



Dissertação

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

***“Análisis del impacto en transitorios y niveles de tensión relacionados con la conexión de micro-redes eléctricas al sistema de distribución”***

Giovanny Rolando Pedroza Astudillo

Leiria, 30 de Septiembre de 2017



Dissertação

Mestrado em Engenharia da Energia e do Ambiente

***“Análisis del impacto en transitorios y niveles de tensión relacionados con la conexión de micro-redes eléctricas al sistema de distribución”***

Giovanny Rolando Pedroza Astudillo

Dissertação de Mestrado realizada sob a orientação do Doutor Nuno Gil, Professor da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria e coorientação do Doutor Juan Leonardo Espinoza, Professor da Universidad de Cuenca-Ecuador.

Leiria, 30 de Septiembre de 2017



# Dedicatoria

---

Esta tesis de maestría la dedico a mis padres que lo dieron todo por mi y especialmente a mi madre que siempre me acompaña incondicionalmente.

A Samanta, mi esposa, mi compañera y sobretodo amiga, que siempre ha creído en mi y me ha apoyado en cada etapa de mi vida como profesional, sin pedir nada a cambio.



# Agradecimientos

---

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a los profesores Dr. Nuno Gil del Instituto Politecnico de Leiria - Portugal y Dr. Juan Leonardo Espinoza de la Universidad de Cuenca - Ecuador, quienes además de transmitirme su vocación investigadora, me orientaron, ayudaron y estimularon constante y directamente en todos los aspectos para el desarrollo de esta tesis. Agradecerles la plena confianza que siempre me han demostrado, así como la dedicación y la atención que en todo momento me han ofrecido.

A mi querido amigo Mgs. Sergio Zambrano Asanza, por su ayuda y colaboración conjuntamente con la Empresa Eléctrica Reginal CentroSur quienes me supieron apoyar con la información y los programas necesarios para la culminación de esta tesis.

Y mi mas sincero agradecimiento a “IPL” por haberme acogido en sus aulas para así culminar esta Mestría con mucha felicidad sin ningún problema alguno.



# Resumen

---

Esta tesis presenta un análisis del impacto sobre el sistema de distribución producido por las denominadas micro-redes eléctricas, abastecidas por pequeñas fuentes de generación. Para ello, se realizaron estudios en régimen permanente (estado estable) y estudio dinámico (transitorios), con el fin de obtener resultados que no afecten a la red ni a los consumidores. El análisis se realiza para sistemas fotovoltaicos, eólicos, generador a diésel, generador a gas y minihídrica, que forman parte de la micro-red de la Universidad de Cuenca. El software utilizado en este análisis es el DIgSILENT PowerFactory que permite realizar estudios de flujos de potencia y de transitorios electromagnéticos (EMT). Se detallan los impactos que ocasionaría la micro-red al ser instalada a la red de distribución cercana tanto en pérdidas, perfiles de voltaje, sobrecargas en líneas. Además se realiza un estudio de sensibilidad con el fin de conocer si la red de distribución está apta para la interconexión de una micro-red eléctrica bajo el criterio de Generación Distribuida – GD.

**Palabras-clave:** Micro-red, transitorios, DIgSILENT, energía renovable, Generación Distribuida.



# Abstract

---

This work presents an analysis of the impact on the distribution system produced by the so-called micro-grids (micro-electric networks), supplied by small generation sources. Studies are developed in both steady state and dynamic state in order to obtain results that do not affect the network or consumers. The analysis is performed for photovoltaic, wind, diesel generator, gas generator, and mini-hydropower systems, which are part of the University of Cuenca's micro-grid. The software used for this work was DIgSILENT PowerFactory which allows performing power flows and electromagnetic transients (EMT) studies. Technical impacts caused by the micro-grid on losses, voltage profiles, overhead lines when it is installed to the closer distribution network are detailed. Also, a sensitivity study is carried out to know if the distribution network is suitable for the interconnection of a micro-grid under the concept of Distributed Generation - GD.

**Keywords:** Micro-grid, transient, DIgSILENT, renewable energy, distributed generation.



# Lista de figuras

---

Figura 1. Motor diésel de 500 kW .....	9
Figura 2. Turbina de gas de capacidad 4.6 MW y 3.4 MW .....	9
Figura 3. Diagrama esquemático del diseño de una micro-turbina de doble eje .....	10
Figura 4. Funcionamiento de una celda de combustible .....	11
Figura 5. a) Arreglo Fotovoltaico b) Conexión del Sistema a la red .....	12
Figura 6. Capacidad y adiciones anuales de energía solar FV, 2005-2015.....	12
Figura 7. Evolución de los generadores eólicos.....	13
Figura 8. Potencia Eólica instalada acumulada en el mundo .....	14
Figura 9. Relación en términos de interconexión.....	23
Figura 10. Esquema de interconexión.....	23
Figura 11. Laboratorio de Micro-red – Universidad de Cuenca. ....	31
Figura 12. Planos de laboratorio de Micro-red - Universidad de Cuenca.....	33
Figura 13. Arreglos de paneles solares Fotovoltaicos- Laboratorio Micro-red, U. de Cuenca. ....	34
Figura 14. Arreglo de Generadores Eólicos- Laboratorio Micro-red, U. de Cuenca. ....	35
Figura 15. Micro-turbina Hidroeléctrica – Laboratorio Micro-red, U. de Cuenca. ...	35
Figura 16. Grupo de Electrógeno Diésel y Gas Natural – Laboratorio Micro-red, U. de Cuenca. ....	36
Figura 17. Alimentador 0523 S/E 5 - EERCS. ....	37
Figura 18. Ventana Calculo de Flujo de carga - DIgSILENT PowerFactory.....	39
Figura 19. Calculo de condiciones iniciales - DIgSILENT PowerFactory.....	40
Figura 20. Simulación de eventos - DIgSILENT PowerFactory. ....	40
Figura 21. Selección de variables - DIgSILENT PowerFactory.....	41
Figura 22. Modelo alimentador 0523 en DIgSILENT PowerFactory.....	44
Figura 23. Perfil de carga anual 2016. ....	45
Figura 24. Perfil de carga diario (06-12-2016). ....	45
Figura 25. Esquema Unifilar de la Micro-red conectado a la Red de Distribución. ...	46
Figura 26. Modelo de la planta Fotovoltaica. ....	48
Figura 27. Bloque transformación de irradiación en tensión-corriente.....	49
Figura 28. Modelo de controlador Vac-Vdc para el sistema fotovoltaica. ....	51

Figura 29. Datos básicos del generador fotovoltaico (Generador Estático) en DIgSILENT. ....	52
Figura 30. Datos de flujo de carga del sistema fotovoltaica (Generador estático) en DIgSILENT. ....	52
Figura 31. Variación del perfil de producción del sistema fotovoltaico de la micro-red. ....	53
Figura 32. Modelo de generador eólico con convertidor de potencia total. ....	54
Figura 33. Modelo de controlador de potencia activa y reactiva. ....	55
Figura 34. Reducción de potencia activa por sobrefrecuencia. ....	56
Figura 35. Datos básicos del generador eólico (Generador Estático) en DIgSILENT. ....	56
Figura 36. Datos de flujo de carga del generador eólico (Generador Estático) en DIgSILENT. ....	57
Figura 37. Variación del perfil de producción del sistema eólico de la micro-red. ...	58
Figura 38. Tecnología generador diésel en DIgSILENT. ....	59
Figura 39. Datos de Flujo de carga del generador diésel en DIgSILENT. ....	60
Figura 40. Tecnología generador a gas en DIgSILENT. ....	60
Figura 41. Datos de Flujo de carga del generador a gas en DIgSILENT. ....	61
Figura 42. Datos básicos de la mini-hidro en DIgSILENT. ....	62
Figura 43. Datos de flujo de carga de la mini-hidro en DIgSILENT. ....	62
Figura 44. Mapa de calor de voltajes en p.u. en los nodos del alimentador 0523, (a) Escenario “0” Sin Micro-red, (b) Caso 1 conectado micro-red normal, (c) Caso 1 conectado micro-red x 10. ....	67
Figura 45. Pérdidas totales MW. ....	69
Figura 46. Perfil de voltaje - Alimentador sin micro-red. ....	69
Figura 47. Perfil de voltaje – Alimentador conectado la micro-red. ....	70
Figura 48. Modificación del voltaje debido a la conexión de la micro-red. Los valores máximos de aumento de tensión se observan en el Punto Común de Conexión (PCC) y a lo largo del alimentador entre 10 y 14 hrs. ....	71
Figura 49. Sobrecargas en las líneas. ....	71
Figura 50. Variación de la potencia aparente en cabecera. ....	72
Figura 51. Variación de la potencia reactiva en cabecera. ....	73
Figura 52. Potencia, generación y pérdidas - micro-red x5. ....	74
Figura 53. Potencia, generación y pérdidas - micro-red x10. ....	75

Figura 54. Pérdidas totales MW - micro-red x5.....	76
Figura 55. Pérdidas totales MW - micro-red x10.....	76
Figura 56. Perfil de voltaje. a) Sin micro-red. b) Con micro-red x5. c) Con micro-red x10.....	77
Figura 57. Modificación del voltaje debido a la conexión de la micro-red x10. Los valores máximos de aumento de tensión se observan en el Punto Común de Conexión (PCC) y a lo largo del alimentador entre 10 y 14 hrs. ....	78
Figura 58. Sobrecargas en las líneas - micro-red x10. ....	79
Figura 59. Variación de la potencia aparente en cabecera - micro-red x10.....	80
Figura 60. Variación de la potencia aparente en cabecera - micro-red x10.....	80
Figura 61. Mapa de calor de voltajes en p.u. en los nodos del alimentador 0523, (a) Escenario “0” Sin Micro-red, (b) Caso 2 conectado micro-red normal, (c) Caso 2 conectado micro-red x 10. ....	81
Figura 62. Potencia, generación y pérdidas - micro-red x10 – Caso 2. ....	83
Figura 63. Pérdidas totales MW - micro-red normal – Caso 2. ....	84
Figura 64. Pérdidas totales MW - micro-red x10 – Caso 2.....	84
Figura 65. Perfil de voltaje Caso 2. a) Sin micro-red. b) Con micro-red normal. c) Con micro-red x5. d) Con micro-red x10. ....	85
Figura 66. Modificación del voltaje debido a la conexión de la micro-red. a) micro-red normal, b) micro-red x5, c) micro-red x10. Los valores máximos de aumento de tensión se observan en el Punto Común de Conexión (PCC) y a lo largo del alimentador entre 10 y 14 hrs. ....	86
Figura 67. Sobrecargas en las líneas. a) micro-red normal, b) micro-red x5, c) micro-red x10. ....	88
Figura 68. Variación de la potencia aparente y reactiva en cabecera – a) micro-red normal, b) micro-red x5, c) micro-red x10.....	89
Figura 69. Sobrevoltajes (p.u.) en el PCC luego del evento desconexión/conexión de la micro-red normal. ....	91
Figura 70. Sobrevoltajes (p.u.) en el PCC luego del evento de “switch” (abre reconector R1).....	91
Figura 71. Sobrevoltajes (p.u.) en el PCC luego del evento desconexión/conexión de la micro-red x10.....	92
Figura 72. Sobrevoltajes (p.u.) en el PCC luego del evento de “switch” (abre reconector R1).....	93

Figura 73. Sobrevoltajes (p.u.) en el PCC luego del evento desconexión/conexión. a) micro-red normal. b) micro-red x10. .... 94



# Lista de tablas

---

Tabla 1. Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de voltaje. FUENTE: IEEE 1547-3.....	26
Tabla 2. Respuesta del sistema de interconexión ante variaciones de frecuencia. FUENTE: IEEE 1547-3.....	27
Tabla 3. Casos de estudio.....	65
Tabla 4. Escenarios de estudio.....	65
Tabla 5. Pérdidas totales sin generación y con generación de la Micro-red.....	68
Tabla 6. Pérdidas totales sin generación y con generación - Micro-red x5. ....	73
Tabla 7. Pérdidas totales sin generación y con generación - Micro-red x10. ....	73
Tabla 8. Pérdidas totales sin generación y con generación - Micro-red normal – Caso 2.....	82
Tabla 9. Pérdidas totales sin generación y con generación - Micro-red x5 – Caso 2.....	82
Tabla 10. Pérdidas totales sin generación y con generación - Micro-red x10 – Caso 2.....	82
Tabla 11. Resultados Estudio Dinámico- Caso 1 y Caso 2.....	95



# Lista de siglas

---

**CONELEC:** Consejo Nacional de Electricidad.

**ARCONEL:** Agencia de Regulación y Control de Electricidad.

**IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers.

**DSL:** DIgSILENT Simulation Language.

**GD:** Generación Distribuida.

**DER:** Recurso de Energía Distribuida.

**CERTS:** Consortium for Electric Reliability Technology Solutions.

**DNO:** Distribution Network Operator.

**DR:** Distributed Resource.

**RES:** Renewable energy sources.

**PCC:** Punto Común de Conexión.

**GWEC:** Global Wind Energy Council.

**EWEA:** The European Wind Energy Association.

**GRNC:** Generadores Renovables No convencionales.

**SEP:** Sistema Eléctrico de Potencia.

**GLP:** Gas Líquido de Petróleo.

**AVR:** Regulador de Voltaje Automático.

**EERCS:** Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.



# Índice

---

<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>VII</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b>	<b>XII</b>
<b>LISTA DE SIGLAS</b>	<b>XIV</b>
<b>ÍNDICE</b>	<b>XVI</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Antecedentes</b>	<b>2</b>
<b>1.2 Alcance</b>	<b>2</b>
<b>1.3 Objetivos</b>	<b>3</b>
1.3.1 Objetivo General	3
1.3.2 Objetivos Específicos	3
<b>1.4 Organización del trabajo</b>	<b>3</b>
<b>2. INTRODUCCIÓN A LAS MICRO-REDES</b>	<b>5</b>
<b>2.1 Descripción de una micro-red</b>	<b>5</b>
<b>2.2 Sistemas de generación</b>	<b>8</b>
2.2.1 Motores de combustión interna	8
2.2.2 Turbinas de gas	9
2.2.3 Microturbinas	10
2.2.4 Pilas de combustible	10
2.2.5 Sistemas fotovoltaicos	11
2.2.6 Sistemas Eólicos	13
<b>2.3 Sistemas de almacenamiento de baterías</b>	<b>14</b>
<b>2.4 Sistemas de control</b>	<b>15</b>

<b>2.5</b>	<b>Cargas</b>	<b>16</b>
2.5.1	Cargas controlables	16
2.5.2	Cargas no controlables	16
<b>2.6</b>	<b>Operación de una Micro-red</b>	<b>16</b>
2.6.1	Conectado a la red de distribución eléctrica	16
2.6.2	Modo aislado	17
<b>2.7</b>	<b>Estado actual de una micro-red</b>	<b>17</b>
<b>3.</b>	<b>METODOLOGÍA PARA ANÁLISIS DE IMPACTO DE MICRO-REDES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>19</b>
<b>3.1</b>	<b>Introducción</b>	<b>19</b>
<b>3.2</b>	<b>Marco Regulatorio y proceso metodológico</b>	<b>19</b>
3.2.1	Norma Arconel N° 004/15	20
3.2.2	Estándar IEEE 1547	21
3.2.3	Estudios a realizar para la conexión de DR a la red de distribución [21]	27
<b>3.3</b>	<b>Modelo a Simular</b>	<b>31</b>
3.3.1	Información de la micro-red.	32
<b>3.4</b>	<b>Requisitos de Simulación</b>	<b>37</b>
3.4.1	Simulación Cuasi-estática	37
3.4.2	Simulación Dinámica	38
<b>3.5</b>	<b>Herramienta a Utilizar</b>	<b>38</b>
<b>4.</b>	<b>CASOS DE ESTUDIO E IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS NECESARIOS EN LA HERRAMIENTA DIGSILENT POWERFACTORY</b>	<b>43</b>
<b>4.1</b>	<b>Introducción</b>	<b>43</b>
<b>4.2</b>	<b>Modelo del alimentador de la S/E 5-0523</b>	<b>43</b>
<b>4.3</b>	<b>Modelo de la micro-red</b>	<b>46</b>
4.3.1	Generación Fotovoltaica	46

4.3.2 Generación eólica	53
4.3.3 Generador Diésel y Gas	58
4.3.4 Generación Mini-hidro	61
<b>5. RECOLECCIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS Y SUS IMPLICACIONES</b>	<b>65</b>
<b>5.1 Estudio en régimen permanente (Flujos de potencia)</b>	<b>66</b>
5.1.1 Resultados Caso 1	66
5.1.2 Resultados Caso 2	81
<b>5.2 Estudio Dinámico</b>	<b>90</b>
5.2.1 Resultados Caso 1	90
5.2.2 Resultados Caso 2	94
<b>6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>97</b>
<b>6.1 Conclusiones</b>	<b>97</b>
<b>6.2 Recomendaciones</b>	<b>98</b>
<b>6.3 Trabajos Futuros</b>	<b>99</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>100</b>



# CAPÍTULO 1

## 1. Introducción

---

Esta tesis de fin de master estudiará el impacto en la operación del sistema eléctrico de distribución debido a la conexión de micro-redes, es decir evaluar la energía entregada luego del ingreso de este tipo de recursos distribuidos. El proyecto se dividirá en varias etapas que se van a describir a continuación.

El primer paso realizará un estudio del modelo de las pequeñas unidades de generación que componen la micro-red que se encuentra instalada en la Universidad de Cuenca, Campus Balzay, con el fin de analizar su funcionamiento tanto de forma aislada como conectado a la red de distribución eléctrica de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (Alimentador 0523).

Los distintos tipos que componen la micro-red a estudiar será: generador fotovoltaico, generador eólico, generador a diésel, generador a gas, minihídrica, dichos modelos se implementaran en la herramienta DIgSILENT PowerFactory.

Como segundo paso, se combinarán las diferentes fuentes de generación formando así la micro-red, evaluando diferentes escenarios de operación para analizar los impactos que ocurren en el sistema de distribución, teniendo referencia en las normas CONELEC 004/01, ARCONEL 004/15 y la norma IEEE 1547\_4 del 2011. Además se analizaran impactos comunes que ocurren como son los flujos de potencia, regulación de voltaje, pérdidas de energía, etc.

Los diferentes tipos de estudios que comprenden son: estudios en régimen permanente (estado estable) y estudios dinámicos.

El análisis en régimen permanente comprende determinar los perfiles de tensiones, pérdidas y sobrecargas en las líneas.

El estudio dinámico consiste en analizar diferentes transitorios como son los sobrevoltajes, realizando eventos como son: de interruptor (switch), desconexión y conexión de la micro-red.

## 1.1 Antecedentes

---

Cada día crece la preocupación por los efectos de cambio climático como consecuencia de la emisión de gases de efecto invernadero. Este cambio climático causa alteraciones como derretimiento de glaciales, huracanes más intensos, inundaciones y sequías más frecuentes alrededor de todo el mundo.

La CENTROSUR es responsable de la distribución y comercialización de energía dentro de su área de concesión que comprende las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago. El servicio eléctrico, conforme a las exigencias regulatorias y los objetivos empresariales, debe cumplir con ciertos parámetros de tensión, corriente, armónicos, etc., como así mismo evitar la contaminación al momento de tener generación con recursos renovables conectados al sistema de Distribución.

La implementación de recursos renovables tales como sistemas fotovoltaicos, eólica, mini-hídrica, etc., ayudan en parte a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, teniendo así problemas en los costos de instalación siendo estos muy altos hoy en día, ocasionando así que varias personas no pueden cubrir gastos de inversión que implica un sistema para una instalación residencial o grupo de residencias promedio.

Una de las necesidades actuales de la empresa es aprovechar al máximo las tecnologías de última generación para la implementación de recursos renovables al sistema de distribución con el fin de definir criterios de planificación, especificaciones, estudios, que ayuden a tener una visión de lo que ocurrirá en un futuro al momento de penetrar los recursos renovables al sistema, para así tener soluciones a los problemas encontrados.

## 1.2 Alcance

---

El estudio tiene como objetivo evaluar el impacto de una micro-red conectado al sistema de distribución, mediante el análisis de un determinado grupo de datos producto de las simulaciones de los estudios de flujo de potencia, cortocircuito y transitorios ante la presencia de alguna perturbación en el sistema como son: perturbaciones en las señales de tensión, y frecuencia en la red.

Se determinaran perfiles de tensión para diferentes casos donde el sistema de distribución cuenta y no cuenta con la participación de los sistemas de generación con los

recursos renovables a pequeña escala. Para ello se tomará un alimentador de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur y la micro-red instalada en la Universidad de Cuenca - Campus Balzay.

## 1.3 Objetivos

---

### 1.3.1 Objetivo General

---

- ▶ Analizar los diferentes impactos que ocasionan las micro-redes al momento de ser conectados a una red de distribución eléctrica.

### 1.3.2 Objetivos Específicos

---

- ▶ Estudiar y modelar los distintos recursos: generador eólico, generador fotovoltaico, microturbina, celda de hidrogeno, generador de gas y a Diésel.
- ▶ Simular diferentes escenarios de conexión y operación de la micro-red utilizando la herramienta DIgSILENT PowerFactory mediante elementos de librería y elementos programados en lenguaje DSL (DIgSILENT Simulation Language).
- ▶ Evaluar los resultados de los diferentes escenarios simulados

## 1.4 Organización del trabajo

---

Esta tesis está dividida en seis capítulos. A continuación se describe brevemente el contenido de cada uno de ellos.

### **CAPITULO 1:**

#### **Introducción**

Describe de manera general como se realizará esta tesis junto con los antecedentes, alcance y objetivos.

### **CAPITULO 2:**

#### **Introducción a las micro-redes**

Se describirá el significado, operación y estado de una micro-red, además las diferentes fuentes de generación en pequeña escala que pueden formar una micro-red.

### **CAPITULO 3:**

#### **Metodología para análisis de impacto de micro-redes en el sistema de Distribución.**

En este capítulo se describirá todo el proceso que se va a realizar para obtener como resultados los objetivos planteados.

### **CAPITULO 4:**

#### **Casos de estudio e implementación de modelos necesarios en la herramienta DIgSILENT PowerFactory**

Aquí se harán las investigaciones necesarias de parámetros de los diferentes equipos que conforman la micro-red instalada en la Universidad de Cuenca – Campus Balzay para después ser modelados en la herramienta DIgSILENT para sus respectivas simulaciones.

### **CAPITULO 5:**

#### **Recolección y análisis de resultados y sus implicaciones**

Simularemos diferentes escenarios al momento de conectar la micro-red al sistema de distribución para así analizar los resultados y ver los diferentes impactos que ocasionan como son las tensiones, corrientes, frecuencia, etc.

### **CAPITULO 6:**

#### **Conclusiones y recomendaciones**

Se explicarán las conclusiones más relevantes del estudio y se describirán las recomendaciones necesarias.

# CAPITULO 2

## 2. Introducción a las micro-redes

---

### 2.1 Descripción de una micro-red

---

La definición de una micro-red aprobada por el gobierno federal desarrollada por el departamento de energía de los EE.UU, es la siguiente:

“Una micro-red es un grupo de cargas interconectadas y diferentes recursos de energía distribuida (DER) dentro de los límites eléctricos claramente definidos que actúan como una única entidad controlable con respecto a la red. Una micro-red puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que funcione tanto en modo conectado a la red como en modo isla.” [1]

Además se puede decir que el concepto de micro-red altamente usado es el que ha dado el CERTS de EUA (del inglés Consortium for Electric Reliability Technology Solutions), que define como una agregación de cargas y pequeñas fuentes generadoras operando como un único sistema de potencia y calor. [2]

Se puede decir que una micro-red es una red de distribución a pequeña escala y en baja tensión. Como tal, debe disponer de los mismos elementos que una red convencional en alta tensión como son: generadores, cargas y sistemas de control, añadiendo además la posibilidad de poder incluir equipos de almacenamiento de energía. Sin embargo, de una manera conceptual todos estos equipos tienen las mismas funciones que en una red a gran escala, su funcionamiento y especialmente sus sistemas de control y protección [3] y [4] deben estar adaptados para operar adecuadamente de acuerdo con la filosofía de funcionamiento de las micro-redes [5].

Según Dr. C. L. Masters [6] al momento de conectar un generador al sistema de distribución, la DNO (Distribution Network Operator) considerará los escenarios de operación de los peores casos y asegurará que su red y sus clientes no se verán afectados negativamente. Típicamente, estos escenarios son:

- Sin generación y máxima demanda del sistema
- Máxima generación y máxima demanda del sistema.
- Generación máxima y demanda mínima del sistema.

La conexión de un generador al sistema de distribución afectará el flujo de potencia y los perfiles de tensión. Cuando se instala un generador de 1MW a 12km de la subestación primaria a lo largo de una línea de 11kV el voltaje en el generador se eleva por encima de otros lugares, permitiendo así que la energía sea exportada en ambas direcciones. En este ejemplo, el voltaje en algunas partes del sistema se eleva por encima del límite de voltaje permitido de  $\pm 6\%$ . Este aumento de voltaje es mas oneroso cuando no hay demanda en el sistema. Con 1MW de generación conectado, el voltaje sube al 112% del nominal. Esto sugiere que es el aumento de voltaje durante períodos de demanda mínima que limita la cantidad de generación que se puede conectar. Al conectar un generador al sistema de distribución, un DNO debe considerar si la energía puede ser exportada de nuevo a través de la subestación primaria y debe asegurarse de que los cambiadores de tomas del transformador son capaces de operar con un flujo de potencia inversa.

En conclusión, hay muchos factores que determinan el nivel de generación que se puede conectar al sistema de distribución a una línea de 11kV. Por lo tanto, cada esquema que se plantee se enfrentará a diferentes cuestiones técnicas y comerciales y debe ser estudiado sobre una base sitio por sitio. Una de las principales dificultades técnicas es el aumento de tensión resultante del flujo de potencia inverso. Existen métodos para contrarrestar este aumento de voltaje; sin embargo, un desarrollador debe considerar si los costos adicionales están justificados.

Este artículo [7] discute varios problemas del sistema que pueden ser encontrados a medida que el DR penetra en los sistemas de distribución. Los problemas de aumento de voltaje son el impacto del DR mas común en la tensión del sistema, la interacción de las operaciones del DR y del condensador, la interacción de DR y el regulador de voltaje y la operación del LTC. Los problemas de protección incluyen la coordinación de fusibles, los fallos de alimentación después de la apertura del sistema de protección, el impacto de la DR en la clasificación de interrupción de los dispositivos, las fallas en los alimentadores adyacentes, la detección de fallos, También se discute la pérdida de la red eléctrica, incluyendo la vulnerabilidad y las sobretensiones debidas a la isla y la coordinación con la reconexión. También se cubren por separado la restauración del sistema y problemas de red. En conclusión con la integración del DR no son insuperables, pero tampoco son insignificantes. Un conocimiento y una ingeniería adecuados pueden resultar en una integración eficaz del DR en los sistemas de distribución.

El trabajo realizado por [8] propone un enfoque de control distribuido optimizado basado en el análisis de sensibilidad DN (Distribution network) y en la regulación de potencia activa / reactiva descentralizada capaz de mantener niveles de tensión dentro de los límites regulatorios y ofrecer servicios auxiliares al DN, como la regulación de voltaje. Al mismo tiempo, intenta minimizar las pérdidas de potencia activa al DN y la potencia reactiva intercambiada con el DN por las unidades DG. La validación de la técnica de control propuesta se ha llevado a cabo a través de varias simulaciones sobre un sistema real de distribución en MT en Italia.

Sus principales contribuciones y diferencias con la literatura pueden resumirse de la siguiente manera: 1) un enfoque modular que permite implementar acciones de control local válidas incluso en ausencia de un canal de comunicación generalizado; 2) una estrategia unificada para la gestión de RES (renewable energy sources) que permite utilizar el mismo enfoque de control de tensión local en el PCC para cualquier tipo de DG conectada a la red por medio de convertidores electrónicos; 3) un procedimiento de optimización que reúne la técnica de control propuesta y la optimización de sus parámetros utilizados para la regulación de la tensión.

Este documento tiene como resultado la presentación de una estrategia de optimización aplicada a un SAB-DC (Sensitivity analysis-based decentralized Control) para DGs RES, capaz de mantener los niveles de tensión dentro de los límites regulatorios mientras se produce la máxima potencia activa disponible. Evita la desconexión de la DG debido a la violación de los límites de tensión en el bus de conexión y permite a las DG ofrecer servicios auxiliares al DN. Se ha propuesto y probado una aproximación unificada al modelo de controlador en el caso de las DG de RES conectadas al DN por medio de convertidores electrónicos y la validez de la estrategia de optimización a través de varias simulaciones ejecutadas con diferentes niveles de penetración de DG.

EL artículo [9] propone una nueva metodología para el soporte coordinado de voltaje en redes de distribución con gran integración de generación distribuida y micro-redes. Dadas las características de las redes LV (Low Voltage), se muestra que las estrategias de control tradicionales que usan sólo el control de potencia reactiva pueden no ser suficientes para realizar un control de voltaje eficiente. Se desarrolló una herramienta de optimización basada en un enfoque metaheurístico para abordar el problema del control de voltaje. Además, las redes neuronales se emplearon con el fin de disminuir el tiempo

computacional, lo que permite el uso de la herramienta para el funcionamiento en línea. Los resultados obtenidos revelaron un buen comportamiento de este enfoque de control.

La función objetivo del problema de optimización tiene como objetivo reducir las pérdidas de potencia activa manteniendo los perfiles de voltaje dentro de límites admisibles ( $\pm 5\%$ ).

Para el algoritmo de optimización, se utilizó un máximo de 100 iteraciones para cada hora del día para un lapso total de un día. Para este propósito se han desarrollado curvas típicas de 24h00 para cada tipo de generación y para la carga (consideradas en todos los nodos de carga), teniendo así como resultado que el algoritmo ha demostrado ser eficiente en el logro de la función objetivo principal - control de perfil de tensión y reducción de pérdidas de potencia activa.

## **2.2 Sistemas de generación**

---

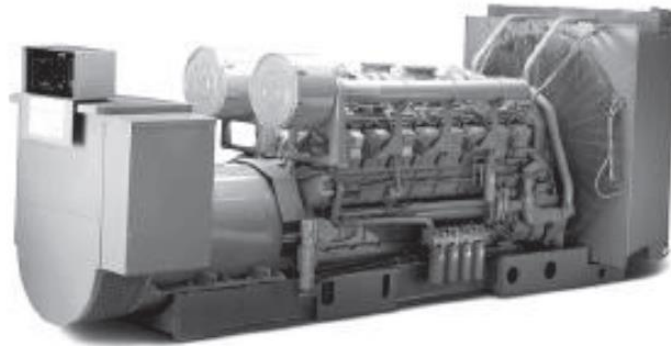
### **2.2.1 Motores de combustión interna**

---

Para el funcionamiento de estas máquinas se produce por la quema de combustibles fósiles con el objeto de obtener energía mecánica a partir de la energía química, para así dichos pistones hacen girar el eje de un generador para convertir la energía mecánica obtenida en energía eléctrica.

Los motores pueden ser del tipo de combustión por chispa, consumiendo gas natural, propano o gasolina, o bien de ciclo diésel, quemando en este caso combustible diésel o aceite pesado.

Este generador eléctrico es generalmente de tipo síncrono, estando directamente conectado a la red de distribución en el caso de redes de gran potencia. En la figura 1 se puede observar un motor de combustión interna.



*Figura 1. Motor diésel de 500 kW*

*FUENTE: Cartepillar<sup>1</sup>.*

## 2.2.2 Turbinas de gas

---

Es prácticamente igual que los motores de combustión interna, estas turbinas mezclan los combustibles fósiles conjuntamente con el aire con el objetivo de crear energía térmica.

Los gases que proceden de la combustión a altas temperaturas y alta presión se expanden en la turbina obteniendo así la conversión de la energía calorífica en energía mecánica por medio del giro del eje de la turbina. Al igual que en el caso de motores de combustión interna, si se trata de sistemas de elevada potencia, el generador puede estar directamente conectado a la red. En la figura 2 se muestra un ejemplo de una turbina a gas.



*Figura 2. Turbina de gas de capacidad 4.6 MW y 3.4 MW*

*FUENTE: [10].*

---

<sup>1</sup> **Caterpillar** (o CAT) es el fabricante más grande del mundo de maquinaria para la construcción y equipos de minería, motores diésel y turbinas industriales de gas.

## 2.2.3 Microturbinas

---

Su funcionamiento es parecido al de las turbinas a gas. Teniendo en cuenta que estas máquinas pueden funcionar con una amplia variedad de combustibles tales como gasolina, diésel, gas natural, alcohol, propano, metano, keroseno, etc. Las microturbinas que existen habitualmente emplean para su funcionamiento gas natural como primer combustible, este dispone de un generador de imán permanente girando a alta velocidad, generando así corriente alterna a muy elevada frecuencia.

Estos tipos de generadores no pueden ser conectados directamente a la red de distribución por lo que a su salida debe ser conectado un inversor para que corrija la tensión de alta frecuencia para así generar una señal alterna compatible con la red de distribución a ser conectada. La figura 3 muestra los componentes esenciales de una microturбина.

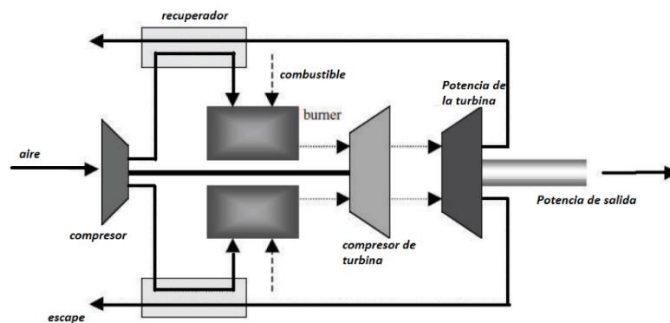


Figura 3. Diagrama esquemático del diseño de una micro-turbina de doble eje

FUENTE: [11].

## 2.2.4 Pilas de combustible

---

Estos equipos generan electricidad a partir de la reacción química que existe entre el hidrógeno y oxígeno. Existen varios tipos de pilas de combustibles disponibles como son: ácido fosfórico, membrana de intercambio y óxido sólido).

Estas pilas de combustible para su conexión a la red de distribución es necesario la conexión de un inversor a su salida debido que genera energía eléctrica en corriente continua.

Las pilas poseen una eficiencia de 35% a 65%, debido a su eficiencia que limita las emisiones de CO<sub>2</sub>, por lo tanto es una gran ayuda sin contaminación al efecto invernadero.

Los inconvenientes de estos equipos es su elevado costo dentro del mercado y la degradación del electrolito que no permite alcanzar una vida útil muy alta.

En la figura 4 muestra un esquema ilustrativo del funcionamiento de una celda de combustible.

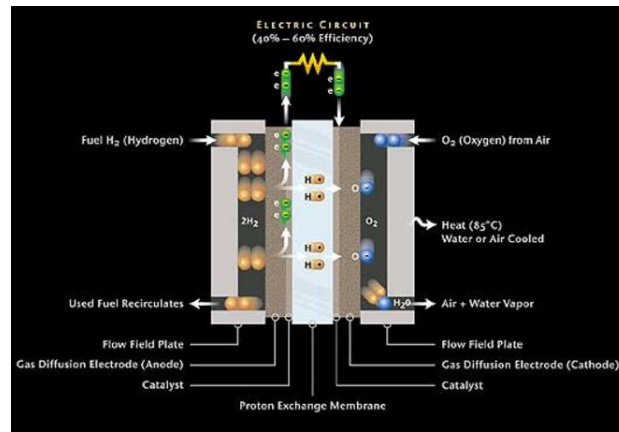


Figura 4. Funcionamiento de una celda de combustible

FUENTE: [12].

## 2.2.5 Sistemas fotovoltaicos

Tienen la capacidad de transformar energía solar en energía eléctrica, estos sistemas fotovoltaicos producen electricidad en corriente continua, y al igual que las pilas de combustible necesitan de la conexión de un inversor a su salida para así obtener energía eléctrica en corriente alterna para poder ser conectado a la red de distribución. Esta tecnología transforma la energía fotovoltaica, es decir que aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Este se basa en la absorción de la radiación solar por parte de un material semiconductor que constituye las celdas fotovoltaicas (PV: Photovoltaic), provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando corriente continua. Esta energía eléctrica producida puede ser almacenada en baterías o se puede utilizar directamente para el consumo [10]. En la Figura 5 se puede observar cómo está conformado un sistema fotovoltaico y a su vez como está conectado a la red de Distribución.

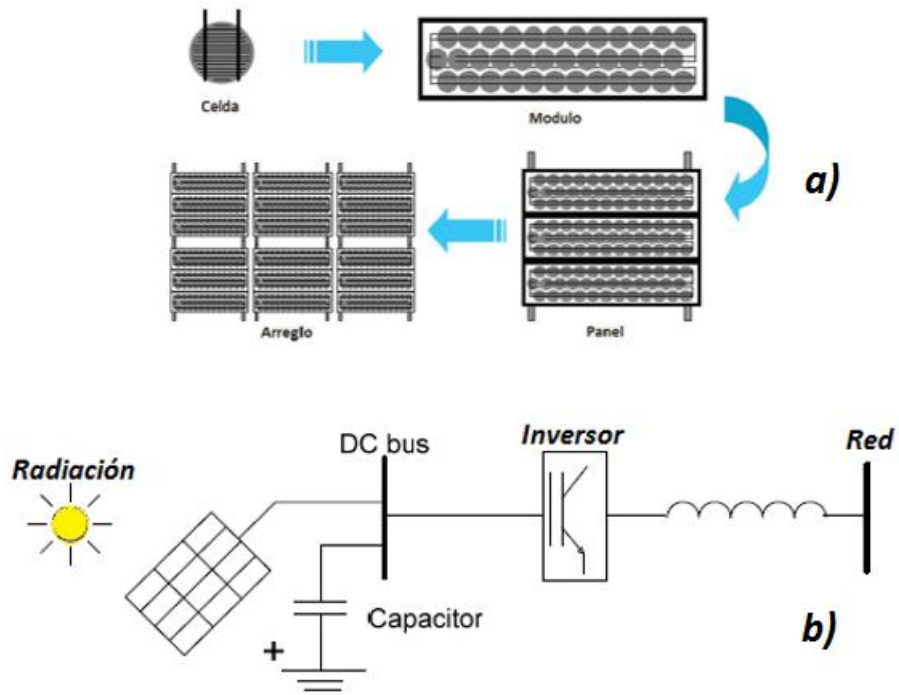


Figura 5. a) Arreglo Fotovoltaico b) Conexión del Sistema a la red

FUENTE: [10].

La energía solar Fotovoltaica ha crecido en el año 2015 hasta 50GW, en la siguiente figura se puede observar cómo ha incrementado la instalación de la energía Fotovoltaica en el mundo desde el año 2005.

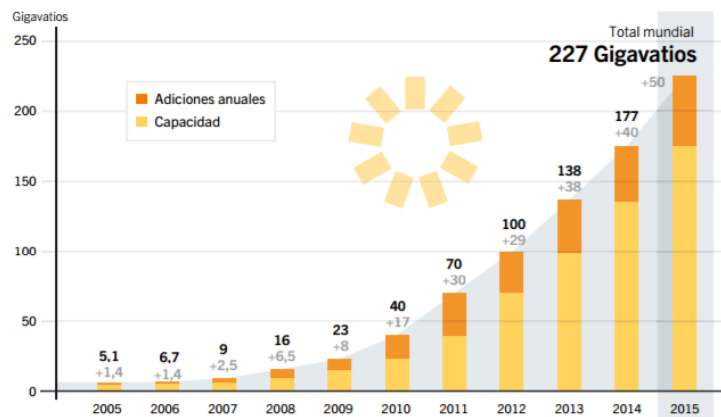


Figura 6. Capacidad y adiciones anuales de energía solar FV, 2005-2015

FUENTE: REN21<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> REN21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century).

## 2.2.6 Sistemas Eólicos

Este tipo de generadores aprovecha la energía eólica, definiendo así la energía eólica como aquella que se obtiene a partir del viento, es decir, aquellas que se obtiene de la energía cinética generada por las corrientes del aire [10].

Esta energía cinética al incidir sobre las palas del aerogenerador (elementos móviles) se transforma en energía de presión, transmitiendo un giro al eje, finalmente un generador transforma esta energía mecánica en energía eléctrica.

La potencia de los generadores eólicos ha evolucionado desde unos pocos kW hasta algunos MW. Esta tecnología es bastante usada alcanzando unos índices de fiabilidad de las maquinas cercanos al 97% [13]. En la figura 7 se puede ver cómo ha ido evolucionando los aerogeneradores.

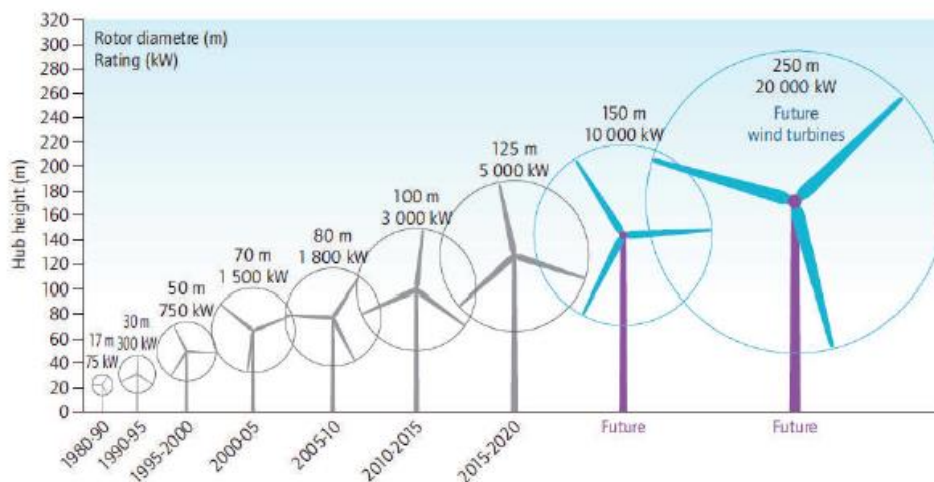


Figura 7. Evolución de los generadores eólicos

FUENTE: EWEA<sup>3</sup>.

La energía eólica instalada en el mundo creció un 12,4% en 2016, hasta situarse en 486.749 MW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC). China, Estados Unidos, Alemania, India y España son los primeros productores mundiales. En la siguiente figura muestra el crecimiento acumulativo de energía eólica en el mundo.

<sup>3</sup> EWEA (The European Wind Energy Association)

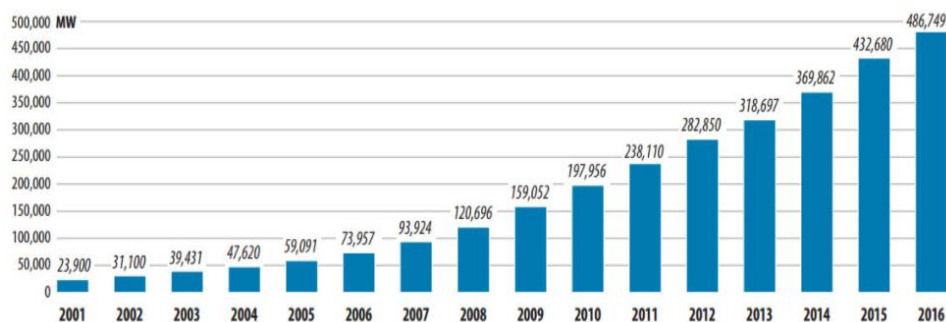


Figura 8. Potencia Eólica instalada acumulada en el mundo

FUENTE: GWEC<sup>4</sup>.

## 2.3 Sistemas de almacenamiento de baterías

Las tecnologías de almacenamiento de energía, se clasifican en función de la energía total almacenada, el tiempo y el transitorio requerido para su operación. Estos equipos permiten mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico de varias formas. Permiten trabajar en primer lugar a los generadores en régimen constante a pesar de las posibles fluctuaciones de la carga. En segundo término, pueden hacer frente a variaciones en las fuentes de energía primaria cuando estas no son gestionables (sol, viento, etc.). Y por último permite considerar al conjunto de generadores-almacenamiento como una única unidad con capacidad de generación predecible [5].

Dos son los principales equipos de almacenamiento de energía:

- **Sistemas de baterías:** Estos almacenan energía en forma de energía química. Estas son fuentes de corriente continua por lo que es necesario el empleo de un inversor para la generación en corriente alterna.
- **Sistemas Flywheel (volante de inercia):** Las características principales es la rápida respuesta en comparación con los sistemas de almacenamiento químicos. Un motor eléctrico hace girar el volante, proporcionando energía al sistema, al cual está acoplado un generador para convertir la energía cinética en eléctrica. Este generador está conectado a un inversor que hace de interface con la red de distribución [5].

<sup>4</sup> GWEC (Global Wind Energy Council).

## 2.4 Sistemas de control

---

Si queremos conseguir el máximo beneficio posible al momento de operar una micro-red, es importante al momento de integrar las micro generadoras en la red de baja tensión, así como la relación del conjunto (generador, red BT y cargas) con la red de media tensión al cual están conectados. Esto contribuye a optimizar la operación del sistema eléctrico [3].

En relación a una micro-red, se identifican tres niveles de controles en función entre si:

**Control de Microgenerador:** Este control usa información local de la red de baja tensión y la frecuencia que emite la micro-red en situaciones en las que un microgenerador esta temporalmente desconectado del resto de la micro-red. En condiciones normales de funcionamiento, sigue las señales que le envía el sistema de control de la Micro-red llamado nivel de control inmediato superior.

Este control tiene sin embargo la capacidad de optimizar la potencia activa y reactiva que genera, además de realizar un seguimiento rápido de la evolución del consumo de las cargas cuando la micro-red funciona aislada de la red de distribución [4].

**Central de Control de la Micro-red:** Este nivel de control es responsable de la optimización de la operación de la micro-red [10]. A la vez que recibe consignas del DMS de la red de distribución, tiene acceso a los precios de mercado de la energía eléctrica. Usa estos datos para determinar la cantidad de energía que la micro-red debe tomar de la red de distribución eléctrica, optimizando la capacidad de generación. La central de control envía señales de control a los microgeneradores y a las cargas controlables, haciendo que la cargas no críticas se desconecten cuando sea necesario [5].

**Distribution Magement System (DMS):** Es el sistema de control que gestiona la red de media tensión al que está conectada la micro-red. Envía información acerca del estado de la red de distribución de media tensión para que la central de control de la micro-red pueda enviar consignas a sus microgeneradores [14].

## 2.5 Cargas

---

Las cargas en una micro-red pueden clasificarse en función al nivel de control que se tiene sobre ellas:

### 2.5.1 Cargas controlables

---

Son aquellas que pueden recibir consignas de la central de control de la micro-red, de forma que en determinadas situaciones en la que la estabilidad de la micro-red esté comprometida, pueda disminuir su consumo o incluso desconectarse completamente [5].

### 2.5.2 Cargas no controlables

---

Son aquellas que no aceptan consignas del sistema de control, por lo que su consumo es arbitrario. En cualquier caso, la mayor parte de las cargas conectadas a una micro-red deben poder ser desconectadas por el centro de control de la micro-red, bien de forma individual o en grupos [5].

## 2.6 Operación de una Micro-red

---

Una micro-red puede operar de dos maneras:

- Conectado a la red de distribución eléctrica.
- Modo aislado.

### 2.6.1 Conectado a la red de distribución eléctrica

---

Se puede decir que en condiciones normales de funcionamiento, una micro-red estará conectado a la red de distribución eléctrica. En esta situación no es necesario que toda la energía demandada por las cargas sea producida por los generadores de la micro-red ya que el desfase entre generación y consumo será cubierto por la energía que fluye a través del punto de conexión. En si la micro-red podrá ser vista como un pequeño generador o como una carga en función que si la generación es mayor o menor que la energía demandada por las cargas. Cuando la micro-red trabaja conectado a la red de distribución, el sistema de control tiene como objetivo la disminución de coste de energía para los consumidores que están asociados a ella. En si usa la generación local cuando es económicamente rentable, disminuyendo así la cantidad de energía que toma de la red.

Desde el punto de vista de la red de distribución, el comportamiento es el adecuado ya que tiende a aplanar la curva de la demanda, esto es debido a que en momentos de elevado consumo, cuando el precio de la energía es mayor la micro-red tiende a autoabastecerse disminuyendo la energía que toma de la red de distribución [15].

## **2.6.2 Modo aislado**

---

Como se ha comentado, una micro-red estará habitualmente (modo normal de operación) conectada a la red de distribución. Sin embargo, ante un fallo en esta red, es posible pasar al modo de emergencia en que la micro-red se desconecta, pasando a trabajar de forma autónoma. Una vez detectado un problema en la red de distribución, se tratará siempre de que la desconexión se realice de la forma más transparente posible para las cargas conectadas. Si no es posible aislar la micro-red con éxito y el suministro queda afectado, se pone en marcha un procedimiento automático con el objetivo de restaurar el servicio de forma independiente en la red de distribución [15].

Cuando este objetivo es conseguido en una fase posterior, una vez que vuelve a entrar en operación la red de distribución, el sistema la cual conforma la micro-red procederá a sincronizarse con ella para a continuación volver al modo normal de operación, en el que la conexión micro-red, red MT este establecida.

## **2.7 Estado actual de una micro-red**

---

Navigant Research's Microgrid Deployment Tracker 4Q16 es la undécima edición de su base de datos de micro-red que se actualiza semestralmente. Esta edición del Tracker muestra que América del Norte fortalece su posición como la región líder mundial en la capacidad operativa global de micro-red con un porcentaje en el mercado del 54%. América del Norte y Asia-Pacífico representan el 95% de la capacidad de nuevos proyectos. Estados Unidos lidera a todos los países en términos de capacidad y número total de proyectos.

Navigant Research ha identificado 1.681 entradas de proyectos, lo que representa 16,552.8 MW de funcionamiento, en fase de desarrollo y 126 nuevos proyectos para su operatividad. Norteamérica abre el camino para la capacidad operativa de micro-redes y para Asia lidera un buen mercado para su crecimiento en el desarrollo de micro-redes.

El informe de Navigant Research rastrea datos sobre proyectos de micro-red conectados a la red y remotos conocidos en las etapas de planificación e implementación en seis geografías. El informe abarca siete segmentos de micro-red: comercial e industrial, comunidad, distribución de servicios públicos, institucional / campus, militar, remoto, y sistemas de corriente continua (CC) [16].

Se puede hablar de otras partes del mundo donde las micro-redes están jugando un papel muy importante, haciendo que las redes eléctricas sean más robustas al momento que se incorpore estas fuentes de generación renovable. Un caso real fue el sucedido durante el terremoto y posterior tsunami en Japón en 2011 en la región de Tohoku, donde la micro-red de Tohoku Fukushi University de 1MW operó por 2 días en modo aislado, luego del evento sísmico, mientras la región alrededor se quedó sin servicio eléctrico. La micro-red se mantuvo en operación con un muy buen nivel de desempeño supliendo todas las cargas instaladas [17].

En tanto América del Sur también cuenta con varios centros de investigación relacionados con el estudio de redes inteligentes como son: la Universidad Pontificia Bolivariana en Colombia, la Universidad Nacional de San Juan-Argentina asociado con el Instituto de energía eléctrica (IEE), Centro de Excelencia en redes inteligentes asociada a la Universidad Federal de Itajuba – Brasil y el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. En Ecuador existen empresas que se han dedicado a la incorporación de Fuentes renovables en sus edificaciones como son (CENACE, CentroSur), en la actualidad Ecuador ya cuenta con un laboratorio de micro-redes ubicado en la Universidad de Cuenca, mejor conocido como CENTRO CIENTÍFICO, TECNOLÓGICO Y DE INVESTIGACIÓN “BALZAY”, (CCTI-B) con el fin de realizar investigación de las diferentes fuentes de generación renovable a pequeña escala [18].

## **CAPITULO 3**

### **3. Metodología para análisis de impacto de micro-redes en el sistema de Distribución**

---

#### **3.1 Introducción**

---

En este capítulo hablaremos acerca de la metodología que se va a seguir para modelar la micro-red y el alimentador (red de distribución) con el objetivo de obtener resultados favorables. Con este estudio analizaremos los impactos que puede ocasionar la micro-red al sistema de Distribución, para esto nos programaremos escenarios como son: aumentado la micro-red por cinco y diez veces, además se cambiará el punto común de conexión (PCC) a otro lugar más alejado de la subestación. Los estudios que se realizarán son en Estado Estable y Transitorios.

En estado estable se analizará perfiles de tensión, pérdidas, potencia activa y reactiva en cabecera y sobrecargas en las líneas.

Los estudios dinámicos que se plantearan son eventos como: de interruptor (switch) apertura del reconectador R1, desconexión y conexión de la micro-red a la red y sacar fuera de servicio un 43.8% de carga del alimentador.

#### **3.2 Marco Regulatorio y proceso metodológico**

---

En Ecuador no existe una norma fija para tratar los impactos que puede ocasionar las micro-redes al sistema de distribución por lo tanto para este estudio se tomara como referencia la norma ARCONEL N° 004/15 que existe localmente, que sirve para evaluar los requerimientos de acceso y requisitos operativos para la conexión de la GD al sistema de Distribución. Además en el ámbito internacional, el estándar técnico más utilizado es la IEEE 1547.

### **3.2.1 Norma Arconel N<sup>o</sup> 004/15**

---

El objetivo principal de esta norma [19] es: establecer los criterios y requisitos técnicos relacionados con la conexión de los generadores renovables no convencionales a las redes de transmisión y distribución con el único fin de no degradar la confiabilidad y calidad de servicio de energía eléctrica, es decir manteniendo los niveles de tensión y corriente en los rangos admisibles y asegurar la operación eficiente de la red.

Esta regulación aplica para generadores conectados en alto y medio voltaje con una potencia mayor o igual a 100 kW.

Los Generadores Renovables no Convencionales GRNC incluyen tecnologías como son: Solar fotovoltaica y solar termoeléctrica, Eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas (potencia nominal menor o igual a 10 MW), Geotérmica, Biomasa, Biogás y Mareomotriz.

Los escenarios que se pueden analizar con esta norma son:

- a) Red sin Generador Renovable
- b) Red con generador renovable
- c) Red de distribución solo con generador renovable en el caso que funcione en isla.

#### **3.2.1.1 Estudios de acceso Regulación Arconel No 004/15**

- Flujos de Potencia: El estudio de Flujo de potencia debe realizarse tanto para mínima y máxima demanda. Este estudio permite verificar sobrecargas en equipos y el cumplimiento de perfiles de voltaje en los nodos del sistema.
- Estudios de cortocircuitos: Se debe realizar estudios de cortocircuitos monofásicos y trifásicos para condiciones críticas, además el operador debe elegir los puntos más críticos donde es indispensable realizar estos tipos de estudios de cortocircuitos.
- Estudios de coordinación de protecciones: Para coordinar los sistemas de protección del generador a instalar se deben realizar por lo menos fallas trifásicas y monofásicas con y sin resistencia de falla. Se debe tener en cuenta dos escenarios, en mínima y máxima potencia de cortocircuito. Con estos estudios se podrá realizar la coordinación de protecciones para cualquier caso del generador en operación.

- Estudios de calidad del producto: Estos estudios permiten observar la calidad del producto que se va dar al PCC como son: Flicker, desbalance de voltaje y armónicos. Estos parámetros de calidad deben estar dentro de los parámetros aceptables de la regulación.
- Estudios de Estabilidad: En estos estudios se verificaran la estabilidad del ángulo, voltaje y frecuencia para condiciones normales y perturbaciones como son: fallas, desconexión de cargas o generador.

Se debe evaluar las fallas más críticas que hacen que exista un desbalance mayor en la generación de la demanda y degraden al sistema haciendo perder el control de potencia activa y reactiva en líneas largas.

### **3.2.2 Estándar IEEE 1547**

---

Esta norma es la primera publicación que emite la IEEE sobre GD, donde se abarca temas como son:

Celdas de combustible, fotovoltaicas, almacenamiento de energía y generación dispersa, para los cuales esta norma determina parámetros principales para la interconexión de la Generación Distribuida con los Sistemas Eléctricos de Potencia para brindar mayor confiabilidad y seguridad.

#### **3.2.2.1 Limitaciones**

Esta norma está aplicada en su mayoría a la interconexión de la GD con la red de Distribución en los circuitos de medio y bajo voltaje, la interconexión de la GD no debe superar los 10 MW en el PCC (Punto de Conexión Común). A continuación la norma detalla aspectos y definiciones [20]:

- El estándar no define la capacidad máxima de un GD para la interconexión con la red de distribución.
- No hace hincapié a los requerimientos de autoprotección y operación de las unidades generadoras.
- No hace referencia en cuanto a planificación y diseño.
- Esta norma no se aplica a los esquemas de transferencia automática de energía en los que la carga es alimentada del DR y el sistema eléctrico de potencia en una operación momentánea antes de la interrupción, siempre que la duración de la puesta en paralelo de las fuentes sea inferior a 100 ms.

### **3.2.2.2 Definiciones**

#### **Operador de un área del sistema eléctrico de potencia:**

Empresa o entidad responsable en el diseño, construcción, operación y mantenimiento en un SEP (Sistema Eléctrico de Potencia).

#### **Dejar de energizar:**

Suspensión o corte del flujo de energía del sistema completo o de una parte del mismo.

#### **Pruebas de diseño:**

Prueba de uno o más dispositivos fabricados con un determinado diseño para demostrar que el mismo cumple ciertas especificaciones.

#### **Generación distribuida (GD):**

Conexión de Generación Eléctrica a un SEP a través de un PCC.

#### **Recursos Distribuidos (RD)**

Fuente de energía eléctrica que no está conectado directamente al sistema de alto voltaje. Los RD incluyen generadores como tecnologías de almacenamiento de energía.

#### **Sistema Eléctrico de Potencia (SEP):**

Sistemas de circuitos e instalaciones que permiten la transmisión de potencia desde las generadoras hacia las cargas.

#### **Sistema eléctrico de potencia de área (SEP de Área)**

Se refiere a la Transmisión, Subtransmisión y Distribución incluyendo subestaciones, líneas de distribución en media y bajo voltaje, transformadores, equipo de control y dispositivos de protección de la red.

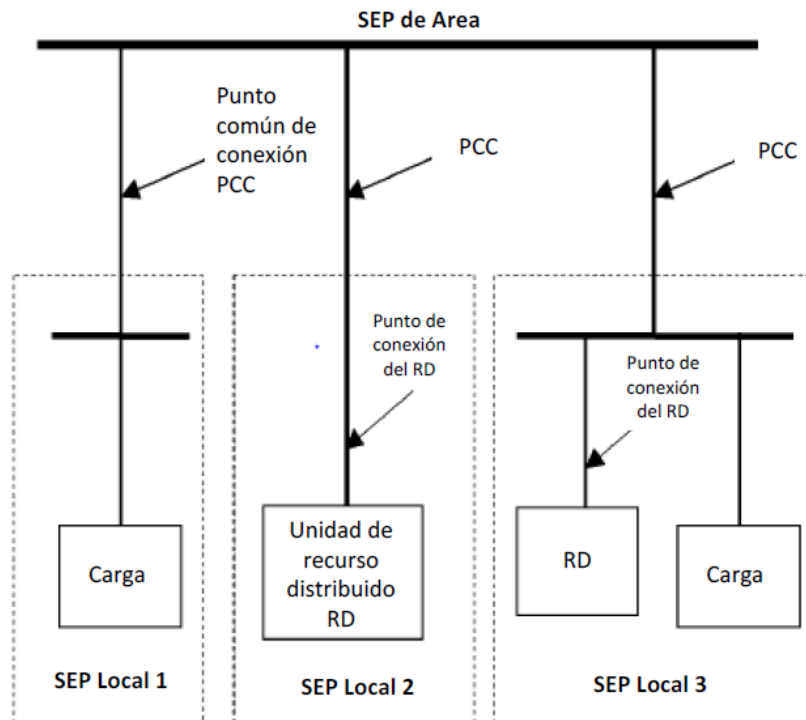


Figura 9. Relación en términos de interconexión

FUENTE: Norma IEEE\_1547-3

### Sistema Eléctrico de Potencia Local (SEP Local)

En la figura 9 se puede observar todos los sistemas que se encuentran al lado de carga del PCC. Un SEP local puede ser desde un sistema simple conectado a 120 V hasta sistemas industriales conectados en la red de transmisión a 230 kV.

### Interconexión

Conexión de un Recurso Distribuido a un SEP de Área. En la figura 10 se puede observar la interconexión de un recurso distribuido.

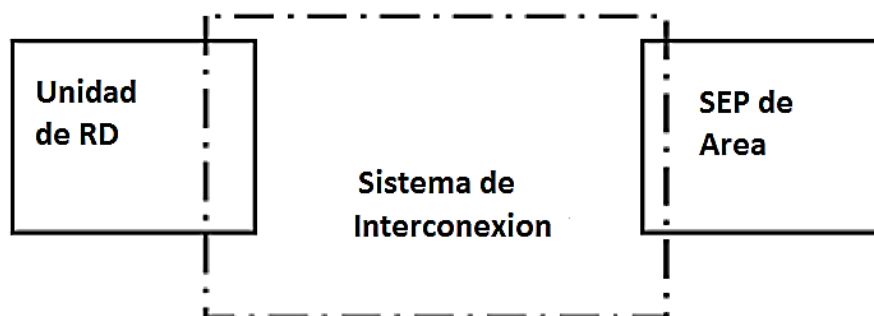


Figura 10. Esquema de interconexión

FUENTE: Norma IEEE\_1547-3

### **Interconexión de equipos**

Equipo utilizado en un sistema de interconexión, este puede ser individual o también puede ser un conjunto de varios equipos.

### **Sistema de interconexión**

El conjunto de todos los equipos y funciones, considerados como unidad, utilizados para interconectar un RD con un SEP de Área.

### **Inversor**

Equipo que se encarga de cambiar potencia de corriente continua en potencia de corriente alterna.

### **Isla**

Condición en la cual una parte del SEP de Área es energizada aisladamente por uno o más SEP locales a través del PCC asociado.

### **Condición de isla Intencional**

Cuando existe una Isla planificada.

### **Condición de isla involuntaria**

Cuando existe una Isla no planificada.

### **Punto Común de Conexión (PCC)**

El punto donde un SEP local se conecta con un SEP de Área. (Figura 10)

### **Punto de conexión de un recurso distribuido (punto de conexión de RD)**

Punto donde un RD es conectado eléctricamente a un SEP. (Figura 10)

### **Equipo de simulación del servicio eléctrico**

Equipo de prueba que tienen un voltaje y frecuencia variable utilizados para simular la fuente del servicio eléctrico.

### **Distorsión armónica demandada (TDD)**

No es más que la raíz cuadrada de la sumatoria de las corrientes armónicas, dada en porcentaje, según la máxima corriente demandada por la carga, usualmente medido durante 15 a 30 minutos.

### **3.2.2.3 Especificaciones y requerimientos técnicos para su interconexión**

Estas especificaciones y requerimientos de esta norma deben ser cumplidos en el PCC. Los requisitos para la interconexión se aplican para una sola unidad de Recurso Distribuido (DR) basada en la clasificación de dicha unidad o unidades DR múltiples dentro de un sistema eléctrico de potencia (SEP) local, en base a la clasificación de todas las unidades DR que están dentro del SEP local.

### **3.2.2.4 Requerimientos generales**

#### **➤ *Regulación de Voltaje***

El Recurso Distribuido DR no debe variar activamente la tensión en el PCC. El DR no hará que la tensión de servicio del SEP de Área en otros SEP locales no cumpla con los requisitos de ANSI C84.1-1995.

#### **➤ *Integración con la conexión a tierra del SEP de Área***

El esquema de conexión a tierra de la interconexión de un DR no causará sobretensiones que puedan exceder la capacidad del equipo conectado al SEP de Área y además no interrumpa la coordinación de la protección de falla a tierra en el SEP de Área.

#### **➤ *Sincronización***

Los DR se deben instalar en paralelo con el SEP de Área sin que cause fluctuaciones de voltaje en el PCC que no sobrepasen  $\pm 5\%$  del nivel de voltaje en el SEP de Área.

### **3.2.2.5 Respuesta ante condiciones anormales de un SEP de Área**

Los DR conectados al SEP de Área, ante cualquier falla de operación debe responder de acuerdo a los siguientes puntos que se detallara a continuación:

#### **➤ *Fallas en un SEP de Área***

La unidad DR dejará de energizar al SEP de Área cuando existan fallas en el SEP de Área al que está conectado.

#### **➤ *Coordinación de recierres con el SEP de Área.***

El DR debe desenergizar el circuito del SEP de Área al cual está conectado antes del recierre del sistema de protecciones del SEP de Área.

#### **➤ *Voltaje***

Las funciones de las protecciones del sistema al momento de la interconexión deben detectar el valor de frecuencia efectiva (rms) o fundamental de cada tensión fase a fase, excepto cuando el transformador que conecta el SEP local al SEP de área es una

configuración de estrella – estrella, con conexión a tierra, detectándose así la tensión de fase a neutro. Cuando cualquier voltaje se encuentre en un rango dado en la Tabla 1, el DR dejará de activar el SEP de Área dentro del tiempo de compensación como se indica. El tiempo de compensación es el tiempo entre el inicio de la condición anormal y el DR que deja de activar al SEP de Área. Para DR menor o igual a 30 kW en capacidad máxima, los puntos de ajuste de tensión y los tiempos de compensación deben ser fijos o ajustables en campo. Para DR superior a 30 kW, los puntos de ajuste de tensión deben ser ajustables en campo.

Tabla 1. Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de voltaje.

FUENTE: IEEE 1547-3.

<b>Rango de Voltaje (% del voltaje base) (a)</b>	<b>Tiempo de Apertura (s) (b)</b>
V<50	0,16
50≤V≤88	2
110≤V≤120	1
V≥120	0,16

a) El voltaje base es el voltaje nominal definido por la norma ANSI C84-1995

b)  $RD \leq 30kW$  tiempos de apertura máximos:  $RD \geq 30kW$  tiempos de apertura por defecto.

### ➤ **Frecuencia**

Cuando la frecuencia del sistema esté en un rango dado en la Tabla 2, el DR desenergizará el SEP de Área dentro del tiempo de compensación como se indica. El tiempo de compensación es el tiempo entre el inicio de la condición anormal y el DR desenergizará el SEP de Área. Para DR menor o igual a 30 kW en capacidad máxima, los puntos de ajuste de frecuencia y los tiempos de compensación deben ser fijos o ajustables. Para DR superior a 30 kW, los puntos de ajuste de frecuencia deben ser ajustables. Las variaciones en la frecuencia que se den con el DR operando, debe ser coordinado con el operador del SEP de Área.

Tabla 2. Respuesta del sistema de interconexión ante variaciones de frecuencia.

FUENTE: IEEE 1547-3.

Tamaño de DR	Rango de Frecuencia	Tiempo de apertura (s) <sup>a</sup>
≤ 30 kW	> 60,05	0,16
	< 59,3	0,16
≥ 30 kW	> 60,5	0,16
	< {59,8 - 57,0} Punto ajustable	Ajustable 0,16 a 300
	< 57,0	0,16

- a) DR ≤ 30 kW, tiempos de apertura máximos; DR > 30 kW, tiempos de apertura por defecto.

### 3.2.3 Estudios a realizar para la conexión de DR a la red de distribución [21]

#### 3.2.3.1 Simulación en Estado Estacionario

Se puede realizar una simulación de estado estacionario convencional cuando la revisión preliminar indica que la interconexión de un DR propuesto tiene el potencial de hacer que el SEP de Área experimente en equipos, condiciones de sobretensión, fluctuaciones de voltaje excesivas o problemas de control de equipos. Las simulaciones de estado estacionario son también la base para estudios de cortocircuito y otros estudios de protección.

Una herramienta de simulación de estado estacionario no es más que una simulación de flujo de potencia. En su forma más básica, estas herramientas resuelven voltajes, corrientes y flujos y pérdidas de potencia reales y reactivas en todo el SEP de Área en un solo punto en el tiempo. Algunas herramientas de simulación en estado estacionario sólo resuelven modelos de SEP de Área limitados a una fuente de energía en una configuración radial. Por lo tanto, estas herramientas no son apropiadas para los estudios de DR. Para estudiar el impacto de DR en el SEP de Área, las herramientas de simulación de estado estacionario utilizadas necesitan soportar múltiples fuentes de energía y arquitecturas de SEP de Área radiales.

La mayoría de los operadores de SEP de Área tienen un modelo topológico de su respectivo sistema que incluye el circuito de distribución de la interconexión propuesta y la fuente de la subestación. Dado que se necesita tiempo y esfuerzo para modelar el

sistema y mantenerlos actualizados, algunos operadores del SEP de área pueden no tener todo su sistema modelado. Los flujos de energía se realizan según sea necesario. Idealmente, el alcance del modelo debería ser suficiente para evaluar posibles impactos más allá del alimentador de distribución individual, incluyendo los circuitos vecinos, la subestación y el SEP de Área que sirve a la subestación. Pero algunos programas están diseñados para simular circuitos individuales solamente. Al adquirir una nueva herramienta para acomodar la generación distribuida, el modelo debe incluir ajustes de control del condensador y ajustes de control del cambiador de tomas para evaluar el impacto de la DR en la tensión del sistema con y sin dispositivos de regulación de voltaje. El modelo debe incorporar las cargas esperadas para los períodos en los cuales el DR estaría funcionando. Los programas existentes pueden no tener estas capacidades.

Para los propósitos de un estudio de flujo de potencia, una instalación DR puede ser representada, según sea apropiado, por uno de los siguientes:

Una fuente fija de potencia real y reactiva. Se prefiere para estudios convencionales.

Una fuente fija de potencia real con un factor de potencia fijo. Una solución posible si se encuentran grandes fluctuaciones de voltaje.

Una fuente fija de potencia real, que proporciona un control del voltaje del bus de ca a un nivel establecido (sujeto a límites en la salida de potencia reactiva). Un DR diseñado para operar de esta manera generalmente no sería aprobado en un estudio convencional.

Un generador de oscilación en un sistema de alimentación autónomo, que proporciona control del voltaje, frecuencia y ángulo de fase del bus de ca (sujeto a límites en la salida de potencia real y reactiva). Este tipo de modelo se usaría generalmente para modelar una micro-red en la que el DR sería diseñado para proporcionar servicio y para seleccionar cargas en el SEP de Area.

En estos estudios, varios tipos de problemas pueden surgir de la siguiente manera:

Aumento excesivo de la tensión. La instalación de DR en los circuitos de un SEP de Área puede resultar aceptable bajo condiciones de carga máxima, pero el flujo inverso de potencia puede causar un aumento de la tensión que excede los límites aceptables bajo condiciones de carga. Obsérvese que el programa de operación del DR puede afectar las condiciones mínimas a estudiar. En el caso de las unidades solares de DR, por ejemplo, se estudiarían bajo las condiciones más bajas de carga diurna. El alcance del estudio de

flujo de potencia debe incluir los equivalentes en baja tensión para determinar los impactos sobre la calidad de la energía en los terminales de cliente equivalentes y ser capaz de analizar el rendimiento del DR conectado a los circuitos de baja tensión. Cuando los transformadores de servicio y los cables de servicio secundario de baja tensión no están modelados, los estudios pueden no detectar sobretensiones en el SEP local causado por la impedancia del circuito de baja tensión. Las sobretensiones son más probables de ocurrir cuando el DR está inyectando en el SEP de Área. La sobretensión también puede ocurrir cuando el SEP de Área está operando cerca del límite de voltaje antes de la operación DR y el DR puede empujar el voltaje sobre el límite.

Fluctuaciones de tensión excesivas. La instalación de tipos intermitentes de DR, tales como unidades fotovoltaicas y de viento, puede causar fluctuaciones de voltaje que se vuelven notorias o irritantes para otros clientes en el SEP de Área. El voltaje del circuito se controla con equipos mecánicos, reguladores de voltaje y bancos de condensadores que pueden experimentar un mayor número de operaciones, causando un mayor mantenimiento o un fallo prematuro. La salida de DR puede fluctuar más rápidamente que el equipo de control del SEP de área.

Operaciones incorrectas. La instalación de DR en circuitos puede crear condiciones de flujo inverso que hacen que algunos tipos de equipos funcionen incorrectamente. Algunos equipos de regulación de tensión pueden ser diseñados para operar como si la energía fluyese desde la dirección del lado de la línea (fuente de voltaje estable). Cuando el DR causa una inversión del flujo de energía a través de este equipo, el equipo puede ajustar el voltaje incorrectamente. Esta condición puede no estar presente en condiciones de carga máxima, pero puede ocurrir bajo condiciones de carga ligera.

Sobrecargas de equipos. La instalación de DR que es significativamente mayor que la carga local en el SEP de Área puede causar sobrecargas de equipo. Estas sobrecargas pueden ocurrir en momentos distintos en las condiciones de carga máxima.

Operación desequilibrada. La instalación del DR en un lugar de la Zona del SEP con desequilibrios de fase significativos puede causar desequilibrios de voltaje en los terminales del generador. La instalación de una DR monofásica puede aumentar los desequilibrios, lo que puede afectar negativamente a otros dispositivos conectados a los circuitos del SEP de área. Por todo lo descrito anteriormente, las técnicas de mitigación deben ser consideradas junto con los resultados que pueden surgir del flujo de potencia, protección y los estudios de cortocircuito.

Como estudios adicionales en estado estacionario convencional (estudio de “flujo de potencia”) muestra indicaciones de sobrecargas de equipos, condiciones de sobretensión, fluctuaciones de voltaje excesivas o problemas de control de equipos, para esto se debería considerar una simulación cuasi-estática, para confirmar los resultados en estado estacionario o para analizar medidas correctivas. Las estrategias operativas del DR también pueden conducir a estudios especiales.

### **3.2.3.2 Simulación Cuasi-estática**

La simulación cuasi-estática se refiere a una secuencia de flujo de potencia en estado estacionario conducida en un paso de tiempo de no menos de 1 segundo, pero que puede utilizar un paso de tiempo de hasta una hora. Los controles discretos, como los controladores de conmutadores de condensadores, los cambiadores de tomas de transformadores, los interruptores automáticos y los relés pueden cambiar su estado de un paso a otro.

Una aplicación es realizar evaluaciones de energía y pérdida sobre perfiles reales de carga y generación. Algunos programas comerciales realizan esta función simulando el flujo de potencia sobre curvas de duración de carga. Estos estudios son útiles para determinar el valor económico de DR.

Para fuentes de energía variables, como el viento y la solar, una simulación cuasi-estática puede revelar impactos de fluctuación de voltaje o cambios en el voltaje del SEP de Área debido a la salida de DR variable que ocurre antes de que los controles discretos de voltaje puedan responder. Una simulación cuasi-estática también puede mostrar el impacto en los controles de voltaje, tales como interruptores de capacitores y cambiadores de tomas. También puede simular impactos en la protección de sobre-corriente. La simulación cuasi-estática también puede abordar el control integrado de volt / var y otros esquemas de automatización. Estas características de modelado a menudo sólo están disponibles en programas adaptados a los sistemas de distribución.

### **3.2.3.3 Simulación Dinámica**

Una simulación dinámica no es más que un análisis destinado para modelar la magnitud del voltaje del SEP de Área y la respuesta de frecuencia ante eventos importantes, tales como la pérdida de grandes generadores, la pérdida de circuitos de transmisión pesadamente cargados y fallos que no se borran del SEP de Área por un período significativo de tiempo. Estas simulaciones predecirían, basándose en los ajustes

de protección de los relés y interruptores en la Zona del SEP, interrupciones en cascada que podrían ocurrir después de un evento importante. La respuesta del SEP de área a un evento mayor puede mostrar las mismas características en el PCC del DR como una perturbación local.

Los modelos de simulación dinámica utilizan un patrón inicial de carga del sistema desarrollado en un modelo de flujo de potencia estándar; Sin embargo, cuando se supone que la frecuencia se mantiene inalterada en un flujo de potencia, se modelan las características dinámicas del sistema de modo que se pueden evaluar los cambios de frecuencia causados por fallos, separación de trayectorias muy cargadas y pérdida de grandes generadores. Se usan etapas de tiempo apropiadas (por ejemplo, 5 ms a 20 ms) y la solución de flujo de potencia en estado estacionario en cada paso de tiempo se basa en cálculos de impedancia equilibrada a la frecuencia del sistema de potencia nominal.

### 3.3 Modelo a Simular

---

En este tema de investigación se pretende modelar la red de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur que es la encargada de suministrar energía eléctrica a las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, con una cobertura de 28962 km<sup>2</sup> que representa el 11.3% del territorio Ecuatoriano; tomando para su modelación el alimentador 0523 de la S/E 5, ubicada la Subestación en Misicata Provincia del Azuay Cantón Cuenca, es un alimentador radial con una distancia de alrededor de 17 km de distancia, tiene una tensión de 22 KV, una demanda máxima de 7.831 kW y una demanda mínima de 4.575 kW.

Además se modelo la micro-red eléctrica [18] que está ubicada en la ciudad de Cuenca, Campus Balzay de la Universidad de Cuenca específicamente en la coordenadas (2°53'31.0"S 79°02'18.7"W), con un área de 750m<sup>2</sup> (Ver figura 11).

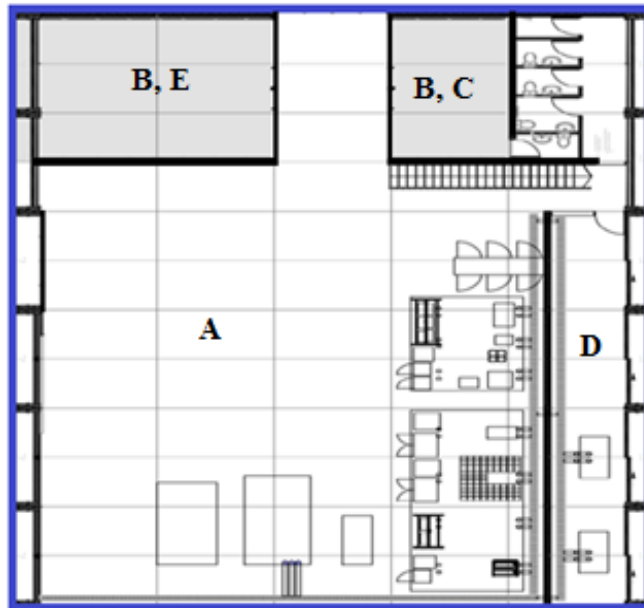


*Figura 11. Laboratorio de Micro-red – Universidad de Cuenca.*

### 3.3.1 Información de la micro-red.

---

El edificio donde está ubicada la micro-red cuenta en la planta baja con 45m<sup>2</sup> dedicados a la investigación trabajos técnicos donde se encuentran ubicados todos los equipos como son: convertidores de potencia, sistemas de almacenamiento, sistemas de control, fuentes de voltaje, vehículo eléctrico y sus debidas comunicaciones que está identificado con la letra A en la figura 12. Además en la figura 12 se observa el área B con una área de 150 m<sup>2</sup> que está destinado para oficinas para investigadores, un asistente técnico asociado a mantenimiento y otras labores de investigación y un asistente administrativo mientras que el área C, con 45m<sup>2</sup> en la planta baja, está destinada a servicios higiénicos y depósitos de material administrativo. En el área D de la misma figura con un área de 60m<sup>2</sup> en la planta baja se encuentra ubicado la generación eléctrica por combustión interna tanto a Diésel como Gas natural o GLP y el transformador para interconexión con la red eléctrica. Finalmente, en el área E con 45m<sup>2</sup> se ha destinado para la docencia, áreas de computación para estudiantes e investigadores. En la parte superior del edificio se encuentra la zona dedica a la generación de energía solar fotovoltaica mediante un conjunto de paneles solares de tipo poli-cristalino y mono-cristalino, en estado fijo y móvil, mediante equipo de seguimiento del punto de máxima potencia. Además tiene ubicado la estación meteorológica que se encarga de adquirir datos relacionados con radiación solar, temperatura, velocidad y dirección del viento del área. Por último, el laboratorio cuenta con un parqueo y áreas comunes con el resto del Campus Balzay.



*Figura 12. Planos de laboratorio de Micro-red - Universidad de Cuenca*

*FUENTE:* [18].

Este laboratorio cuenta además con un pequeño parque eólico ubicado en el Campus Universitario Irquis, al Sur de la Ciudad de Cuenca con coordenadas  $3^{\circ}04'51.3''S+79^{\circ}04'37.2''W$ , donde se presentan vientos predominantes diurnos en dirección Norte-Este y nocturno Sur-Oeste. Se ubicó este pequeño parque eólico en este Campus Irquis debido que tenía velocidades de viento promedios de 6m/s a diferencia del Campus Balzay que tiene una velocidad de viento promedio de 2m/s, datos que son tomados según la estación meteorológica ubicada en este Campus Irquis.

Dentro de este grupo de Generación de la micro-red eléctrica tenemos fuentes primarias que operan con energías sustentables convencionales como solar fotovoltaica, energía eólica, energía hídrica. También cuenta con fuentes que utilizan combustibles fósiles como diésel y gas natural (o gas líquido de petróleo – GLP).

#### ➤ **Energía Solar Fotovoltaica**

El laboratorio de Micro-red cuenta con una potencia instalada de energía fotovoltaica de 35 kWp distribuidos (Ver figura 13) por 140 paneles solares de 250Wp c/u, marca Atersa (España) que se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

60 paneles fijos orientados a un ángulo de 50 al norte de tipo policristalino con capacidad de 15kW; 60 paneles fijos orientados a un ángulo de 5° al norte de tipo monocristalino con capacidad de 15kW, estos arreglos de paneles contienen un inversor de corriente marca GPtech con un seguimiento de máxima potencia.

Tiene un conjunto de 16 paneles con capacidad de 4 kWp tipo policristalino móvil de un eje con capacidad de seguimiento al sol Este-Oeste y por ultimo 4 paneles solares con capacidad de 1kWp de tipo policristalino de movimiento en dos ejes. Estos seguidores son movidos por actuadores mecánicos-eléctricos. Los sistemas fotovoltaicos móviles se encuentran conectados a un inversor con capacidad nominal de 5kW de marca Fronius.



*Figura 13. Arreglos de paneles solares Fotovoltaicos- Laboratorio Micro-red, U. de Cuenca.*

### ➤ **Energía Eólica**

El laboratorio de micro-red cuenta con un pequeño parque eólico (Ver figura 14) con capacidad de 15kW ubicado en el Campus Irquis a 20 minutos de Cuenca. Este pequeño parque está compuesto por dos aerogeneradores de eje horizontal de tres palas con un área de barrido de 14.5m<sup>2</sup>, con una capacidad de 5.5kW para una velocidad de viento de 12m/s, estos equipos se encuentran a una altura de 18 y 24m respectivamente separados a una longitud de 12m. Estos aerogeneradores son fabricados por Enair (empresa Española), son de la serie E70Pro y están compuestos por un generador síncrono de imanes permanentes trifásico de 30 polos de neodimio N50 con voltaje de línea de salida de 220V a 250 rpm.

Además se dispone de un aerogenerador de eje vertical de potencia nominal de 5kW a 100 rpm, son tipo Darrieus H (Giromill) que se encuentra a una altura de 18m, separados a 12 m de distancia de los aerogeneradores antes indicados. Su eje esta acoplado directo a un generador síncrono de imanes permanentes trifásico y salida de 220V de línea.

Estos aerogeneradores están conectados a un convertidor AC/DC y luego conectados a un inversor DC/AC para inyectar energía a la red. Se encuentran comunicados por un enlace de fibra óptica con la finalidad de acceder a los datos en tiempo real desde el sistema SCADA.



*Figura 14. Arreglo de Generadores Eólicos- Laboratorio Micro-red, U. de Cuenca.*

### ➤ **Generación Mini-hídrica**

El laboratorio de micro-red cuenta con generación de una micro-turbina hidroeléctrica (Ver figura 15) con una potencia nominal de 5kW a una velocidad de 230 rpm, ubicada en un canal adjunto al Rio Tomebamba. Esta micro-turbina es fabricada por Smart Hydro Power (Alemania). El canal donde está ubicado esta Mini-hidro tiene un caudal aproximado de 5m<sup>3</sup>/s, donde permitirá contener la suficiente energía cinética para así con su generador síncrono de imanes permanentes convertir esta energía eléctrica mediante un convertidor AC/DC y luego con un inversor DC/AC e inyectarla a la barra principal de la micro-red. De igual manera que el parque eólico esta micro-turbina estará enlazada a la micro-red mediante fibra óptica conectada al sistema SCADA teniendo así información en tiempo real.



*Figura 15. Micro-turbina Hidroeléctrica – Laboratorio Micro-red, U. de Cuenca.*

### ➤ **Generación Electrógena (Gas y Diésel)**

Este laboratorio además cuenta con dos grupos de generación electrógena alimentados a Diésel y a Gas natural (opción a GLP) de capacidad de generación de 40kVA y 44kVA,

respectivamente (Ver figura 16), fabricados por HimoinSA (Empresa Española) modelos HHW-35T6 y HGP-45T6NG. Estos generadores cuentan con motores de combustión interna que están acoplados a generadores síncronos de 4 polos regulados para girar a 180 rpm, donde emplean un regulador de voltaje automático (AVR) para mantener el voltaje de línea constante a 220V.



*Figura 16. Grupo de Electrógeno Diésel y Gas Natural – Laboratorio Micro-red, U. de Cuenca.*

#### ➤ **Red Eléctrica**

El alimentador 0523 (Ver figura 17) de la sub estación S/E 5 ubicado en la ciudad de Cuenca, donde la micro-red se encuentra actualmente conectada al PCC (Punto común de conexión) en la Barra 201323 a 2.7 km de la subestación aproximadamente, interconectados mediante un transformador trifásico Pad-Mounted con capacidad nominal de 400kVA (actualmente está instalado un transformador provisional de 150kVA).

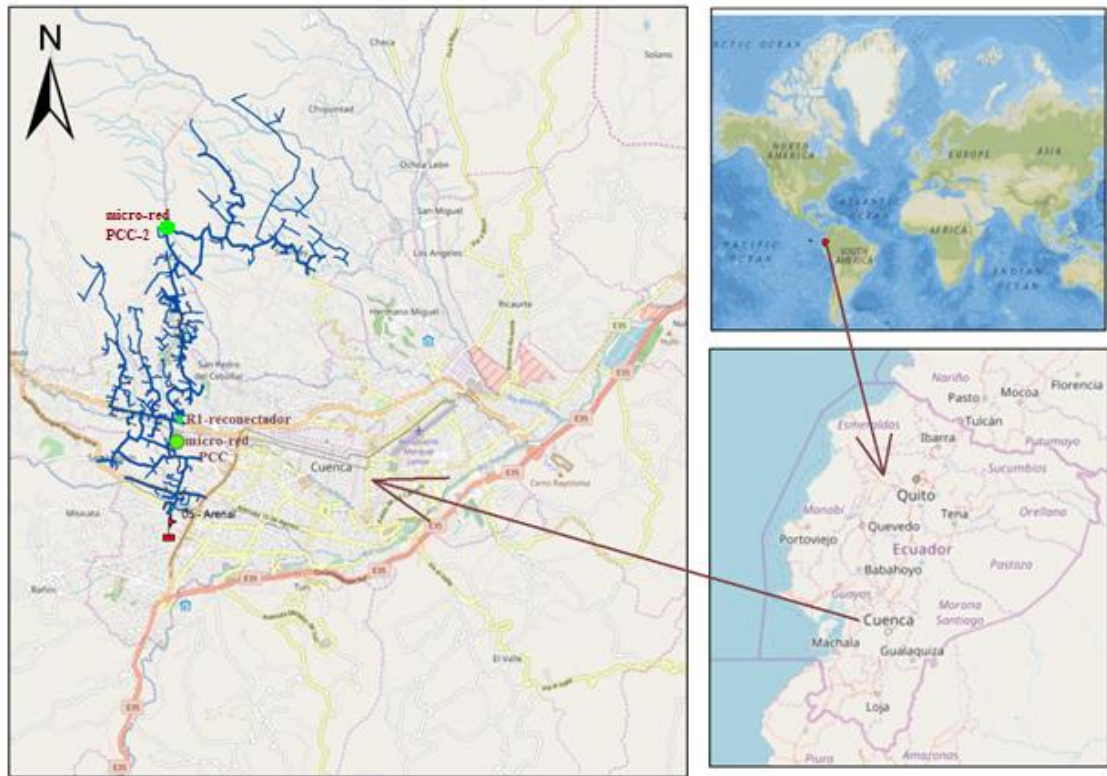


Figura 17. Alimentador 0523 S/E 5 - EERCS<sup>5</sup>.

## 3.4 Requisitos de Simulación

### 3.4.1 Simulación Cuasi-estática

El objetivo principal de este estudio es evaluar el perfil de voltaje del alimentador, las pérdidas técnicas y sobre cargas en las líneas realizando varias simulaciones de flujos de potencia durante un día.

A este tipo de estudio nos referimos en vez de realizar flujos de potencia puntuales en varios escenarios de operación, utilizamos un perfil completo de carga y generación con el fin de no utilizar factores de aproximación para extrapolar los resultados a un período de tiempo. Dependiendo el estudio que se vaya a realizar este perfil puede ser durante un día, mes, y hasta un año teniendo una resolución en horas o en minutos tanto para la demanda del alimentador como para la generación con las fuentes renovables.

Este estudio se realizó con datos de un día completo tanto para carga y generación con intervalos de tiempo de 10 minutos, automatizando así en la herramienta DIGSILENT

<sup>5</sup> EERCS: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.

PowerFactory con la opción DPL (DIgSILENT Programming Language) script que no es más que un lenguaje en C, realizando así 144 Flujos de Potencia para cada escenario de estudio.

### 3.4.2 Simulación Dinámica

---

#### ➤ Transitorios electromagnéticos

El objetivo de este estudio es analizar las sobretensiones temporales mediante simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT).

Este estudio no es más que el comportamiento instantáneo del sistema en régimen transitorio, durante condiciones de falla que pueden ser ocasionadas por el hombre o por la naturaleza, y operaciones de conexión y desconexión de equipos y generadores. Este estudio se puede realizar en algunos pasos específicos.

- Cálculo del flujo de potencia sin Generación considerando las cargas y con generación considerando los reactivos.
- Cálculo de condiciones iniciales, donde se inicializaran las variables del modelo dinámico.
- Definir varios eventos como son: desconexión/conexión de generación o equipos, “switch” apertura del reconectador, etc., en los elementos donde quiere que ocurra el evento cada uno con los tiempos respectivos que son alrededor de 150 a 200ms.
- Debemos definir variables en los elementos y equipos de la red donde deseamos observar y monitorear los resultados.
- Iniciar simulación “EMT” en el dominio del tiempo.

### 3.5 Herramienta a Utilizar

---

La herramienta a utilizar es DIgSILENT PowerFactory que permite realizar estudios de flujos de potencia y estudios de transitorios electromagnéticos (EMT) que estamos requiriendo para este estudio.

En la figura 18 se puede observar la pantalla de la herramienta PowerFactory donde tenemos la opción de realizar un flujo de potencia balanceado y desbalanceado, en nuestro caso tomaremos la opción de flujo de potencia desbalanceado debido que nuestro alimentador a estudiar es un alimentador radial, además debemos tener en cuenta la

opción de escalamiento de carga y la opción de considerar los reactivos. Para el estudio de flujo de potencia se automatizó mediante DPL (DIGSILENT Programming Language) script realizando así 144 flujos de potencia para cada escenario de estudio.

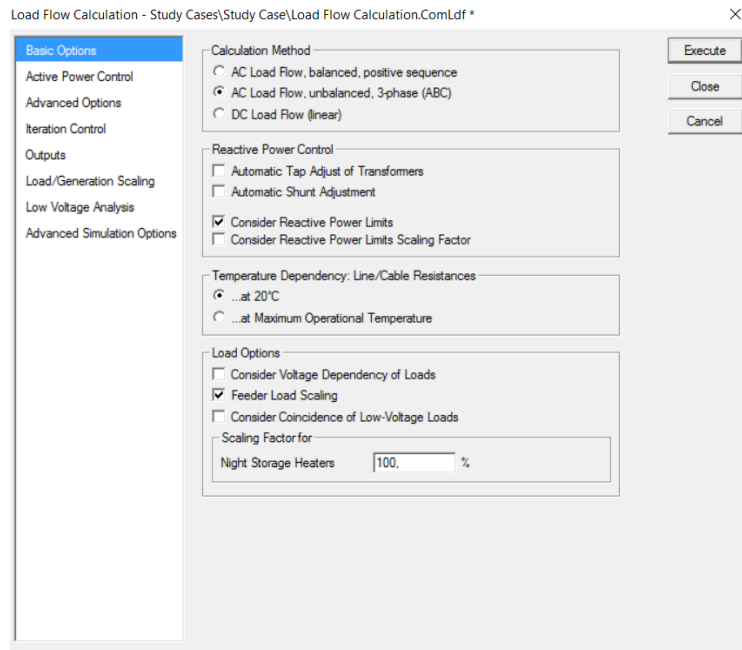


Figura 18. Ventana Calculo de Flujo de carga - DIgSILENT PowerFactory.

En la figura 19 se observa la ventana donde empieza el cálculo de condiciones iniciales para simular transitorios después de haber simulado un flujo de carga. Aquí en esta ventana aparte de simular las condiciones iniciales tiene la opción de realizar estudios electromagnéticos (EMT) o estudios electromecánicos (RMS).

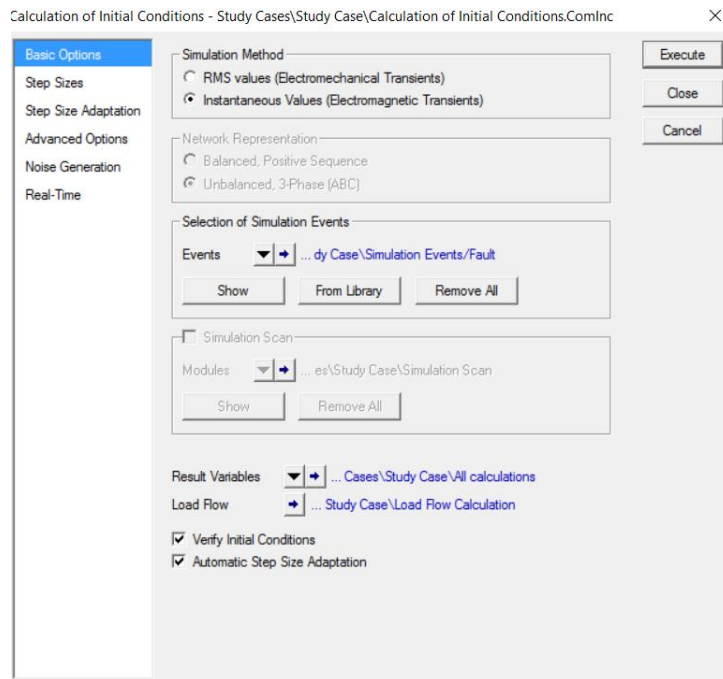


Figura 19. Calculo de condiciones iniciales - DIgSILENT PowerFactory.

Después del cálculo de condiciones iniciales debemos definir los eventos que queremos simular, como se puede ver en la figura 20 tenemos eventos de “switch” donde indica en que elemento del alimentador va ocurrir, si es todas las fases o en cada una de las fases, además indica el tiempo absoluto en segundos donde empezara el evento.

Name	Breaker or Element	Out of Service	Absolute h	Absolute m	Absolute s	Event defined by Elm*	Action	All Phases	Phase a	Phase b	Phase c
Switch Event	Switch	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,01		0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Desconexión PCC_2013	Switch	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,02		0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Desconexion micro-red	Cubicle 1	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,02		0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Reconectador1-abre-Ord	Switch	<input type="checkbox"/>	0	0	0,02		0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Switch Event(1)	Switch	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,1		1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Switch Event(3)	Switch	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Conexión micro-red	Cubicle 1	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,1		1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Switch Event(2)	LMTA_91722	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,12		0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
MTA_201323_LINEA BA	Switch	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,2		0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
PCC_BARRA HV 2_LINE	Switch	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,2		0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Switch Event(4)_LMTA_3	CMTA_91722_0	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,21		0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Switch Event-LMTA_917	LMTA_91722	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,21		0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
MTA_201323_LINEA BA	Switch	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,4		1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
PCC_BARRA HV 2_LINE	Switch	<input checked="" type="checkbox"/>	0	0	0,4		1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Figura 20. Simulación de eventos - DIgSILENT PowerFactory.

En la siguiente figura se puede observar la ventana donde definimos las variables en los elementos y equipos de la red donde deseamos observar y monitorear los resultados.

Variable Selection - Study Case(Study Case)All calculations:

Name	Object	Class Name	Element	Values->Output W.	Variable Set	Variable Name	Bus Name	Display All	Complete List of S.	Complete List of S.	Identifier	Phase	Component	Unit	Variable	For
BARRA HV 22kV	BARRA HV 22kV			<input checked="" type="checkbox"/>	0*			<input checked="" type="checkbox"/>	mu.A	mu.A	...	...	...	...	mu.A	Def
Generador Gas	Generador - Gas			<input checked="" type="checkbox"/>	1*			<input checked="" type="checkbox"/>	m.Pbus1...	m.Pbus1...	...	...	...	...	m.Pbus1	Def
Generador Sincrono - De	Generador - Dete			<input checked="" type="checkbox"/>	0*		bus1	<input checked="" type="checkbox"/>	sve	sve	...	...	...	...	sve	Def
LINEA BALZAY - 20132	LINEA BALZAY -			<input checked="" type="checkbox"/>	0*		bus1C	<input checked="" type="checkbox"/>	m.bus1A...	m.bus1A...	...	...	...	...	m.bus1A	Def
LV-0.22kV	LV-0.22kV			<input checked="" type="checkbox"/>	0*		C	<input checked="" type="checkbox"/>	mu1...	mu1...	...	...	...	...	mu1...	Def
MTA 11930	MTA 11930			<input checked="" type="checkbox"/>	0*			<input checked="" type="checkbox"/>	mu1...	mu1...	...	...	...	...	mu1...	Def
MTA 201323	MTA 201323			<input checked="" type="checkbox"/>	0*			<input checked="" type="checkbox"/>	mu1	mu1	...	...	...	...	mu1	Def
MTA 25474	MTA 25474			<input checked="" type="checkbox"/>	0*		C	<input checked="" type="checkbox"/>	mu1...	mu1...	...	...	...	...	mu1...	Def
MTA 31721	MTA 31721			<input checked="" type="checkbox"/>	0*			<input checked="" type="checkbox"/>	mu1...	mu1...	...	...	...	...	mu1...	Def
MTA 31722	MTA 31722			<input checked="" type="checkbox"/>	0*			<input checked="" type="checkbox"/>	mu1	mu1	...	...	...	...	mu1	Def
PV 1-Mono	Fotovoltaico 1			<input checked="" type="checkbox"/>	0*			<input checked="" type="checkbox"/>	m.Pbus1...	m.Pbus1...	...	...	...	...	m.Pbus1	Def
PV 2-Poly	Fotovoltaico 2			<input checked="" type="checkbox"/>	0*		bus1	<input checked="" type="checkbox"/>	e.P_max	e.P_max	...	...	...	...	e.P_max	Def
PV 3-Poly	Fotovoltaico 3			<input checked="" type="checkbox"/>	0*			<input checked="" type="checkbox"/>	m.Pbus1...	m.Pbus1...	...	...	...	...	m.Pbus1	Def
WTG 1MW	Sistema Eólico			<input checked="" type="checkbox"/>	0*		bus1	<input checked="" type="checkbox"/>	m1bus1A...	m1bus1A...	...	...	...	...	m1bus1A	Def

Ln 7 34 object(s) of 14 1 object(s) selected

Figura 21. Selección de variables - DigSILENT PowerFactory.

Este programa es completo y de fácil uso ya que tiene todas las herramientas y equipos necesarios que se requiere para obtener un modelo de simulación deseado para realizar estudios de impacto de micro-red en la red de distribución.

En conclusión se utiliza esta herramienta debido a la facilidad de conseguirlo en la Web y además la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur facilita la licencia original.



## CAPITULO 4

# 4. Casos de estudio e implementación de modelos necesarios en la herramienta DIgSILENT PowerFactory

---

## 4.1 Introducción

---

El software de PowerFactory de DIgSILENT se utiliza para las respectivas simulaciones que se realizarán en este estudio.

DIgSILENT PowerFactory tiene incorporado estándares y tendencias en el modelado, análisis y simulación de sistemas de potencia. Sus ventajas que presenta el software PowerFactory es la integración funcional total, fácil uso para modelar las redes eléctricas, tanto para transmisión como para distribución y para un posible análisis de estas redes. El software contiene una gran biblioteca de componentes eléctricos como modelos ya especificados en los estándares como son los transformadores, líneas de transmisión, maquinas síncronas y asíncronas, inversores, interruptores, sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, etc., por lo tanto el modelado y las simulaciones se ejecutaran con DIgSILENT PowerFactory.

## 4.2 Modelo del alimentador de la S/E 5-0523

---

Este software de PowerFactory tiene una interfaz estándar llamada “DGS” (DIgSILENT) para intercambiar datos con otros programas. Esta interfaz permite la importación de modelos completos de Red de Distribución, así como la actualización de modelos existentes.

En este caso se compagina el software PowerFactory con Excel, por medio de un archivo basado en hoja de cálculo. Este archivo de Excel se va creando de acuerdo a los datos obtenidos del “GIS” de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur donde se encuentran parámetros de líneas de distribución, transformadores, cargas, interruptores, tramos, barras, etc., para después ser importados al software de PowerFactory. En la siguiente figura se muestra el alimentador 0523 ya importado en DIgSILENT.

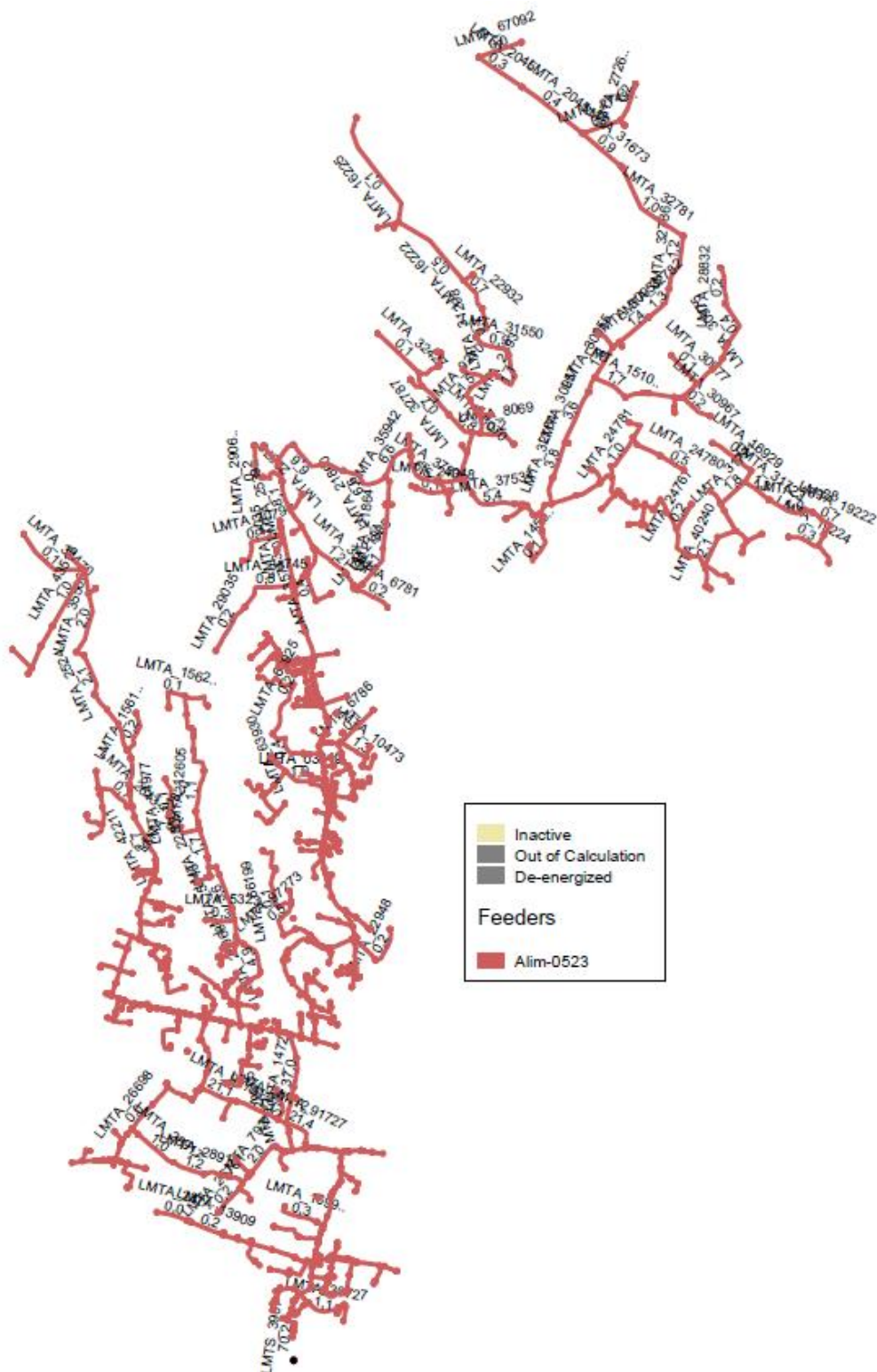


Figura 22. Modelo alimentador 0523 en DIGSILENT PowerFactory.

Para el estudio de impacto de la micro-red en el alimentador de la EERCS, el modelo creado en DIGSILENT permitirá realizar un análisis extensivo con el modelo completo.

A continuación se muestra el perfil de carga completo durante el año 2016 del alimentador 0523. (Ver figura 23).

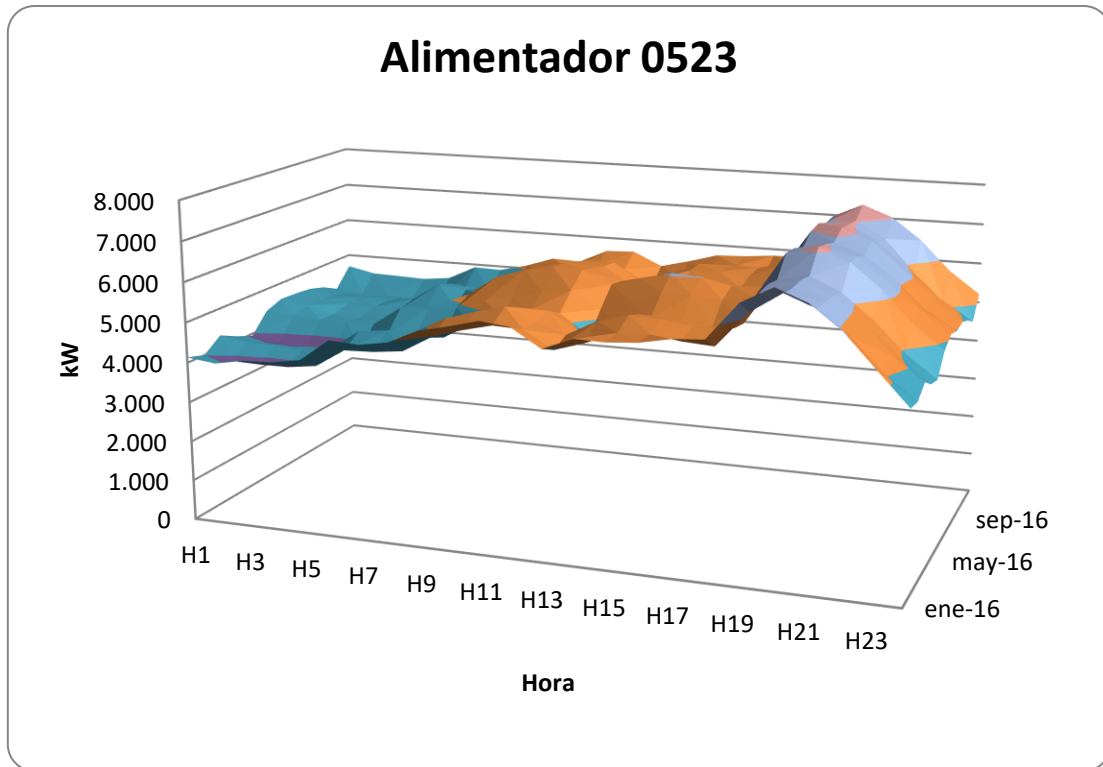


Figura 23. Perfil de carga anual 2016.

Para este estudio se tomó solo información de carga de un día normal, tomando como referencia del martes 06 de Diciembre de 2016. En la siguiente figura se puede observar el perfil de carga diario en intervalos de 10 minutos entre sí, además podemos observar que la máxima carga donde existe un máximo consumo es a las 19h30 con una demanda de 7.831kW.

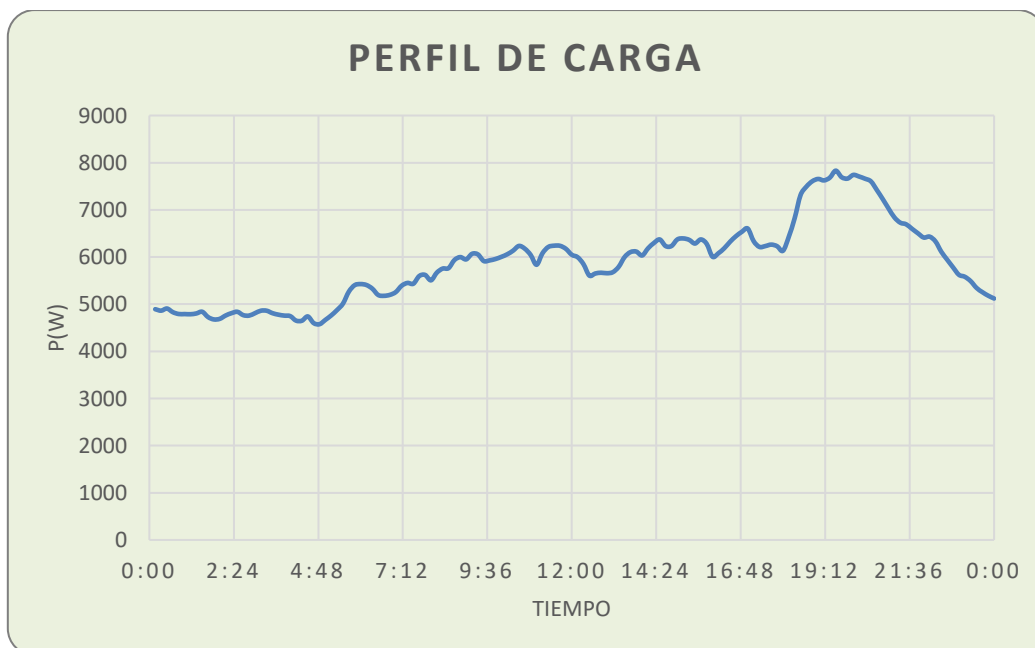


Figura 24. Perfil de carga diario (06-12-2016).

## 4.3 Modelo de la micro-red

Esta micro-red está conectado a una barra de bajo voltaje de 0.22kV y mediante un transformador de aumento de 150 kVA que esta interconectado a la red de distribución cuya tensión de la red es de 22kV.

La micro-red tiene una capacidad de 0.124MW que es aproximadamente 36 veces más pequeño que la demanda del alimentador de la EERCS y está constituido por fuentes renovables como son: energía solar fotovoltaica, energía eólica, mini-hidro, generador a diésel y generador a gas.

En la figura 25 se observa el esquema unifilar de la micro-red conectado a la red de distribución mediante el transformador de aumento en el software PowerFactory de DIgSILENT.

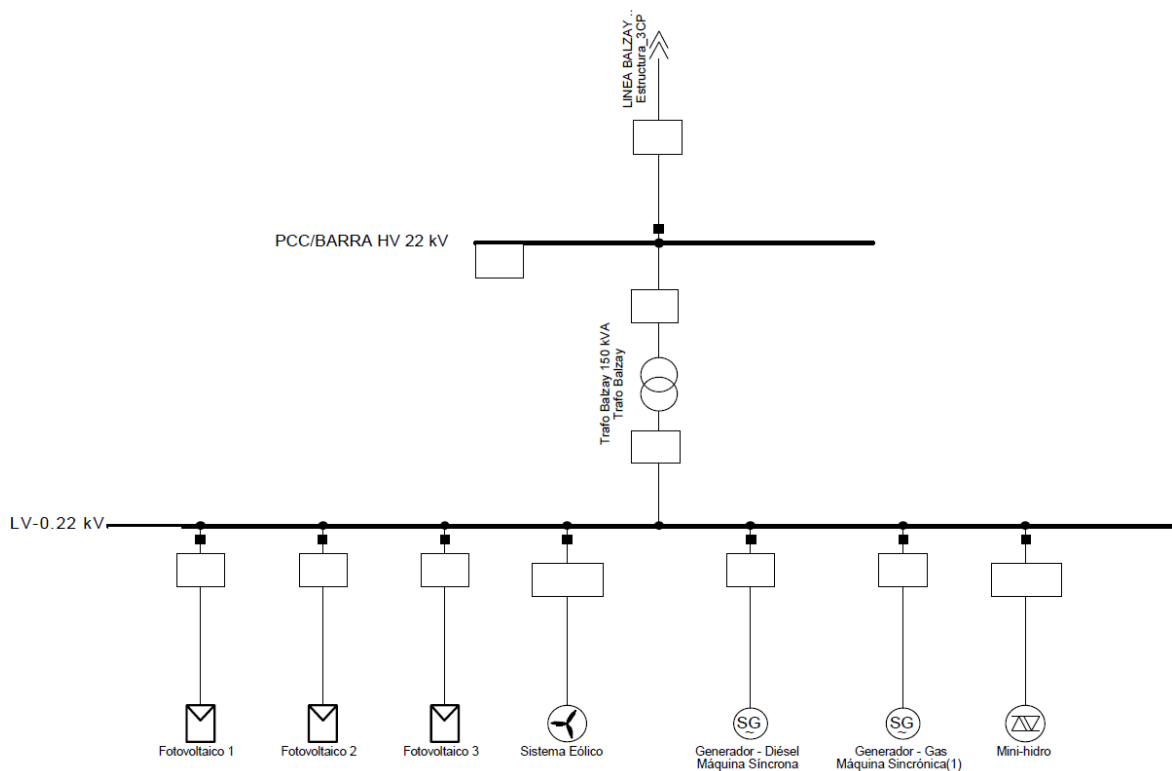


Figura 25. Esquema Unifilar de la Micro-red conectado a la Red de Distribución.

A continuación se detalla cada fuente renovable.

### 4.3.1 Generación Fotovoltaica

Un sistema de energía fotovoltaica está compuesto de varios string o arrays en paralelo, cada string o array está compuesto por módulos conectados en serie. La

superficie donde va ser instalado define el número de módulos por string. Las características eléctricas que definen un módulo son:

Tensión máxima de pico a pico ( $V_{mpp}$ )

Corriente máxima de pico a pico  $I_{mpp}$

Tensión de circuito abierto  $V_{DC}$

Corriente de cortocircuito  $I_{DC}$

En este caso de estudios tendrán dos variaciones de información debido que los arreglos de módulos están compuestos por monocristalinos y policristalinos.

Las características eléctricas que definen una instalación fotovoltaica son:

Número de placas por serie (o string)

Número de series (o strings)

Potencia total de la instalación

Potencia de panel fotovoltaico

En DIGSILENT PowerFactory versión 15.1.2 se puede encontrar el modelo de planta fotovoltaica en plantillas (template) y con un clic conectarlo a la red.

El modelo fotovoltaico tiene una potencia nominal de 0.015MW monocristalino, 0.015MW policristalino y 0.05MW de policristalino todos con un factor de potencia de 0.95. La tensión nominal es de 220V y mediante un transformador se eleva la tensión a 22kV. En la figura 25 se puede observar el modelo PV conectado a la red, estos PV tienen el nombre de Fotovoltaico 1, Fotovoltaico 2, Fotovoltaico3.

En la figura 26 se puede observar el modelo de la planta fotovoltaica de bus de continua y de control de tensión DC.

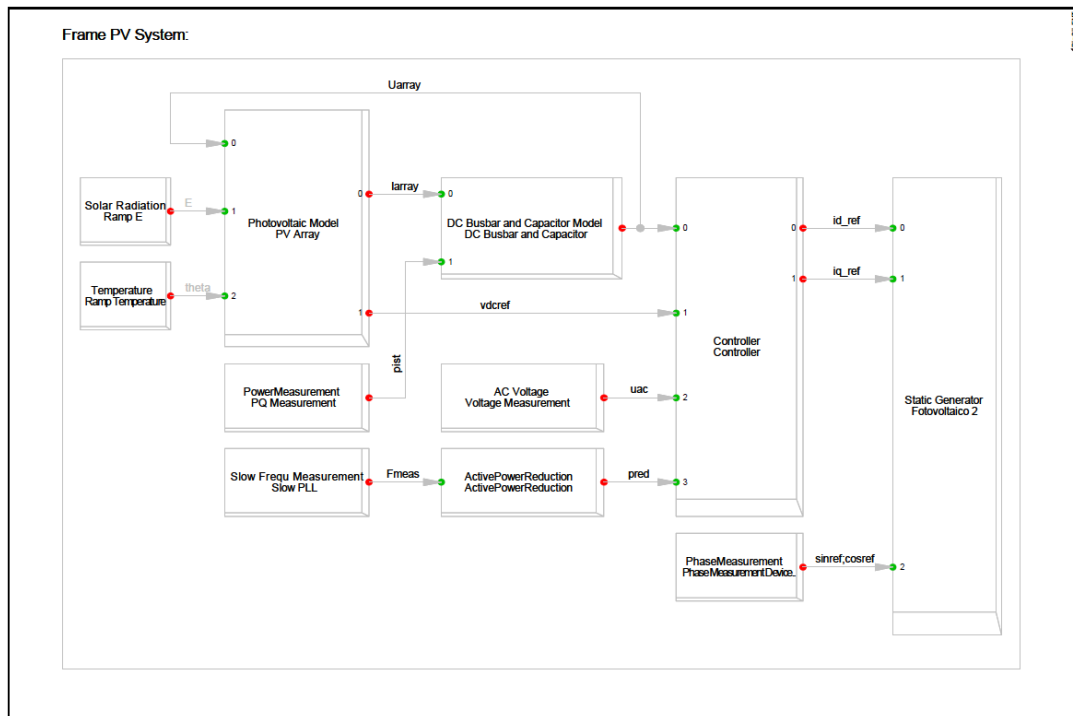


Figura 26. Modelo de la planta Fotovoltaica.

El modelo representado en la figura 26 está compuesto por varios elementos el cual está compuesto un sistema Fotovoltaico como son: medidas de potencia, tensión, fase y frecuencia, control de tensión continua. Los bloques que componen el modelo se describe a continuación:

- ✓ Bloque “Photovoltaic model”: Este bloque funciona para la simulación de la trayectoria del sol y transformación de la radiación solar en corriente. Además el modelo también incluye la dependencia del panel con la temperatura.
- ✓ Bloque “PowerMeasurement”, StaPQmea\*): Se encarga de medir la potencia activa como la reactiva del sistema.
- ✓ Bloque “Slow Frequ Measurement”, ElmPhi\*: Se encarga de medir la frecuencia del Sistema.
- ✓ Bloque “AC Voltage”, StaVmea\*: Mide la tensión del sistema.
- ✓ Bloque “DC busbar and capacitor model”, ElmDSL\*: Este es el bloque de bus de corriente continua, tensión y condensador, con entradas para las medidas de la potencia del sistema y del modelo Fotovoltaico.
- ✓ Bloque de control “Vdc controller”, ElmDSL\*: Este bloque recibe la tensión continua calculada por el bloque anterior, esta medida de tensión y frecuencia del

sistema regula los valores de referencia vectorial de corriente de eje d y q que son la entrada del generador estático que modela el convertidor.

- ✓ Bloque “convertidor PWM”: Este bloque corresponde al generador estático que representa el interfaz eléctrico con la red del sistema fotovoltaico.

En la siguiente figura representa el modelo que implementa el funcionamiento de un módulo fotovoltaico.

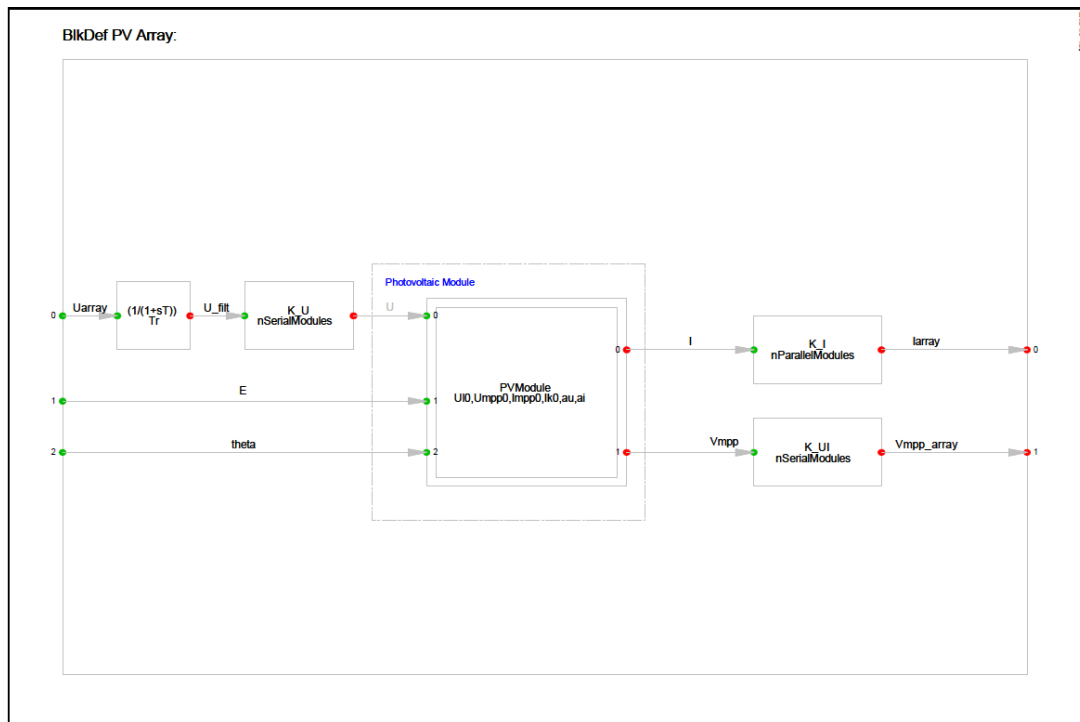


Figura 27. Bloque transformación de irradiación en tensión-corriente.

Las siguientes ecuaciones indican el comportamiento del módulo dependiendo de la intensidad del sol.

$$Vmpparray = Vmpp \times nro \text{ módulos en serie} \quad (1)$$

$$V_{DC} = \frac{Vmpp_{string}}{n^{ro} \text{ de módulos en serie}} = Vmpp (1 \text{ módulo}) \quad (2)$$

$$Impp = \frac{Impp0 \times E}{1000 \times tempKorrI} \quad (3)$$

$$Umpp = Umpp0 \times InEquot \times tempKorrU \quad (4)$$

$$tempKorrU = 1 + au \times (theta - 25) \quad (5)$$

$$tempKorrI = 1 + ai \times (theta - 25) \quad (6)$$

Donde:

**U o Vmpp array o string:** Tensión máxima pico a pico de todos los módulos en serie

**U o Vmpp:** Tensión máxima pico a pico de un módulo fotovoltaico

**U<sub>mp0</sub>**: Tensión máxima pico a pico de un módulo fotovoltaico sin correcciones

**V<sub>dc</sub>**: Tensión máxima DC de un módulo fotovoltaico

**I<sub>mp</sub>**: Corriente máxima pico a pico de un módulo

**I<sub>mp0</sub>**: Corriente máxima pico a pico de un módulo sin correcciones

**E**: Irradiación

**tempKorrI**: Factor de corrección de temperatura para la corriente

**tempKorrU**: Factor de corrección de temperatura para la tensión

**lnEquot**: Logaritmo de irradiación

**au**: Factor de corrección de la temperatura de tensión

**ai**: Factor de corrección de la temperatura de corriente

**Theta**: Temperatura de los paneles fotovoltaicos

Este modelo incorpora las ecuaciones de comportamiento de la tensión del bus de continua y variación con el condensador. En (9) obtenemos la tensión de:

$$C \times \frac{dU_{DC}}{dt} = I_v - I_{DC} \quad (7)$$

$$C \times s \times U_{DC} = \Delta I \quad (8)$$

$$U_{DC} = \frac{\Delta I}{C \times s} \quad (9)$$

Donde:

**U<sub>dc</sub>**: Tensión máxima DC de un módulo fotovoltaico

**C**: Capacidad conectada al bus de continua

**I<sub>v</sub>**: Corriente del módulo fotovoltaico

**I<sub>dc</sub>**: Corriente enviada al convertidor

Para obtener la corriente, consideramos el convertidor ideal.

$$P_{DC} = U_{DC} \times I_{DC} \quad (10)$$

$$P_{AC} = U_{AC} \times I_{AC} \quad (11)$$

$$P_{AC} = U_{DC} \times I_{DC} \rightarrow I_{DC} = \frac{P_{AC}}{U_{DC}} \quad (12)$$

donde:

**P<sub>dc</sub>**: Potencia en el bus de continua

**P<sub>ac</sub>**: Potencia en el bus de alterna

**U<sub>ac</sub>**: Tensión en el bus de alterna

**I<sub>ac</sub>**: Corriente en el bus de alterna

Además el modelo incorpora un control de tensión AC y DC que se muestra en la figura 28. Con ese bloque se controla la tensión del generador, el sistema de regulación de la potencia activa o tensión DC se controla mediante un control PI. El regulador de potencia reactiva o tensión AC es P, proporcional.

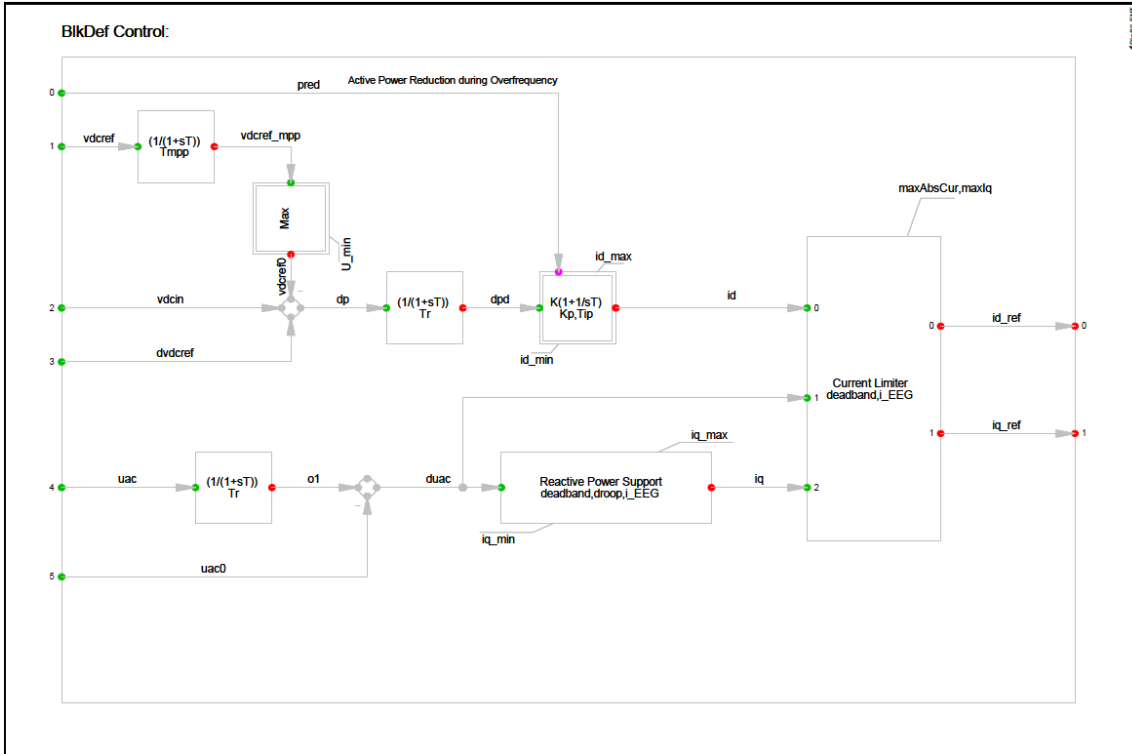


Figura 28. Modelo de controlador Vac-Vdc para el sistema fotovoltaica.

A continuación en la figura 29 se observa los datos básicos del generador estático que se ingresa en el software PowerFactory. Además en la figura 30 se indica los parámetros para realizar simulaciones de flujo de carga.

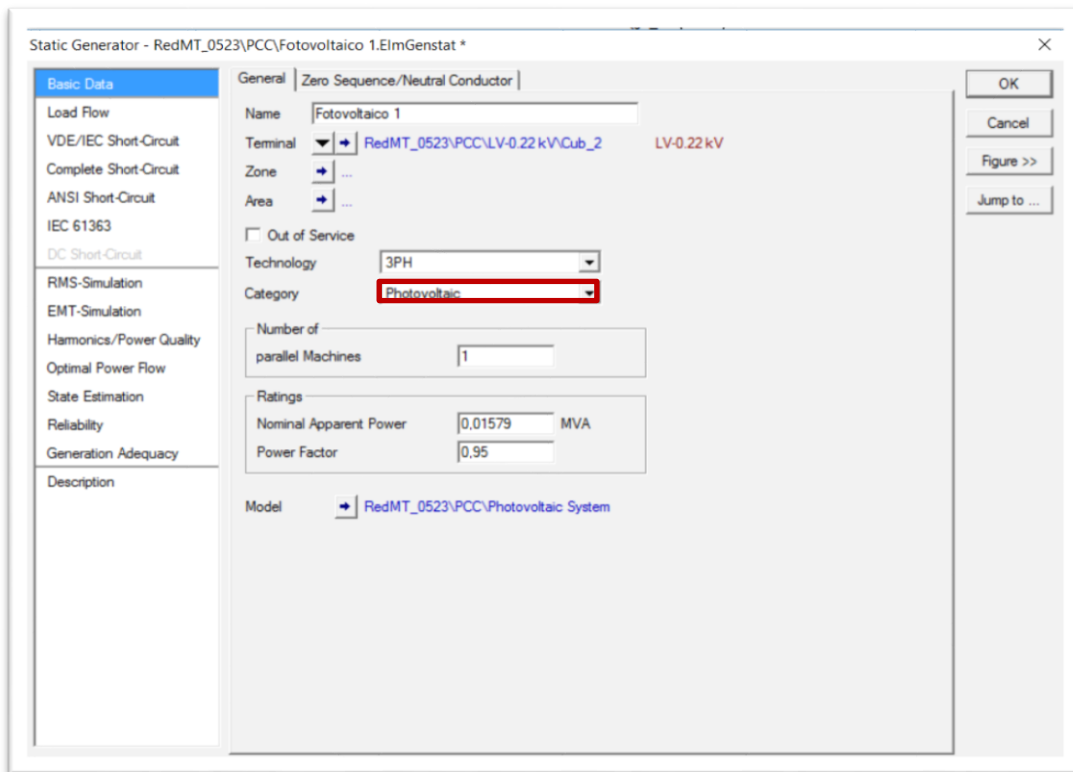


Figura 29. Datos básicos del generador fotovoltaico (Generador Estático) en DigSILENT.

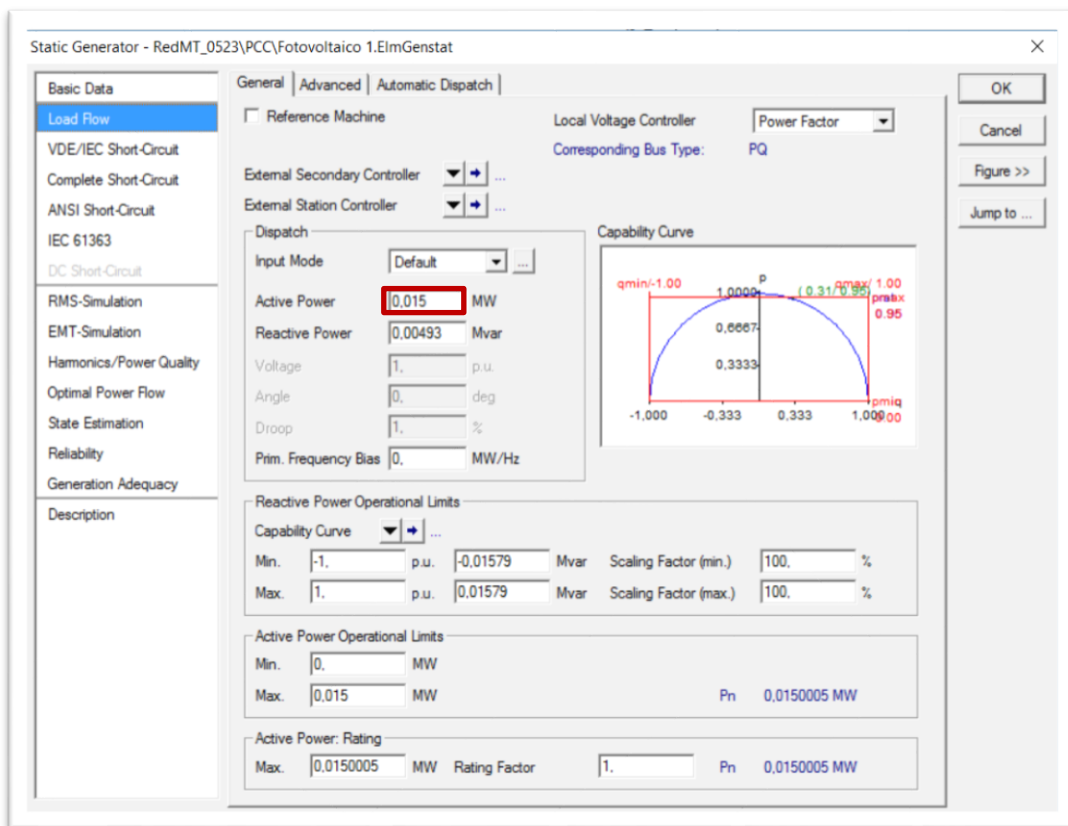


Figura 30. Datos de flujo de carga del sistema fotovoltaica (Generador estático) en DigSILENT.

Para la simulación del sistema fotovoltaico se tomó un perfil de irradiación a lo largo de un día (24 horas). El perfil de producción del sistema fotovoltaico está dada en “p.u.” que se muestra en la figura 31. En este perfil se puede observar que existe una variación muy grande a partir de las 10h00 hasta las 14h00.

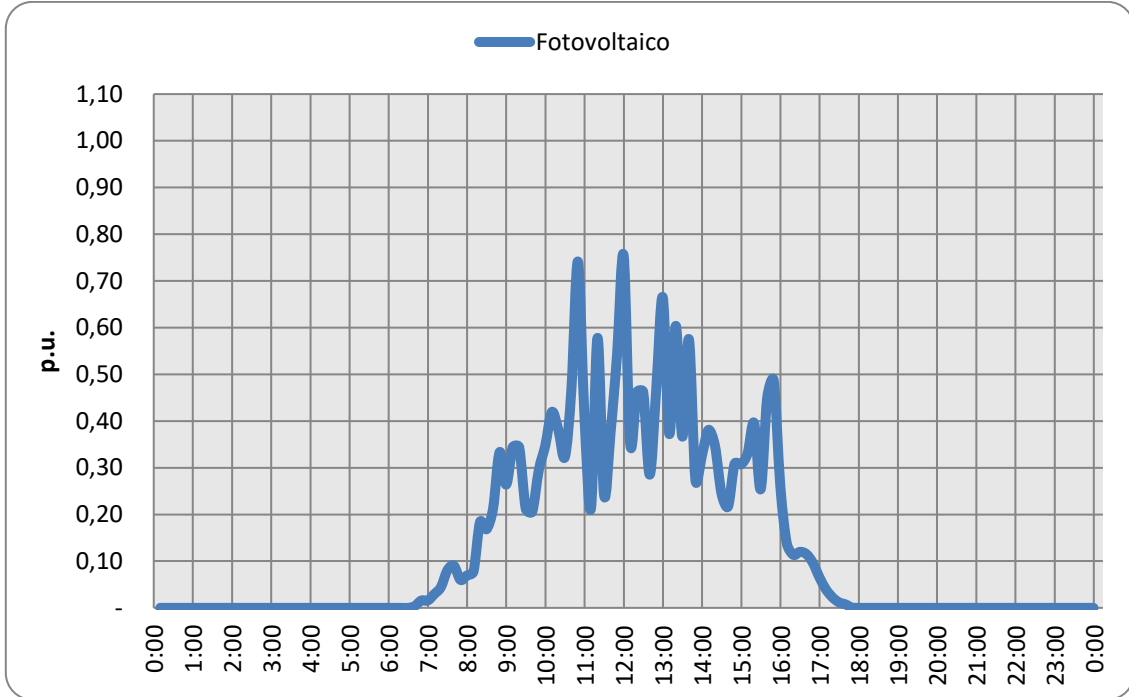


Figura 31. Variación del perfil de producción del sistema fotovoltaico de la micro-red.

### 4.3.2 Generación eólica

Se modela un sistema eólico de potencia aparente 0.00579MVA y factor de potencia 0.95. En la figura 25 se observa el inversor del generador eólico que está conectado a una barra de bajo voltaje de 0.22kV y a 22kV a través del mismo transformador (150kVA) que está conectado el sistema fotovoltaico. En la figura 32 se representa el modelo.

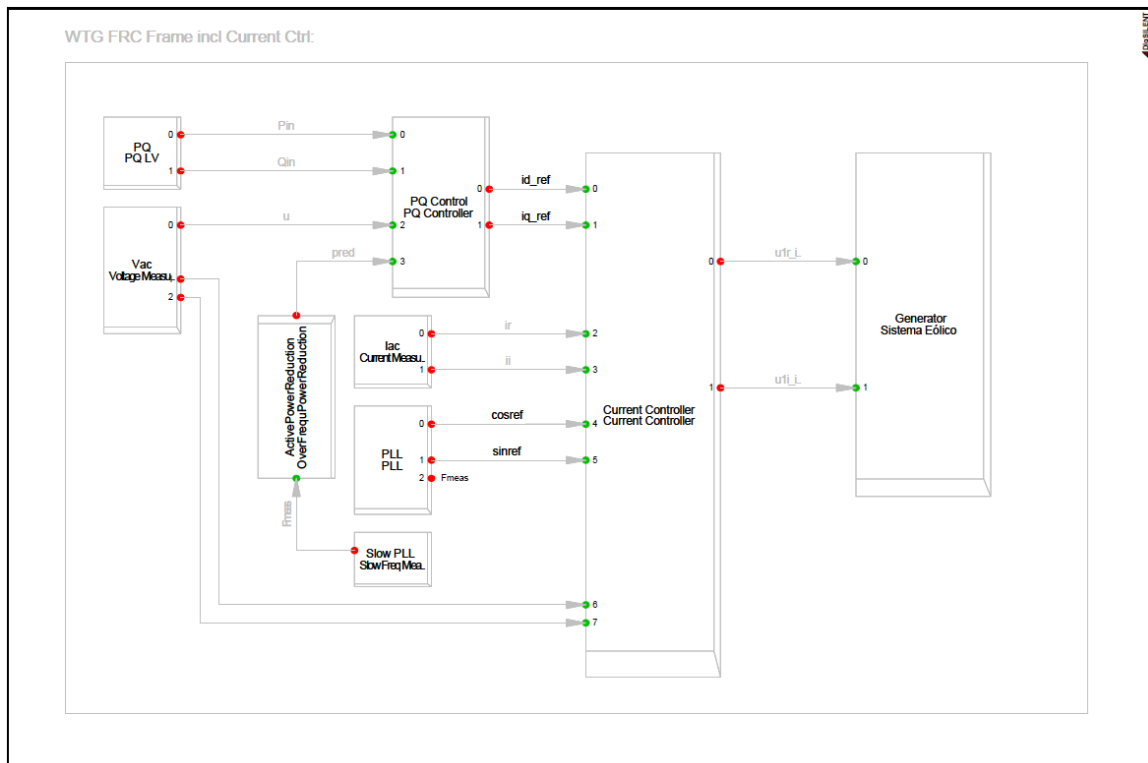


Figura 32. Modelo de generador eólico con convertidor de potencia total.

En el modelo de la figura anterior está incorporado:

- Bloque de convertidor
- Bloque de controlador de corriente
- Bloque de controlador de potencia activa y reactiva
- Bloque de reducción de potencia
- Bloques de medida:
- Bloque de viento variable

El modelo de control de potencia activa y reactiva se muestra en la Figura 33.

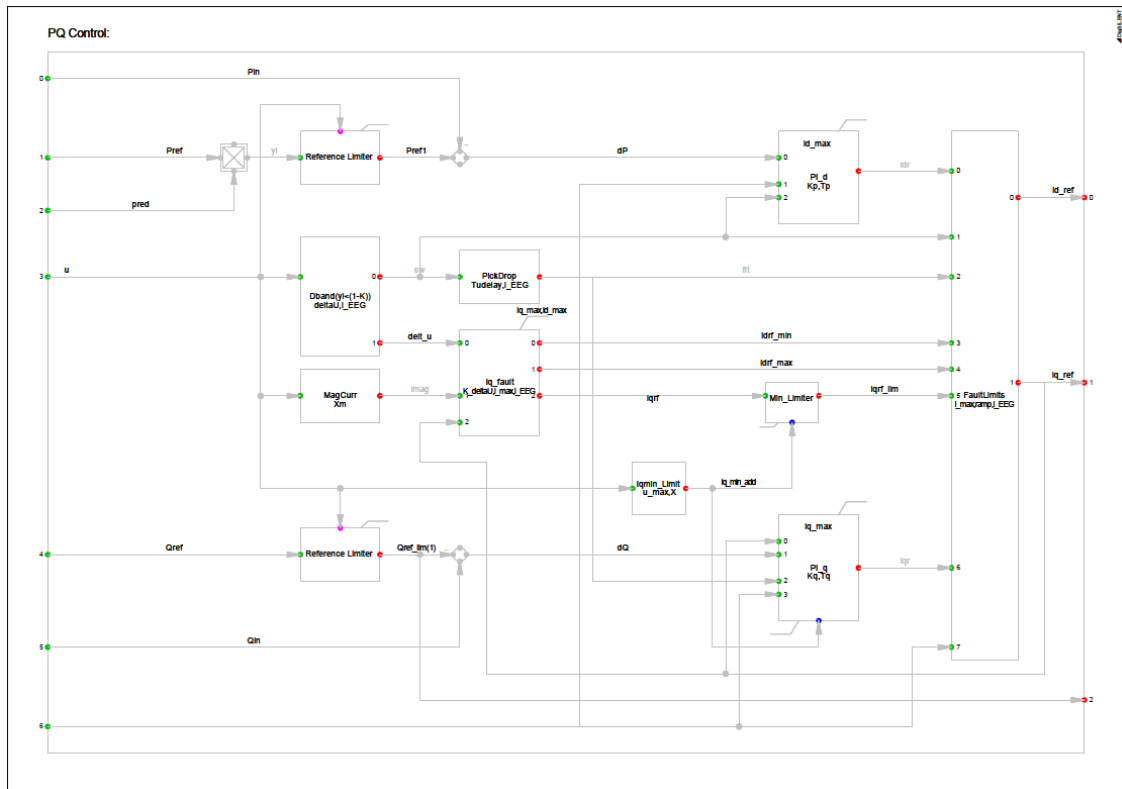


Figura 33. Modelo de controlador de potencia activa y reactiva.

El control de la figura 33 corrige la potencia activa con la señal que proviene de la protección de sobrefrecuencia. Esta potencia se limita según el generador eólico está en modo “hueco” (FRT) o en modo de operación normal. La potencia medida se compara y el error que salga se envía a un controlador PI (Proporcional Integrador), para posteriormente limitar y enviar una señal de referencia al controlador de corriente. Para la potencia reactiva también está limitada según el generador este en modo “hueco” o en modo operacional normal.

Además el Generador eólico incorpora un control de sobrefrecuencia que se presenta en Figura 34.

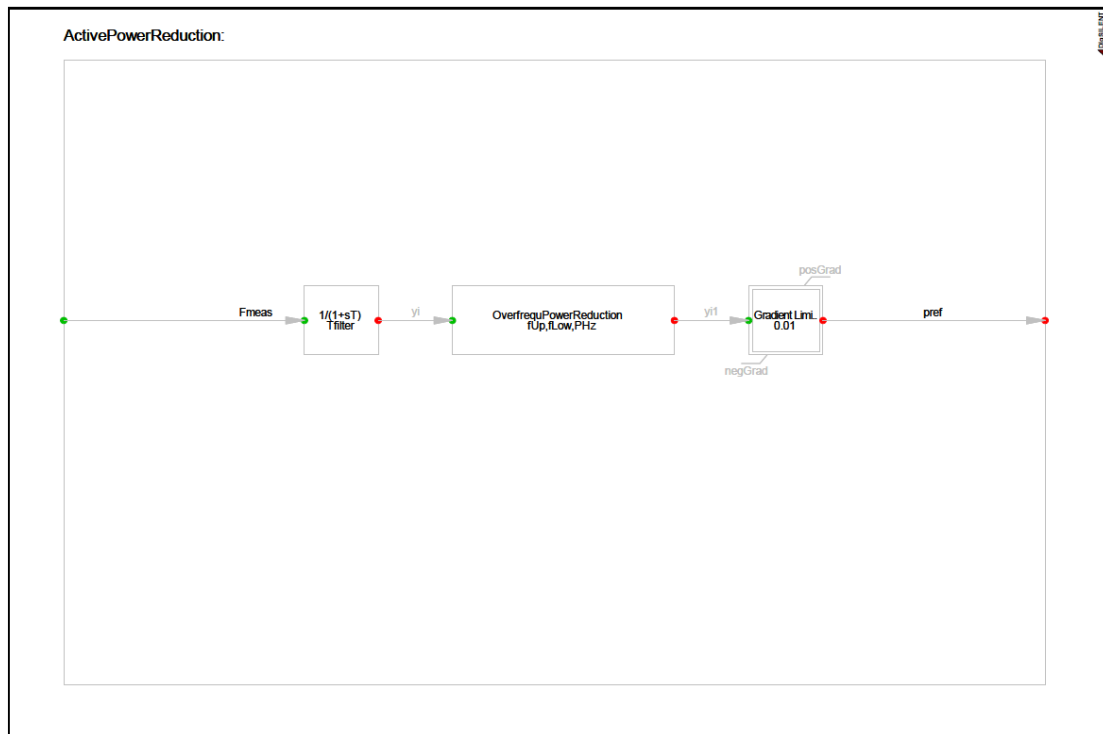


Figura 34. Reducción de potencia activa por sobrefrecuencia.

En las figuras 35 y 36 se muestra las ventanas con los datos básicos del generador eólico y con los datos de flujo de carga que se ingresa en el software PowerFactory.

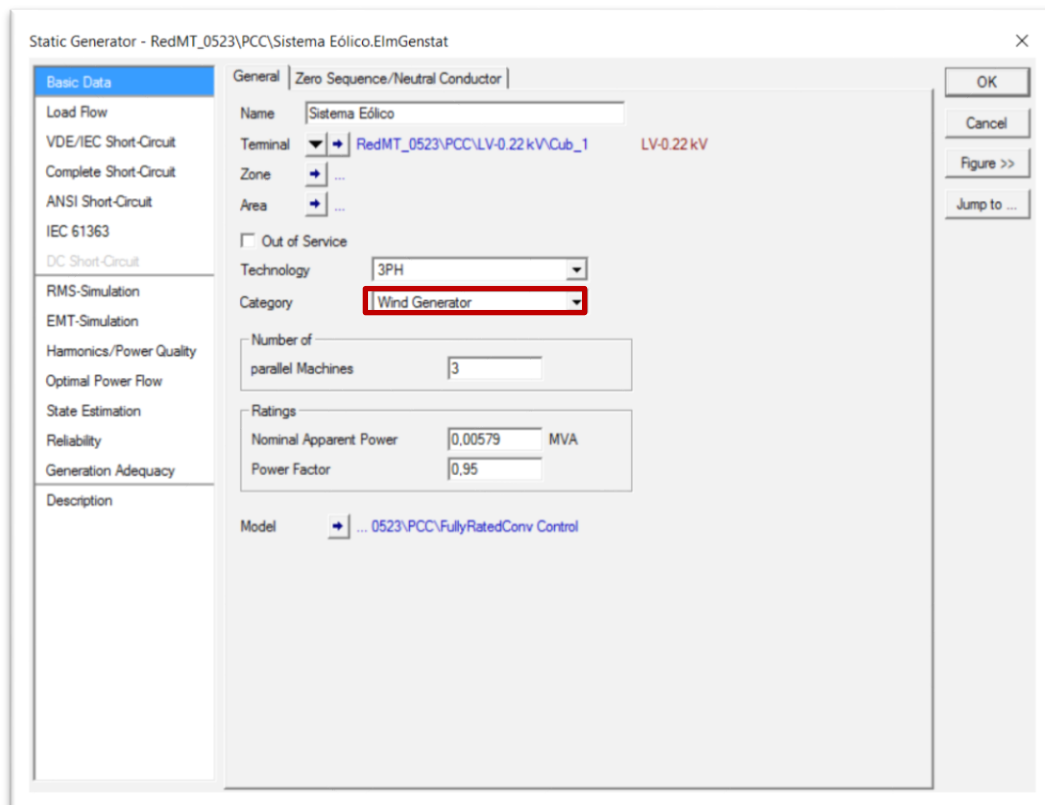


Figura 35. Datos básicos del generador eólico (Generador Estático) en DigSILENT.

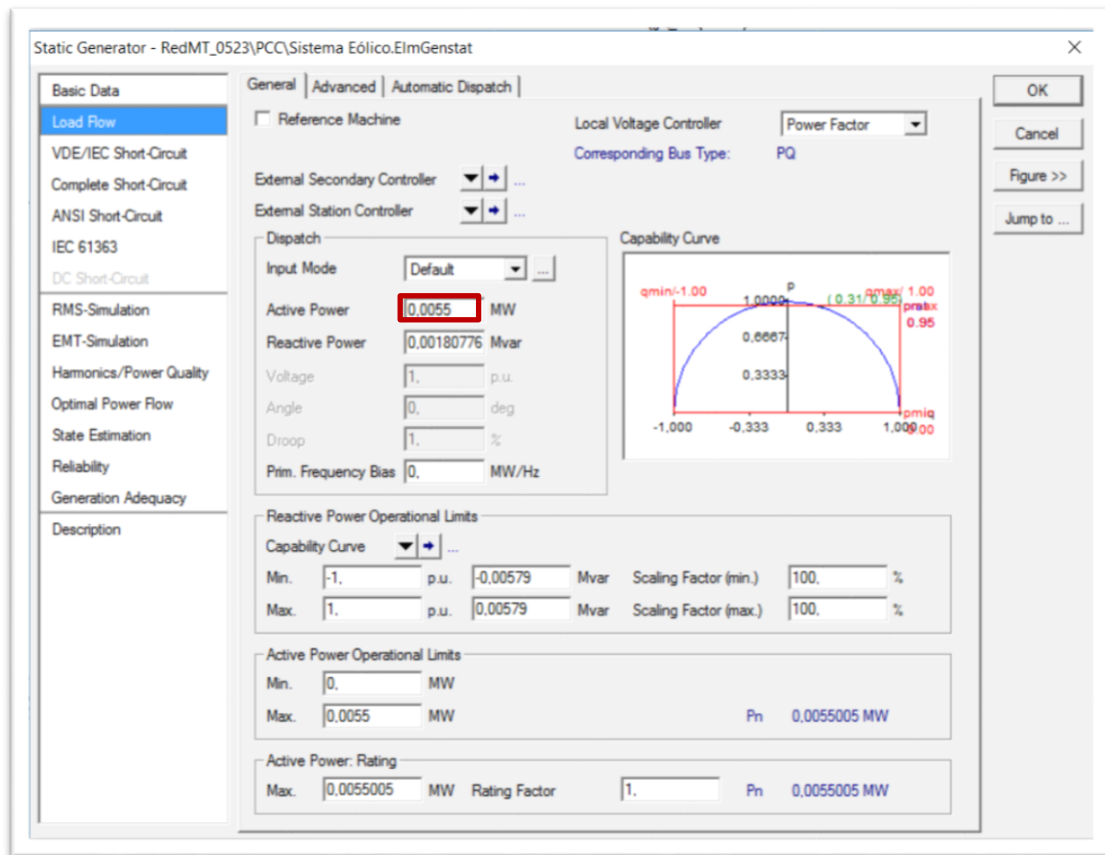


Figura 36. Datos de flujo de carga del generador eólico (Generador Estático) en DIgSILENT.

Como el sistema eólico total de producción de la micro-red es de 15kW, en la figura 35 se representa la ventana de PowerFactory con la opción de 3 máquinas en paralelo ya que este software tiene la opción de poner máquinas en paralelo para así obtener la potencia requerida.

Para la simulación del sistema eólico al igual que el sistema fotovoltaico se tomó un perfil de viento a lo largo de un día (24 horas). El perfil de producción del sistema eólico está dada en “pu” que se muestra en la figura 37. En este perfil se puede observar que existe una variación muy grande a lo largo de todo el día.

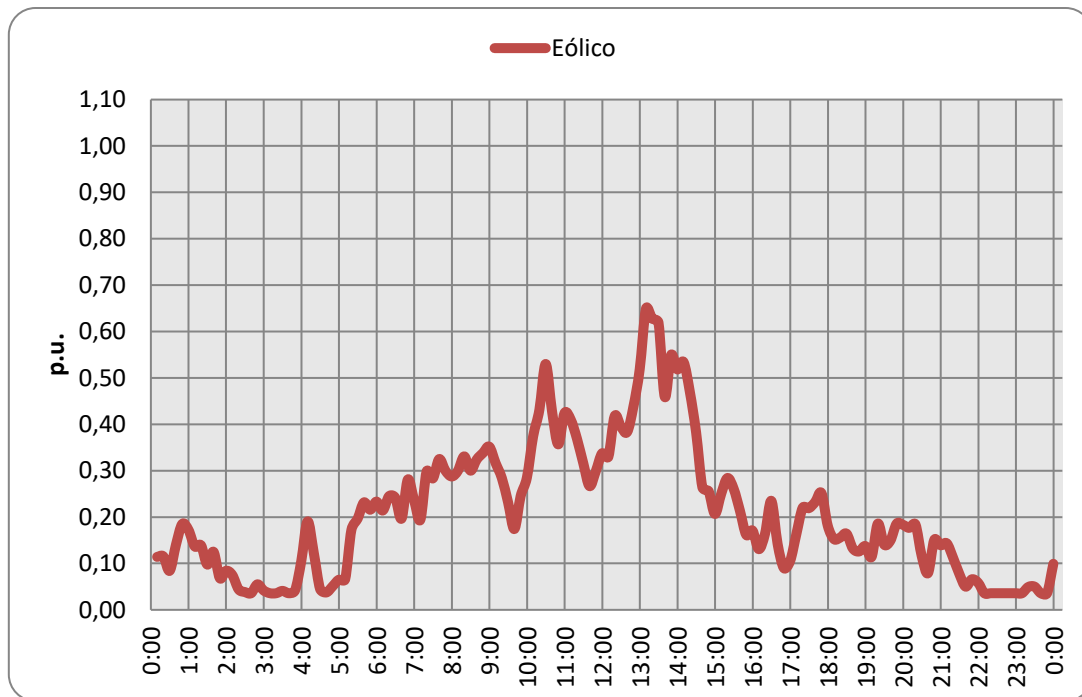


Figura 37. Variación del perfil de producción del sistema eólico de la micro-red.

### 4.3.3 Generador Diésel y Gas

El modelo del generador a diésel y gas tienen una potencia aparente de 0.04MVA y 0.044MVA con un factor de potencia 0.8, en la figura 25 se observa los generadores conectados a una barra de bajo voltaje de 0.22kV y a 22kV a través del mismo transformador (150kVA) que está conectado el sistema fotovoltaico y eólico.

#### Sistema de control de frecuencia y voltaje

Estos generadores tienen sistemas de control que permite regular los parámetros de calidad, modificando y estableciendo los puntos de operación, para que el suministro de energía cumpla con las normas locales para cada país, en el caso del Ecuador, el organismo encargado de dictaminar las normativas técnico-legales es la Agencia de Regulación y Control de Electricidad “ARCONEL”. Para las simulaciones estado estable y transitorio se cargó los sistemas de control “GOV” y “AVR”

#### Gobernador de carga “GOV”

Este sistema se encarga de equilibrar los desbalances instantáneos de potencia, en forma localizada en cada unidad de generación con la finalidad de mantener la frecuencia dentro de los límites permitidos y mantener sincronizado al generador con la red.

## Regulador de Voltaje Automático “AVR”

Este sistema permite estabilizar el nivel de voltaje, mediante el control sobre la excitatriz del generador, modificando el campo magnético implantado por la excitatriz, pudiendo emplearse sistemas manuales o sistemas automáticos basados en lógicas de control de voltaje en función del lazos de control tipo Potencia Activa (P) vs Voltaje (V) o Potencia Reactiva (Q) vs Voltaje (V). El regulador de voltaje automático “AVR” que está cargado en el Generador a diésel y a gas es un controlador del estándar de la IEEE AC8B.

Los parámetros y los diferentes datos necesarios para las simulaciones respectivas, se muestran en las siguientes figuras donde se puede visualizar la tecnología de la planta así como la curva de capacidad de los generadores.

En la figura 38 se muestra el tipo de tecnología para la cual va funcionar este generador, por lo cual se observa que es de tipo diésel.

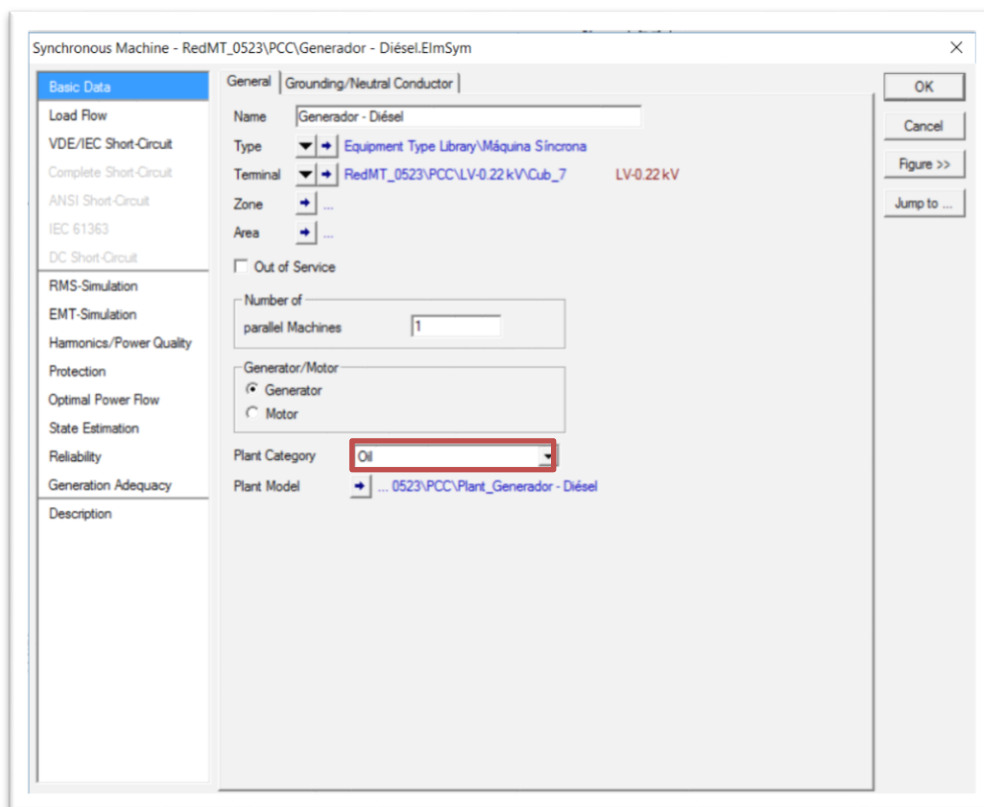


Figura 38. Tecnología generador diésel en DIgSILENT.

En la figura 39 se muestra los límites de los parámetros tanto de potencia activa como reactiva que fueron ingresados para formar la curva de capacidad con los cuales el generador a Diésel va inyectar.

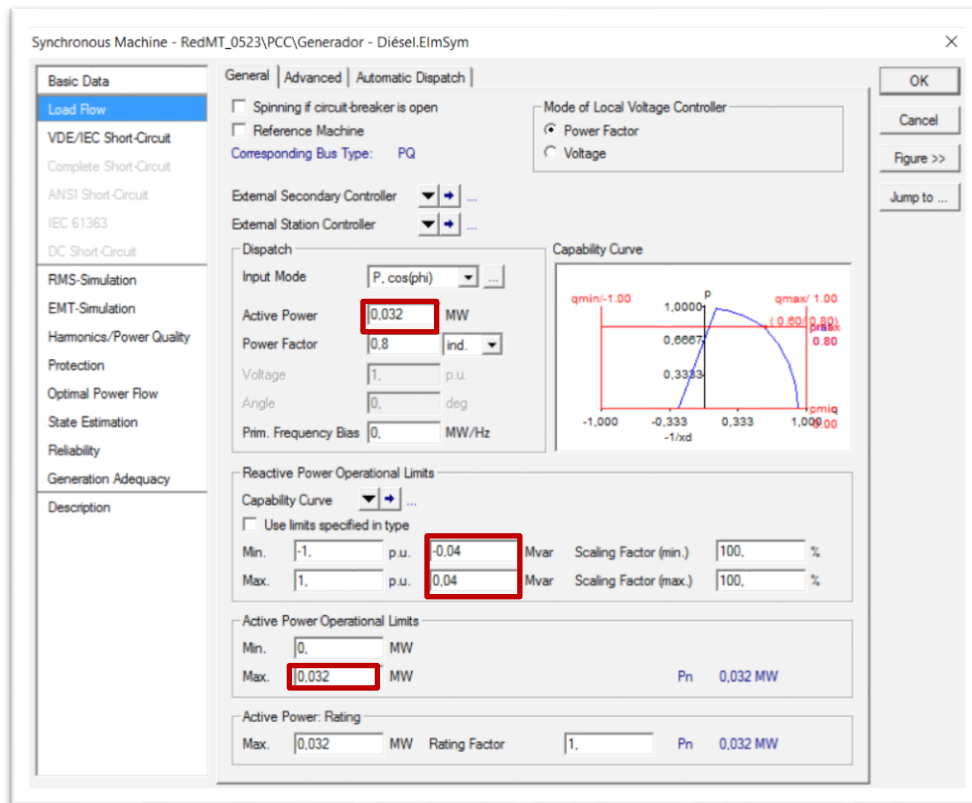


Figura 39. Datos de Flujo de carga del generador diésel en DIgSILENT.

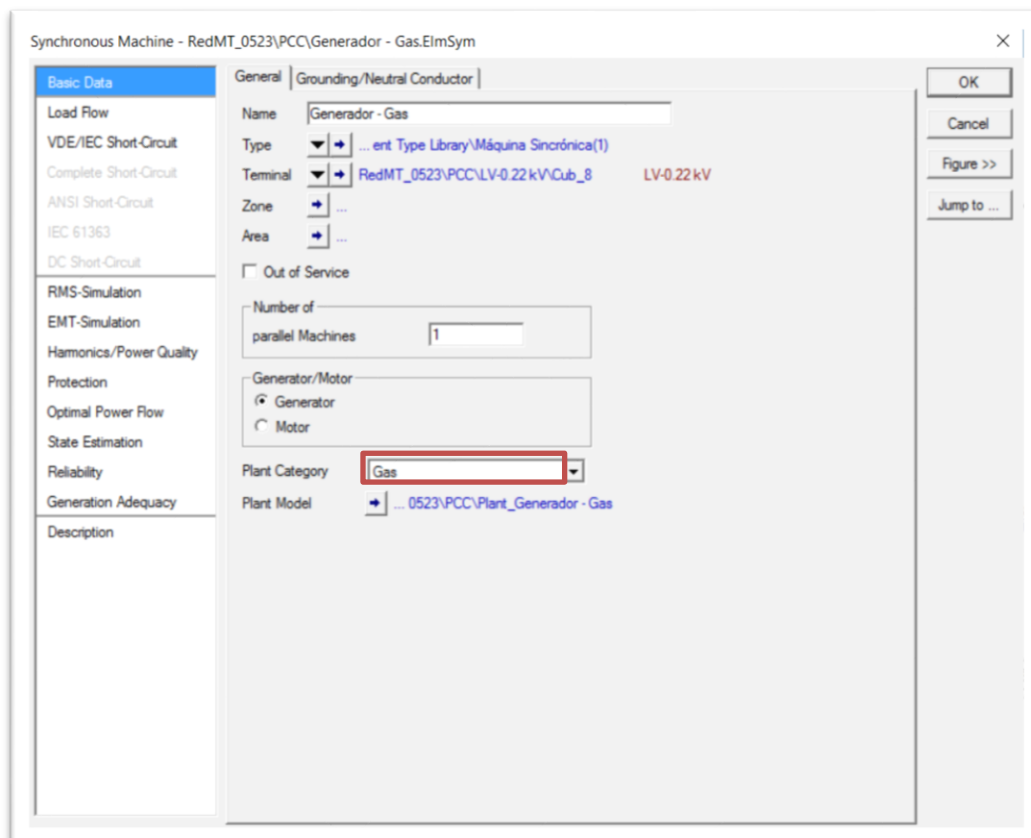


Figura 40. Tecnología generador a gas en DIgSILENT.

En la figura 40 al igual que en la figura 38 se indica el tipo de tecnología para la cual va funcionar este generador, en este caso se observa que es de tipo Gas su generación.

Ademas en la figura 41 se indica los parámetros que fueron ingresados para formar la curva de capacidad con los cuales el generador a Gas va inyectar.

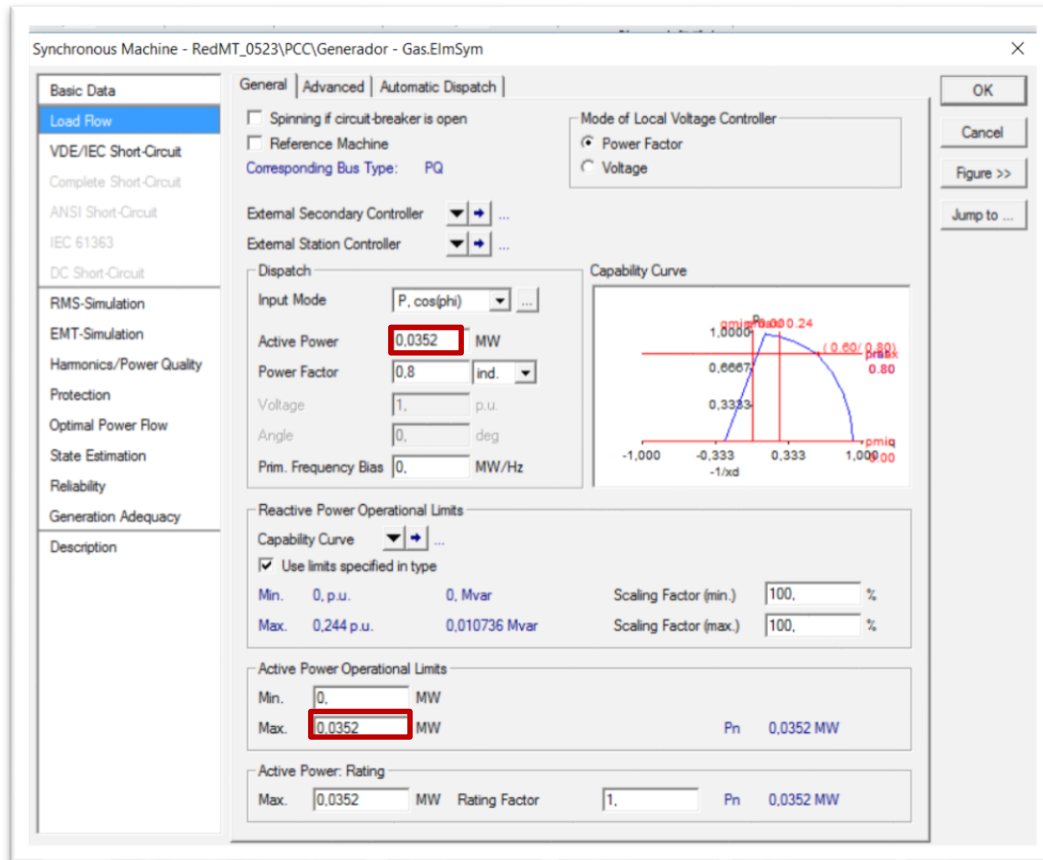


Figura 41. Datos de Flujo de carga del generador a gas en DIgSILENT.

### 4.3.4 Generación Mini-hidro

Este modelo de generación mini-hídrica tiene una potencia aparente de 0.00526MVA con factor de potencia 0.95, este al igual que el resto de sistemas está conectado a una barra de bajo voltaje de 0.22kV y a 22kV a través del mismo transformador (150kVA) que está conectado el sistema fotovoltaico, eólico, generador a diésel y gas. En la figura 42 se muestra la ventana con los datos básicos del generador que se ingresa en el software PowerFactory y en la figura 43 se indica los parámetros para realizar simulaciones de flujo de carga.

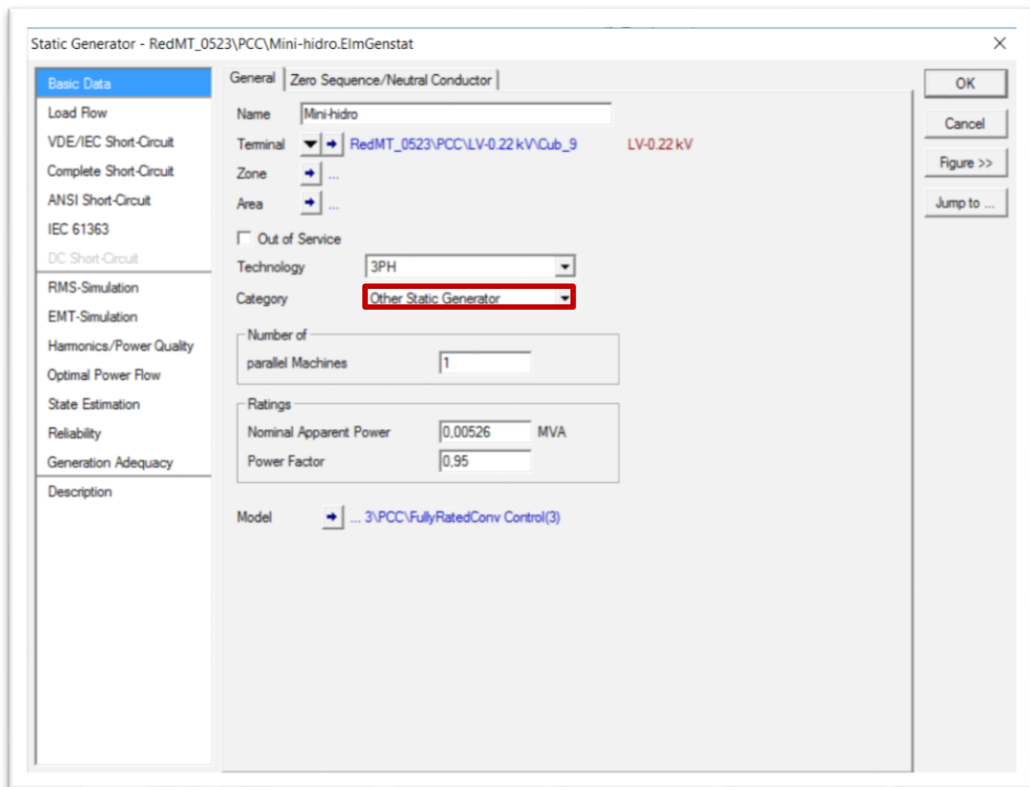


Figura 42. Datos básicos de la mini-hidro en DigSILENT.

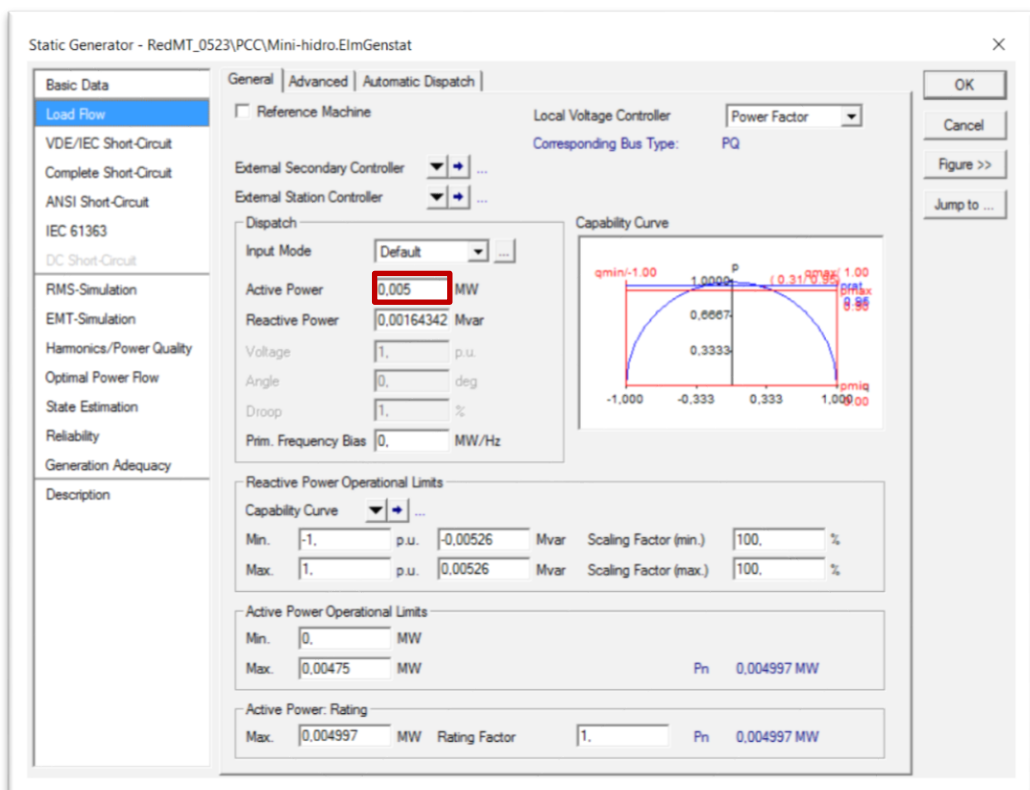


Figura 43. Datos de flujo de carga de la mini-hidro en DigSILENT.

Para la simulación del generador a diésel, gas y la mini-hidro, se tomó un perfil fijo a lo largo de un día (24 horas); este perfil de producción está dado en p.u. al igual que los perfiles tanto para el sistema eólico como fotovoltaico, este perfil tiene una generación constante tomado como 1 p.u.

Además la micro-red eléctrica de la Universidad de Cuenca cuenta con un grupo de sistemas de almacenamiento, que pueden interactuar de forma dinámica en labores de carga y descarga de energía entre los diferentes elementos de generación y consumo siendo estos sistemas los siguientes.

- Baterías de Plomo Acido
- Batería de Flujo de Vanadio Redox
- Baterías de Ion-Litio
- Banco de Supercondensadores
- Almacenamiento de Hidrógeno



# CAPITULO 5

## 5. Recolección y análisis de resultados y sus implicaciones

En la tabla 3 se puede observar los diferentes casos de estudio que se plantearon.

Tabla 3. Casos de estudio.

<i>Estudio</i>	<i>CASO 1</i>	<i>CASO 2</i>
<i>PCC</i>	201323	194586
<i>micro-red interconectada a la RED</i>		
<i>micro-red normal</i>	0,124MW	0,124MW
<i>micro-red x5</i>	0,62MW	0,62MW
<i>micro-red x10</i>	1,24MW	1,24MW

CASO 1: La micro-red estará conectada a la red de distribución en el Punto Común de Conexión (PCC) 201323 que está a 2,79 km de distancia de la subestación, además en este caso se hará un estudio de sensibilidad que no es más que aumentar la generación de la micro-red a 0,62MW y 1.24MW.

CASO 2: En este caso la micro-red se cambiara de PCC a 9,03 km de distancia de la subestación que se observa en la figura 17 y al igual que el caso de estudio 1 se realizará un estudio de sensibilidad.

Además para este estudio de impacto de micro-redes al sistema de distribución se plantean 10 escenarios para cada caso, lo que se puede visualizar en la tabla 4.

Tabla 4. Escenarios de estudio.

<b>Nombre Escenario</b>	<b>Fotovoltaico 1</b> ElmGenstat	<b>Fotovoltaico 2</b> ElmGenstat	<b>Fotovoltaico 3</b> ElmGenstat	<b>Sistema Eólico</b> ElmGenstat	<b>Mini-hidro</b> ElmGenstat	<b>Generador - Diésel</b> ElmSym	<b>Generador - Gas</b> ElmSym
0	●	●	●	●	●	●	●
1	●	●	●	●	●	●	●
2	●	●	●	●	●	●	●
3	●	●	●	●	●	●	●
4	●	●	●	●	●	●	●
5	●	●	●	●	●	●	●
6	●	●	●	●	●	●	●
7	●	●	●	●	●	●	●
8	●	●	●	●	●	●	●
9	●	●	●	●	●	●	●

Siendo el escenario 0 equivalente al sistema de distribución sin la micro-red, el escenario 1 equivalente al sistema de distribución con la micro-red conectado y el resto de escenarios son posibles combinaciones de acuerdo al tiempo que podrían funcionar las diferentes fuentes de generación renovable.

Con estos escenarios nos enfocaremos analizar los diferentes impactos que ocasiona la micro-red al ser conectado al sistema de distribución, tanto estudios en régimen permanente (estado estable) como estudios dinámicos (transitorios).

## **5.1 Estudio en régimen permanente (Flujos de potencia)**

---

En este estudio se observará variables muy importantes cuando se integra una micro-red al sistema de distribución, es decir se realizarán estudios con los casos y escenarios planteados en las tablas 4 y 5. Las variables que analizaremos son las siguientes:

- Pérdidas en el Alimentador.
- Perfiles de Voltaje.
- Porcentaje de Sobrecarga en las líneas.

### **5.1.1 Resultados Caso 1**

---

Se realizó estudios de flujo de potencia obteniendo las siguientes gráficas donde muestran un mapa de calor con los voltajes en p.u. en cada uno de los nodos del alimentador, es un corrido de flujo de potencia desbalanceado con demanda mínima y máxima generación de la micro-red, además se realizó el estudio de sensibilidad aumentando la generación por 10 veces. Se puede visualizar que la figura 45 (b) no sufrió ningún cambio en la gama de colores en función de la figura 45 (a); en cambio con la figura 45 (c) hubo un cambio pequeño en la gama de colores bajo la unidad manteniéndose así bajo la unidad, obteniendo así ninguna violación de los límites de tensión establecidos en la norma. Para los análisis de pérdidas de potencia del alimentador, perfiles de voltaje y sobrecargas en las líneas se estudiará con mayor detalle en la simulación cuasi-estática.

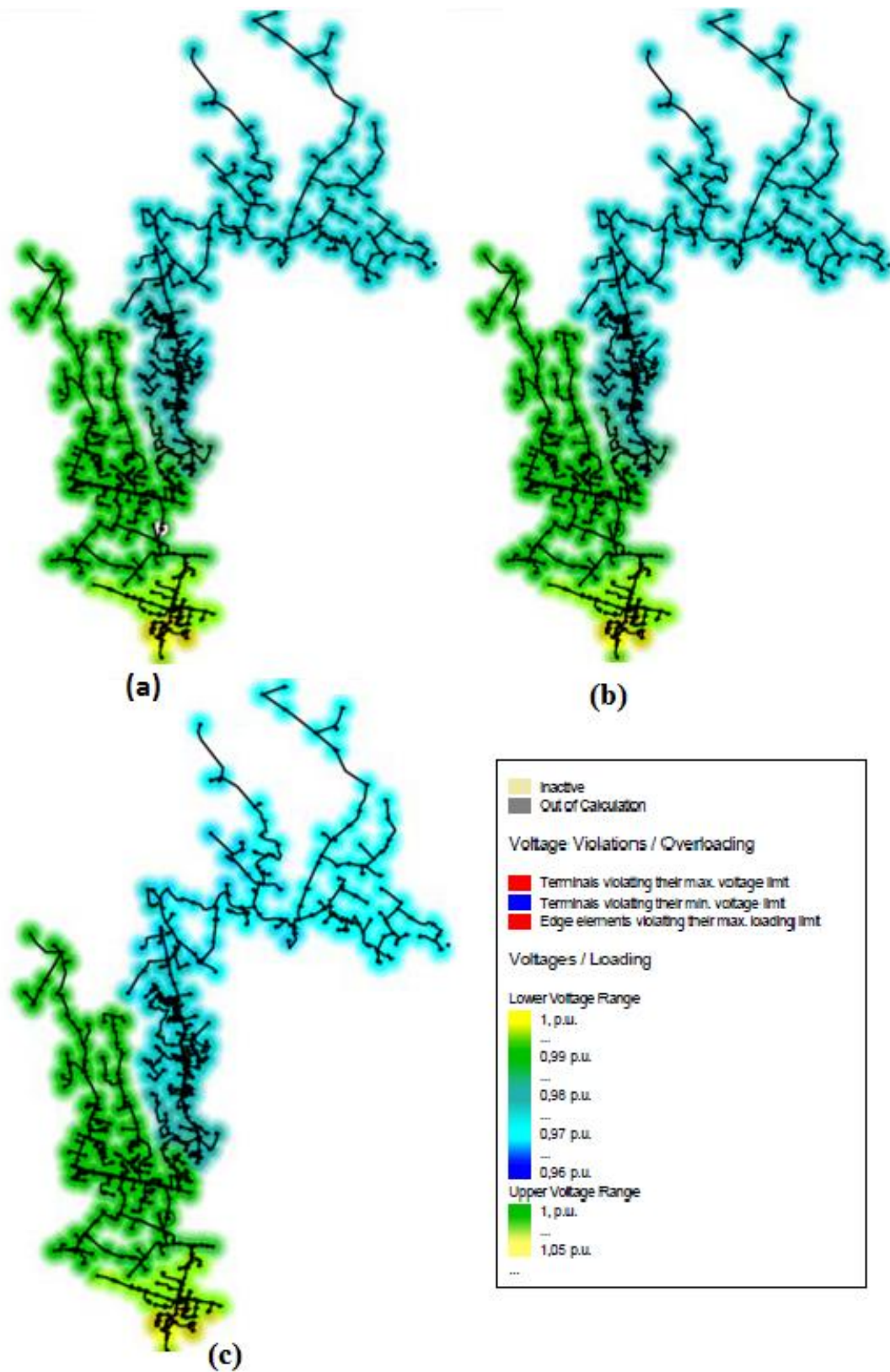


Figura 44. Mapa de calor de voltajes en p.u. en los nodos del alimentador 0523, (a) Escenario "0" Sin Micro-red, (b) Caso 1 conectado micro-red normal, (c) Caso 1 conectado micro-red x 10.

### Micro-red normal (0.124MW)

Para los siguientes resultados con esta generación se realizó un estudio cuasi-estático que no es más que simulaciones de flujos de potencia; en sí este análisis consistió en 144 flujos de potencia en cada escenario para el alimentador de estudio, obteniendo así lo siguiente:

#### ➤ Pérdidas en el Alimentador

En la tabla 5 se observa las pérdidas totales para cada escenario tanto en potencia activa como reactiva, carga, líneas y transformadores.

Tabla 5. Pérdidas totales sin generación y con generación de la Micro-red.

Escenario	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Losses (MWh)	Losses (MVAhr)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (%)
0	136,61	29,67	0,00	0,00	4,48	12,70	2,89	1,59	2,36	2,12	3,28%
1	136,60	29,67	1,84	1,25	4,45	12,70	2,86	1,59	2,32	2,14	3,26%
2	136,60	29,67	0,88	0,58	4,46	12,68	2,87	1,59	2,34	2,12	3,27%
3	136,60	29,67	1,07	0,71	4,46	12,68	2,87	1,59	2,33	2,13	3,26%
4	136,60	29,67	0,89	0,58	4,46	12,68	2,87	1,59	2,34	2,12	3,26%
5	136,60	29,67	1,62	1,18	4,45	12,69	2,87	1,59	2,32	2,14	3,26%
6	136,60	29,67	0,31	0,10	4,47	12,69	2,88	1,59	2,35	2,12	3,27%
7	136,60	29,67	1,73	1,22	4,45	12,70	2,87	1,59	2,32	2,14	3,26%
8	136,60	29,67	0,11	0,04	4,47	12,69	2,88	1,59	2,35	2,12	3,27%
9	136,60	29,67	0,08	0,03	4,47	12,69	2,89	1,59	2,35	2,12	3,27%

La tabla 5 muestra las pérdidas técnicas de energía para el periodo de análisis. Si bien se observa el caso base que es el escenario “0” tiene unas pérdidas técnicas en todo el alimentador de 3,28%, al momento que entra en generación toda la micro-red que es el escenario “1” disminuye las pérdidas a 3,26%, la diferencia siendo 0,02% y esto transformando a energía estamos hablando que disminuimos 0,03MWh, y así en los siguientes escenarios disminuimos 0,01% ya que no aporta toda la generación de la micro-red. En algunos casos como en alimentadores donde están instalados cargas fuertes y a su vez tienen instalados banco de capacitores, en este caso puede darse lo contrario las pérdidas pueden aumentar, pero en este estudio las pérdidas disminuyeron muy poco ya que la micro-red de Balzay es muy pequeña y no afecta en mucho a la red de distribución.

En la figura 45 se muestra las pérdidas totales en MW, se observa el escenario “0” (color rojo) y el escenario “1” (color azul) con máxima generación, teniendo así que el escenario “0” a las 18h40 y 20h30 tiene mayor pérdidas y al momento que entra en funcionamiento toda la micro-red disminuye en este rango de tiempo las pérdidas que es algo insignificante que a lo largo del resto de tiempo. El resto de escenarios no se graficaron ya que no tiene mucho impacto.

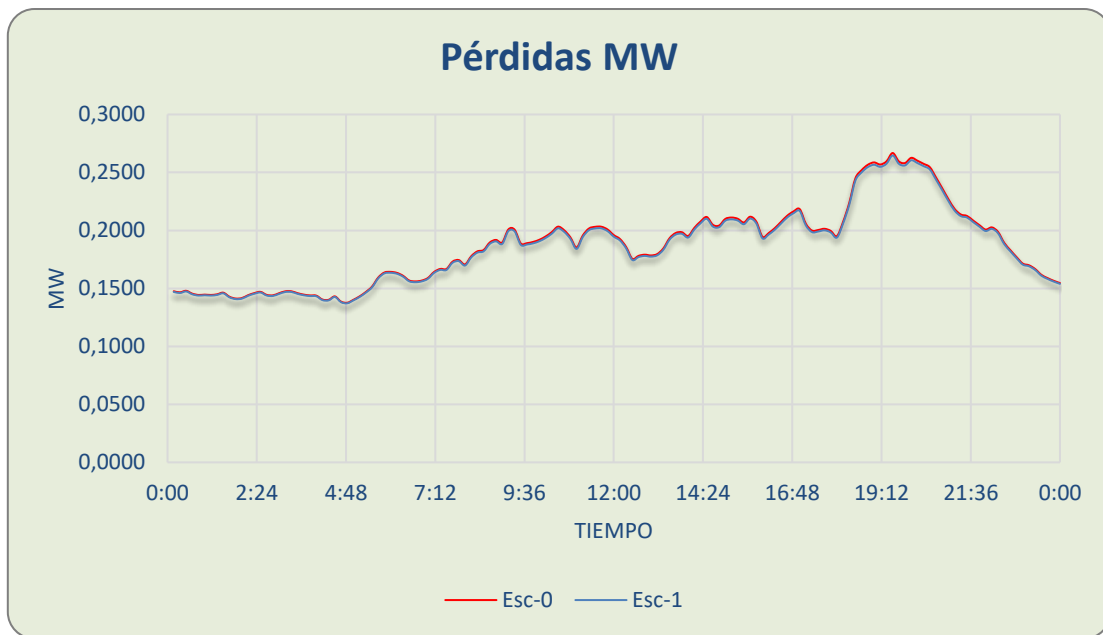


Figura 45. Pérdidas totales MW.

### ➤ Perfiles de voltaje

Los resultados de perfiles de voltaje se interpretó a partir de datos estadísticos de voltajes en por unidad: mínimo, cuartil 1 (25%), medio, cuartil 3 (75%) y máximo.

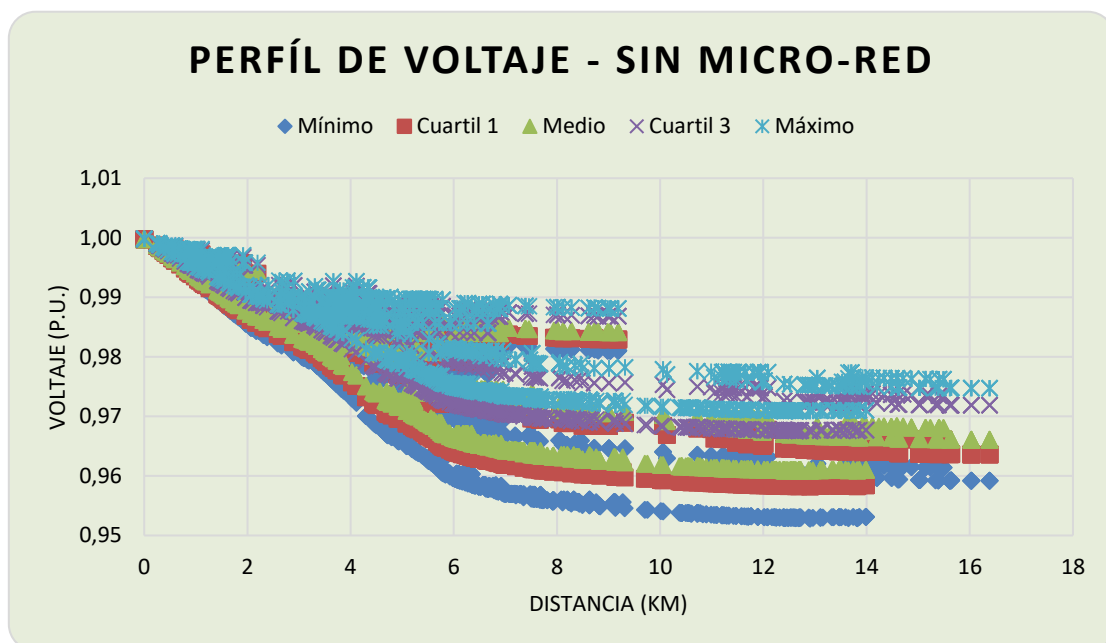


Figura 46. Perfil de voltaje - Alimentador sin micro-red.

En la figura 46 se detalla el perfil del alimentador de los nodos primarios y secundarios sin conexión de la micro-red. Como el alimentador es urbano y tiene una longitud de 16 km tiene un perfil base que es bueno teniendo un límite mínimo de 0,95 p.u. y un máximo de 1 p.u. en cabecera. Al momento de conectar la micro-red el perfil de voltaje se desplaza

hacia arriba teniendo una mejora mínima de 0,04% tanto en el punto de conexión como en la cola del alimentador llegando a la conclusión que la micro-red no afecta en nada al alimentador manteniendo así dentro de los límites establecidos en la regulación CONELEC 004/01 que es de  $\pm 10\%$  para redes en medio voltaje, ver figura 47.

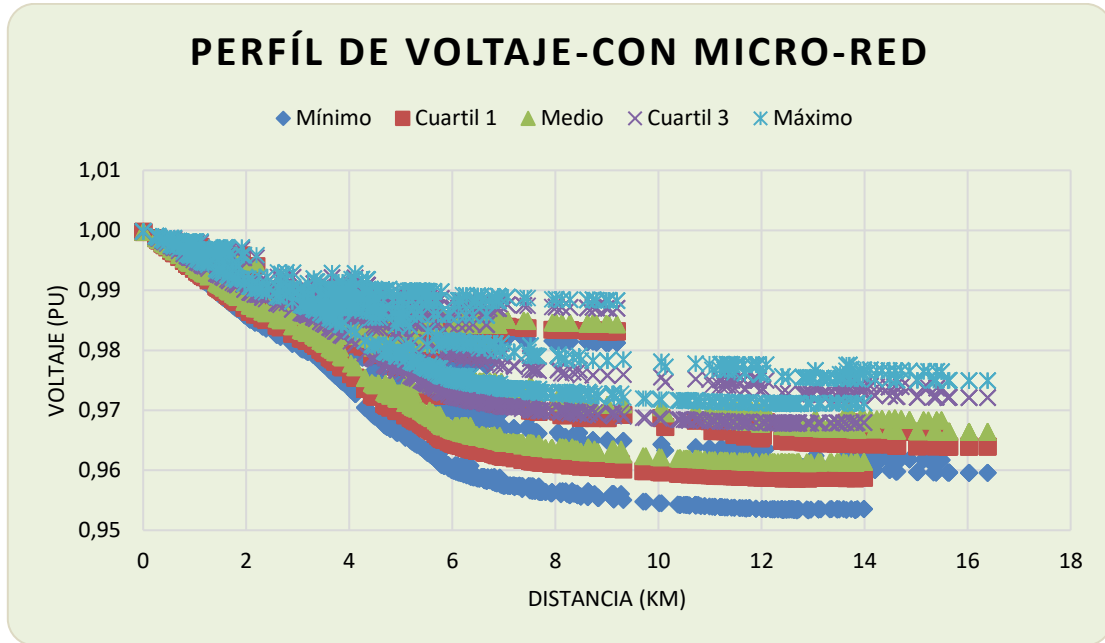


Figura 47. Perfil de voltaje – Alimentador conectado la micro-red.

En la figura 48 se detalla la diferencia de voltaje en los nodos (antes y después de la interconexión de la micro-red) durante las 24 horas del día en un intervalo de tiempo de 10h00 hasta 14h00 donde existe mayor producción de generación. Los resultados muestran un aumento significativo de voltaje de aproximadamente 0,0004 PU en varios nodos durante la producción máxima de la micro-red.

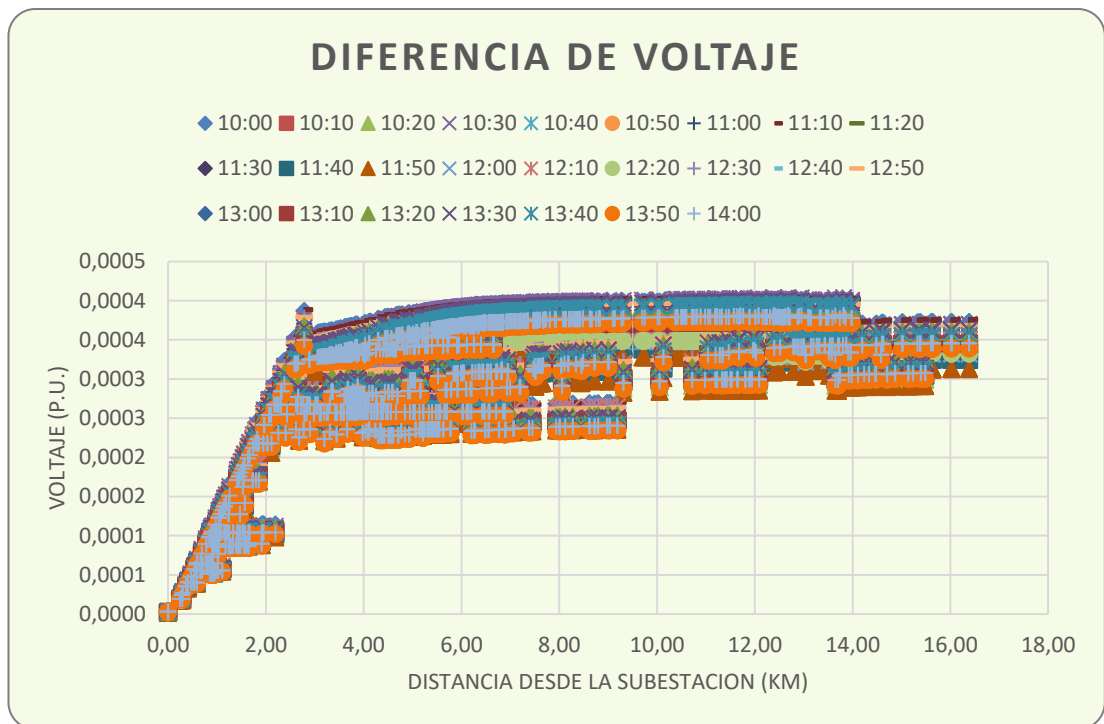


Figura 48. Modificación del voltaje debido a la conexión de la micro-red. Los valores máximos de aumento de tensión se observan en el Punto Común de Conexión (PCC) y a lo largo del alimentador entre 10 y 14 hrs.

➤ **Sobrecargas en líneas**

En la figura 49 se detalla las sobrecargas en las líneas en todo el alimentador.



Figura 49. Sobrecargas en las líneas.

El escenario “0” de la anterior figura tiene una máxima sobrecarga en el intervalo de horario de las 18h20 y 21h20 llegando al 74,69% de sobrecarga en las líneas a las 19h30.

En el escenario “1” de la misma figura se muestra los resultados de sobrecarga al conectar la micro-red de la Universidad de Cuenca, teniendo como resultados que la sobrecarga de las líneas disminuye un aproximado de 1,13% a lo largo de todo el alimentador y en el intervalo de hora pico disminuye de 74,69% a 73,32% teniendo una diferencia de 1,37%. Debemos estar conscientes que la mayor sobrecarga se encuentra al comienzo del alimentador cerca de la subestación. Los otros escenarios no fueron necesarios graficar; con este escenario se obtiene la generación máxima de la micro-red teniendo así mejores resultados de impacto, llegando así a la conclusión que con la micro-red en funcionamiento no habría problemas de sobrecargas en las secciones del alimentador, teniendo así los porcentajes de sobrecargas dentro de los rangos y el sistema podrá funcionar de una manera adecuada.

A continuación en las siguientes gráficas se detallara la variación de perfil de carga para cada escenario. En la figura 50 se detalla el perfil de la potencia aparente en cabecera, si bien se puede ver que no existe mayor variación entre el escenario cero y el resto de escenarios. De la misma manera en la figura 51 se detalla la variación del perfil de la potencia reactiva siendo esta mínima.

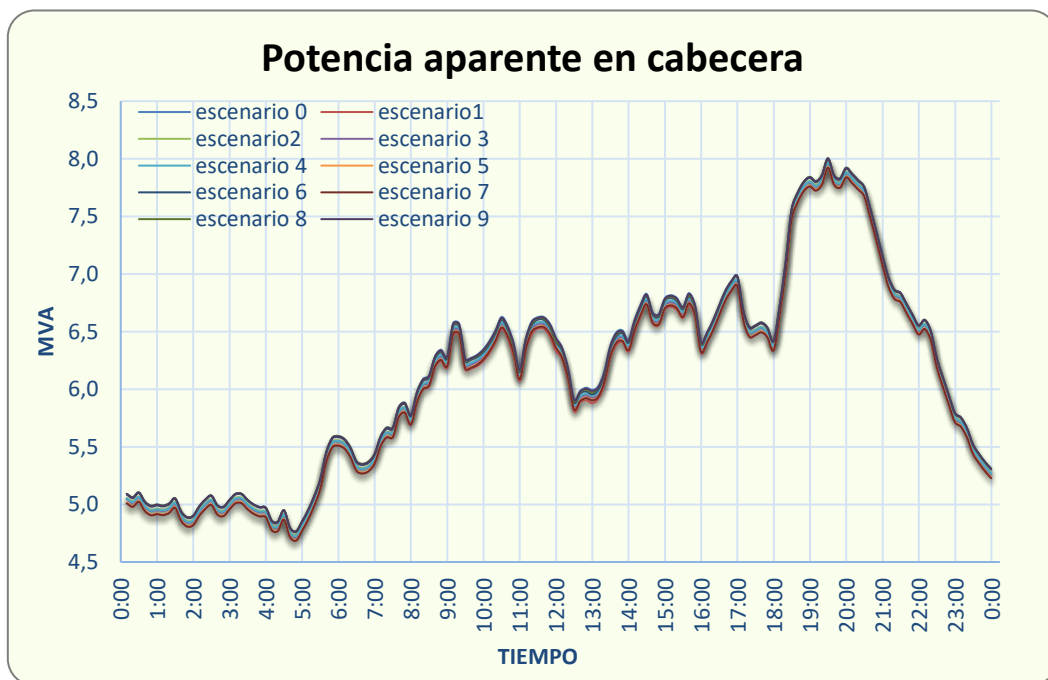


Figura 50. Variación de la potencia aparente en cabecera.

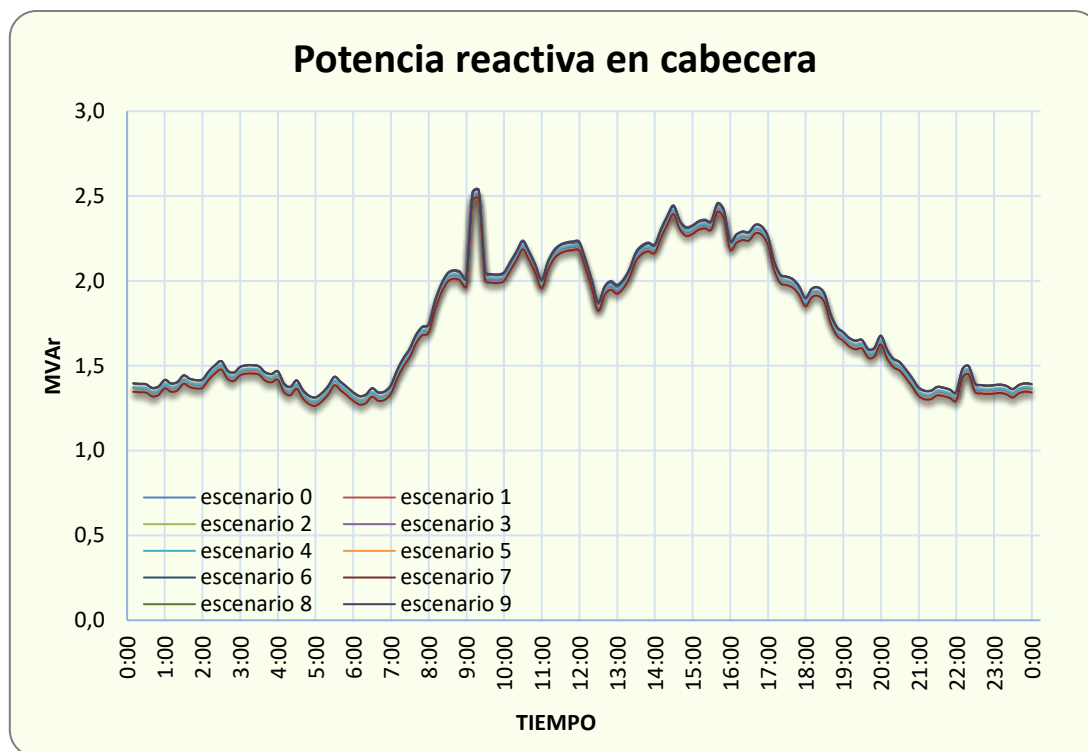


Figura 51. Variación de la potencia reactiva en cabecera.

### Micro-red aumentado 5 veces (x5) y micro-red aumentado 10 veces (x10)

A continuación se detallarán los resultados de los diferentes estudios de sensibilidad.

#### ➤ Pérdidas en el Alimentador

En las tablas 6 y 7 y en las figuras 52 y 53 se detalla las pérdidas.

Tabla 6. Pérdidas totales sin generación y con generación - Micro-red x5.

Escenario	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Losses (MWh)	Losses (MVAhr)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (%)
0	136,57	29,34	0,00	0,00	4,52	13,03	2,89	1,63	2,36	2,16	3,31%
1	136,56	29,34	9,21	6,26	4,42	13,06	2,78	1,63	2,16	2,25	3,23%
2	136,56	29,34	4,42	2,91	4,44	12,98	2,81	1,63	2,26	2,18	3,25%
3	136,56	29,34	5,34	3,54	4,43	12,98	2,80	1,63	2,24	2,19	3,25%
4	136,56	29,34	4,44	2,91	4,44	12,98	2,81	1,63	2,26	2,18	3,25%
5	136,56	29,34	8,09	5,90	4,42	13,04	2,79	1,63	2,18	2,24	3,24%
6	136,56	29,34	1,53	0,50	4,49	13,00	2,86	1,63	2,32	2,16	3,29%
7	136,56	29,34	8,66	6,08	4,42	13,05	2,78	1,63	2,17	2,24	3,24%
8	136,56	29,34	0,55	0,18	4,50	13,01	2,87	1,63	2,34	2,16	3,30%
9	136,56	29,34	0,41	0,14	4,51	13,01	2,88	1,63	2,34	2,16	3,30%

Tabla 7. Pérdidas totales sin generación y con generación - Micro-red x10.

Escenario	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Losses (MWh)	Losses (MVAhr)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (%)
0	136,51	28,92	0,00	0,00	4,57	13,45	2,89	1,68	2,36	2,21	3,35%
1	136,51	28,92	18,42	12,53	4,39	13,55	2,70	1,69	1,99	2,40	3,22%
2	136,51	28,92	8,83	5,82	4,43	13,35	2,74	1,69	2,17	2,26	3,24%
3	136,51	28,92	10,68	7,07	4,41	13,36	2,72	1,69	2,13	2,28	3,23%
4	136,51	28,92	8,88	5,83	4,42	13,35	2,74	1,69	2,17	2,26	3,24%
5	136,51	28,92	16,18	11,79	4,39	13,49	2,70	1,69	2,03	2,36	3,22%
6	136,51	28,92	3,06	1,01	4,51	13,38	2,83	1,68	2,29	2,22	3,30%
7	136,51	28,92	17,32	12,17	4,39	13,51	2,70	1,69	2,01	2,38	3,22%
8	136,51	28,92	1,10	0,36	4,54	13,42	2,86	1,68	2,33	2,21	3,33%
9	136,51	28,92	0,82	0,27	4,55	13,42	2,87	1,68	2,34	2,21	3,33%

Las tabla 6 y 7 muestra las pérdidas técnicas de energía para el periodo de análisis.

Si bien observamos en la tabla 6 que se tiene unas pérdidas técnicas en todo el alimentador de 3,31%, al momento que entra en generación la micro-red disminuye las pérdidas a 3,23%, siendo la diferencia 0,08% y esto transformando a energía representa 0,1MWh. En comparación la tabla 7 cuando la micro-red aumenta 10 veces, disminuye 0,13% lo cual transformando en energía llega a 0,18MWh. En este escenario es donde más se disminuye pérdidas en comparación de los otros. Con este nivel de Generación se tiene una disminución mayor de pérdidas en comparación de la generación de la micro-red de la Universidad de Cuenca.

En las figuras 52 y 53 se observa como varia la generación y las pérdidas de acuerdo a cada escenario.

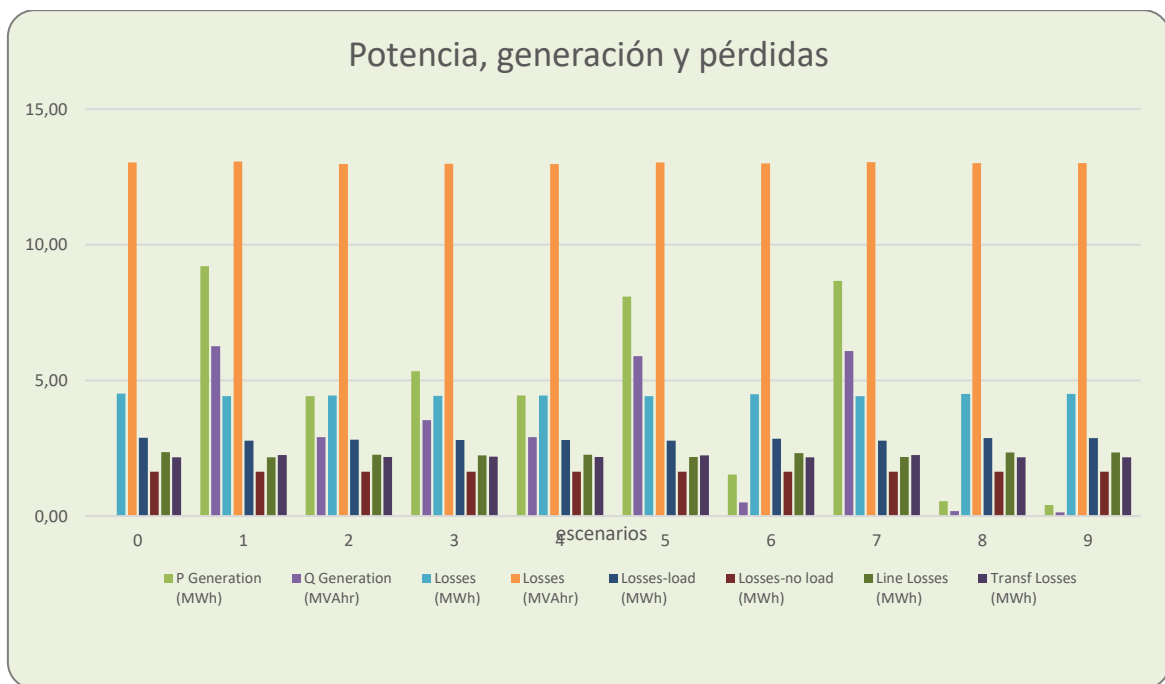


Figura 52. Potencia, generación y pérdidas - micro-red x5.

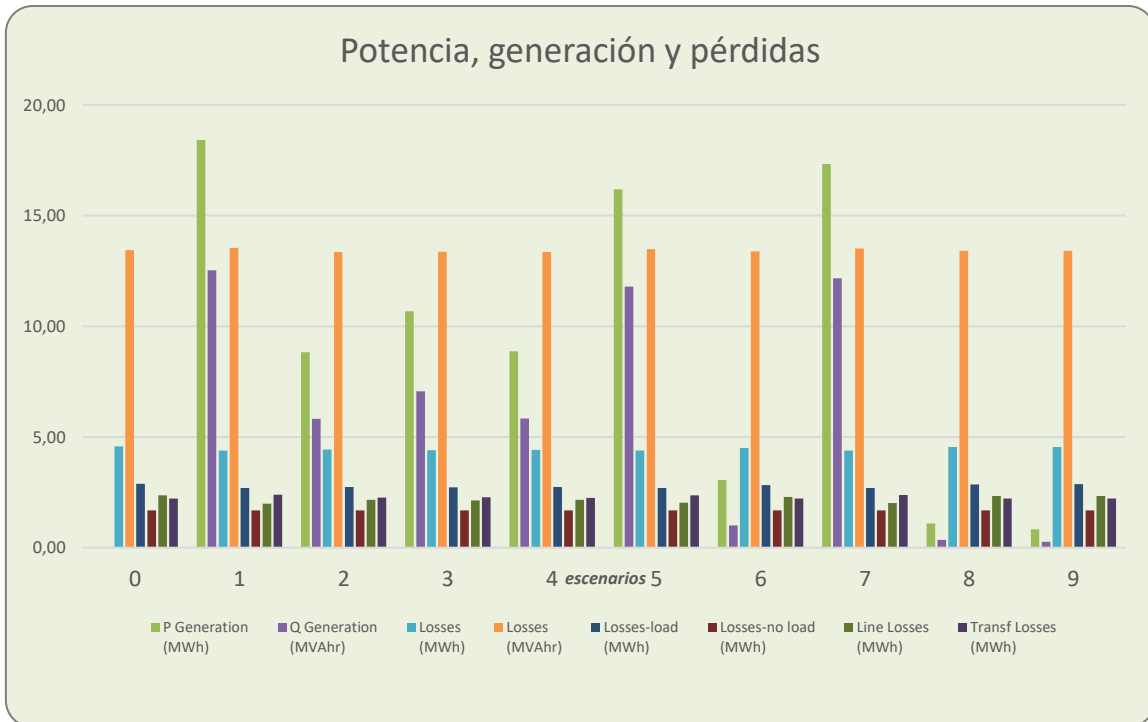


Figura 53. Potencia, generación y pérdidas - micro-red x10.

En la figura 54 y 55 se detalla las pérdidas totales en MW, se observa el escenario “0” (color tomate) y el escenario “1” (color azul) con máxima generación, teniendo así que las pérdidas más fuertes son a las 18h40 y 20h30; al momento que entra en funcionamiento la micro-red disminuye en este rango de tiempo las pérdidas que es algo insignificante en el caso de la micro-red aumentado 5 veces pero en comparación con la micro-red aumentado 10 veces disminuye 0.0191MW entre las 18h40 y 20h30 que a lo largo del resto de tiempo. El resto de escenarios no se graficaron ya que no tiene mucho impacto.

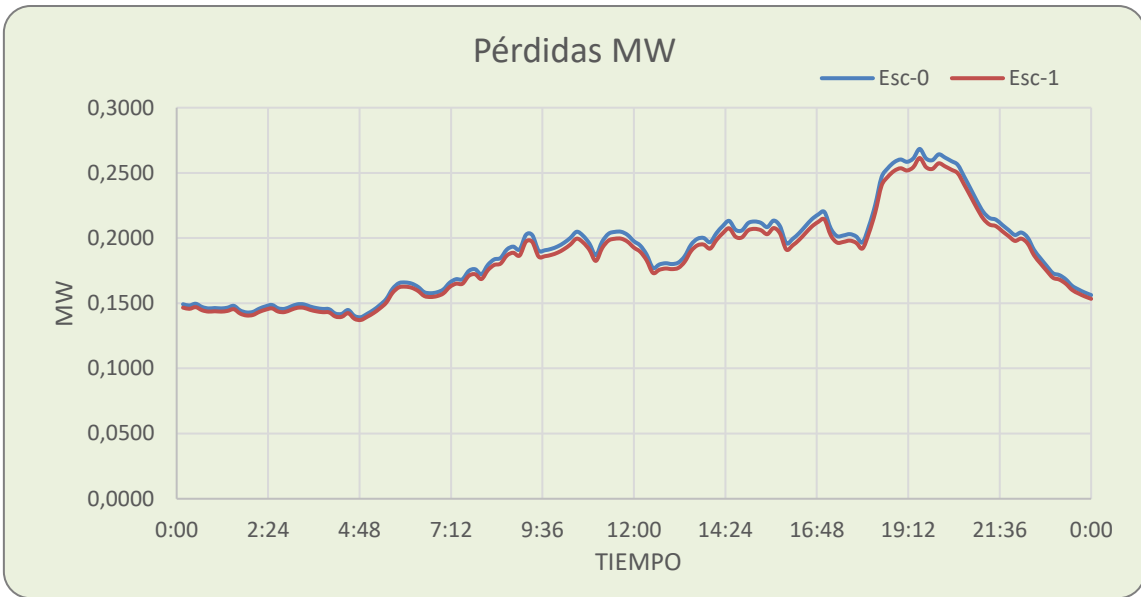


Figura 54. Pérdidas totales MW - micro-red x5.

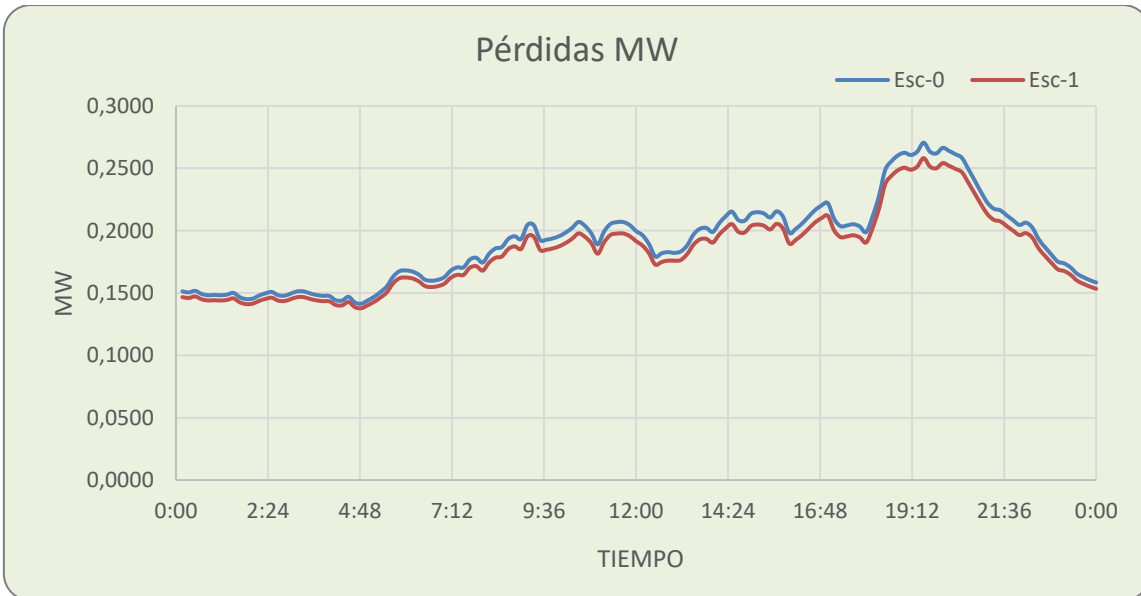


Figura 55. Pérdidas totales MW - micro-red x10.

➤ **Perfiles de voltaje**

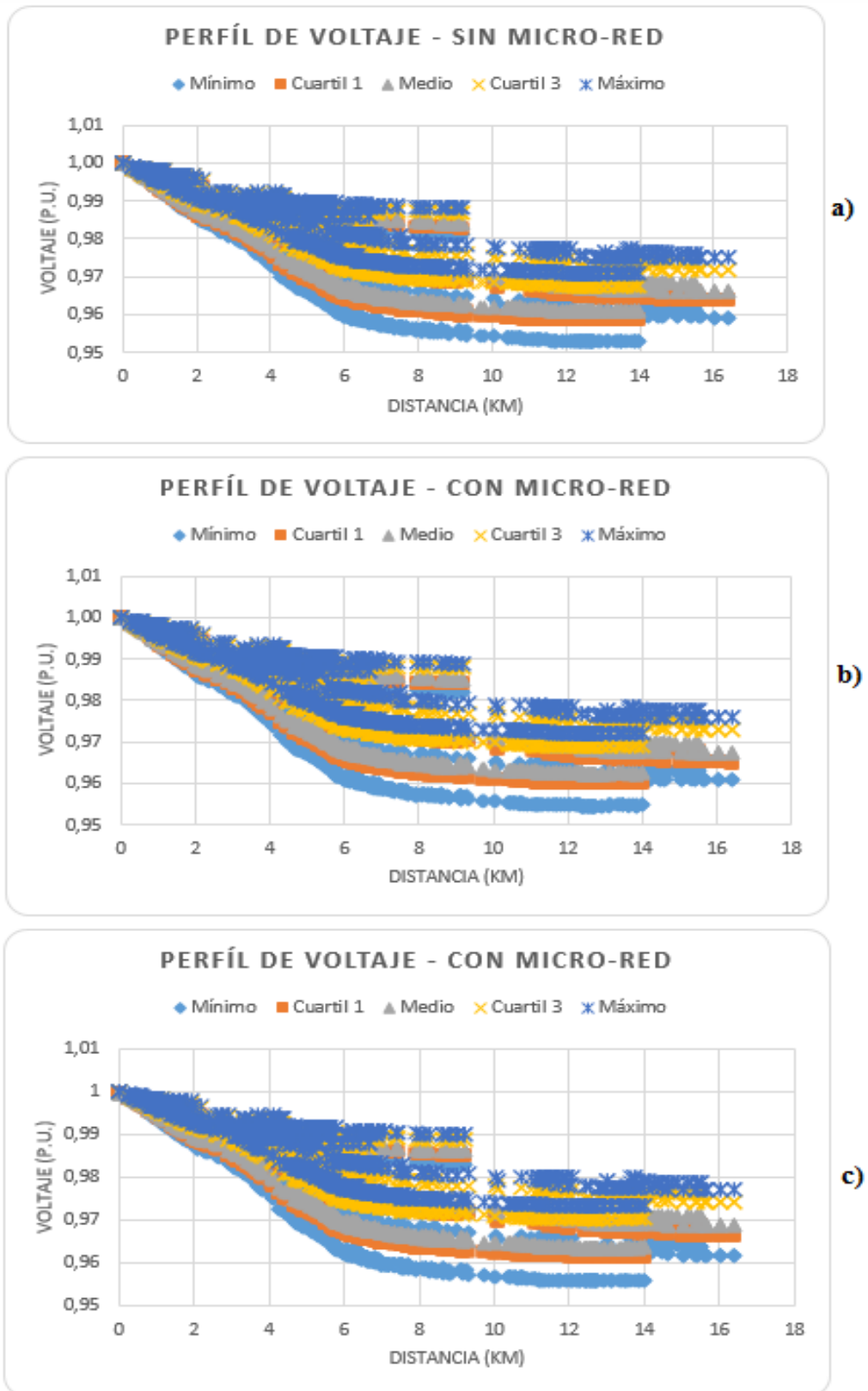
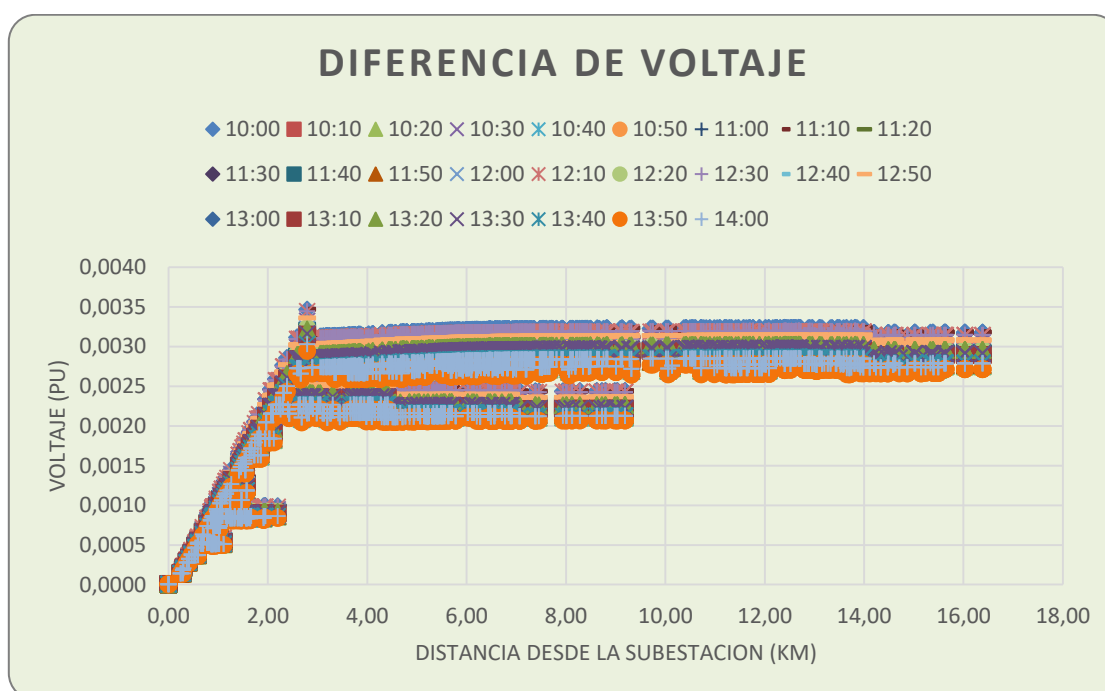


Figura 56. Perfil de voltaje. a) Sin micro-red. b) Con micro-red x5. c) Con micro-red x10.

En la figura 56 se detalla los perfiles de tensión sin y con micro-red, se observa que en ninguna figura la conexión de la micro-red (x5 y x10) no afecta al alimentador

manteniendo así dentro de los límites establecidos en la regulación CONELEC 004/01 que es de  $\pm 10\%$ .

La figura 57 detalla la diferencia de voltaje de la figura 56 imagen c) entre la imagen a) en los nodos (antes y después de la interconexión de la micro-red) durante las 24 horas del día en un intervalo de tiempo de 10h00 hasta 14h00 donde existe mayor producción de generación. Los resultados muestran un aumento de voltaje significativo de aproximadamente 0,0032 P.U. en varios nodos y en el PCC llegando hasta 0.0034 P.U. durante la producción máxima de la micro-red.



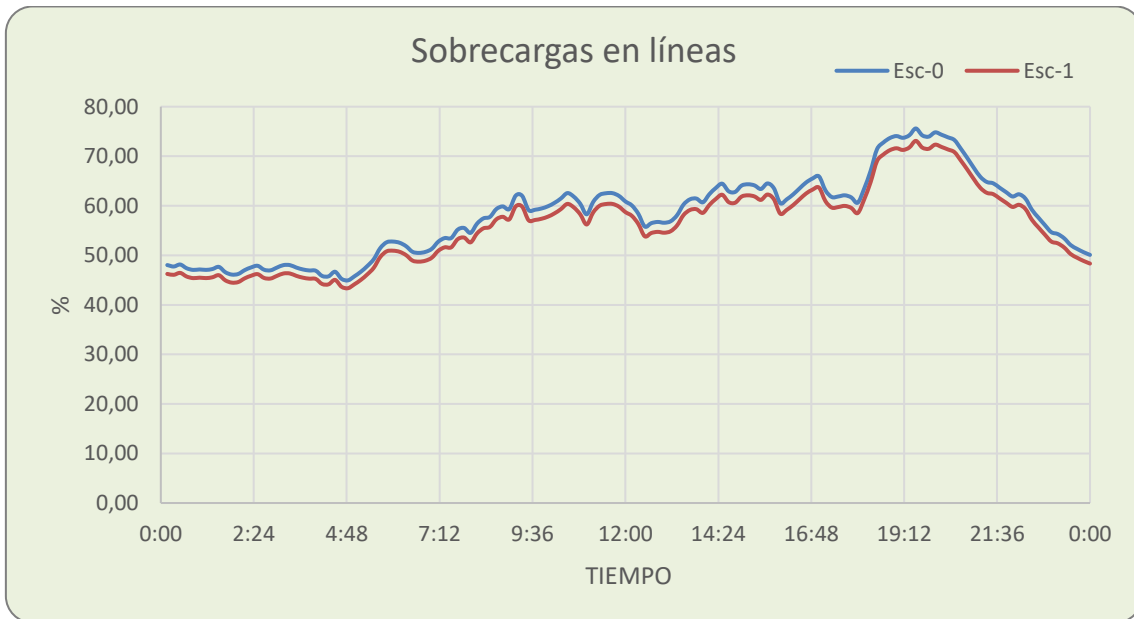
*Figura 57. Modificación del voltaje debido a la conexión de la micro-red x10. Los valores máximos de aumento de tensión se observan en el Punto Común de Conexión (PCC) y a lo largo del alimentador entre 10 y 14 hrs.*

### ➤ Sobrecargas en líneas

Para el estudio de sensibilidad nos enfocaremos en estos resultados con la conexión de la micro-red aumentado 10 veces ya que tiene mayor impacto en el alimentador debido a su alta penetración de generación.

En la figura 58 se observa que, al igual que la figura 49 la máxima sobrecarga está en el intervalo de tiempo entre las 18h20 y 21h20 llegando al 75,60% de sobrecarga en las líneas a la hora pico 19h30. Al momento que entra en funcionamiento la micro-red los resultados de sobrecarga en las líneas disminuyen un aproximado de 3.85% a lo largo de todo el alimentador teniendo como conclusión que; al momento que aumento la generación de la micro-red hubo una disminución en las sobrecargas de las líneas no

teniendo así ningún problema de sobrecargas en las secciones del alimentador al momento que quiera entrar en funcionamiento una generación de este tamaño.



*Figura 58. Sobrecargas en las líneas - micro-red x10.*

En las siguientes gráficas se detallara la variación de perfil de carga para cada escenario. En la figura 59 se detalla el perfil de la potencia aparente en cabecera, si bien se puede ver que existe mayor variación entre el escenario cero y el resto de escenarios, se puede hacer una comparación con la figura 50 y se puede observar que no existe mucha variación por ser muy pequeño la potencia de la generación de la micro-red. De la misma manera en la figura 60 se detalla la variación del perfil de la potencia reactiva.

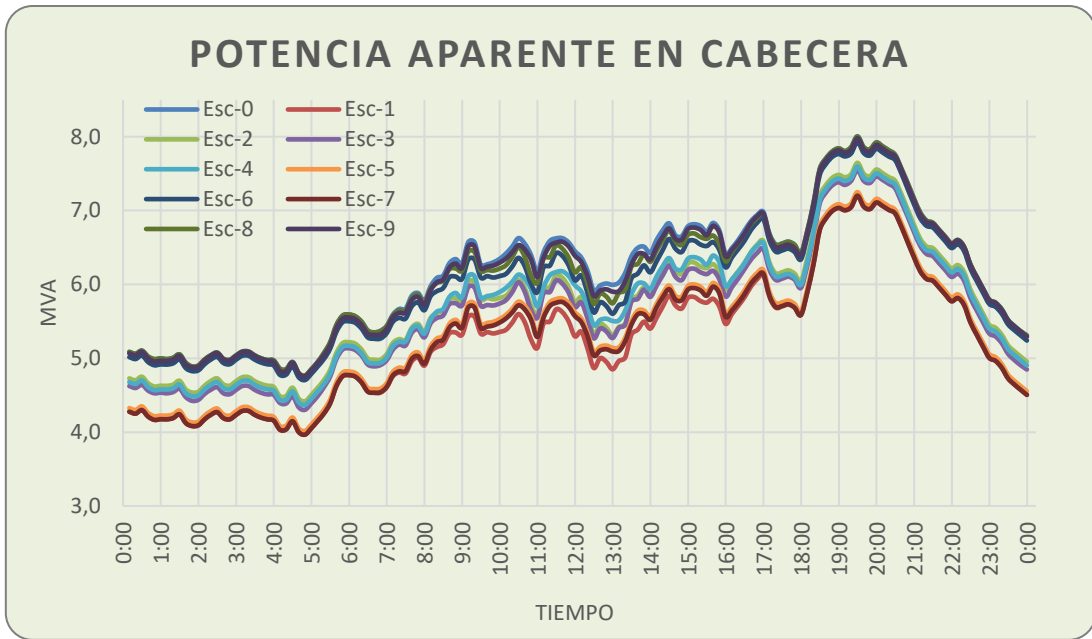


Figura 59. Variación de la potencia aparente en cabecera - micro-red x10.

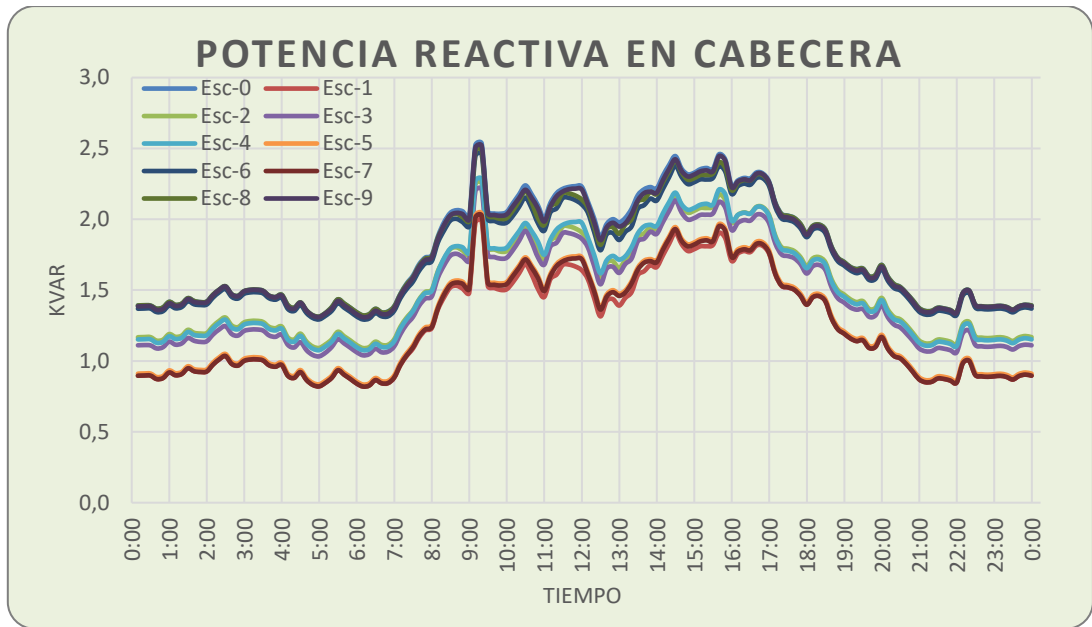


Figura 60. Variación de la potencia aparente en cabecera - micro-red x10.

## 5.1.2 Resultados Caso 2

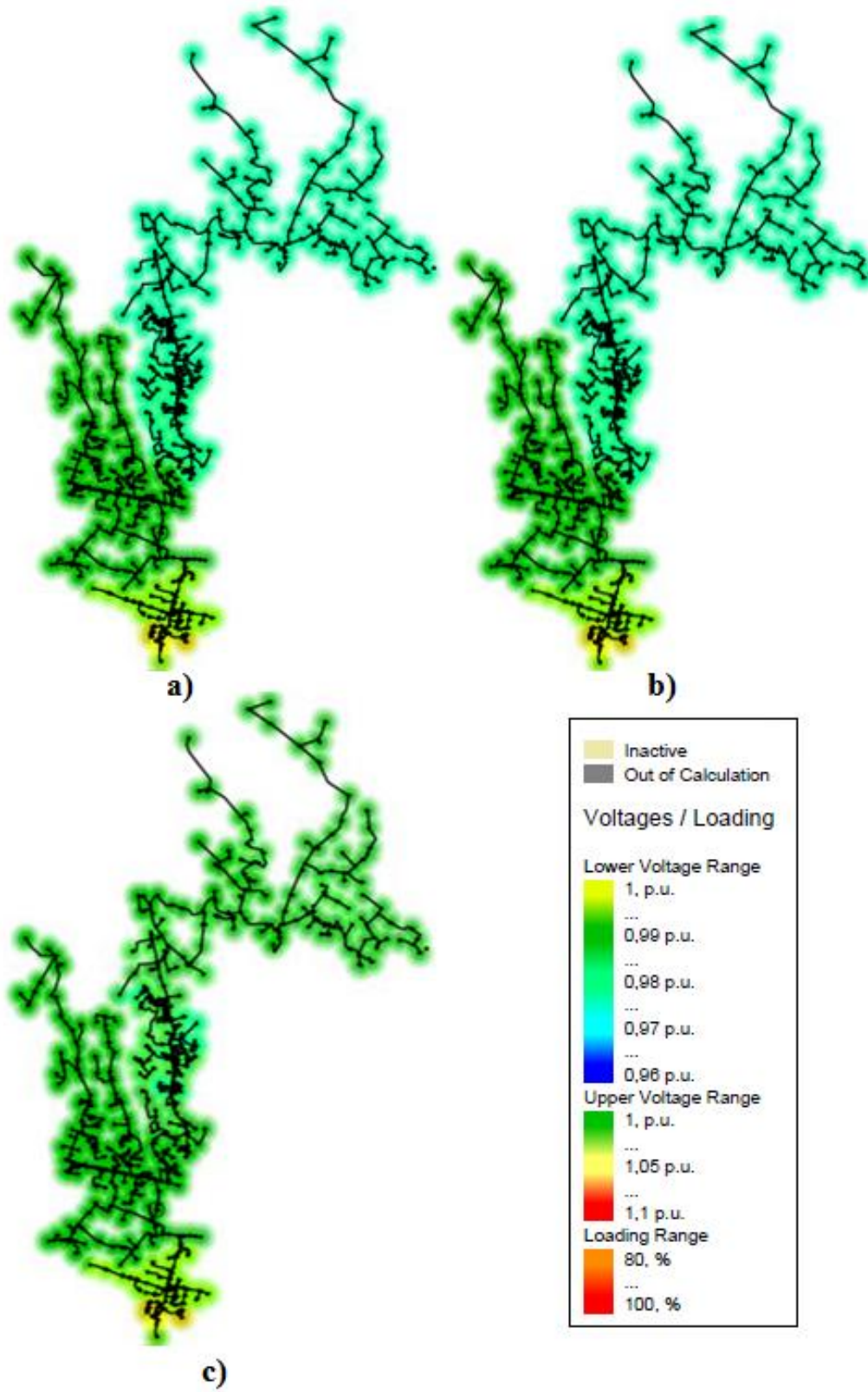


Figura 61. Mapa de calores de voltajes en p.u. en los nodos del alimentador 0523, (a) Escenario "0" Sin Micro-red, (b) Caso 2 conectado micro-red normal, (c) Caso 2 conectado micro-red x 10.

En la gráfica 61 muestran un mapa de calor con los voltajes en p.u. en cada uno de los nodos del alimentador obteniendo así que la figura 61 (b) no sufrió ningún cambio en la gama de colores en función de la figura 61 (a); en cambio con la figura 61 (c) hubo un cambio en la gama de colores bajo la unidad manteniéndose así en estos valores bajo la unidad, no teniendo así ninguna violación en los límites de tensión establecidos en la norma. Para los análisis de pérdidas de potencia del alimentador, perfiles de voltaje y sobrecargas en las líneas se estudiará con mayor detalle en la simulación cuasi-estática.

### Micro-red normal, micro-red aumentado 5 veces (x5) y micro-red aumentado 10 veces (x10)

#### ➤ Pérdidas en el Alimentador

En las tablas 8, 9 y 10 y la figura 62 se detalla las pérdidas para este caso de estudio.

Tabla 8. Pérdidas totales sin generación y con generación - Micro-red normal – Caso 2.

Escenario	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Losses (MWh)	Losses (MVAhr)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (%)
0	136,61	29,68	0,00	0,00	4,48	12,70	2,89	1,59	2,36	2,12	3,28%
1	136,60	29,68	1,84	1,25	4,38	12,65	2,80	1,59	2,24	2,14	3,21%
2	136,60	29,68	0,88	0,58	4,43	12,66	2,84	1,59	2,30	2,12	3,24%
3	136,60	29,68	1,07	0,71	4,42	12,65	2,83	1,59	2,29	2,13	3,23%
4	136,60	29,68	0,89	0,58	4,43	12,66	2,84	1,59	2,30	2,12	3,24%
5	136,60	29,68	1,62	1,18	4,39	12,65	2,80	1,59	2,26	2,14	3,22%
6	136,60	29,68	0,31	0,10	4,46	12,68	2,87	1,59	2,34	2,12	3,26%
7	136,60	29,68	1,73	1,22	4,39	12,65	2,80	1,59	2,25	2,14	3,21%
8	136,60	29,68	0,11	0,04	4,47	12,68	2,88	1,59	2,35	2,12	3,27%
9	136,60	29,68	0,08	0,03	4,47	12,69	2,88	1,59	2,35	2,12	3,27%

Tabla 9. Pérdidas totales sin generación y con generación - Micro-red x5 – Caso 2.

Escenario	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Losses (MWh)	Losses (MVAhr)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (%)
0	136,57	29,36	0,00	0,00	4,52	13,02	2,90	1,63	2,36	2,16	3,31%
1	136,56	29,36	9,21	6,26	4,11	12,86	2,47	1,64	1,85	2,26	3,01%
2	136,56	29,36	4,42	2,91	4,28	12,86	2,65	1,63	2,10	2,18	3,14%
3	136,56	29,36	5,34	3,54	4,24	12,85	2,61	1,63	2,05	2,19	3,11%
4	136,56	29,36	4,44	2,91	4,28	12,86	2,65	1,63	2,10	2,18	3,14%
5	136,56	29,36	8,09	5,90	4,14	12,85	2,51	1,64	1,90	2,24	3,03%
6	136,56	29,36	1,53	0,50	4,43	12,95	2,81	1,63	2,27	2,16	3,25%
7	136,56	29,36	8,66	6,08	4,13	12,85	2,49	1,64	1,88	2,25	3,02%
8	136,56	29,36	0,55	0,18	4,49	12,99	2,86	1,63	2,33	2,16	3,29%
9	136,56	29,36	0,41	0,14	4,49	12,99	2,87	1,63	2,33	2,16	3,29%

Tabla 10. Pérdidas totales sin generación y con generación - Micro-red x10 – Caso 2.

Escenario	P Load (MWh)	Q Load (MVAhr)	P Generation (MWh)	Q Generation (MVAhr)	Losses (MWh)	Losses (MVAhr)	Losses-load (MWh)	Losses-no load (MWh)	Line Losses (MWh)	Transf Losses (MWh)	Losses (%)
0	136,52	28,95	0,00	0,00	4,58	13,42	2,90	1,68	2,37	2,21	3,35%
1	136,51	28,95	18,42	12,53	3,87	13,21	2,17	1,70	1,46	2,41	2,84%
2	136,51	28,95	8,83	5,82	4,13	13,14	2,44	1,69	1,87	2,26	3,03%
3	136,51	28,95	10,68	7,07	4,06	13,12	2,37	1,69	1,78	2,28	2,98%
4	136,51	28,95	8,88	5,83	4,13	13,13	2,44	1,69	1,87	2,26	3,02%
5	136,51	28,95	16,18	11,79	3,91	13,17	2,22	1,70	1,54	2,37	2,87%
6	136,51	28,95	3,06	1,01	4,41	13,29	2,73	1,68	2,19	2,22	3,23%
7	136,51	28,95	17,32	12,17	3,89	13,19	2,19	1,70	1,50	2,39	2,85%
8	136,51	28,95	1,10	0,36	4,51	13,36	2,83	1,68	2,30	2,21	3,30%
9	136,51	28,95	0,82	0,27	4,52	13,37	2,84	1,68	2,31	2,21	3,31%

La tabla 8, 9 y 10 muestran las pérdidas técnicas de energía. Si bien se observa en la tabla 8 tiene unas pérdidas técnicas en todo el alimentador de 3,28%, al momento que entra en generación la micro-red disminuye las pérdidas a 3,21%, siendo la diferencia 0,07% y

esto transformando a energía llega a 0.1MWh. En la tabla 9 cuando la micro-red es aumentada 5 veces disminuye 0,30% de pérdidas, y por último en la tabla 10 donde la micro-red es aumentada 10 veces las pérdidas disminuyen 0,51% y en energía representa 0,71 MWh, en este escenario es donde más se disminuye pérdidas en comparación de los anteriores escenarios.

En la figura 62 se observa como varia la generación y las pérdidas de acuerdo a cada escenario aportando generación la micro-red x10, ya que tiene mayor impacto en el alimentador.

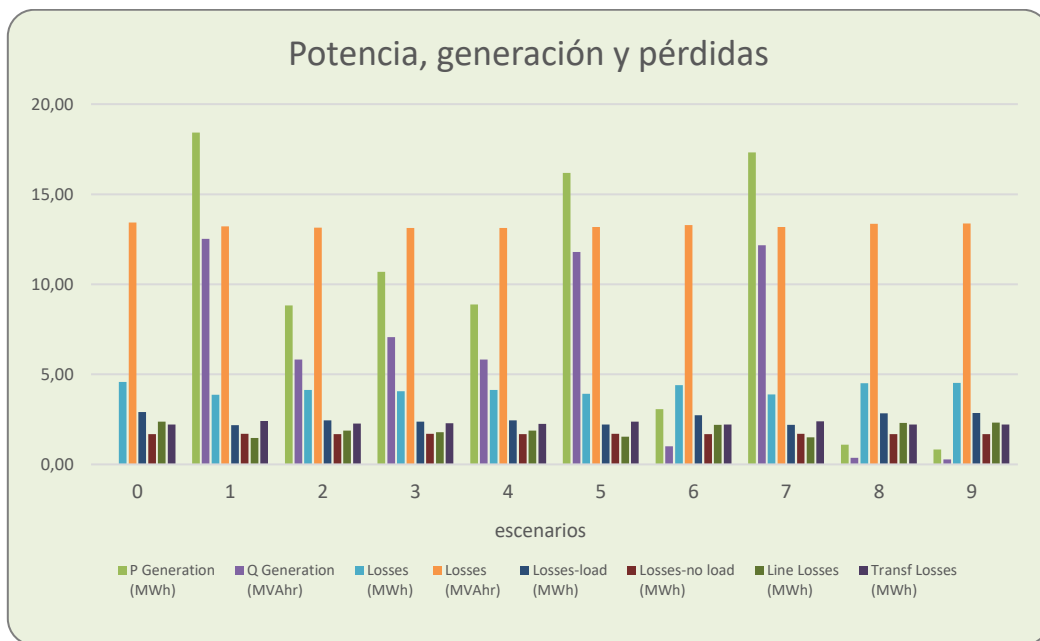


Figura 62. Potencia, generación y pérdidas - micro-red x10 – Caso 2.

En las siguientes figuras detallamos las pérdidas totales en MW, como ya mencionado anteriormente las pérdidas más fuertes son en el lapso de tiempo de las 18h40 y 20h30, en estas gráficas podemos observar que al momento que la micro-red está conectado a un PCC más alejado de la subestación tiende las pérdidas a disminuir en gran escala, en este caso con la micro-red aumentado diez veces disminuimos 0,0409MW siendo esta 2 veces más que las pérdidas de estudio en el caso 1 y en comparación con la generación de la micro-red normal no tiene mayor variación de impacto entre el caso 1 y el caso 2.

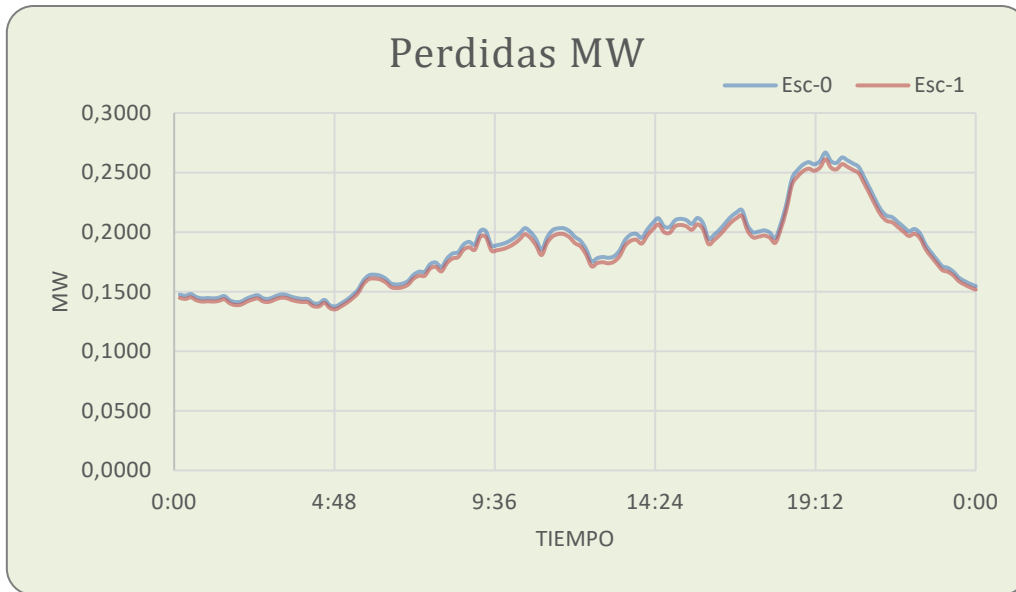


Figura 63. Pérdidas totales MW - micro-red normal – Caso 2.

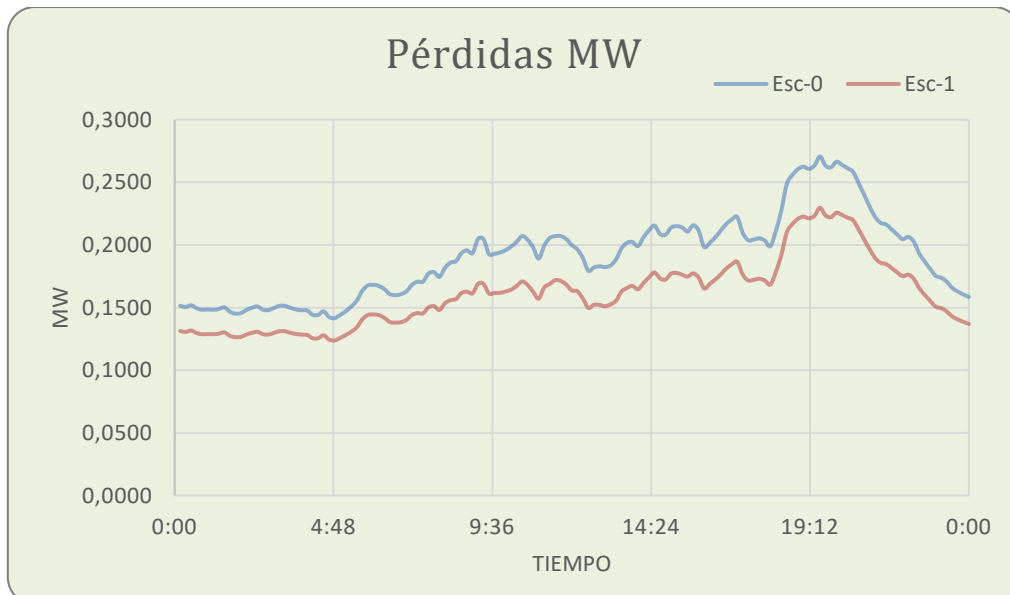
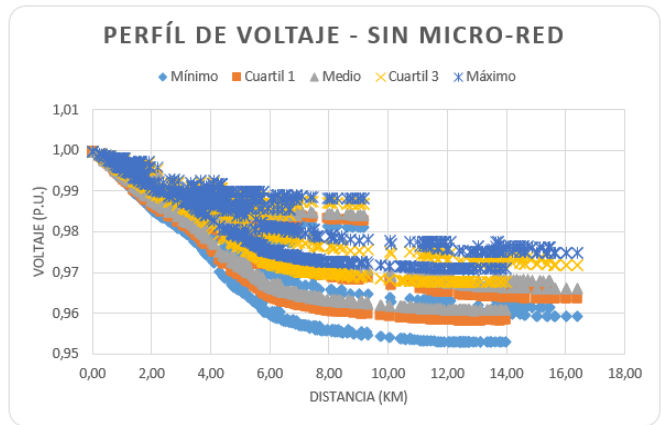


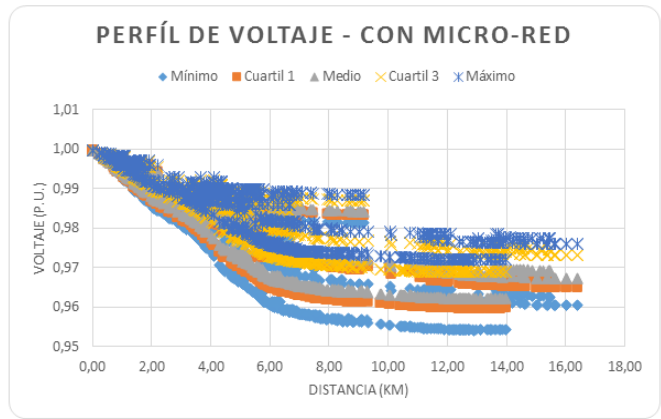
Figura 64. Pérdidas totales MW - micro-red x10 – Caso 2.

➤ **Perfiles de voltaje**

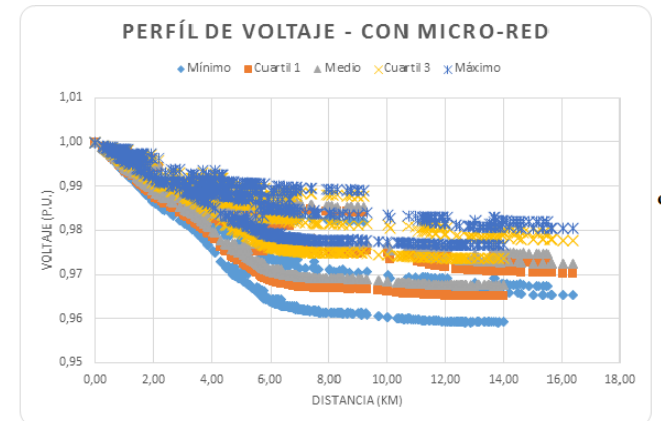
La figura 65 detalla los perfiles de tensión sin y con micro-red, se observa que en ninguna figura la conexión de la micro-red no afecta al alimentador manteniendo así dentro de los límites establecidos en la regulación que es de  $\pm 10\%$ .



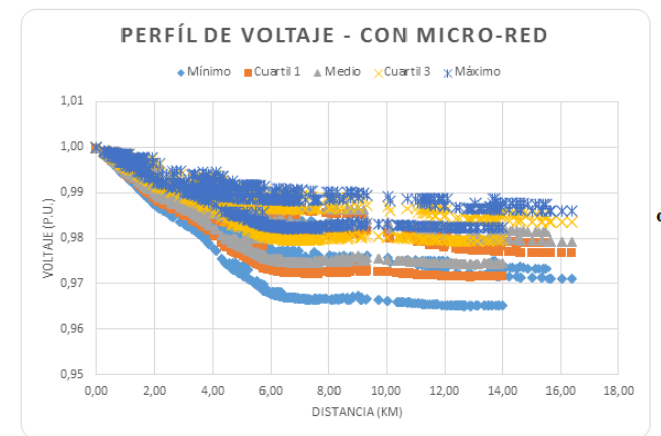
a)



b)



c)



d)

Figura 65. Perfil de voltaje Caso 2. a) Sin micro-red. b) Con micro-red normal. c) Con micro-red x5. d) Con micro-red x10.

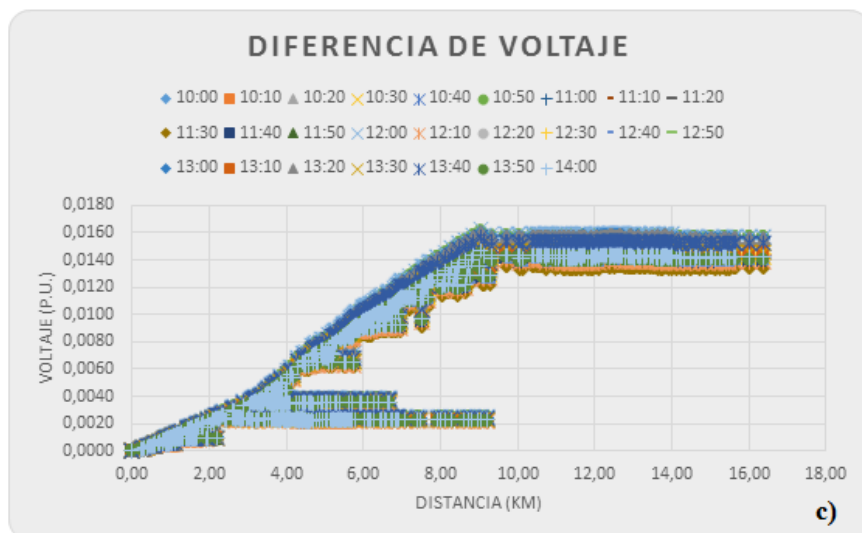
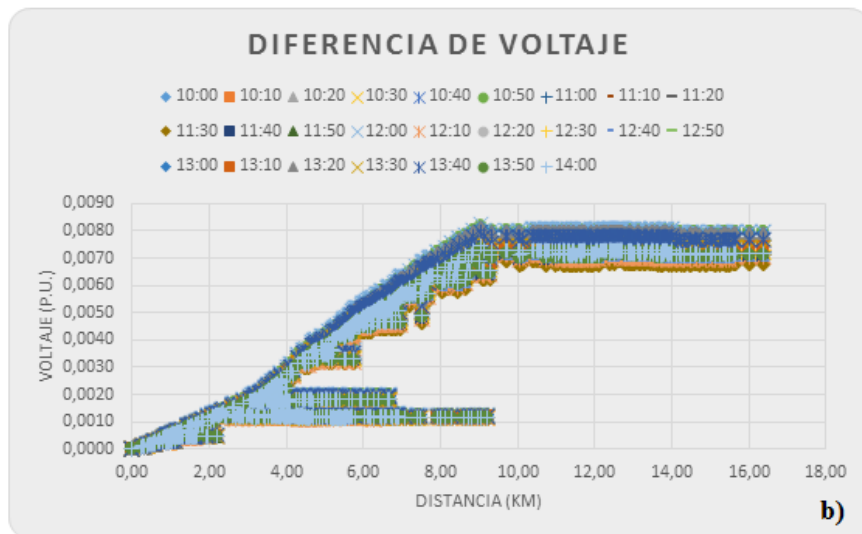
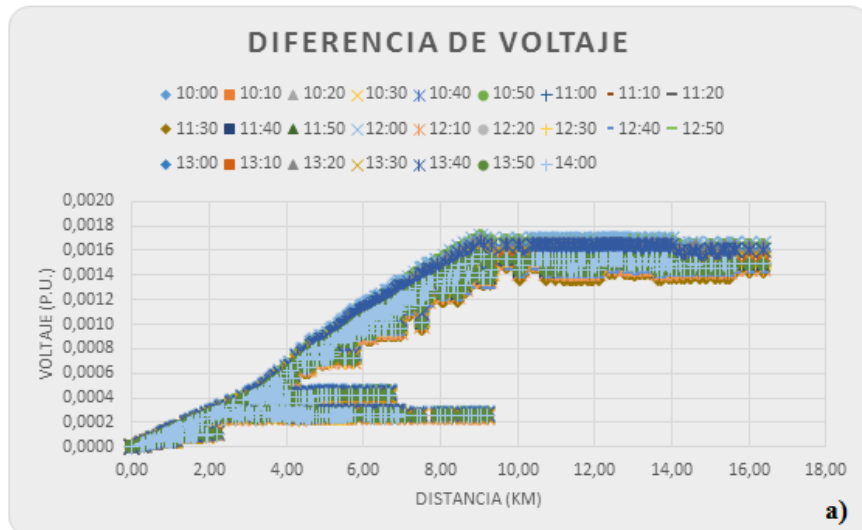


Figura 66. Modificación del voltaje debido a la conexión de la micro-red. a) micro-red normal, b) micro-red x5, c) micro-red x10. Los valores máximos de aumento de tensión se observan en el Punto Común de Conexión (PCC) y a lo largo del alimentador entre 10 y 14 hrs.

La figura 66 detalla la diferencia de voltaje en los nodos para el caso de estudio 2 (antes y después de la interconexión de la micro-red) durante las 24 horas del día en un intervalo de tiempo de 10h00 hasta 14h00 donde existe mayor producción de generación. En la figura 66 “a” se observa un aumento de tensión de 0.0017 P.U. desde el PCC hasta el término del alimentador, con la micro-red aumentado 5 veces (Ver figura 66 “b”) tenemos que el voltaje alcanza a 0.0081 P.U. y con la micro-red aumentado 10 veces (Ver figura 66 “c”) alcanza su máximo valor a 0.0161 P.U. desde el PCC hasta el final del alimentador llegando así a tener un buen perfil de voltaje cuando la micro-red genere 1.24MW.

➤ **Sobrecargas en líneas**

Las sobrecargas que se detallan en la figura 67 se puede ver la variación que existe cuando se tiene una micro-red generando una potencia de 0.124MW, 0.62MW y 1.24MW, en el caso de la figura 67 “c” que es el caso más crítico, se tiene que las sobrecargas de las líneas disminuye un 7.57% en todo el alimentador en hora pico donde se tiene una mayor sobrecarga. Teniendo así que al momento que se requiera instalar una generación de estas magnitudes se puede hacer sin ningún inconveniente ya que las líneas están seguras para recibir esa cantidad de generación.

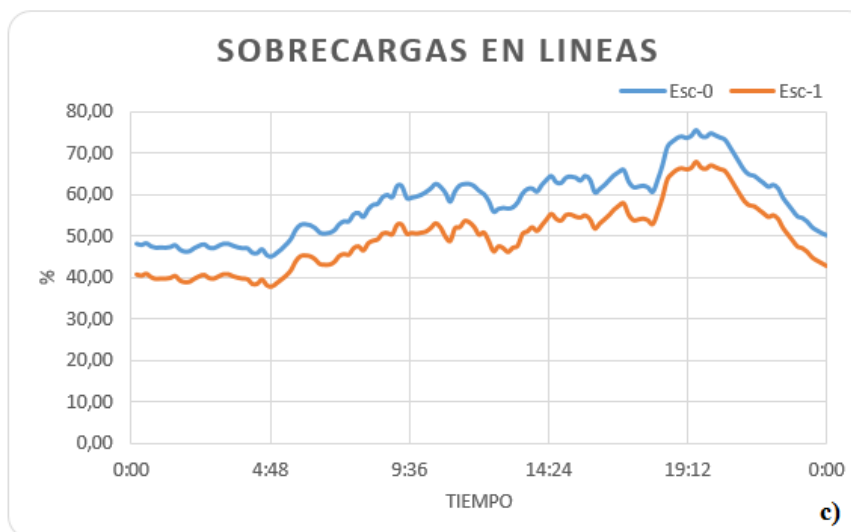
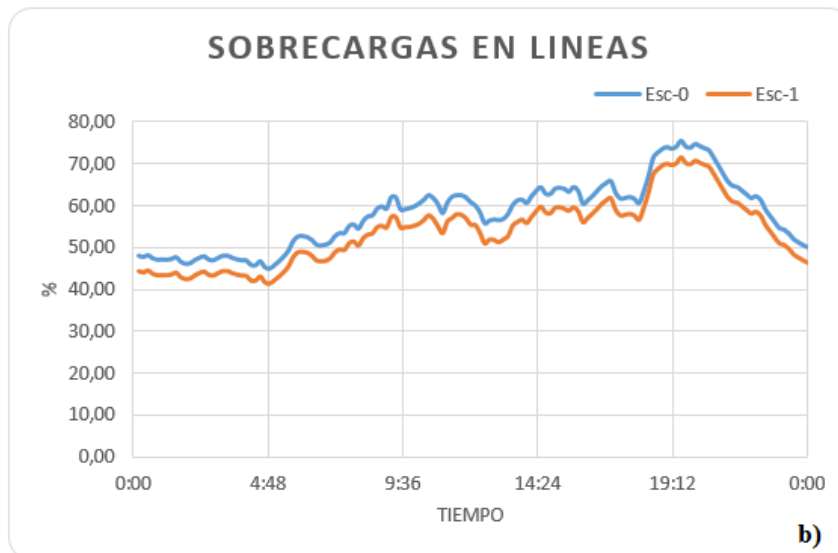
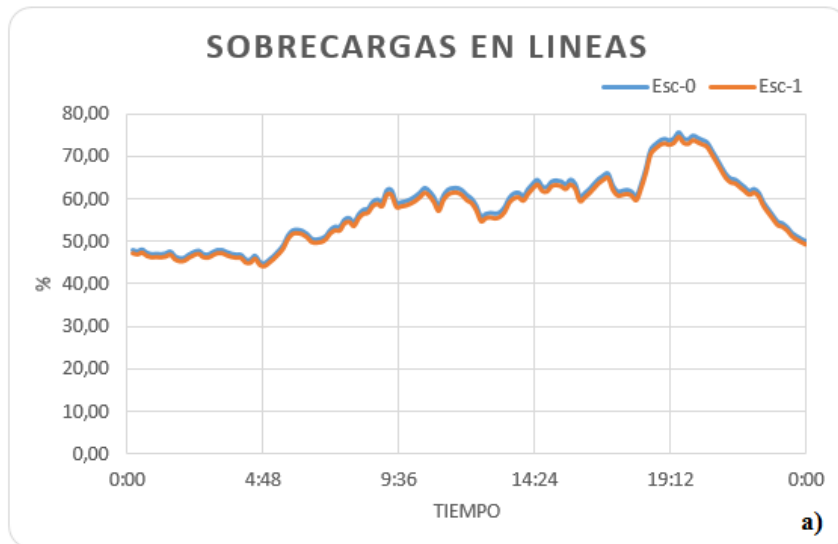


Figura 67. Sobrecargas en las líneas. a) micro-red normal, b) micro-red x5, c) micro-red x10.

En la figura 68 se detalla el perfil de la potencia aparente y reactiva en cabecera, si bien se puede ver que existe mayor variación en la figura 68 “c” ya que es el caso donde se tiene la micro-red aumentado 10 veces por lo tanto es el caso donde existirá mayor impacto.

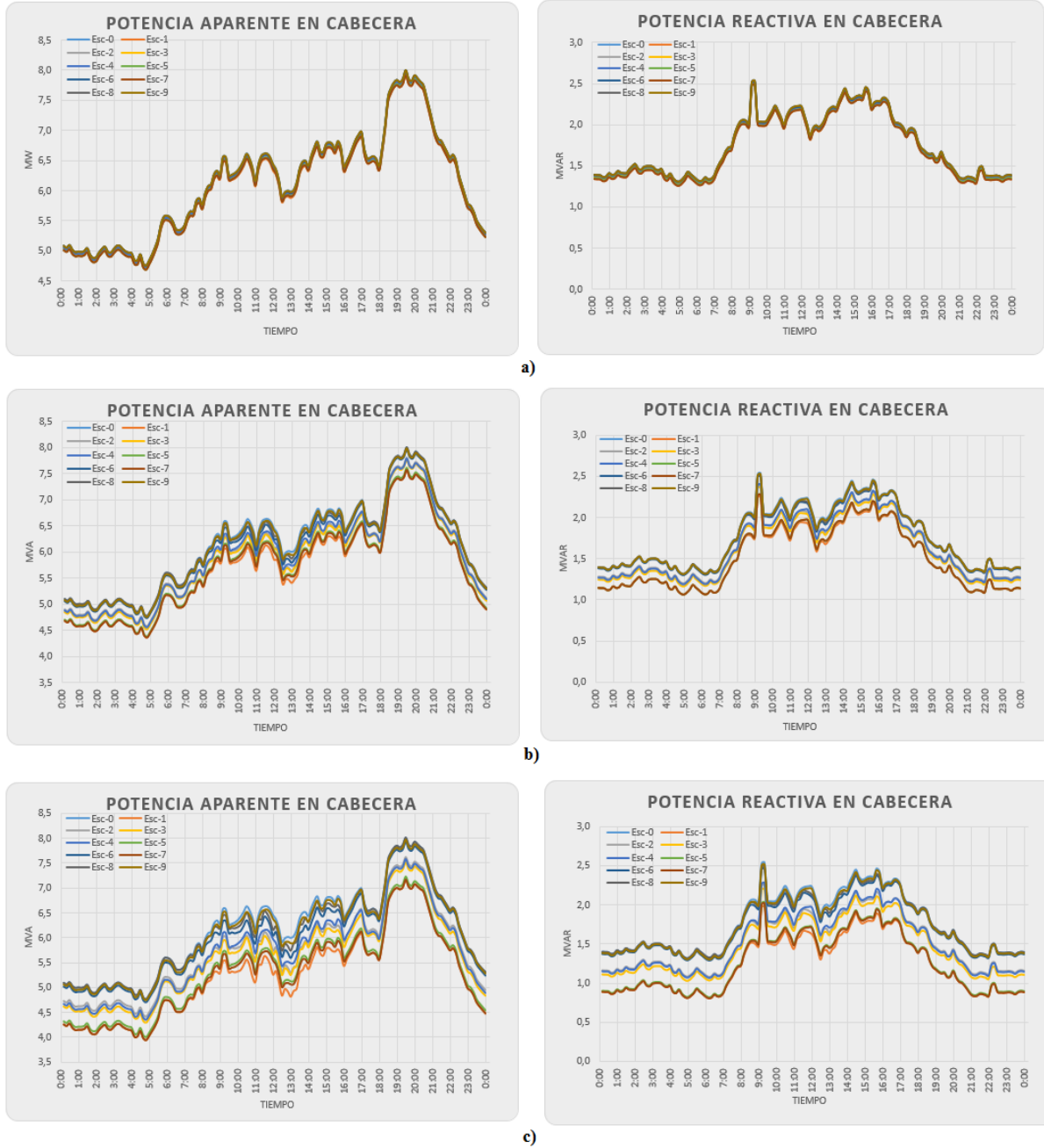


Figura 68. Variación de la potencia aparente y reactiva en cabecera – a) micro-red normal, b) micro-red x5, c) micro-red x10.

## 5.2 Estudio Dinámico

---

En esta parte del trabajo se estudia los transitorios electromagnéticos analizando que es lo que ocurre con la tensión cuando existe alguna anomalía en la Red de Distribución, teniendo así los diferentes eventos como son: evento de desconexión y conexión de la micro-red, evento de “switch” o apertura del reconectador (al momento que abre el reconectador se desconecta el ramal donde está interconectado esta parte del alimentador quedando así energizado un 56,2% del mismo).

Además en esta sección se representa los resultados con la micro-red normal y micro-red aumentada 10 veces ya que es el caso donde puede existir mayor impacto sobre la red de distribución.

### 5.2.1 Resultados Caso 1

---

#### **Micro-red normal (0.124MW)**

Para los siguientes resultados con esta generación se realizó un corrido de flujo de carga en mínima demanda con una máxima generación, después se calculara las condiciones iniciales, donde se inicializarán las variables del modelo dinámico para posterior definir los eventos ya mencionados anteriormente, teniendo así por ultimo definir las variables de resultados en los elementos de red que deseamos monitorear con el objetivo de analizar sobretensiones temporales mediante simulaciones de transitorios electromagnéticos (EMT).

#### **Evento desconexión/conexión de la Micro-red**

En la figura 69 se puede observar como varia el voltaje cuando ocurre este evento, al comienzo de la simulación tiene una variación brusca pero eso no es tomado en cuenta ya que existe esa variación cuando empieza una simulación en PowerFactory. El evento empieza cuando la micro-red se desconecta de la red en un tiempo de 0,021 segundos teniendo una duración de 0,079 segundos para así conectarse de nuevo la micro-red a la red en un tiempo de 0,1 segundos, observando así en la figura 69 una variación muy pequeña en la tensión después de la conexión teniendo así la tensión mínima de 0,989p.u. en 0,1 segundos y un máximo de 0,991 en 0,111 segundos no afectando así en nada a la red al momento que ocurre este evento.

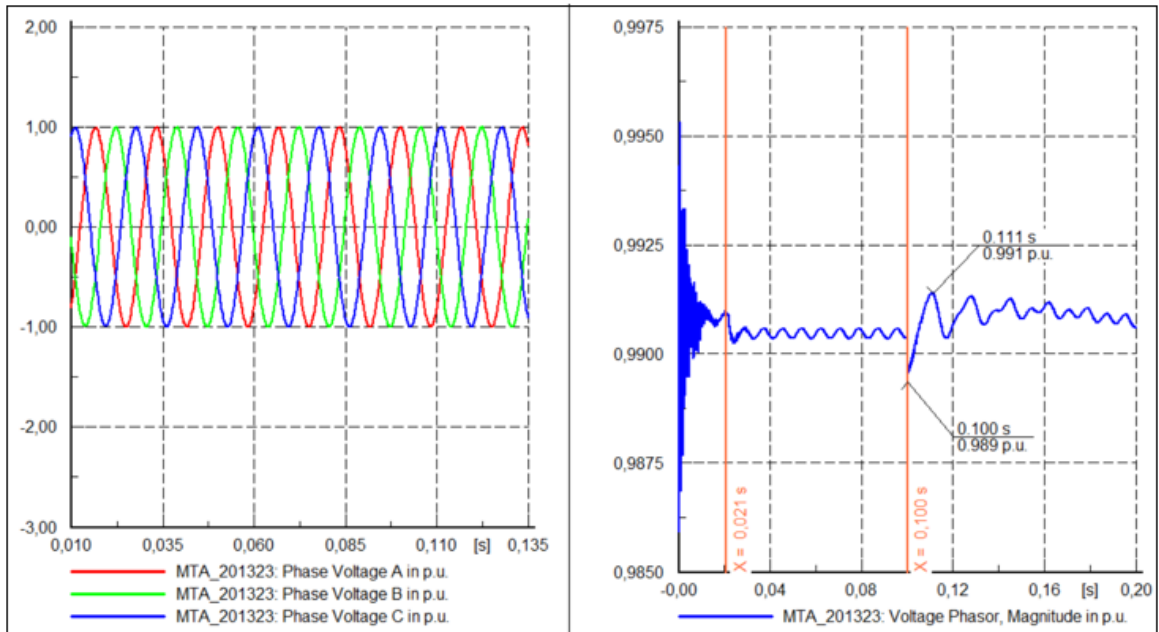


Figura 69. Sobrevoltajes (p.u.) en el PCC luego del evento desconexión/conexión de la micro-red normal.

### Evento “switch” apertura del reconectador R1

En la figura 70 se observa la variación después de realizar un evento de “switch” que consiste en abrir el reconectador que está ubicado en la avenida Ordoñez lazo (Ver figura 17) en un tiempo de 0.02 segundos dejando fuera de servicio a gran parte del alimentador, llegando así a tener unos resultados de tensión máxima de 0,997p.u. en 0,024 segundos y se estabiliza en 0,996p.u. en un tiempo de 0,035 segundos.

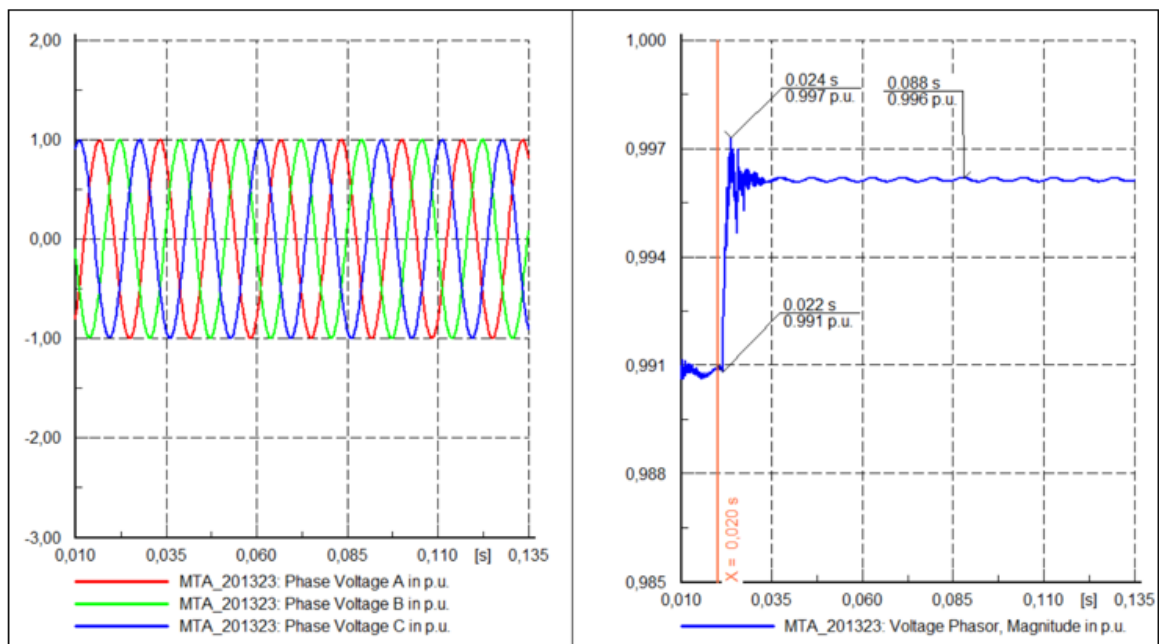


Figura 70. Sobrevoltajes (p.u.) en el PCC luego del evento de “switch” (abre reconectador R1).

## Micro-red aumentado 10 veces (x10)

### Evento desconexión/conexión de la Micro-red

En la figura 71 se puede observar mayor variación en la tensión en comparación con los resultados obtenidos en la figura 69 ya que influye mucho la cantidad de generación que se esté inyectando a la red de distribución. Tenemos que al momento que ocurre el evento se abre el interruptor en un tiempo de 0,02 segundos la tensión baja a 0,989 p.u. en un tiempo de 0,024 segundos y al momento que se cierra el interruptor en un tiempo 0,1 segundos la tensión disminuye a 0,983 p.u. en 0,101 segundos, mientras que en un tiempo de 0,110 segundos llega a tener una máxima tensión de 0,999 p.u. como se puede observar en la figura ya mencionada.

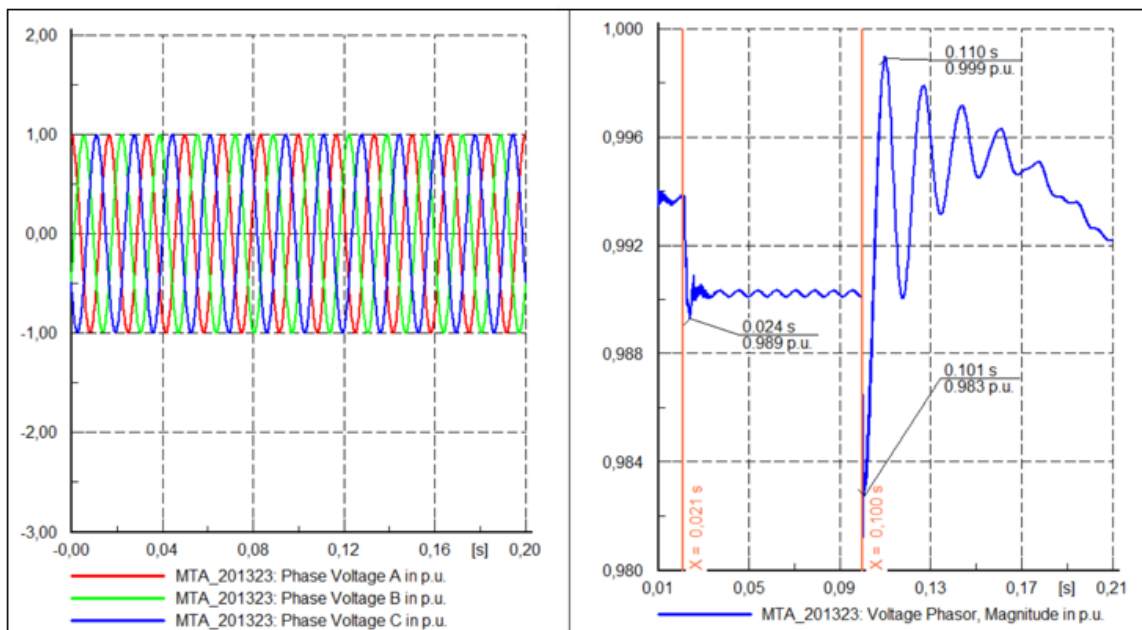


Figura 71. Sobrevoltajes (p.u.) en el PCC luego del evento desconexión/conexión de la micro-red x10.

### Evento “switch” apertura del reconectador R1

En la figura 72 se observa la variación después de realizar el evento de “switch” donde deja fuera de servicio a gran parte del alimentador, llegando así a tener unos resultados de tensión máxima de 0,1p.u. en 0,024 segundos y se estabiliza en 0,999p.u. a partir de un tiempo de 0,035 segundos, teniendo así cambios en los resultados obtenidos en la figura 70.

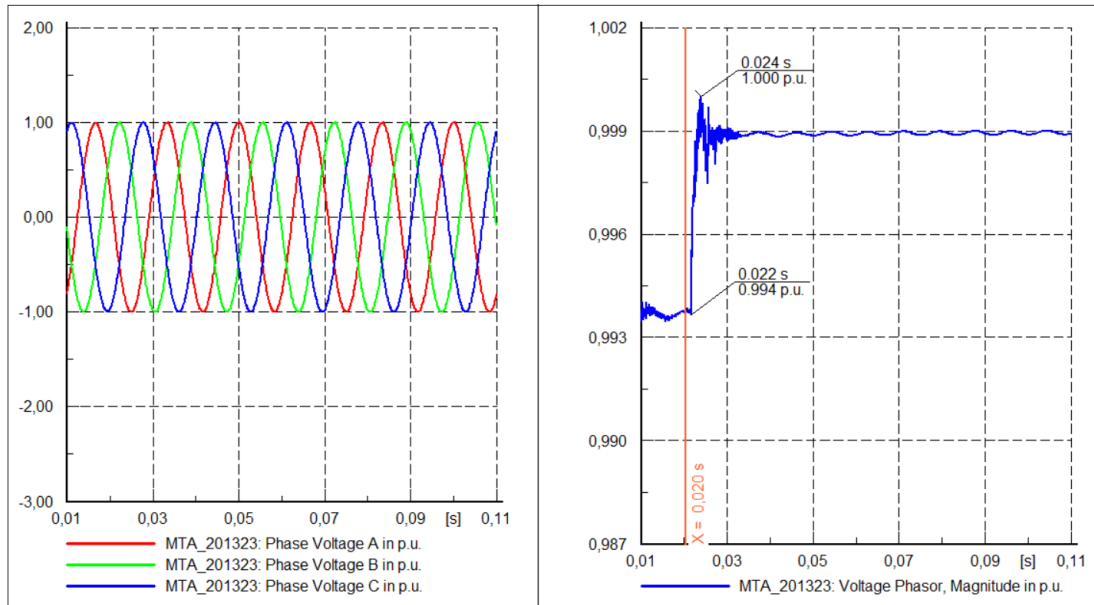


Figura 72. Sobrevoltajes (p.u.) en el PCC luego del evento de “switch” (abre reconector R1).

## 5.2.2 Resultados Caso 2

### Micro-red normal y micro-red aumentado 10 veces (x10)

#### Evento desconexión/conexión de la Micro-red

En la figura 73 se detalla la variación de la tensión cuando la micro-red está conectada en otro PCC (Punto común de conexión), donde se desarrolla el mismo evento de desconexión/conexión detallado en el Caso 1, teniendo así que en la figura 73 a) existe una variación pequeña llegando a un valor máximo de 0,982 p.u. en 0,110 segundos y un valor mínimo de 0,974 p.u. en 0,101 segundos; en comparación con la figura 73 b) se tiene una mayor variación en la tensión llegando a un valor mínimo de 0,949 p.u. en 0,1 segundos y un valor máximo de 1,029 p.u. en 0,110 segundos, teniendo así un mayor impacto en la red de distribución con esta capacidad de generación pero que está dentro de los límites permisibles que marca la Norma CONELEC ya citada anteriormente.

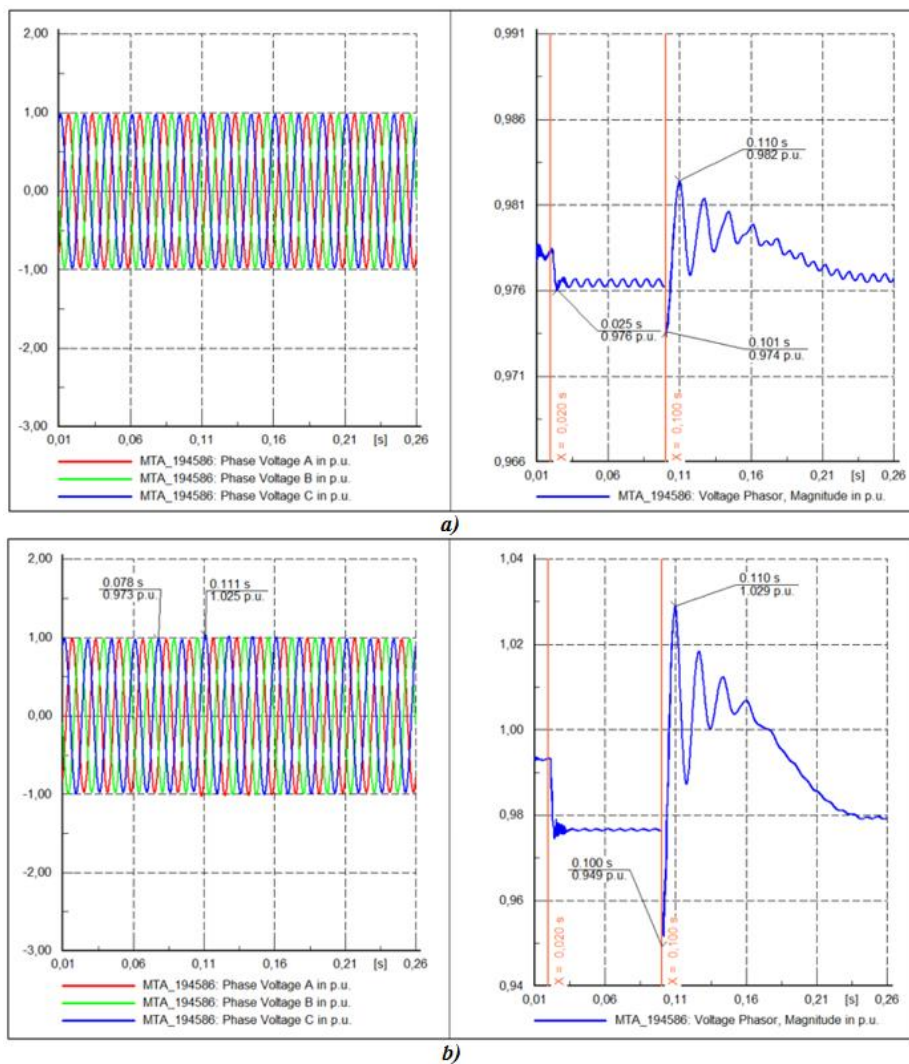


Figura 73. Sobrevoltajes (p.u.) en el PCC luego del evento desconexión/conexión. a) micro-red normal. b) micro-red x10.

## Evento “switch” apertura del reconectador R1

Este caso de estudio no se ejecutó ya que al momento que ocurre este evento la micro-red automáticamente saldrá fuera de servicio no teniendo así ningún intento de alimentar al alimentador de manera aislada.

En la tabla 11 se tiene un resumen de los resultados de voltajes en p.u. para cada caso de estudio, se puede ver que en ningún caso las tensiones suben y sobrepasan lo estipulado por la norma CONELEC 004/01, teniendo como conclusión que no afecta en nada estas cantidades de generación al sistema de distribución en MV.

*Tabla 11. Resultados Estudio Dinámico- Caso 1 y Caso 2.*

Caso de estudio 1				Caso de estudio 2			
Micro-red (MW)	Eventos	tensión máxima (p.u.)	tiempo(s)	Micro-red (MW)	Eventos	tensión máxima (p.u.)	tiempo(s)
0,124	Desconexión/Conexión	0,991	0,111	0,124	Desconexión/Conexión	0,982	0,110
	Switch (apertura del reconectador)	0,997	0,024		Switch (apertura del reconectador)	-	-
1,24	Desconexión/Conexión	0,999	0,110	1,24	Desconexión/Conexión	1,029	0,110
	Switch (apertura del reconectador)	0,100	0,024		Switch (apertura del reconectador)	-	-



# CAPITULO 6

## 6. Conclusiones y recomendaciones

---

### 6.1 Conclusiones

---

- En la norma ARCONEL 004/15 y la norma IEEE 1547 existen conceptos y requerimientos muy importantes que cumplir, además se debe tener presente los diferentes estudios que se pueden realizar aplicando estas normas como son: estudios cuasiestáticos, coordinación de protecciones eléctricas, calidad de energía, sincronismo, etc.
- El impacto de una micro-red en la red de distribución dependerá mucho de los tipos de tecnología que se esté utilizando, ya que diferentes fuentes de generación no van a producir el mismo efecto sobre el sistema de distribución. Además el impacto sobre la red depende mucho de la cantidad de generación se esté inyectando. De acuerdo a las normas estudiadas, una generación distribuida menor a 30 kW no es común que ocasione un impacto considerable sobre la red, pero habrá algunos casos donde la generación sobrepase el tamaño de la demanda del alimentador, en esos caso se tendrá un impacto significativo.
- Los resultados de los estudios para el caso actual de conexión de la micro-red (0.124MW) que se encuentra instalada en la Universidad de Cuenca, Campus Balzay, que es un valor muy pequeño de generación, llega así a la conclusión que no tiene un impacto significativo hacia la red de distribución, pero al momento que se realiza estudios de sensibilidad aumentando la cantidad de generación y moviendo a un punto estratégico la micro-red eléctrica los impactos comienzan a aparecer. Sin embargo, los impactos no son tan fuertes como para afectar a la red de distribución, teniendo así los perfiles de tensión dentro de los límites de  $\pm 10\%$  que la Norma ARCONEL lo requiere, esto se debe a que la demanda del alimentador es muy grande en comparación con la generación de la micro-red.
- Los resultados obtenidos para estos casos de estudio tanto en pérdidas eléctricas, perfiles de tensión, sobrecargas en líneas están dentro de los rangos permitidos, teniendo así que la micro-red analizada podrá inyectar generación al alimentador sin ningún problema.

- En estos estudios se pudo observar que las pérdidas disminuían al momento que la micro-red inyecta generación a la red de distribución, pero existirá otros casos donde las pérdidas aumentarán siendo estos casos en lugares donde el alimentador tenga fuertes cargas como por ejemplo una red con grandes industrias en funcionamiento y que tengan instalado bancos de capacitores.
- Como conclusión específica, cuando exista una apertura de un equipo de protección aguas arriba es aconsejable desconectar la micro-red para así evitar la formación de una isla eléctrica que pueden perjudicar la seguridad, calidad e integridad del sistema.
- Como conclusión final, este trabajo de Master es relevante, pues se lo hace con datos reales obtenidos de la micro-red eléctrica con que cuenta la Universidad de Cuenca y del sistema de distribución de la empresa Centrosur.

## **6.2 Recomendaciones**

---

- Se recomienda para este tipo de estudios que los modelos deben ser casi exactos con todos sus sistemas de control y parámetros, además tener los perfiles reales del lugar de estudio tanto para el sistema fotovoltaico, eólico y demanda del alimentador con el objetivo de obtener resultados que se asemejen los más cercanos a la vida real.
- Se recomienda tener en cuenta la norma IEEE 1547 para la implementación de proyectos con sistemas de energías renovables menor a los 10 MVA. La adecuada aplicación de la norma, puede permitir que disminuyan los impactos negativos en la red de distribución por la integración de este tipo de sistemas de generación.
- Se recomienda a las empresas distribuidoras realizar estudios similares al presentado ya que en la actualidad la tendencia va hacia la incorporación de fuentes renovables a la red de distribución.
- Se puede decir que la implementación de recursos renovables a un sistema eléctrico presenta aspectos positivos y negativos, esto desde el punto de vista eléctrico son muchas las dificultades que se deben de superar, para esto es necesario realizar varios estudios en diferentes redes de distribución con el objetivo de analizar los diferentes impactos que puede ocasionar ya que siempre tendremos generación de respaldo como son de las energías renovables.

## 6.3 Trabajos Futuros

---

Para trabajos futuros hay que tener muy en cuenta, al momento de correr una distribución de carga con el software DIgSILENT, la verificación del factor de escalamiento de carga que da como resultado después de la distribución de carga.

Este trabajo puede servir como guía para conseguir una investigación enfocada en calidad de energía (flicker, armónicos), que sería de mucha ayuda para así tener una alta calidad de energía para los consumidores, además se puede partir de este documento para realizar un estudio de coordinación de protecciones con el objetivo de realizar una coordinación exitosa al momento que se inyecte una fuente de generación renovable.

# Bibliografía

---

- [1] L. A. Asmus P, «Microgrid Deployment Tracker 4Q12 and Community - Utility Microgrids,» Enero 2012. [En línea]. Available: <https://www.navigantresearch.com/wordpress/wp-content/uploads/2012/11/MGDT-4Q12-%20Executive-Summary.pdf>.
- [2] R. Lasseter, «MicroGrids,» *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting Conference Proceedings*, 2002.
- [3] H. Nikkhajoei e R. Lasseter, “Microred Protection,» *Power Engineering Society General Meeting*, pp. Paginas 1-6, 2007.
- [4] N. D. Hatziargyriou, A. Dimeas, A. G. Tsikalakis, J. A. Pecas Lopes, G. Kariniotakis y J. Oyarzabal, «Management of Microgrids in Market Environment,» *Future Power Systems*, pp. 1-6, 2005.
- [5] A. Sánchez Rodríguez, Operación y Control de Micro-redes.
- [6] C. L. Masters, “Voltage rise the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines,» *IEE*, 2002.
- [7] R. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke e L. A. Kojovic, “Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 2008.
- [8] V. Calderaro, G. Conio, V. Galdi, G. Massa e A. Piccolo, “Optimal Decentralized Voltage Control for Distribution Systems With Inverter-Based Distributed Generators,» *IEEE*, 2014.
- [9] A. Madureira e J. Pecas Lopes, “Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, pp. 439-454, 2009.
- [10] Anónimo, “Guía Básica de la Generación Distribuida Madrid,» *FENERCOM*, 2007.

- [11] A. M. Borbely, “Distributed Generation The Power Paradigm for the New Millenium,” *USA: CRC Press*, 2001.
- [12] R. Elías e C. Jara, “Celdas de Combustible,” [Online]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno10/celdas/index.html>.
- [13] V. H. Cholocota Hurtado, *Impacto de la Generación Distribuida en Redes de Distribución, aplicación central hidroeléctrica Mira*, Quito, 2014.
- [14] A. L. Dimeas e N. D. Hatziargyriou, “Operation of a Multiagent System for Microred Control,” *Power Systems , IEEE transactions on Volume 20, Issue 3*, 2005.
- [15] G. X. Alvarez Yanchapanta e H. I. Vaca Vallejo, “Diseño de una microred híbrida a base de energía fotovoltaica y energía térmica diésel para reducir la contaminación ambiental”.
- [16] P. Asmus e A. Lauderbaugh, “Microgrid Deployment Tracker 4Q16,” 2016. [Online]. Available: <https://www.navigantresearch.com/research/microgrid-deployment-tracker-4q16>.
- [17] H. Keiichi , . T. James e I. Hiroshi , “The Sendai Microgrid Operational Experience in the Aftermath of the Tohoku Earthquake,” *NEDO Microgrid Case Study*, 2013.
- [18] L. Espinoza, G. González e R. Sempértegui, “Micro grid Laboratory as a Tool for the Investigation of Non-Conventional Energy Sources in Ecuador,” 2017.
- [19] Agencia de Regulacion y Control de Electricidad, “Regulación N° ARCONEL - 004/15: Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a las Redes de Transmision y Distribución,” 2015.
- [20] Institute of Electrical and Electronics Engineers, “IEEE Std. 1547-2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,” 2003.

- [21] Institute of electrical and Electronics Engineers, “IEEE Std. 1547 - 7,” *IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection*, 2013.
- [22] Peças Lopes, Joao Abel ; Madureira, André G. ; Gil, Nuno; Resende, F. O. ;, “Operation of Multi-Microgrids,” em *Microgrids Architectures and Control*, 2014.