeling of a centralized microgrid protection system and distributed energy resources according to iec 61850-7-420. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(3), 1560-1567. doi: 10.1109/TPWRS.2012.2185072
- Ustun, T. S., Ozansoy, C., y Zayegh, A. (2011). Recent developments in microgrids and example cases around the world - a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 4030 - 4041. Descargado de <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111002735> doi: 10.1016/j.rser.2011.07.033
- Vandoorn, T., Zwaenepoel, B., De Kooning, J. D. M., Meersman, B., y Vandeveldel, L. (2011). Smart microgrids and virtual power plants in a hierarchical control structure. En *Innovative smart grid technologies (isgt europe), 2011 2nd ieee pes international conference and exhibition on* (p. 1-7). doi: 10.1109/ISGTEurope.2011.6162830
- Vieira, J., Freitas, W., Wilsun, X., y Morelato, A. (2006). Performance of frequency relays for distributed generation protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21, 1496-1502.
- Villacres, G. G. N. (1981). *Simulación digital de la máquina síncrona para comportamiento dinámico*. Tesis de Master no publicada, Escuela Politecnica Nacional. Descargado de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6030/1/T890.pdf>
- von Appen, A., Marnay, B., Stadler, C., Momber, D., Klapp, E., y von Scheven, F. (2011). Assessment of the economic potential of microgrids for reactive power supply. En *Power electronics and ecce asia (icpe ecce), 2011 ieee 8th international conference on* (p. 809-816). doi: 10.1109/ICPE.2011.5944700

- Wilson, R. G., Luoma, K., y Northcote-Green, J. (1998). Distribution network modernisation, some practical experience. En *Trends in distribution switchgear: 400v-145kv for utilities and private networks, 1998. fifth international conference on (conf. publ. no. 459)* (p. 115-118). doi: 10.1049/cp:19980751
- XM. (2012, enero). *Informe mensual ejecutivo* (Inf. Téc.). Medellín, Colombia: Expertos en mercados, XM. Descargado de http://www.xm.com.co/Informes%20Mensuales%20de%20Anlisis%20del%20Mercado/Ejecutivo_mes_enero_2012.pdf
- Yin, J., Chang, L., y Diduch, C. (2004). Recent developments in islanding detection for distributed power generation. En *Power engineering, 2004. lescope-04. 2004 large engineering systems conference on* (p. 124-128). doi: 10.1109/LESCPE.2004.1356285
- Zamora, R., y Srivastava, A. K. (2010). Controls for microgrids with storage: Review, challenges, and research needs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 2009 - 2018. doi: 10.1016/j.rser.2010.03.019
- Zeineldin, H., El-Saadany, y Salama, M. M. A. (2006). Islanding detection of inverter based distributed generation. *IEEE Generation, Transmission and Distribution*, 2, 1496-1502.

APÉNDICE A

Anexo: Modelo Matemático Generador síncrono

A continuación se presenta el modelado matemático de la máquina síncrona que permita comprender los modelos utilizados en el toolbox de SimPowerSystems. Las ecuaciones de voltaje presentadas se referencian en el sistema dq0 del rotor con todas las cantidades referidas al estator (Kundur, 1994).

Suponiendo condiciones estáticas y dinámicas balanceadas; las ecuaciones de tensiones y encerramientos de flujo en los ejes d , q son:

$$V_d = (r_s)(i_d) + \frac{d}{dt}\varphi_d - w_r\varphi_q \quad (\text{A-1})$$

$$V_q = (r_s)(i_q) + \frac{d}{dt}\varphi_q + w_r\varphi_d \quad (\text{A-2})$$

$$V'_{fd} = (r'_{fd})(i'_{fd}) + \frac{d}{dt}\varphi'_{fd} \quad (\text{A-3})$$

$$V'_{kd} = (r'_{kd})(i'_{kd}) + \frac{d}{dt}\varphi'_{kd} \quad (\text{A-4})$$

$$V'_{kq1} = (r'_{kq1})(i'_{kq1}) + \frac{d}{dt}\varphi'_{kq1} \quad (\text{A-5})$$

$$V'_{kq2} = (r'_{kq2})(i'_{kq2}) + \frac{d}{dt}\varphi'_{kq2} \quad (\text{A-6})$$

$$\varphi_d = (L_d)(i_d) + L_{md}(i'_{fd} + i'_{kd}) \quad (\text{A-7})$$

$$\varphi_q = (L_q)(i_q) + L_{mq}i'_{kq} \quad (\text{A-8})$$

$$\varphi'_{fd} = (L'_{fd})(i'_{fd}) + L_{md}(i_d + i'_{kd}) \quad (\text{A-9})$$

$$\varphi'_{kd} = (L'_{kd})(i'_{kd}) + L_{md}(i_d + i'_{fd}) \quad (\text{A-10})$$

$$\varphi'_{kq1} = (L'_{kq1})(i'_{kq1}) + L_{mq}i_q \quad (\text{A-11})$$

$$\varphi'_{kq2} = (L'_{kq2})(i'_{kq2}) + L_{mq}i_q \quad (\text{A-12})$$

Adicionalmente, se presentan las ecuaciones para potencia activa y potencia reactiva que hacen parte del modelo de la máquina síncrona.

$$P = (V_d)(I_d) + (V_q)(I_q) \quad (\text{A-13})$$

$$P = (V_d)(I_d) - (V_q)(I_q) \quad (\text{A-14})$$

Y para completar el modelo, se finaliza con la parte mecánica de la máquina que se describe a través de dos ecuaciones,

$$p\delta = \omega_r - \omega_s \quad (\text{A-15})$$

$$\frac{2H}{\omega_s} p\omega_r = T_m - (\varphi_d i_{qs} - \varphi_q i_{ds}) - T_{dam} \quad (\text{A-16})$$

Donde H representa la constante de inercia del turbogenerador, T_m es el torque mecánico de la turbina y T_{dam} es el torque de amortiguación que representa otras cantidades (pérdidas rotacionales mecánicas y magnéticas).

El comportamiento del generador se determina por el sistema de ecuaciones A-1 - A-16; de aquí que una alternativa de solución al problema dinámico sea resolver directamente ese conjunto de ecuaciones. En él se conocen, o es posible determinar, el valor de los parámetros (inercia (H), resistencias e inductancias) a partir de datos de fábrica o de pruebas (Cano-Martinez, 2004).

Sin embargo, la utilización de las ecuaciones A-1 - A-16 para la solución del problema de estabilidad en sistemas de potencia se enfrenta al problema que plantea la inclusión de los términos $d\varphi_d/dt$ y $d\varphi_q/dt$ en las ecuaciones de tensión del estator. La eliminación de esos términos de tensión equivale a despreciar los fenómenos transitorios en el estator. En el estudio de estabilidad, es práctica común eliminar los términos $d\varphi_d/dt$ y $d\varphi_q/dt$ para lograr una simplificación en el análisis, considerando que su influencia es relativamente pequeña en los tiempos de interés.

APÉNDICE B

Anexo: Modelado de las Microrredes utilizando SimPowerSystems

Como se ha mencionado durante el trabajo de investigación, la μR del caso de estudio se compone por los siguientes elementos: (i) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, compuestas por (generadores síncronos, turbinas hidráulicas y controladores de tensión y frecuencia); (ii) cargas (críticas y no críticas) determinadas por la capacidad de desconexión y según la posibilidad del usuario para participar en programas de demanda activa; (iii) transformadores; (iv) líneas de distribución; (v) barras; (vi) interruptores de potencia o reconectores y (vii) finalmente los elementos de medición. A continuación se describen los anteriores elementos que se encuentran en la librería de SimPowerSystems.

B.1. Generador síncrono

En la librería llamada SimPowerSystems/Machines, se encuentran varios modelos que permiten representar elementos como: máquinas síncronas, máquinas asíncronas, sistemas de excitación, turbinas hidráulicas, turbinas térmicas y reguladores de velocidad. Para la representación del generador síncrono de la PCH, fue seleccionado el modelo de la máquina síncrona estándar (en p.u.). En la Figura **B-1**. Se presenta el esquema del modelo, donde se observa que tiene una entrada de la tensión de excitación (v_f) y otra entrada de la potencia mecánica (P_m); adicionalmente se observa una salida m , esta salida es en realidad un vector que contiene la información que se presenta en la Tabla **B-1**.

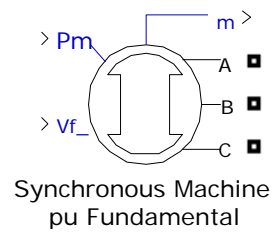


Figura B-1. Esquema Generador síncrono SimPowerSystems

Tabla B-1. Señales de salida del bloque de la máquina síncrona estándar. (Fuente: Ayuda del toolbox SimPowerSystems)

Señal	Definición	Unidades
	Corriente estator fase a	pu
	Corriente estator fase b	pu
	Corriente estator fase c	pu
	Corriente estator q	pu
	Corriente estator d	pu
	Corriente de campo i_{fd}	pu
	Corriente devanado amortiguador ikq1	pu
	Corriente devanado amortiguador ikq2	pu
	Corriente devanado amortiguador ikqd	pu
	Flujo mutuo ϕ_{mq}	pu
	Flujo mutuo ϕ_{md}	pu
	Voltaje estator Vq	pu
	Voltaje estator Vd	pu
	Desviación del ángulo del rotor $d\theta$	rad
	Velocidad del rotor ω_m	rads
	Potencia eléctrica Pe	pu
	Desviación de la velocidad del rotor $d\omega$	rad/s
	Ángulo mecánico del rotor θ	rad
	Torque electromagnético Te	pu
	Ángulo de carga δ	rad
	Salida de potencia activa Peo	pu
	Salida de potencia reactiva Qeo	pu

A los modelos de la máquina síncrona, se le deben ingresar valores de: potencia aparente; tensión línea a línea nominal; frecuencia nominal; reactancias de la máquina; constantes de tiempo; la constante de inercia de la máquina; el número de polos y los parámetros de las condiciones iniciales de la máquina. Estos últimos parámetros de condiciones iniciales de la máquina, pueden ser calculados a través del bloque PowerGui de Simulink.

A continuación se presentan los parámetros ingresados para la simulación del generador síncrono de la PCH del caso de estudio

Tabla B-2. Datos del generador síncrono SimPowerSystems

Parámetros		Valor
S	Potencia nominal [MVA]	1,4
V	Tensión nominal [V]	4160
X_d	Reactancia de eje directo	0,92
X_q	Reactancia de eje de cuadratura	0,51
$X'd$	Reactancia transitoria de eje directo	0,3
$X'q$	Reactancia de eje de cuadratura	0,228
$X''d$	Reactancia subtransitoria de eje directo	0,22
$X''q$	Reactancia subtransitoria de eje de cuadratura	0,29
X_2	Reactancia de secuencia negativa	0,29
X_0	Reactancia de secuencia cero	0,29
r_{sdc}	Resistencia DC del estator	0,11
r_{sac}	Resistencia DC del estator	0,002
r_2	Resistencia de secuencia negativa	0,002
$T'do$	Constante de tiempo transitorio circuito abierto eje d	0,1
$T'd$	Constante de tiempo transitorio corto circuito eje d	5,2
$T''d$	Constante de tiempo subtransitorio corto circuito eje d	1,8
Ta	Constante de tiempo corto circuito DC de armadura	0,035
H	Constante de inercia	2,7

B.2. Modelo del sistema de excitación

En la librería SimPowerSystems/Machines, se encuentra un modelo de un sistema de excitación el cual se basa en el regulador de tensión IEEE Tipo 1, para máquinas síncronas. En la Figura 2, se muestra el bloque del modelo, donde se observa que tiene cuatro entradas (V_{ref} , V_d , V_q , V_{stab}) y una salida (v_f) la cual es la señal controlada que alimenta el devanado de campo. Para el caso de estudio, fue seleccionado este bloque de sistema de excitación, debido a que presenta una buena característica y el desempeño es aceptable.

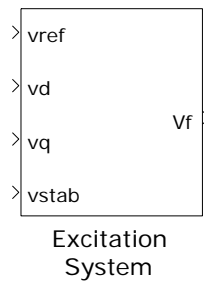


Figura B-2. Bloque del sistema de excitación de la máquina síncrona SimPowerSystems

Aunque el desempeño del modelo del sistema de excitación que viene por defecto en el toolbox SimPowerSystems es aceptable, se optó por la implementación de un modelo simplificado de excitación del IEEE Std 421.5 (IEEE Std 421.5, 2006)

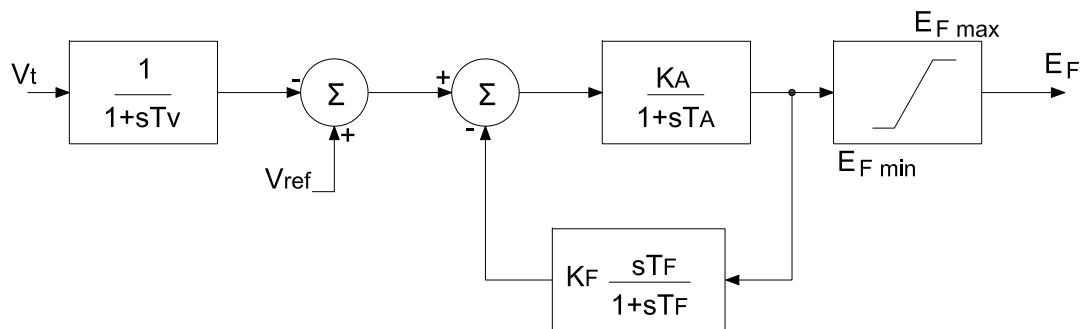


Figura B-3. Modelo dinámico sistema de excitación

A continuación se presentan los valores de los parámetros del modelo del sistema de excitación,

Tabla B-3. Parámetros del modelo dinámico del sistema de excitación

Parámetros	Valor
T_v Constante de tiempo del transductor [s]	0,01
K_A Ganancia de equivalente total	50
T_A Constante de tiempo de salida del regulador [s]	0,2
T_F Constante de tiempo de retroalimentación [s]	1
K_F Ganancia de cambio de retroalimentación [s]	0,02

B.3. Modelo de la turbina y sistema de regulación de velocidad

Para modelar el regulador y la turbina, se implementaron dos modelos propuestos en (Kamwa et al., 2002). Este modelo fue implementado en las centrales hidroeléctricas de la empresa Hydro – Québec. El modelo implementado se presenta en la Figura B-4.

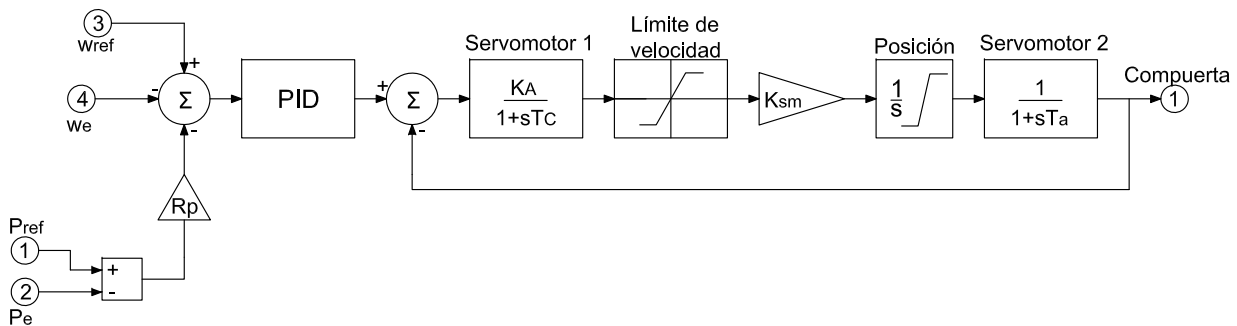


Figura B-4. Modelo dinámico general del regulador de velocidad PID análogo

Este modelo es reconocido como Woodward Analog PID Governor, y es ampliamente utilizado para aplicaciones de generación hidráulica y térmica. En la Tabla B-4. se presentan los valores de los parámetros del modelo

Tabla B-4. Parámetros regulador PID análogo Woodward

Parámetros	Valor	
K_A	Ganancia del servomotor 1	1
T_A	Constante de tiempo de servomotor 2 [s]	0,04
K_{sm}	Ganancia de actuador de velocidad	4
T_C	Constante de tiempo del servomotor 1 [s]	0,02
R_P	Constante de caída permanente	0,05
K_P^a	Constante controlador proporcional	3,2
K_I	Constante controlador integral	0,45
K_D	Constante controlador derivativo	1,5
T_D	Constante de tiempo derivativo [s]	0,02

^aConstantes de tiempo de referencia

Adicionalmente, los valores del controlador PID pueden ser ajustados a través de técnicas de sintonización de controladores, para ajustar el modelo del sistema en el cual se desea trabajar.

B.4. Cargas

En la librería SimPowerSystems/Elements, se encuentran tres modelos que permiten modelar cargas. Para la simulación fue seleccionado el bloque de carga trifásico en paralelo RLC, el cual se presenta en la Figura B-5. A este modelo se le ingresan valores de tensión nominal, frecuencia, potencia activa y reactiva. Adicionalmente, se debe seleccionar el tipo de carga (Z constante, o PQ constante) con el fin de realizar los cálculos de los flujos de carga y calculo los valores iniciales del modelo a través del bloque Powergui.

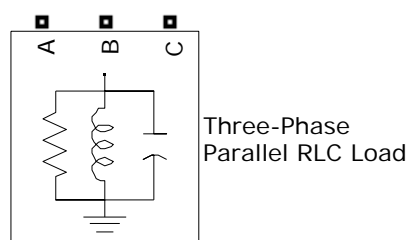


Figura B-5. Bloque de una carga trifásica RLC

B.5. Transformadores

En la librería SimPowerSystems/Elements, se encuentran seis modelos que presentan las características para la transformación de tensión. Para el caso de estudio, se utilizó el modelo de un transformador trifásico de dos devanados, dado que es un modelo de los transformadores de distribución y de potencia más utilizados en el sistema eléctrico del caso de estudio. El bloque que representa el transformador trifásico de dos devanado se presenta en la Figura B-6

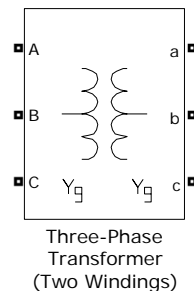


Figura B-6. Bloque del transformador trifásico con dos devanados

Al presente modelo, se le ingresan los siguientes parámetros: conexión de los devanados (Delta, Y, Yg); la potencia nominal y la frecuencia; las tensiones de fase-fase, las resistencias y reactancias de cada devanado; la resistencia y reactancia de magnetización. Adicionalmente es posible simular flujos iniciales y la curva de histéresis.

B.6. Interruptores

En la librería SimPowerSystems/Elements, se encuentran dos clases de interruptores, el interruptor monofásico y el interruptor trifásico. Para el caso de estudio, se utilizarán los interruptores trifásicos que representan reconectadores, seccionalizadores o interruptores de potencia, que permiten aislar una parte del sistema de distribución para operar aisladamente de la red. En la Figura B-7, se muestra el bloque que representa el interruptor trifásico.

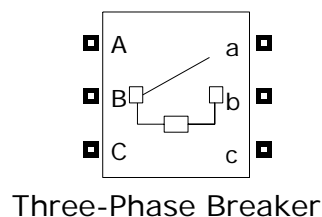


Figura B-7. Bloque del interruptor trifásico

Al modelo del interruptor se le ingresa el estado inicial del interruptor (abierto o cerrado), las fases que desea abrir o cerrar y el intervalo de tiempo en el cual desea realizar la apertura o cierre. Adicionalmente, se le puede ingresar los valores de la resistencia de interrupción y la resistencia de amortiguación.

B.7. Bloque Powergui

El bloque PowerGUI es necesario para la simulación de un modelo Simulink con bloques SimPowerSystems. Se utiliza para almacenar el circuito equivalente de Simulink que representa las ecuaciones de espacio de estado del modelo. Con este bloque se selecciona el método que permite resolver el circuito (método continuo, ideal, discreto o fasorial). El método de simulación fasorial es recomendado para el estudio de oscilaciones electromagnéticas, en el cual el modelo en variables de estado es reducido y solo contiene los estados lentos de las máquinas, turbinas y reguladores. Por otra parte los métodos continuos de paso variable son muy útiles para resolver problemas con el modelo en variables de estado completo. Los métodos de paso variable recomendados son el ode23t o el ode23tb, con un paso de tiempo máximo de un ciclo de la frecuencia fundamental. En la Figura **B-8**, se presenta el bloque Powergui configurado para una operación continua, la cual se utilizará para el presente caso de estudio.

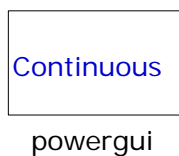


Figura B-8. Bloque del interruptor trifásico

APÉNDICE C

Anexo: Diagramas Unifilares de la subestación Marmato del Sistema de Distribución CHEC S.A. E.S.P.

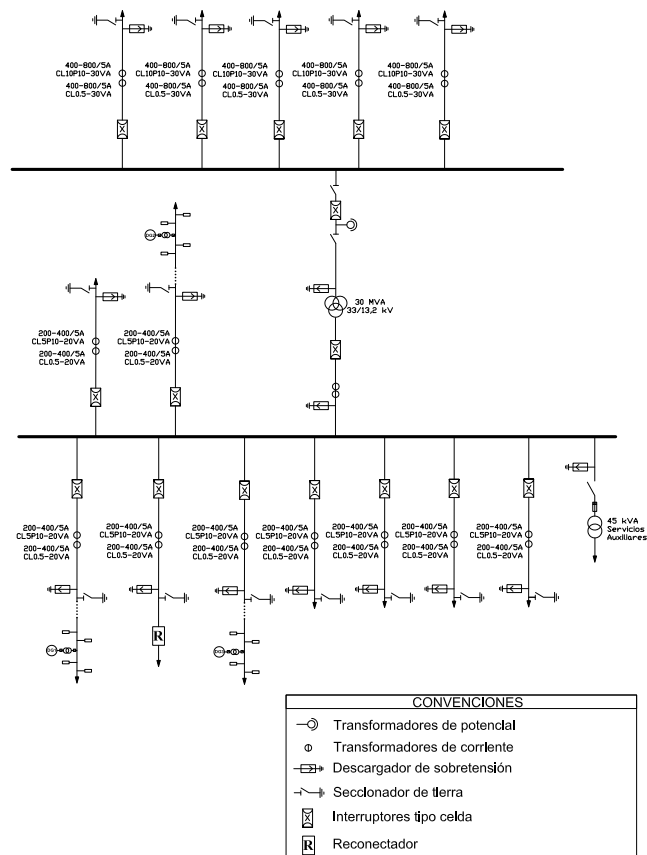


Figura C-1. Diagrama unifilar actual

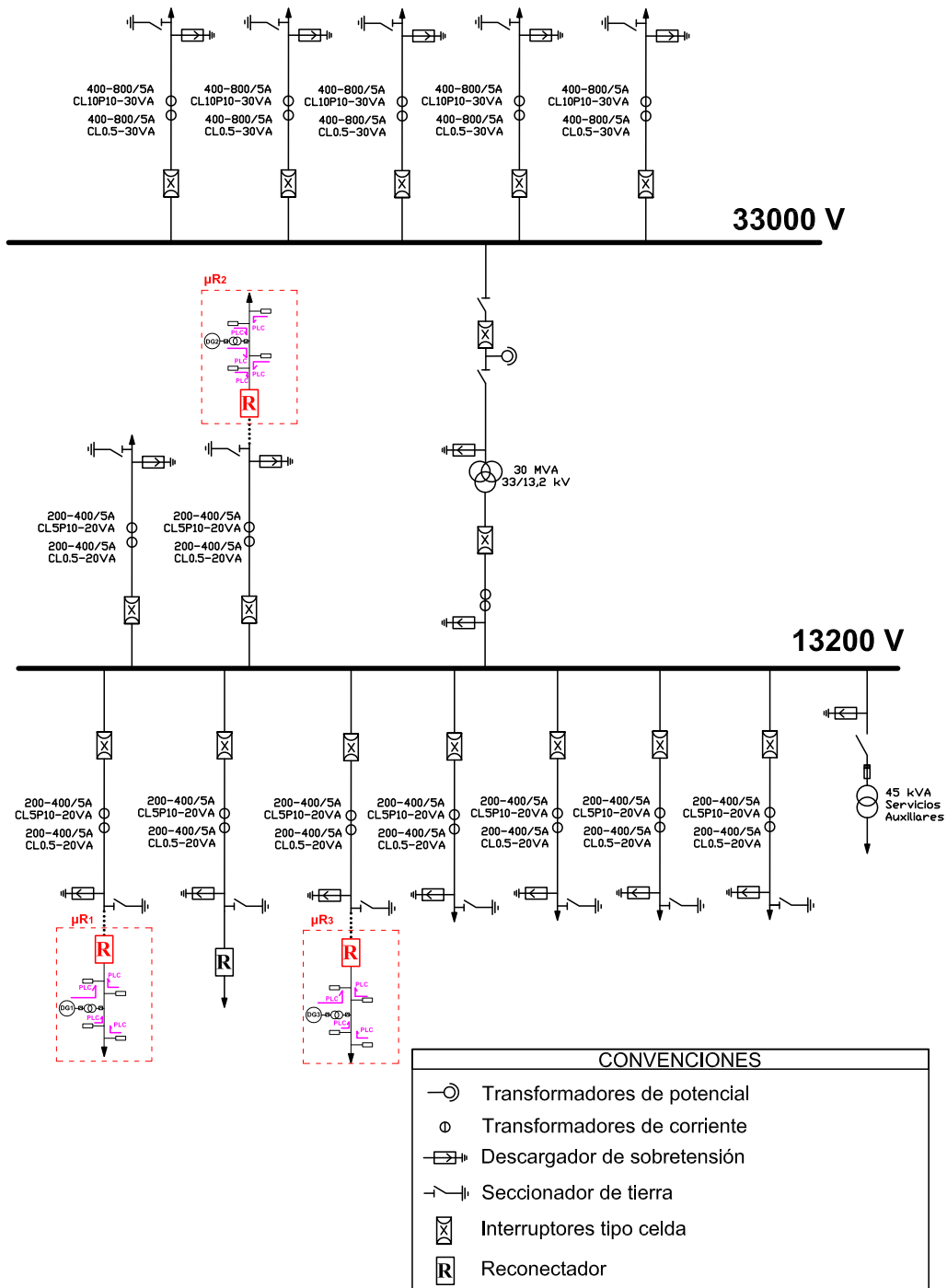


Figura C-2. Diagrama unifilar Projectado

APÉNDICE D

Anexo: Potencial de la Generación Distribuida en Colombia

Tabla D-1. Potencial de la GD en Colombia. Datos (CREG, 2009)

Tecnología de GD	Potencial estimado [MW]
Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	25.000
Eólica	21.000 ^a
Biomasa	16.260 MWh ^b
Corrientes de marea	120
Solar	4,5 kWh/m ^c

^aSolo en la Guajira

^bDato de energía

^cpromedio multianual, no hay cifras exactas