



Diseño e implementación de estrategias de control para la gestión de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías para micro-redes aisladas utilizando arquitecturas de control centralizadas y distribuidas.

Calvopiña Osorio, Jenny Paola y Guagchinga Pinta, Carlos Fabián

Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia Tecnológica

Centro de posgrados

Maestría en Electrónica y Automatización mención Redes Industriales

Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Magíster en Electrónica y
Automatización mención Redes Industriales

Ing. Llanos Proaño, Jacqueline Del Rosario Phd.

20 de diciembre de 2021

Latacunga



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS

INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

REPORTE DE VERIFICACIÓN

TesisBESSCalvopinaGuagchinga.pdf

Scanned on: 2:16 March 22, 2022 UTC



Overall Similarity Score



Results Found



Total Words in Text

Identical Words	946
Words with Minor Changes	492
Paraphrased Words	1135
Omitted Words	1672

Ing. Llanos Proaño Jacqueline Del Rosario PhD.

DIRECTORA

C.C.: 0502527039



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA

CENTRO DE POSGRADOS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación, "Diseño e implementación de estrategias de control para la gestión de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías para micro-redes aisladas utilizando arquitecturas de control centralizadas y distribuidas." fue realizado por los señores Calvopiña Osorio Jenny Paola y Guagchinga Pinta Carlos Fabián, el mismo que ha sido revisado y analizado en su totalidad, por la herramienta de verificación de similitud de contenido; por lo tanto cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que lo sustente públicamente.

Latacunga, 20 de diciembre de 2021

Firma:

Ing. Llanos Proaño Jacqueline Del Rosario PhD.

DIRECTORA

C.C.: 0502527039



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA

CENTRO DE POSGRADOS

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Nosotros Calvopiña Osorio Jenny Paola y Guagchinga Pinta Carlos Fabián, con cédulas de ciudadanía n° 0503390239 y 0503286924, declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **“Diseño e implementación de estrategias de control para la gestión de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías para micro-redes aisladas utilizando arquitecturas de control centralizadas y distribuidas”**, es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Latacunga, 20 de diciembre de 2021

Firma

Calvopiña Osorio Jenny Paola
C.C.: 0503390239

Firma

Guagchinga Pinta Carlos Fabián
C.C.: 0503286924



ESPE

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA

CENTRO DE POSGRADOS

AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN

Nosotros Calvopiña Osorio Jenny Paola y Guagchinga Pinta Carlos Fabián, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: "Diseño e implementación de estrategias de control para la gestión de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías para micro-redes aisladas utilizando arquitecturas de control centralizadas y distribuidas" en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi/nuestra responsabilidad.

Latacunga, 20 de diciembre de 2021

Firma

Calvopiña Osorio Jenny Paola
C.C.: 0503390239

Firma

Guagchinga Pinta Carlos Fabián
C.C.: 0503286924

DEDICATORIA

Con mucho cariño para mi familia, en especial a mis papis María Eugenia y Manuel por su infinito amor desde siempre y su apoyo incondicional para siempre.

Paola

El presente proyecto les dedico con mucho amor y cariño a ti DIOS por darme una oportunidad para vivir y derramado todas tus bendiciones sobre mí y mi hermosa familia. A mis queridos padres Carlos y Luz que son las personas más importantes en mi vida, me han apoyado de manera incondicional en las buenas y malas, sabiendo educarme de manera estricta y fruto de sus dedicaciones, esfuerzos y desvelos quiero tributar el presente trabajo. A mi hermana Diana quien me apoyado moralmente para continuar día a día con este duro camino que hoy lo he culminado.

Fabián

AGRADECIMIENTO

Gracias a Dios por cada día y cada oportunidad de vida. A nuestras familias por ser nuestra motivación y apoyo.

A nuestros profesores, Jaqueline Llanos y Diego Ortiz por permitirnos participar del proyecto de investigación “CONTROL Y GESTIÓN ÓPTIMA DE MICRO-REDES AISLADAS DE LA RED”, por su ayuda constante, paciencia inagotable y todo el ánimo infundido con palabras inspiradoras en los momentos oportunos.

A nuestro amigo Alex Navas por todo el conocimiento compartido, sus sugerencias y todas sus respuestas ante las dudas que surgieron en el desarrollo de este proyecto.

Paola y Fabián

Tabla de contenidos

Carátula.....	1
Reporte de verificación.....	2
Certificación.....	3
Responsabilidad de autoría.....	4
Autorización de publicación.....	5
Dedicatoria.....	6
Agradecimiento	7
Tabla de contenidos.....	8
Índice de tablas	13
Índice de figuras	135
Resumen.....	22
Abstract.....	24
Generalidades.....	26
Antecedentes	26
Planteamiento del problema	27
Objetivos	30
<i>Objetivo General</i>	30
<i>Objetivos Específicos</i>	30
Justificación, importancia y alcance del proyecto	30
Hipótesis de investigación.....	33
Categorización de las variables de investigación	33
Marco Teórico Referencial.....	35
Marco legal	35
Micro-redes	37
<i>Definición</i>	37
<i>Modos de operación de una micro-red</i>	39
Sistemas de control de micro-redes.....	41
<i>Control primario</i>	43

<i>Control secundario</i>	44
<i>Control terciario</i>	44
Topología / Arquitectura del controlador	45
<i>Control centralizado</i>	46
<i>Control distribuido</i>	46
<i>Control descentralizado</i>	46
Modelamiento de baterías	47
<i>Voltaje de circuito abierto (OCV)</i>	52
<i>Dependencia del estado de carga</i>	53
<i>Resistencia en serie equivalente</i>	56
<i>Tensiones de difusión</i>	58
<i>Impedancia Warburg</i>	60
<i>Modelo genérico de baterías en simulink</i>	61
Métodos para cargar baterías	63
<i>Método de carga a corriente constante</i>	64
<i>Método de carga a voltaje constante.</i>	64
<i>Método de carga a voltaje constante modificado</i>	65
<i>Método de carga por flotación</i>	66
<i>Método de carga por goteo</i>	66
<i>Método de carga de 3 etapas</i>	68
Gestión de baterías en micro-redes	68
<i>Gestión no óptima</i>	70
Descarga.....	70
Carga.....	70
<i>Gestión óptima</i>	71
Conclusión:	72
Diseño de los controladores de la micro-red	74
Simulador micro-red ac híbrida	74
<i>Modelamiento de la batería</i>	76
Diseño de estrategias de control para la operación y gestión óptima.....	81
<i>Operación de la batería en modo carga y descarga</i>	88
Control primario.....	90
<i>Controlador de corriente y voltaje del inversor</i>	92

<i>Control droop primario de frecuencia y voltaje mediante curvas de estatismo</i>	94
Control secundario	97
<i>Arquitectura centralizada para control secundario</i>	97
<i>Control secundario de frecuencia centralizado</i>	97
PLL	98
<i>Control secundario de voltaje centralizado</i>	99
<i>Arquitectura distribuida por promedios para el control secundario</i>	102
<i>Control secundario de frecuencia</i>	104
<i>Control secundario de voltaje</i>	105
<i>Arquitectura distribuida basada en consensos para control secundario</i>	107
<i>Matriz de comunicación dinámica</i>	107
<i>Control secundario de frecuencia</i>	109
<i>Control secundario de voltaje</i>	109
Control terciario	110
<i>Función objetivo</i>	112
<i>Restricciones de potencia instalada</i>	113
<i>Restricciones del sistema BESS</i>	114
<i>Restricción de balance de energía</i>	116
<i>Restricción del SOC</i>	116
<i>Modelamiento de la energía de las baterías</i>	117
<i>Cosimulación Fico Xpress y Simulik</i>	118
Resultados de las simulaciones.....	119
Caso de estudio.	119
<i>Características de Energía Fotovoltaica</i>	120
<i>Características del sistema BESS</i>	121
<i>Características de la unidad de generación diésel</i>	122
Escenario 1: día típico	122
<i>Análisis del desempeño del control terciario</i>	124
<i>Análisis del desempeño del control secundario día típico</i>	128
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario centralizado.	128
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido por promedios	134

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido basado en consensos	139
<i>Cuadro comparativo del desempeño de los controles secundarios implementados en un día típico</i>	145
Escenario 2: día Atípico 1	146
<i>Análisis del desempeño del control secundario día Atípico 1</i>	147
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario centralizado	147
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido por promedios	150
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido basado en consensos	154
<i>Cuadro comparativo del desempeño de los controles secundarios implementados en un día a típico 1</i>	157
Escenario 3: día Atípico 2	159
<i>Análisis del desempeño del control secundario día Atípico 2</i>	159
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario centralizado	159
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido por promedios	163
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido basado en consensos	168
<i>Cuadro comparativo del desempeño de los controles secundarios implementados en un día a típico 2</i>	172
Escenario 4: día Atípico 3	174
<i>Análisis del desempeño del control secundario día Atípico 3</i>	174
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario centralizado	174
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido por promedios	177
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido basado en consensos	181
<i>Cuadro comparativo del desempeño de los controles secundarios implementados en un día a típico 3</i>	184

Escenario 5: Comparación entre la arquitectura de control centralizado y distribuido para el control secundario frente a una desconexión de una unidad.....	185
<i>Análisis del desempeño del control secundario frente a una desconexión de una unidad.....</i>	186
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario centralizado.	186
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido por promedios.....	189
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido basado en consensos.....	193
<i>Cuadro comparativo del desempeño de los controles secundarios implementados frente a una desconexión de una unidad.....</i>	196
Conclusiones y Recomendaciones.....	199
Conclusiones	199
Recomendaciones	203
Bibliografía.....	205

Índice de tablas

Tabla 1 <i>Operacionalización de las Variables</i>	34
Tabla 2 <i>Componentes de algunas células electroquímicas comunes</i>	48
Tabla 3 <i>Enfoques para la modelación de acumuladores de energía</i>	51
Tabla 4 <i>Comparación de métodos de carga</i>	67
Tabla 5 <i>Potencia Instalada de la Micro-red</i>	120
Tabla 6 <i>Características Técnicas Panel Fotovoltaico</i>	121
Tabla 7 <i>Características Técnicas BESS</i>	121
Tabla 8 <i>Valores de demanda en función al estado de activación de las cargas</i>	123
Tabla 9 <i>Análisis de transitorios de las potencias suministradas por las UG de la micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día típico</i>	145
Tabla 10 <i>Análisis de transitorios de la frecuencia mediada en las barras de acoplamiento de micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día típico</i>	146
Tabla 11 <i>Análisis de transitorios de las potencias suministradas por las UG de la micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 1</i>	158
Tabla 12 <i>Análisis de transitorios de la frecuencia mediada en las barras de acoplamiento de micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 1</i>	158
Tabla 13 <i>Análisis de transitorios de las potencias suministradas por las UG de la micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 2</i>	173

Tabla 14 <i>Análisis de transitorios de la frecuencia mediada en las barras de acoplamiento de micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 2.....</i>	173
Tabla 15 <i>Análisis de transitorios de las potencias suministradas por las UG de la micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 3.....</i>	184
Tabla 16 <i>Análisis de transitorios de la frecuencia mediada en las barras de acoplamiento de micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 3.....</i>	185
Tabla 17 <i>Análisis de transitorios de las potencias suministradas por las UG de la micro red con diferentes tipos de controles secundarios frente a una desconexión de una unidad.....</i>	197
Tabla 18 <i>Análisis de transitorios de la frecuencia mediada en las barras de acoplamiento de micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 3.....</i>	197

Índice de figuras

Figura 1 <i>Ejemplo de estructura básica de una micro-red</i>	38
Figura 2 <i>Modelo general de una micro-red operando en modo conetada a la red</i>	39
Figura 3 <i>Modelo de una micro-red operando en modo isla</i>	41
Figura 4 <i>Ventanas de tiempo para un sistema de control de una micro-red</i>	42
Figura 5 <i>Control jerárquico en micro-redes</i>	43
Figura 6 <i>Topologías control en micro-redes de acuerdo a la red de comunicación</i>	45
Figura 7 <i>Los símbolos esquemáticos</i>	47
Figura 8 <i>Densidad energética ligado a acumuladores comerciales</i>	49
Figura 9 <i>Voltaje de circuito abierto (OCV)</i>	53
Figura 10 <i>Tensión de circuito abierto en función del estado de carga</i>	55
Figura 11 <i>Modelo de célula mejorado, con voltaje dependiente del SOC</i>	56
Figura 12 <i>Modelo de célula: tensión dependiente del SOC y resistencia R0</i>	57
Figura 13 <i>Prueba de polarización de una celda con un pulso de carga</i>	58
Figura 14 <i>Modelo que considera tensiones de difusión</i>	59
Figura 15 <i>El circuito de Randles</i>	60
Figura 16 <i>Aproximación de la impedancia Warburg con múltiples subcircuitos</i>	60
Figura 17 <i>Modelo genérico de batería</i>	61
Figura 18 <i>Circuito equivalente del modelo generico de Simulink</i>	62
Figura 19 <i>Estimación del SOC mediante un filtro de Kalman no perfeccionado</i>	63
Figura 20 <i>Método de carga a corriente constante</i>	64
Figura 21 <i>Método de carga con voltaje constante</i>	65
Figura 22 <i>Método de carga de tensión constante modificado</i>	65
Figura 23 <i>Micro-red propuesta</i>	75

Figura 24 <i>Parámetros de la batería utilizada en la micro-red.....</i>	76
Figura 25 <i>Diagrama del modelo genérico de batería de Matlab.....</i>	77
Figura 26 <i>Curva característica de descarga de una batería de iones de litio.</i>	78
Figura 27 <i>Curva característica descarga de una batería a diferentes corrientes.....</i>	79
Figura 28 <i>La curva de descarga de una batería.....</i>	80
Figura 29 <i>Propuesta 1 sistema de control micro red modo descarga.....</i>	84
Figura 30 <i>Propuesta 1 sistema de control micro red modo carga.</i>	85
Figura 31 <i>Propuesta 2 sistema de control micro red modo descarga.....</i>	86
Figura 32 <i>Propuesta 2 sistema de control micro red modo carga.</i>	87
Figura 33 <i>Control primario de las baterías en modo descarga.....</i>	88
Figura 34 <i>Control primario de las baterías en modo carga.....</i>	89
Figura 35 <i>Conexión entre inversores</i>	91
Figura 36 <i>Diagrama lazos de control de corriente y voltaje.....</i>	92
Figura 37 <i>Diagrama lazos de control mediante curvas de estatismo.</i>	96
Figura 38 <i>Diagrama de bloques del control secundario de frecuencia.</i>	98
Figura 39 <i>Voltaje en línea de transmisión</i>	100
Figura 40 <i>Diagrama de bloques del control secundario de voltaje.</i>	101
Figura 41 <i>Esquema control secundario distribuido implementado</i>	103
Figura 42 <i>Ejemplo de un gráfico de cuatro agentes y su matriz de adyacencia</i>	108
Figura 43 <i>Diagrama de bloques del despacho económico propuesto</i>	111
Figura 44 <i>Perfil de irradiancia día típico caso de estudio</i>	120
Figura 45 <i>Escalamiento Simulik (segundos) – Fico (horas)</i>	122
Figura 46 <i>Perfil de demanda día típico caso de estudio.....</i>	123
Figura 47 <i>Optimizador: potencias de las UG durante un día típico.</i>	124
Figura 48 <i>Potencia del banco de baterías durante un día típico.....</i>	126

Figura 49 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario</i>	
<i>centralizado - día típico.....</i>	129
Figura 50 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario</i>	
<i>centralizado - día típico.....</i>	130
Figura 51 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario centralizado - día</i>	
<i>típico.....</i>	132
Figura 52 <i>Voltaje en coordenada d al aplicar control secundario</i>	
<i>centralizado - día típico.....</i>	133
Figura 53 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario</i>	
<i>distribuido por promedios-día típico.</i>	134
Figura 54 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario</i>	
<i>distribuido por promedios - día típico.</i>	136
Figura 55 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido por</i>	
<i>promedios - día típico.</i>	138
Figura 56 <i>Voltaje en coordenada d al aplicar control secundario</i>	
<i>distribuido por promedios - día típico.</i>	139
Figura 57 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario</i>	
<i>distribuido basado en consensos - día típico.</i>	140
Figura 58 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario</i>	
<i>distribuido basado en consensos-día típico.</i>	142
Figura 59 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido</i>	
<i>basado en consensos - día típico.....</i>	143
Figura 60 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario</i>	
<i>distribuido basado en consensos - día típico.</i>	144
Figura 61 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario</i>	
<i>centralizado - día atípico 1.....</i>	147

Figura 62 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 1.....</i>	148
Figura 63 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 1.....</i>	149
Figura 64 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 1.....</i>	150
Figura 65 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 1.</i>	151
Figura 66 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 1.</i>	152
Figura 67 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 1.</i>	153
Figura 68 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 1.</i>	153
Figura 69 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 1.....</i>	154
Figura 70 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 1.....</i>	155
Figura 71 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 1.....</i>	156
Figura 72 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 1.....</i>	157
Figura 73 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 2.....</i>	159
Figura 74 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 2.....</i>	161

Figura 75 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario centralizado</i>	
- día atípico 2.....	162
Figura 76 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 2.....</i>	163
Figura 77 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 2.</i>	164
Figura 78 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 2.</i>	165
Figura 79 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 2.</i>	166
Figura 80 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 2.</i>	167
Figura 81 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 2.....</i>	168
Figura 82 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario basado en consensos - día atípico 2.....</i>	170
Figura 83 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 2.....</i>	171
Figura 84 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 2.....</i>	172
Figura 85 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 3.....</i>	174
Figura 86 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 3.....</i>	175
Figura 87 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 3.....</i>	176

Figura 88 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 3.</i>	177
Figura 89 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 3.</i>	178
Figura 90 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 3.</i>	179
Figura 91 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 3.</i>	179
Figura 92 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 3.</i>	180
Figura 93 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 3.</i>	181
Figura 94 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 3.</i>	182
Figura 95 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 3.</i>	183
Figura 96 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 3.</i>	183
Figura 97 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario centralizado - frente a una desconexión de una unidad</i>	186
Figura 98 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario centralizado - frente a una desconexión de una unidad</i>	187
Figura 99 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario centralizado - frente a una desconexión de una unidad</i>	188
Figura 100 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario centralizado – frente a una desconexión de una unidad</i>	189

Figura 101 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido por promedios - frente a una desconexión de una unidad.....</i>	190
Figura 102 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido por promedios - frente a una desconexión de una unidad.....</i>	191
Figura 103 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido por promedios - frente a una desconexión de una unidad.....</i>	191
Figura 104 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido por promedios – frente a una desconexión de una unidad.....</i>	192
Figura 105 <i>Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - frente a una desconexión de una unidad.....</i>	193
Figura 106 <i>Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos-frente a una desconexión de una unidad.....</i>	194
Figura 107 <i>Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - frente a una desconexión de una unidad.....</i>	195
Figura 108 <i>Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos – frente a una desconexión de una unidad.....</i>	196

Resumen

El presente proyecto se centra en proponer y validar estrategias de control y gestión para el funcionamiento de un sistema BESS (Battery Energy Storage System), como método de almacenamiento de energía en micro-redes aisladas para asegurar el funcionamiento confiable, seguro y económico de la micro-red, basado en fuentes de energía renovable. Para validar los algoritmos de control es necesario utilizar un modelo de batería que incluya la curva de carga y descarga, SOC (State of Charge), y de forma esencial admita la conmutación del acumulador entre modo descarga cuando se encuentra aportando energía a la micro-red y en modo carga para reestablecer su potencia nominal. Este documento contiene las principales características de la micro-red residencial diseñada. Posteriormente, se describen los algoritmos de control primario, control secundario y terciario a implementar. Finalmente se analizan las pruebas realizadas para cinco escenarios con diferentes valores de condición inicial de irradiancia, demanda y SOC con los que operará la micro-red. Se identifican 4 aportes en este trabajo. (1) El primero es desarrollar un simulador que incluya la operación real de una batería, la cual debería considerar conmutación entre carga y descarga, dentro del funcionamiento de una micro-red (2) Diseñar estrategias de control primario, de modo que las unidades de generación distribuida (GD) puedan operar adecuadamente frente a conexión y desconexión de pequeñas cargas, ya que en micro-redes, las perturbaciones de variaciones de demanda son significativas, a diferencia de los sistemas eléctricos tradicionales. (3) Proponer estrategias de control secundario para restablecer la frecuencia mediante algoritmos de control con arquitectura centralizada y distribuida. (4) En lo que respecta a la arquitectura distribuida, se considera dos formulaciones; una por promedios y otra basada en consensos lo que permite una operación plug and play del BESS.

Palabras clave:

- **MICRO-RED**
- **BESS (SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS)**
- **GD (UNIDAD DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA)**
- **DER (RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS)**
- **SOC (ESTADO DE CARGA)**

Abstract

This project focuses on proposing and validating control and management strategies for the operation of a BESS (Battery Energy Storage System), as a method of energy storage in isolated micro-grids to ensure the reliable, safe and economical operation of the micro-grid, based on renewable energy sources. To validate the control algorithms it is necessary to use a battery model that includes the charge and discharge curve, SOC (State of Charge), and essentially supports the switching of the accumulator between discharge mode when it is providing energy to the micro-grid and in charge mode to restore its nominal power. This document contains the main characteristics of the designed residential micro-grid. Subsequently, the primary, secondary and tertiary control algorithms to be implemented are described. Finally, the tests carried out for five scenarios with different values of initial irradiance, demand and SOC conditions with which the micro-grid will operate are analyzed. Four contributions are identified in this work. (1) The first one is to develop a simulator that includes the real operation of a battery, which should consider switching between charge and discharge, within the operation of a micro-grid (2) To design primary control strategies, so that the distributed generation (DG) units can operate adequately in the face of connection and disconnection of small loads, since in micro-grids, the disturbances of demand variations are significant, unlike traditional electrical systems. (3) Propose secondary control strategies for frequency restoration using control algorithms with centralized and distributed architecture. (4) Regarding the distributed architecture, two formulations are considered; one by averaging and another one based on consensus which allows a plug and play operation of the BESS.

Key words

- **MICROGRID**

- **BESS (BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM),**
- **GD (GENERATION DISTRIBUTED UNIT),**
- **DER (DISTRIBUTED ENERGY RESOURCES),**
- **SOC (STATE OF CHARGE),**

Capítulo I

Generalidades

Antecedentes

Una de las formas de medir el crecimiento económico de un país es el incremento de su demanda eléctrica (González, 2017). Debido a que está proporcionalmente relacionado a la urbanización, el desarrollo de nuevas industrias y sus de factores de producción (Semin et al., 2019). La fuente principal de energía se basa en el uso de combustibles fósiles, que generan emisiones de CO₂ (K. Li & Lin, 2015). Siendo evidente el cambio climático, con consecuencias tales como; el calentamiento global, el derretimiento de los glaciares, tormentas eléctricas entre otras (Lambebo & Haghani, 2014).

A pesar de los esfuerzos por dotar de energía eléctrica a toda la población, los organismos internacionales como la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la División de Estadística de las Naciones Unidas (UNSD), el Banco Mundial y la Organización Mundial de la Salud (OMS) reportan que, hasta el 2018, el 13% de la población mundial aún no tienen acceso a la red de suministro eléctrico. Tres mil millones, es decir el 40% de los habitantes del planeta, siguen cocinando con combustibles contaminantes (carbón o madera). Y tan solo el 17,5% de toda la energía que se consume en el mundo es de origen renovable (Planelles & Delgado, 2018).

Una solución prometedora para este problema global es, el desarrollo y optimización de fuentes generadoras de energía. De forma primordial para comunidades remotas y aisladas, como pueblos e islas que se encuentran alejadas de los generadores convencionales o su localización de difícil acceso. Utilizando recursos energéticos distribuidos (DER) como: fotovoltaicos, eólicos, solares o

fuentes híbridas dependiendo de las condiciones ambientales de estas áreas (Upadhyay & Joshi, 2019) (Ali et al., 2018).

El propósito de una micro-red es aportar con energía eléctrica a una comunidad completa, de forma ininterrumpida y a bajo costo para sus habitantes (França et al., 2016). Pudiendo incluso aportar con energía en función a la cantidad de recurso renovable disponible en la localidad donde se encuentra ubicada. Por ello cada vez más unidades de generación distribuida (GD), se incorporarán a los sistemas de distribución de energía principales (Borlase, 2016).

Razón por la cual el estudio, planificación, operación y control de estabilidad de las micro-redes, son motivo de investigación alrededor del mundo. Lo que incluye el análisis de métodos de almacenamiento de energía, para asegurar un funcionamiento confiable de unidades de generación con incertidumbre (Chatrung, 2019) (Chen Jian et al., 2016). Por ejemplo, centrales de generación fotovoltaicas y eólicas dentro de una micro-red. Los sistemas BESS (Battery Energy Storage System) son los de mayor aceptación (Mohseni-Bonab et al., 2020), ya que en el mercado existen muchas tecnologías de batería y a medida que se globaliza su uso disminuyen los costes de fabricación y comercialización.

Planteamiento del problema

Considerando la diversidad geografía del Ecuador, se tiene una variedad de recursos para implementar unidades de generación distribuida (GD) de bajo impacto al medio ambiente, lo que diversificará la matriz energética del Ecuador. En el 2007, se estructuraba con el 86% de la energía primaria originada en fuentes no renovables (Peláez-Samaniego et al., 2007). Pero para el 2019, la generación bruta de electricidad fue de 25 310 GWh, con un 90% originado de fuentes renovables, es

decir 87.9% fue hidroeléctrica, 0.27% eólica, 0.12% fotovoltaica, 1.5% biomasa, 0.14% biogás, 9.95% térmica (ARCONEL, 2020).

Aportando con soluciones para llegar con energía eléctrica a las residencias ubicadas en zonas remotas o de difícil acceso para las empresas de transmisión y distribución nacional. Las micro-redes pueden incluir fuentes alternativas de energía establecidas con recursos renovables como la energía solar, eólica, biomasa, biogás, etc., (Chang & Pan, 2016). Con el objetivo principal mejorar la calidad de vida de sus habitantes, y promover la productividad de la localidad.

Contar con un suministro permanente y un uso eficiente de la energía eléctrica incentivará la producción local, generándose proyectos productivos comunitarios para suplir la necesidad de los habitantes, y eventualmente generará comercio, incrementando la capacidad adquisitiva de los agricultores (Zhou Dong & JunLing Han, 2012). Consecuentemente se reduciría la migración desde las zonas rurales a la ciudad ya que están llegando a su límite de sobrepoblación.

Pero para plasmar estas soluciones es necesario realizar una planificación adecuada que considere aspectos económicos y técnicos. Además se deben diseñar controladores que garanticen el funcionamiento confiable, seguro y económico de las micro-redes, sobre todo las que se encuentran en funcionamiento aislado de la red de suministro principal, ya que tiene dificultades para compartir (con precisión) la energía activa y reactiva (Mahajan & Potdar, 2020) (Proaño et al., 2016) (Xia et al., 2015).

Uno de los inconvenientes de las micro-redes sujetas a un sistema de generación de energía basada en fuentes renovables, es su dependencia de la disponibilidad de sus recursos como altos niveles de irradiancia, velocidades elevadas de viento, etc. Por lo que es necesario un Sistema de Almacenamiento de

Energía (ESS), que permita el uso de energía durante los momentos de baja o nula generación, y/o satisfacer la demanda en horas pick. Dependiendo de la escala, hoy en día existen diferentes métodos; que incluyen: baterías, aire comprimido, almacenamiento por bombeo, volantes de inercia, electrólisis de agua para producir hidrógeno para pilas de combustible, entre otros.

Los sistemas de baterías BESS son el método con mayor aceptación especialmente en los sistemas fotovoltaicos y eólicos, ya que tienen el tiempo de respuesta más rápido (menos de 1 segundo), lo que es clave para resolver el problema de la fluctuación de la potencia, el voltaje y la frecuencia ante variaciones de recurso natural (Chatrung, 2019) (Chen Jian et al., 2016) (Such & Masada, 2017). También deben ser estables, ante el desajuste en la impedancia de la línea (Mahajan & Potdar, 2020). Provocada por la conexión y desconexión de cargas, es decir responder ante los cambios de la curva de demanda eléctrica.

Por lo que se plantea simular un sistema de baterías como parte de una micro-red aislada, para validar los algoritmos de control diseñados que consideren la conmutación entre carga y descarga de la batería dentro el funcionamiento integral de la micro-red, el SOC (Estado de carga de la batería) para mantener o alargar la vida útil de la misma. Las estrategias de control tendrán topología centralizada y distribuida.

Para la estructura centralizada los controladores serán diseñados con algoritmos convencionales PI (proporcional integral). Mientras que para la estructura descentralizada se aplicarán algoritmos basados en la teoría de consenso de sistemas multi-agente. Concurriendo en la posibilidad evaluar el desempeño de ambas propuestas en la simulación de la micro-red, de modo que los resultados sean comparables.

Objetivos

Objetivo General

- Diseñar e implementar estrategias de control para la gestión de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías para micro-redes aisladas utilizando arquitecturas de control centralizadas y distribuidas.

Objetivos Específicos

- Modelar un sistema de almacenamiento de energía de baterías que considere la conmutación entre el modo carga y descarga dentro de una micro-red en operación aislada.
- Diseñar estrategias de control primario para un sistema de almacenamiento de energía de baterías de modo que el sistema de generación distribuido (GD) pueda soportar cambios en la demanda.
- Proponer estrategias de control secundario centralizado para restaurar la frecuencia.
- Proponer estrategias de control secundario basados en algoritmos de consensos para restaurar la frecuencia utilizando una arquitectura de control distribuida, basadas en topologías de comunicación.
- Evaluar el desempeño de las estrategias de control propuestas.

Justificación, importancia y alcance del proyecto

Los algoritmos de gestión de sistemas de almacenamiento de energía de baterías (BESS) deben controlar la carga y descarga dentro del funcionamiento integral de la micro-red aislada. Las estrategias de control primario compensan el desajuste en la impedancia de la línea, provocada por la conexión y desconexión de pequeñas cargas, ya que en micro-redes las perturbaciones de variaciones de demanda son significativas a diferencia de los sistemas eléctricos tradicionales.

Mientras que el control secundario restaura las desviaciones de frecuencia y voltaje a sus valores nominales.

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía de Batería (BESS) son los que tienen mayor aceptación en el diseño e implementación de micro-redes basadas en fuentes de generación renovables ya que son versátiles y tienen el tiempo de respuesta más rápido en relación con otros métodos de almacenamiento de energía, permitiendo que la micro-red satisfaga la demanda de forma ininterrumpida, sólida y segura. Además a medida que se globaliza el uso de baterías disminuyen los costes de fabricación y comercialización.

Conjuntamente con el desarrollo de otros trabajos de titulación de maestría, se aportará a la ejecución del proyecto de investigación titulado "CONTROL Y GESTIÓN ÓPTIMA DE MICRO-REDES AISLADAS DE LA RED", aprobado por el Vicerrectorado de Investigación, Innovación y Transferencia Tecnológica de la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE. Con el objetivo de impulsar el desarrollo de las tecnologías renovables para la diversificación de la matriz de generación y así aumentar los niveles de seguridad y suficiencia del sector eléctrico. Posicionado a la Universidad como una de las instituciones pioneras en el desarrollo de estas tecnologías a nivel Nacional.

Contribuyendo a validar las ventajas de fiabilidad, flexibilidad y capacidad de control, de los esquemas de estructuras distribuidas respecto a las centralizadas. Pues lo más común en el desarrollo de micro-redes, en los niveles de control secundario y terciario es aplicar topologías centralizadas, porque requieren mediciones de todos los DER para lograr los objetivos de control. Con la desventaja que si se produce un error en un controlador o un enlace de comunicación se produce un fallo en la operación.

Mientras que en el enfoque distribuido el control es flexible ante fallos y se tiene mayor posibilidad de efectuar cambios en la micro-red, permitiendo una operación “Plug-and-play” de los DER. Para ello se identifican tres enfoques en esta arquitectura (1) **Control Cooperativo**, que se basa en la teoría del consenso o de la sincronización de sistemas multi-agente con dinámica definida (Gungor et al., 2011). (2) **La Optimización Distribuida**, también conocida como parte de las técnicas basadas en la descomposición, que comparte información entre las unidades para resolver los problemas de optimización local (Guo et al., 2017). (3) **Control de Agente o Inteligente**, que consiste en un control autónomo de agentes locales que realizan acciones de control basadas en objetivos locales y la información de los vecinos y el medio ambiente, por lo general que implican técnicas de aprendizaje de máquinas (Russell & Norvig, 2009).

Por lo que en este trabajo se plantea probar el método de control de agente o inteligente en las estrategias de control distribuido, dentro del cual un pilar fundamental es la topología en el enlace comunicación entre cada agente a través del algoritmo de consenso.

Actualmente los sistemas de control de almacenamiento de energía de baterías dentro del funcionamiento de una micro-red no consideran la operación real de una batería, es decir la conmutación entre carga y descarga, y otros parámetros como; discharging current (C-rate), State of Charge (SOC), SOH State of Health (SOH), Depth of Discharge (DOD), EOL End of Life (EOL), lo que disminuye el tiempo de vida útil y que representa un porcentaje considerable de la inversión para la implementación de micro-redes con un sistema de almacenamiento de energía.

En la primera etapa de este proyecto se considera modelar un sistema de almacenamiento de energía de baterías que considere la conmutación entre el modo

carga y descarga dentro de la operación de una unidad de generación distribuida (GD) de una micro-red aislada, a la cual se le aplicarán cambios en la demanda eléctrica así como disponibilidad de recurso energético.

Además, con el fin restaurar la frecuencia se diseñarán estrategias de control secundario, con dos tipos de arquitecturas; la arquitectura distribuida usará una topología de comunicación y algoritmo de consensos, mientras que para la arquitectura centralizada requiere de un controlador óptimo. Finalmente se evaluará el desempeño de las estrategias de control propuestas mediante un software de simulación.

Hipótesis de investigación

Las estrategias de control para sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías con arquitecturas centralizada y distribuida, permitirán restablecer la frecuencia a valor nominal en micro-redes aisladas.

Categorización de las variables de investigación

En consecuencia, de la hipótesis planteada se identifican dos variables:

- **Variable Independiente:** Estrategias de control secundario con arquitectura centralizada y distribuida.
- **Variable Dependiente:** Frecuencia nominal en micro-redes aisladas.

La operacionalización de las variables se muestra en la **Tabla 1**:

Tabla 1*Operacionalización de las Variables*

VARIABLES	TIPO	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES
Frecuencia nominal en micro-redes	Dependiente	-Número de ciclos que una onda seno completa en un segundo. -El servicio eléctrico provisto por la compañía de electricidad es en la forma de voltaje y corriente sinusoidales.	Frecuencia nominal o «central» a la que operar la micro-red. (Ecuador 60[Hz]).	-Variaciones respecto al valor nominal. -Banda alrededor del valor final (usualmente 0.001 Hz, o también se puede utilizar la banda de exactitud).	-Porcentaje de desviación de la frecuencia nominal una vez que se restauró la frecuencia.
Estrategias de control secundario con arquitectura centralizada y distribuida.	Independiente	Determinan la estructura y procesamiento de la información para establecer una serie de acciones correctivas ante la desviación de una variable de interés.	Dependiendo de la arquitectura del control de una micro-red se puede tratar de una estructura de control secundario centralizada o distribuida.	-Control basado en consenso multiagente. -Control óptimo.	-Eficiencia de operación. -% disminución tiempo de respuesta -error en estable -% OS -tiempo de establecimiento

Nota. Esta tabla muestra las características de las variables dependientes e independientes.

Capítulo II

Marco Teórico Referencial

Marco legal

- **Constitución de la república del Ecuador**, (Registro Oficial No. 449, 20 – octubre - 2008) En el artículo 413 establece que “El Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como energías renovables diversificadas, de bajo impacto, que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas y el derecho al agua”
- **La Ley orgánica de Eficiencia Energética, (Suplemento – Registro oficial No. 449, 19 – marzo - 2020)**
- Art. 17.- Ahorro y uso eficiente de la energía – A nivel nacional todo consumidor de energía debe velar permanentemente porque sus consumos estén enmarcado en el uso racional de energía, adaptar sus comportamientos de consumo, orientándolos al ahorro energético, sin que este signifique disminuir sus condiciones de confort y producción.
- Art. 20.- Investigación y desarrollo tecnológico.- El estado ecuatoriano favorecerá la investigación científica y el desarrollo tecnológico en el ámbito de la eficiencia energética y uso racional de la energía a nivel de las universidades, escuelas politécnicas, centros de investigación...
- **Ley Orgánica del Servicio Público de energía eléctrica**
Artículo 26.- Energías renovables no convencionales.- EL ministerio de electricidad y energía renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía.

- **Resolución Nro. ARCONEL-042/18**

En la que establece las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas de microgeneración fotovoltaica - μ SFV- hasta 100[KW] de capacidad nominal instalada en techos, superficies de viviendas o en edificaciones área las categorías residencial y general determinados en el pliego tarifario en bajo o medio voltaje.

- **IEC SC 8B. Decentralized Electrical Energy Systems**, Normas para el desarrollo de sistemas seguros, fiables y eficaces en función de los costos con una gestión descentralizada para el suministro de energía eléctrica, alternativos/complementarios/precusores de los grandes sistemas tradicionales interconectados y altamente centralizados. El concepto más popular es actualmente la "micro-red", definida como un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos con límites eléctricos definidos que actúa como una única entidad controlable y puede funcionar tanto en modo conectado a la red como en modo insular. Los sistemas energéticos descentralizados tienen aplicaciones tanto en los países en desarrollo (centradas en el acceso a la electricidad) como en los países desarrollados (centradas en la alta fiabilidad, la recuperación en caso de apagón y/o los servicios). También deberían considerarse las interacciones dentro de los sistemas energéticos descentralizados (múltiples). Las actividades de normalización en esta propuesta de SC procederán con la cooperación de los TC/SC y los SyC interesados, incluidos, entre otros, el IEC SyC Smart Energy, TC 22, TC57, TC64, TC82, TC88, TC 95, TC120.

Micro-redes

El crecimiento de la población implica la necesidad de urbanizar, incrementar la producción de las fábricas existentes, así como la generación de nuevas industrias para satisfacer las necesidades de la población. El avance tecnológico permite plasmar estas ideas a costo de incrementar la demanda energética, pero las fuentes de energía convencionales ya no son adecuadas para abastecer la demanda.

Según un estudio del Consejo Mundial de la Energía, en el año 2014 la electricidad total producida fue de 22433 TWh, de los cuales de los cuales el 66% procedía de combustibles fósiles. (Shah & Ansari, 2018) En los últimos años, las emisiones de efecto invernadero a causa del uso de combustibles fósiles, han aumentado de forma alarmante, lo que ha llamado la atención de muchos investigadores, políticos y activistas del medio ambiente, para reducir las mediante el uso de fuentes de energía fiables y limpias que mejoren la calidad de vida en la Tierra. (Oliveira et al., 2017)

Para resolver estos problemas, muchos investigadores y académicos propusieron un concepto conocido como micro-red que gracias al desarrollo en el campo de la electrónica es posible la conversión de energía de fuentes renovables cuya disponibilidad en la naturaleza es gratuita, como la eólica y la solar, en energía eléctrica. (Korada et al., 2020)

Definición

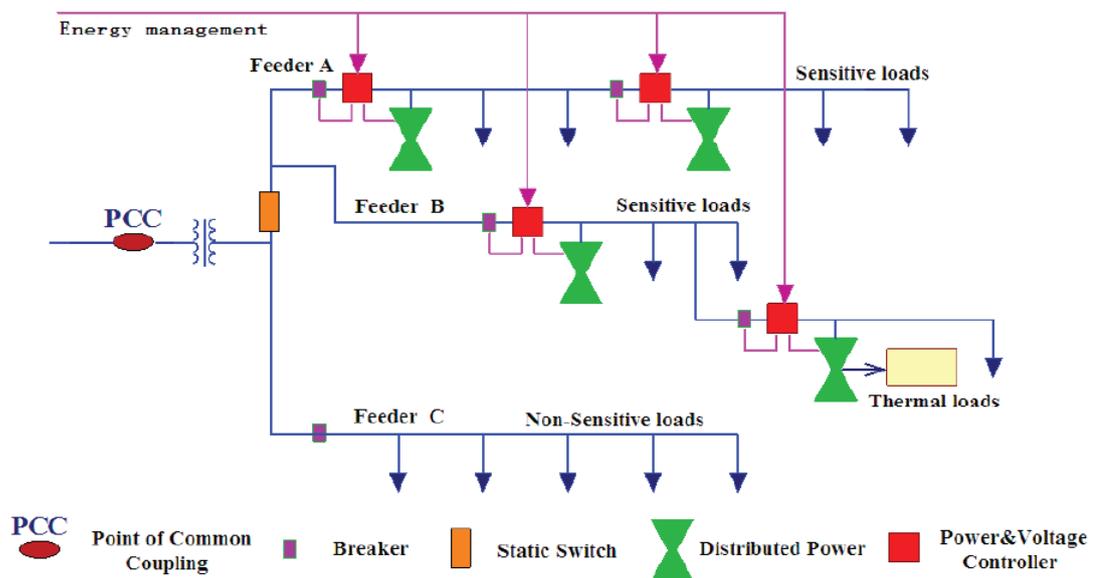
La micro-red (en inglés *microgrid* MG) se define como una agrupación de sistemas de almacenamiento de energía y cargas en una red de baja/media tensión. (Islam et al., 2018) Es decir, las micro-redes son sistemas de distribución de electricidad que contienen cargas y recursos energéticos distribuidos (como

generadores distribuidos, dispositivos de almacenamiento o cargas controlables) que pueden funcionar de forma controlada y coordinada. (Sampietro & Pick Valencia, 2018)

Las micro-redes operan por lo general en baja tensión (<480V) mientras que las fuentes de generación poseen potencias menores a 100kW (AHUMADA, 2013). La **Figura 1** muestra La estructura básica de una micro-red que contiene generadores pequeños, consumos y sistemas de almacenamiento.

Figura 1

Ejemplo de estructura básica de una micro-red



Nota. Micro-red de topología radial con tres circuitos alimentadores (A, B, C). El circuito A se conecta con cargas importantes; el circuito B, con microgeneración; un sistema de enfriamiento de un ciclo termodinámico y el circuito C suministra potencia a cargas normales. Mediante un interruptor estático se une la red principal. Cada alimentador está asociado a un sistema de control y de protección, que son

capaces de aislar a la micro-red en caso de falla interna o en la red principal.

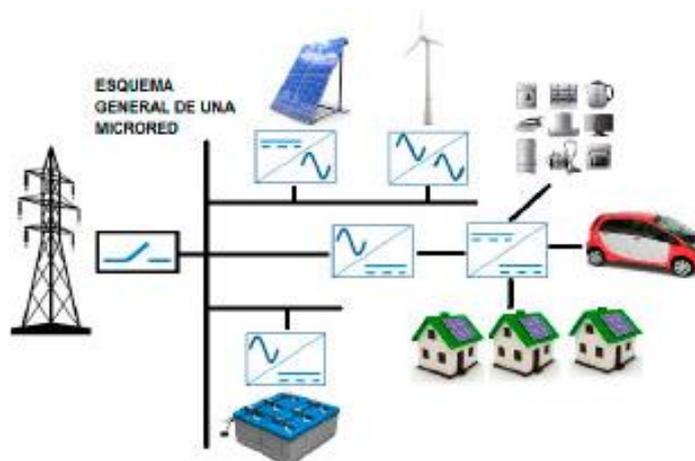
Tomado de (Zhangjie et al., 2011).

Modos de operación de una micro-red

Las micro-redes pueden operar en dos modos: aislada de la red (modo isla) o conectadas a la red eléctrica principal a través del PCC (Point of Common Coupling), desarrollado mediante la electrónica de potencia. (Jiang et al., 2017) (Sayed et al., 2019). Aunque se puede distinguir un tercer modo de operación, para efectos de control, cuando la micro-red se conmuta del estado conectando a desconectando del sistema eléctrico o viceversa. (TORO, 2015)

Figura 2

Modelo general de una micro-red operando en modo conetada a la red



Nota. El esquema muestra una micro-red que aprovecha energía solar y eólica, además cuenta con un sistema de almacenamiento de energía en baterías. Se representan las cargas que debe energizar así como un interruptor que le permite conectarse y desconectarse de la red principal. Tomado de (Gaona et al., 2016)

- **Conectada a la red:** Cuando la micro-red opera en este modo, ésta es reconocida por la red principal; como una fuente de generación o una carga

con consumo como muestra la **Figura 2**. En este sentido, si la micro-red genera menos de lo que está consumiendo, puede obtener potencia desde la red y en caso de tener excedentes energéticos, ésta es entregada a la red. (AHUMADA, 2013)

Una de las ventajas de este modo es que mayoría de las dinámicas como mantener la frecuencia y voltaje nominal, están dadas por la red principal, debido a que las fuentes de generación de la micro-red son despreciables en comparación con la potencia de la red principal. Debido a esto, el sistema de control de la micro-red no debe controlar la frecuencia y voltaje para mantener la estabilidad (Pogaku et al., 2007) (AHUMADA, 2013)

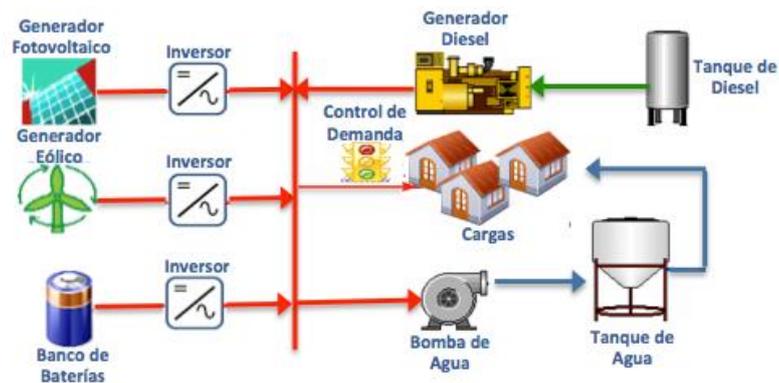
- **Aislada de la red** o también denominado modo isla, es cuando la red opera de manera independiente respecto a la red principal, por ende la cantidad de potencia es directamente proporcional a la cantidad de recursos (despachables y no despachables). La generación local debe abastecer a la demanda, y de existir excedentes normalmente se utiliza unidades de almacenamiento y participación de la demanda para incrementar la seguridad de la red (AHUMADA, 2013).

La desventaja de este modo es que la dinámica de ésta depende de los micro-generadores asociados y la red que conforman por lo que sus sistemas de control deben tener la capacidad de restablecer los valores de frecuencia y voltaje nominal para mantener la estabilidad, ante un desajuste en la impedancia de la línea relacionado con la conexión y desconexión de cargas, así como la activación de nuevos micro-generadores en respuesta a la baja disponibilidad de recursos energéticos naturales (Mahajan & Potdar, 2020).

Este modo de micro-red opera generalmente en lugares alejados o que no tienen acceso a la red de suministro principal; como las plataformas de petróleo, siendo importante anticipar el aumento de grandes cargas y tener listas las nuevas fuentes de generación. En caso que no se pueda anticipar, puede incluir un control de demanda como muestra la **Figura 3** que al conectarse grandes cargas, el control de demanda podrá desconectar algunos consumos considerados menos importantes.

Figura 3

Modelo de una micro-red operando en modo isla.



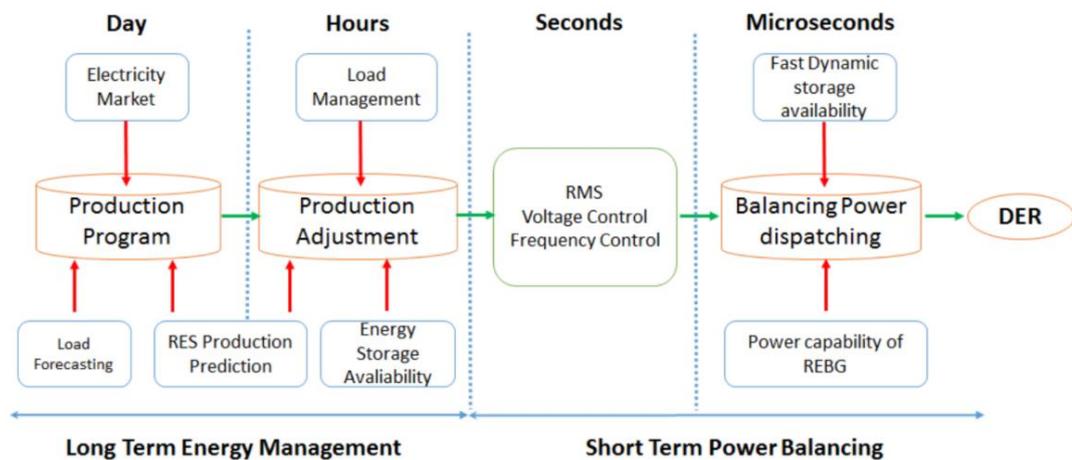
Nota. La micro-red modo isla de la imagen incluye paneles fotovoltaicos, una turbina eólica, un generador diésel, un banco de baterías, un sistema de suministro de agua, y un mecanismo de gestión de la demanda colocado en cada casa. Además cuenta con un Control de Demanda. Tomado de (Mata et al., 2013).

Sistemas de control de micro-redes

Las micro-redes integran y coordinan varias fuentes de energía bajo estrategias de control que garantizan el suministro energético minimizando costos y reduciendo pérdidas. Para lo cual, la operación de una micro-red podría ser analizada en diferentes ventanas de tiempo como muestra la **Figura 4**.

Figura 4

Ventanas de tiempo para un sistema de control de una micro-red

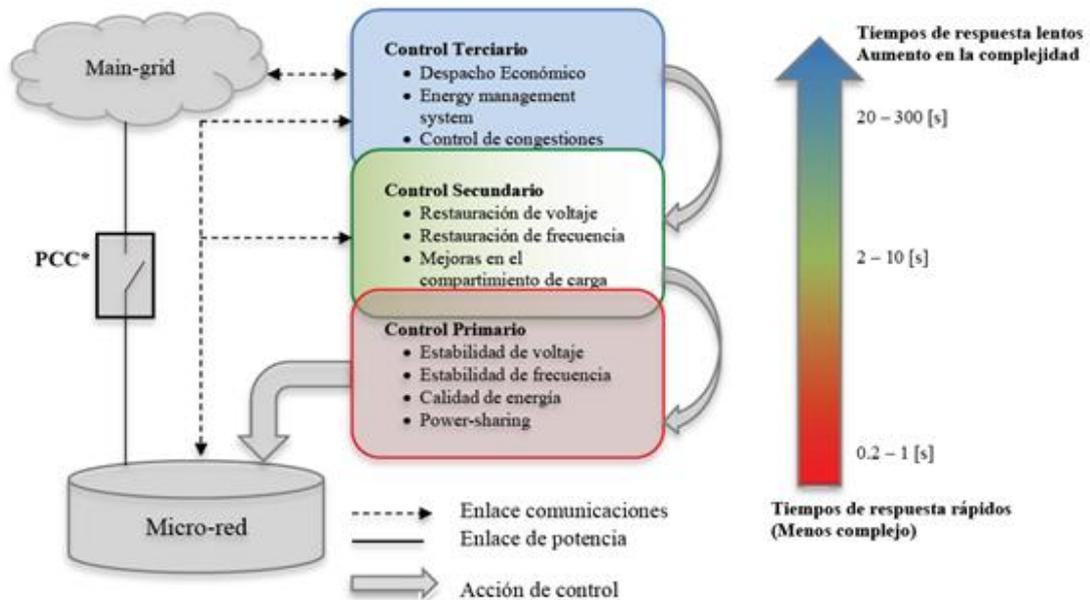


Nota. Largo plazo incluye la programación de la generación diaria, con resolución horaria. El balance de potencia de corto-plazo que incluye: control en tiempo real, para control de tensión, control de frecuencia, balance de potencia entre la generación y demanda en la ventana de tiempo de los milisegundos, entre las unidades DER. Tomado de (Proaño et al., 2016)

En este contexto en la literatura especializada se ha identificado que el control y la gestión óptima de la micro-red presenta una arquitectura de control jerárquica como se ilustra en la **Figura 5**, en donde las tareas de control se dividen en tres niveles, los cuales operan en diferentes escalas de tiempo (Bidram & Davoudi, 2012). El control primario opera en la escala de tiempo de los milisegundos, el control secundario en la escala de tiempo de los segundos y el control terciario en el orden de los minutos y horas (Prabaharan et al., 2018).

Figura 5

Control jerárquico en micro-redes



Nota. Muestra los objetivos de cada nivel de control así como su relación con los otros niveles y el tiempo de respuesta requerido. Tomado de (Espina et al., 2020)

Control primario

El control primario se encarga de compartir carga entre los inversores además es el que establece las acciones para compensar el sistema ante las variaciones de demanda o perturbaciones, evitando que los valores de la frecuencia del sistema caigan por debajo de los niveles permisibles, sin que las cargas conectadas a la micro-red sufran daños. También dentro del control primario está la regulación de voltaje que deben proporcionar las unidades de generación con el propósito que la micro-red opere dentro de los rangos permisibles estipulados en los códigos de red. (AHUMADA, 2013)

Existen diversos tipos de control y variaciones de éstos, ya que los controladores utilizados se deben ajustar a las características individuales de cada

micro-red. Por ello, para definir el tipo de control a utilizar se debe saber con qué tipo de unidades generadoras se cuenta y en qué modo de operación se encuentra la micro-red. Pero por lo general el bucle de control primario suele implementarse utilizando un esquema de control droop, que emula el comportamiento de una máquina síncrona.

Control secundario

El bucle de control secundario tiene como objetivo restaurar las variables frecuencia y voltaje a sus valores nominales cuando existe error en estado estacionario o desviación en las unidades de generación distribuida. Cabe recalcar que la frecuencia y el voltaje disminuyen también por el efecto de las curvas de estatismo. (Lopes et al., 2006)

Generalmente se usa un controlador proporcional integral, cuya referencia son los valores nominales, de modo que al ser comparados con la frecuencia y amplitud del voltaje medidos en la micro-red se calcula el delta necesario (Guerrero et al., 2011). Esta estrategia de control puede ser centralizada o distribuida (Planas et al., 2012). Las características de estas topologías se describen en la siguiente sección.

Control terciario

Se encarga de implementar esquemas para garantizar la operación de la micro-red a mínimo costo, maximizando el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables disponibles, considerando las restricciones técnicas de operación de la micro-red. (Llanos, Olivares, et al., 2019) El bucle de control terciario normalmente denominado Energy Management System (EMS) se implementa con el propósito de lograr un funcionamiento óptimo en la micro-red, así otros aspectos por ejemplo la congestión, armónicos, etc.

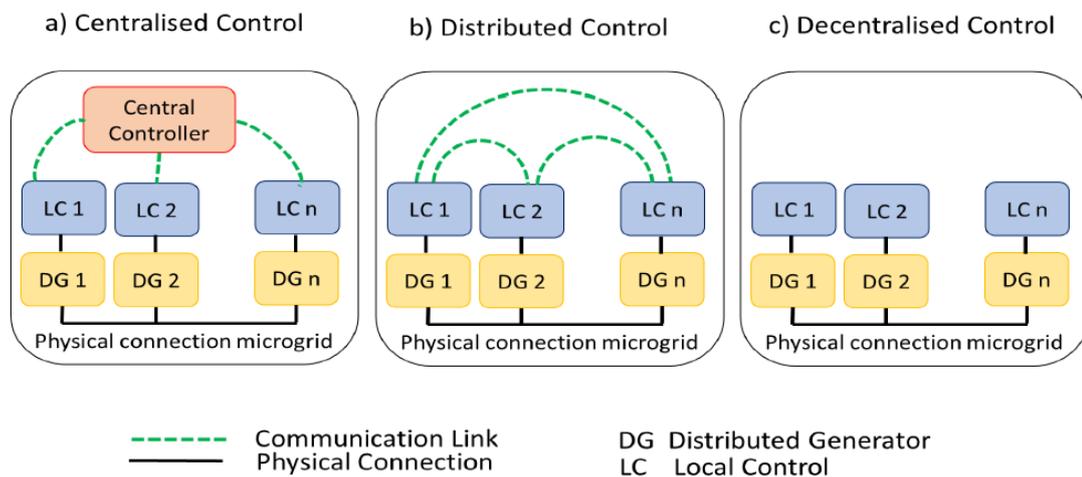
Topología / Arquitectura del controlador

Con respecto a la implementación de cada nivel de control, tres arquitecturas podrían ser aplicadas: centralizada, distribuida y descentralizada (Saleh et al., 2019) como muestra la **Figura 6**. El control primario típicamente, usa una arquitectura descentralizada, mientras que el control secundario y terciario adopta arquitecturas centralizadas, porque requieren mediciones de todos los DER de la micro-red para alcanzar los objetivos de control (Guerrero et al., 2011) (Bidram & Davoudi, 2012). Sin embargo los recientes avances en la teoría del control distribuido han hecho posible la implementación de estas capas de control con mayores niveles de fiabilidad y seguridad (Yazdanian & Mehrizi-Sani, 2014).

Dependiendo de la arquitectura del control de una micro-red, se puede presentar una estructura de control secundario centralizada o distribuida.

Figura 6

Topologías control en micro-redes de acuerdo a la red de comunicación



Nota. Topología o arquitectura para los diferentes niveles de control jerárquico.

Tomado de (Espina et al., 2020)

Control centralizado.-

La arquitectura de control centralizada corresponde a la estructura de control más comúnmente utilizada en las micro-redes de pequeña escala, su funcionamiento se basa en la acción de un controlador central que se encarga de modificar las consignas de control de los controladores locales (Local Controller, LC) presentes en las unidades de generación distribuida (DG).

Para que esta arquitectura de control opere en óptimas condiciones es necesario que la red de comunicaciones existente entre el controlador central y los controladores locales funcione correctamente. Por otro lado, en el caso de micro-redes que abarquen grandes distancias el control centralizado podría volverse muy costoso y poco práctico, debido a los retardos en la comunicación y a la pérdida de datos, y se requiere un gran ancho de banda en la red de comunicaciones. (Guerrero et al., 2011).

Control distribuido.-

En este caso, el controlador centralizado no es necesario como muestra la figura 2 (b), porque el esfuerzo de control se distribuye a lo largo de la micro-red, con agentes autónomos que operan de manera cooperativa para obtener algunos objetivos. Los sistemas de control distribuido mejoran la escalabilidad de la micro-red mejorando la robustez del sistema a un solo punto fallas (Han et al., 2018).

Control descentralizado.-

En este caso, el sistema de control de cada unidad de agente se implementa utilizando sólo las mediciones como muestra la Figura 2 (c). Las metodologías de control se basan normalmente en las caídas $V-Q$ y $f-P$. Usando la caída, la carga de la micro-red se comparte entre las unidades de la Generación Distribuida (DG) según a sus capacidades de poder a través de un enlace físico. Note que esta

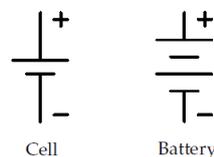
metodología carece de comunicación canales y esto ciertamente dificulta para implementar sistemas de control secundarios y terciarios (Han et al., 2018).

Modelamiento de baterías

Técnicamente, una célula es diferente de una batería, los símbolos esquemáticos se muestran en la **Figura 7**. Cabe recalcar que a las baterías también se las denomina acumuladores de energía. (Burgos, 2013) Se consigue con en una serie de celdas que se conectan en arreglos en serie y en paralelo capaz de entregar energía eléctrica a un circuito exterior a expensas de la energía química contenida en las sustancias internas que lo conforman. Si el acumulador admite el proceso inverso, es decir, es capaz de acumular energía química en las sustancias que contiene a costas de la energía eléctrica suministrada desde el exterior, se dice entonces que el acumulador es reversible. (Munita, 2013)

Figura 7

Los símbolos esquemáticos



Nota. Una celda hace referencia a unidad electroquímica individual, y batería para referirse a un grupo de celdas conectadas eléctricamente. Por ejemplo, las baterías de plomo de 12V para automóviles se componen de seis celdas de 2V conectadas en serie. Tomado de (Plett, 2015)

El Código Eléctrico Nacional, documento NFPA-70 define una célula como la unidad electroquímica básica, que posee un ánodo (electrodo negativo) y un cátodo (electrodo positivo), utilizada para recibir, almacenar y suministrar energía eléctrica y dependen de la combinación de productos químicos y compuestos. Las células de

un solo uso se denominan células primarias y las recargables, secundarias. (Plett, 2015)

Mientras que la norma 446 del IEEE define una batería como dos o más celdas conectadas eléctricamente para producir energía eléctrica. Pero el término batería se suele utilizar para describir cualquier fuente de energía electroquímica, incluso si se trata de una sola célula. (Plett, 2015)

Avanzando en la tecnología de baterías, las celdas electroquímicas más comunes se muestran en la **Tabla 2**, a partir de las cuales se constituyen baterías con diferentes características, que se pueden utilizar para diferentes propósitos (por ejemplo, algunas baterías tienen una velocidad de carga y / o descarga baja pero con mayor capacidad, algunas baterías tienen una alta tasa de carga y / o descarga pero con menor capacidad), pero cómo hacer que coexistan en un solo sistema es una tarea desafiante. (Thirugnanam et al., 2018)

Tabla 2

Componentes de algunas células electroquímicas comunes.

Electrochemistry	Negative electrode	Positive electrode	Electrolyte	Nominal voltage
Leaf acid	Pb	PbO ₂	H ₂ SO ₄	2.1 V
Dry cell	Zn	MnO ₂	ZnCl ₂	1.6 V
Alkaline	Zn	MnO ₂	KOH	1.5 V
Nickel cadmium	Cd	NiOOH	KOH	1.35 V
Nickel hydrogen	H ₂	NiOOH	KOH	1.5 V
Nickel zinc	Zn	NiOOH	KOH	1.73 V
Silver zinc	Zn	Ag ₂ O	KOH	1.6 V
Zinc air	ZN	O ₂	KOH	1.65 V

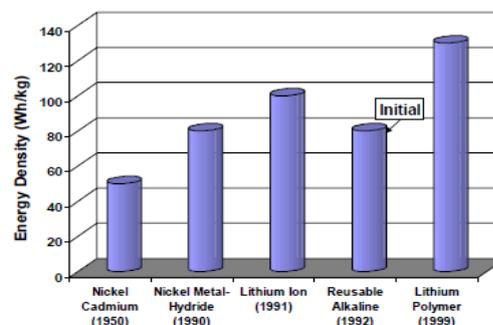
Nota. Las tensiones nominales son representativos. Por ejemplo, La mayoría de células de plomo-ácido reguladas por válvula (VRLA) tienen y una tensión de circuito abierto de 2,15 V. Tomado de (Plett, 2015)

Si las celdas de una batería están conectadas en serie, se consigue la tensión continua, la cual varía según el tipo de tecnología y características del proyecto. El nivel de voltaje final escogido depende de varios factores. Por un lado, se busca disminuir las pérdidas óhmicas en la batería (lo cual se logra, para un determinado nivel de potencia, aumentando la tensión y disminuyendo la corriente), pero respetando los niveles máximos admisibles. Por ejemplo, en sistemas con baterías de plomo-ácido, como máximo se admiten tensiones de 2.000 [V]DC pero en sistemas de NiCd se pueden usar tensiones por sobre los 4.000 [V]. Por supuesto, esta tensión varía dependiendo del nivel de carga de las baterías. (Munita, 2013)

Mientras que se conectan celdas en paralelo, si para un cierto tiempo de descarga se desea aumentar la potencia total entregada. Las celdas son capaces de entregar distintos niveles de corriente en función del tiempo en que se descarguen. Mientras menor sea el tiempo requerido de descarga, mayor será la corriente que podrá entregar cada celda, hasta cierto límite. La cantidad de energía total que es capaz de almacenar el sistema se relaciona entonces con la cantidad de celdas que este contenga. Sin embargo, esta relación no es lineal, debido al efecto Peukert. (Burgos, 2013)

Figura 8

Densidad energética ligada a acumuladores comerciales



Nota. La imagen muestra el año de aparición de las tecnologías de baterías existentes asociada a la densidad energética. Gráfico obtenido de (Lahiri et al., 2002)

La **Figura 8** muestra varios tipos de acumuladores y su densidad energética, además del año de surgimiento de cada tecnología a nivel comercial. La energía almacenada en una batería es limitada. Por ello, es importante utilizar esta energía de la forma más eficiente posible, de modo que se maximice su vida útil. Para lo cual es necesario comprender cómo funciona y cómo utilizar las baterías en una aplicación mediante modelos y métodos de control orientados a prolongar la vida de la batería y mejorar el rendimiento total del sistema.

Por esta razón es necesario establecer modelos, que nos permiten ver el curso de todos los procesos relevantes que tienen lugar bajo diversas condiciones del usuario. En términos sencillos, los modelos actúan como "baterías transparentes" que consiguen ser representados por bloques básicos que pueden utilizarse para construir la red equivalente completa. (Bergveld, 2001, p. 57).

Los parámetros que se pueden considerar para modelar una batería son diversos y dependen del sistema en el que van a trabajar, por esta razón tienen diferentes niveles de complejidad. En literatura se puede destacar dos estrategias primordiales de modelado, el primero tiene un enfoque matemático y el segundo proporciona un circuito eléctrico equivalente (S. Li & Ke, 2011)

Los modelos de circuito equivalente no pretenden describir la construcción de la batería, se abriera una célula, no se encontraría fuentes de tensión, resistencias, condensadores o similares. Más bien, el circuito actúa como una descripción del comportamiento de la batería.

En la actualidad, la mayoría (si no todos) de los sistemas de gestión utilizan algún tipo de modelo de circuito equivalente como base para mantener los límites de funcionamiento adecuados para las baterías ya que permite estimar los estados internos críticos de las mismas. La simplicidad y la robustez de los modelos de circuito equivalente son las principales razones para utilizar este modelo en este trabajo. (Plett, 2015)

Cualquier diferencia entre las predicciones del modelo de circuito y el comportamiento observado de la célula se considera un error de modelado. Este error de modelado se analiza, y se proponen elementos de circuito para reducir este error de modelado, hasta que sólo quede un pequeño nivel de error, lo suficientemente pequeño como para aceptar el modelo como "suficientemente bueno". (Plett, 2015)

Tabla 3

Enfoques para la modelación de acumuladores de energía.

Enfoque	Características
Modelos electroquímicos	Representación de reacciones electroquímicas termodinámicas y de construcción del acumulador.
Modelo circuital en continua	Representación de procesos electroquímicos del acumulador en el dominio eléctrico DC.
Modelo circuital en alterna	Representación de procesos electroquímicos del acumulador en el dominio eléctrico AC.
Modelos tipo caja negra	Modelado en base a datos de entrada – salida.
Modelos estocásticos	Representación mediante un proceso estocástico.
Modelos heurísticos	Representación en base a cierta característica del acumulador.

Nota. Tipos de enfoques para la modelación de acumuladores de energía. Algunos son desarrollados en el dominio del tiempo, otros en el dominio de la frecuencia. Algunos pueden ser representados en forma circuital ya sea en corriente continua o alterna. Los enfoques pueden además incorporar cierta incertidumbre en la

modelación o pueden estar basados en algún sistema de aprendizaje supervisado, como redes neuronales o lógica difusa por ejemplo. Tomado de (Burgos, 2013).

Se han utilizado diferentes enfoques para modelar las propiedades de las baterías, desde modelos electroquímicos muy detallados hasta modelos estocásticos de alto nivel (Jongerden & Haverkort, 2008). La **Tabla 3** presenta las categorías encontradas en la literatura y las características que contempla cada modelo.

A continuación se destacan varios parámetros que se consideran para desarrollar modelo de circuito equivalente en corriente continua de la batería que si utilizará en el simulador:

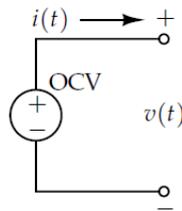
Voltaje de circuito abierto (OCV)

El objetivo fundamental de una batería es entregar un voltaje en sus terminales. Si se coloca un voltímetro a través de sus terminales, registrará algún valor. Así, el primer modelo que representa la batería simplemente es una fuente de tensión ideal con período constante. El esquema de este modelo se presenta en la **Figura 9**.

Este es un modelo bastante pobre porque el voltaje terminal de una batería real depende de la corriente de carga, el uso reciente y otros factores. Las celdas suministran una tensión a una carga. Y, cuando está descargada y en completo equilibrio se cumple la condición que se denomina circuito abierto, la tensión de la célula es bastante predecible. De ahí que la fuente de tensión en el modelo se denomina "OCV". (Plett, 2015, p. 30)

Figura 9

Voltaje de circuito abierto (OCV)



Nota. Modelo de batería trivial con tensión de salida constante. Tomado de (Plett, 2015, p. 30)

Dependencia del estado de carga

En este modelo se reconoce que el voltaje de una batería totalmente cargada es generalmente mayor que la tensión de una descargada. Aunque también depende de factores dinámicos relacionados el uso en el pasado reciente, para este caso solo se utiliza el criterio que la tensión de equilibrio en reposo o tensión en circuito abierto de una célula totalmente cargada es mayor que la de una descargada.

Así, se incluyen una relación entre la tensión de circuito abierto y el estado de carga de la célula. Para ello, se hace referencia al estado de carga (SOC) que es una cantidad sin unidades de una célula; 100% cuando la célula está totalmente cargada y 0% cuando la célula está totalmente descargada.

Para cuantificar el estado de carga, se necesita saber cuánta carga tiene una célula cuando está completamente cargada y cuánta carga queda cuando está totalmente descargada. Así, se define la capacidad de carga total, la capacidad total de una célula es la cantidad total de carga eliminada al descargar una célula desde SOC = 100% hasta SOC = 0%. (Esto es diferente de la capacidad de energía total

de la célula). La capacidad total suele medirse en amperios-hora (A-h) o en miliamperios-hora (mA-h), y se denota con el símbolo Q .

El valor de la capacidad total es un parámetro de valor del modelo de célula; es decir, es una constante que puede variar de una célula a otra. La capacidad total no es una función de la temperatura o de la corriente, aunque la capacidad total de una célula tiende a disminuir muy gradualmente a medida que la célula envejece debido a reacciones químicas secundarias no deseadas y a la degradación estructural de los materiales de los electrodos de la célula. Se puede modelar los cambios de estado de carga mediante la ecuación (1) que es de tipo diferencial ordinaria:

$$\dot{z}(t) = \frac{-\eta(t)i(t)}{Q} \quad (1)$$

- El símbolo del "punto" indica una derivada temporal.
- $i(t)$ Corriente; signo positivo en descarga, negativo en carga. Unidades: amperios
- Q Capacidad total de la batería. Unidades: amperios-segundo (es decir culombios).
- $\eta(t)$ es la eficiencia coulombica o de carga de la célula. No tiene unidades.

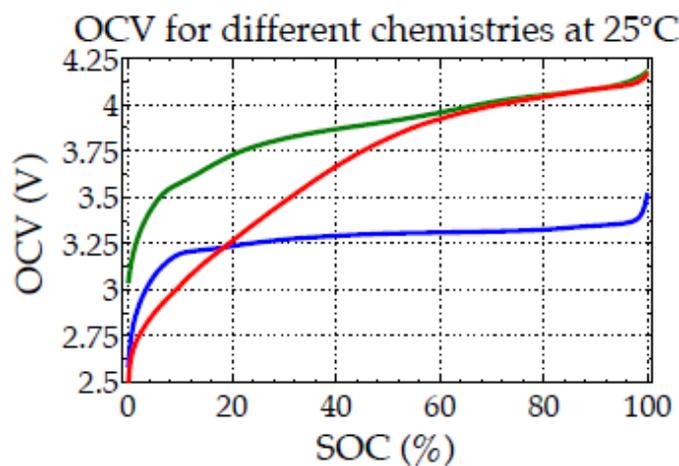
Se modela $\eta(t) = 1$ en los instantes de tiempo en los que el signo de la corriente es positivo (descarga), pero $\eta(t) \leq 1$ en los instantes de tiempo en los que el signo de la corriente es negativo (carga). Durante la carga, la mayor parte de la carga que pasa por la célula participa en las reacciones químicas deseadas que elevan el estado de carga de la célula; sin embargo, una pequeña fracción de la carga que pasa por la célula participa en reacciones secundarias no deseadas, que

no aumentan el estado de carga de la célula. (y a menudo también causan una degradación irreversible de la célula).

En este modelo de circuito, primero se relaciona el voltaje de circuito abierto de una célula en función de su estado de carga. Pero esta relación depende en cierta medida de la temperatura como muestra la **Figura 10**.

Figura 10

Tensión de circuito abierto en función del estado de carga.



Nota. La imagen muestra la relación del estado de carga (soc) y el voltaje en circuito abierto (OCV) para varios tipos de células de iones de litio para la temperatura ambiente (25 °C).

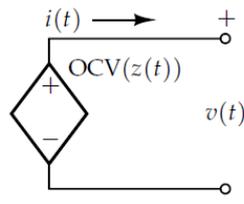
Además, aunque estas curvas se dibujan como funciones del estado de carga de la celda, también es común verlas expresadas en términos de la profundidad de descarga de la célula (DOD). La profundidad de descarga es la inversa del estado de carga y se expresa en forma de fracción o en amperios-hora.

- $DOD = 1 - z(t)$ si se expresa en forma de fracción.
- $DOD = Q(1 - z(t))$ si se expresa en amperios-hora.

El modelo mejorado de la célula, que incluye la dependencia de la tensión en circuito abierto del estado de carga de la célula, se representa en la **Figura 11**.

Figura 11

Modelo de célula mejorado, con voltaje dependiente del SOC.



Nota. En este modelo la fuente de tensión ideal se sustituye por una fuente de tensión controlada que tiene valor igual a $OCV(z(t))$. Si se requiere una dependencia de la temperatura y se utiliza $OCV(z(t), T(t))$, donde $T(t)$ es la temperatura interna de la célula en el momento t . Tomado de (Plett, 2015, p. 32).

Los valores de OCV de una célula se determinan empíricamente en numerosos puntos de SOC mediante procedimientos de laboratorio. Estos valores pueden almacenarse en una tabla de búsqueda, de forma que la función OCV se evalúa mediante la interpolación entre las entradas de la tabla. Como alternativa, se puede utilizar una función analítica, como un polinomio, que podría ajustarse a los datos mediante una técnica de regresión.

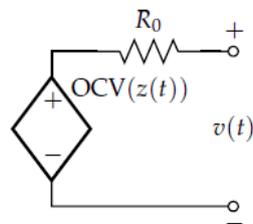
Resistencia en serie equivalente

Los modelos anteriores son esencialmente estáticos, ya que describen el comportamiento en reposo de la célula. El describir lo que ocurre cuando la célula se somete a una corriente de entrada que varía en el tiempo, corresponde a una característica dinámica.

Este modelo describe la tensión de los terminales de la célula en dos aspectos; el primero el voltaje cae por debajo de la tensión de circuito abierto cuando la célula está sometida a una carga. Mientras que en el segundo, la tensión en bornes sube por encima de la tensión de circuito abierto cuando la célula se está cargando. La **Figura 12**. muestra este fenómeno al colocar una resistencia en serie con la fuente de tensión controlada.

Figura 12

Modelo de célula: tensión dependiente del SOC y resistencia R_0 .



Nota. La imagen muestra el modelo de célula mejorado, con tensión dependiente del SOC además cuenta con una resistencia R_0 en serie equivalente (ESR).

Tomado de (Plett, 2015, p. 33)

Para este modelo, se mantiene en la ecuación (1), del estado de carga. Sin embargo, se añade la ecuación (2) para describir cómo calcular la tensión en los terminales.

$$v(t) = OCV(z(t)) - i(t)R_0 \quad (2)$$

Con este modelo, $v(t) > OCV(z(t))$ cuando $i(t) < 0$, es decir cuando se carga y $v(t) < OCV(z(t))$ cuando $i(t) > 0$ cuando se descarga. Esto concuerda con nuestra observación del rendimiento real de la celda.

Este modelo de célula es suficiente para muchos diseños de circuitos electrónicos sencillos. Sin embargo, todavía no es adecuado para las aplicaciones

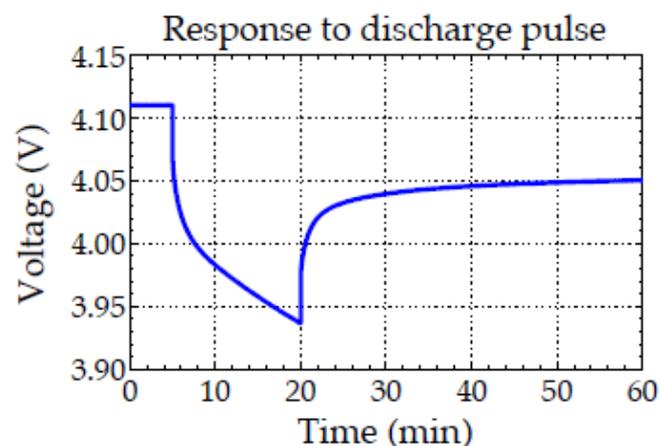
de los paquetes de baterías a gran escala, como las de los vehículos eléctricos y los sistemas de red. Hay otras características dinámicas que deben ser que hay que tener en cuenta.

Tensiones de difusión

La polarización se refiere a cualquier desviación de la tensión en los terminales de la célula a circuito abierto debido al paso de la corriente. Las células reales tienen un comportamiento más complejo, en el que la polarización de la tensión se desarrolla lentamente a lo largo del tiempo a medida que se demanda corriente de la celda y luego decae lentamente con el tiempo cuando la célula se deja descansar. La **Figura 13** ilustra este comportamiento más lento.

Figura 13

Prueba de polarización de una celda con un pulso de carga.



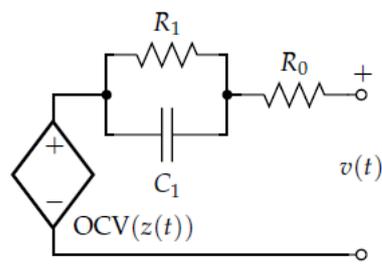
Nota. El voltaje representado en la figura corresponde al siguiente escenario: (1) la célula está en reposo durante los primeros 5 minutos y el voltaje es constante (2) la célula se somete a un pulso de corriente de descarga de magnitud constante desde $t = 5\text{min}$ hasta $t = 20\text{min}$; (3) se retira la carga y se deja que la célula (3) se retira la carga y se deja que la célula reposar durante el resto de la prueba. Tomado de (Plett, 2015, p. 34)

Para entender este fenómeno se hace referencia a la siguiente situación, se tiene una linterna ¿Qué sucede cuando la batería está casi vacía? La luz producida por la linterna es cada vez más tenue cada vez más tenue y se vuelve indiscernible. Al apagar la linterna y esperar uno o dos minutos. Se vuelve a encender la linterna: la bombilla ¡es más brillante de nuevo! ¿La batería se ha recargado mágicamente? No, pero su voltaje se recuperó un poco de la lenta caída de la polarización que se observa en la **Figura 13**, y se obtuvo (un poco) más luz de la linterna con las pilas casi vacías.

Este fenómeno se debe a los lentos procesos de difusión de litio en una célula de iones de litio, su efecto puede ser aproximado en un circuito que utilice uno o más subcircuitos paralelos de resistencias y condensadores en paralelo. En la **Figura 14**, la combinación de R_1 y C_1 realiza esta función.

Figura 14

Modelo que considera tensiones de difusión.



Nota. El circuito muestra un modelo que consta de un subcircuito con R_1 y C_1 para generar el fenómeno de tensión de difusión. Recuperado de (Plett, 2015, p. 35)

En el modelo, la ecuación del estado de carga sigue siendo la misma que antes, pero la de la tensión cambia a la ecuación (3).

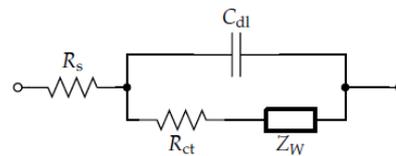
$$v(t) = OCV(z(t)) - v_{C_1}(t) - v_{R_0}(t) \quad (3)$$

Impedancia Warburg

Para incluir los principios electroquímicos en los modelos de circuito equivalente se incluye un elemento llamado impedancia de Warburg. Por ejemplo, el circuito de Randles de la **Figura 15** que incluye la impedancia de Warburg Z_W , la resistencia del electrolito R_s , la resistencia de transferencia de carga R_{ct} que modela la caída de tensión sobre la interfaz electrodo-electrolito debido a una carga y la capacitancia de doble capa que modela el efecto de las cargas que se acumulan en el electrolito en la superficie del electrodo C_{dl} .

Figura 15

El circuito de Randles.

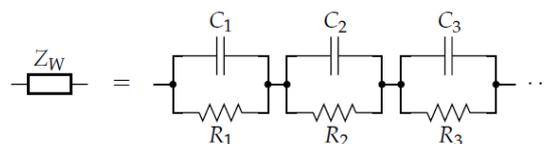


Nota. En el modelo de Randles incluye la impedancia Warburg pero se debe complementar con el voltaje de circuito abierto en los terminales respectivos.

Tomado de (Plett, 2015, p. 40)

Figura 16

Aproximación de la impedancia Warburg con múltiples subcircuitos.



Nota. La impedancia Warburg para una equivalencia exacta, se necesita un número infinito de redes de resistencias y condensadores. Pero, a menudo, el circuito se puede modelar muy bien en algún rango de frecuencias de interés utilizando un pequeño número de pares resistencia-capacitor. Tomado de (Plett, 2015, p. 40)

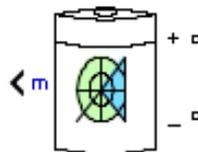
La impedancia Warburg modela la difusión de los iones de litio en los electrodos y el valor que toma depende de la frecuencia, por lo que no existe una ecuación diferencial ordinaria precisa. Por lo que su efecto, como se ilustra en la **Figura 16**, puede ser aproximado a través de múltiples redes de resistencia-capacitor en serie.

Modelo genérico de baterías en simulink

Simulink, proporciona circuitos equivalentes para simular el comportamiento termoeléctrico de la célula de una batería en el bloque que se muestra en la **Figura 17**. El circuito equivalente suele incluir una fuente de tensión, una resistencia en serie y uno o varios pares de resistencias y condensadores en paralelo como muestra la **Figura 18**. La fuente de tensión proporciona la tensión de circuito abierto, mientras que los otros componentes modelan la resistencia interna y el comportamiento dependiente del tiempo de la célula. Estos elementos del circuito equivalente son, en general, dependientes de la temperatura y del estado de carga (SOC). Dado que estas dependencias son únicas de cada batería, deben determinarse mediante mediciones realizadas en celdas del mismo tipo que las que se van a controlar. (MatWorks, 2018).

Figura 17

Modelo genérico de batería



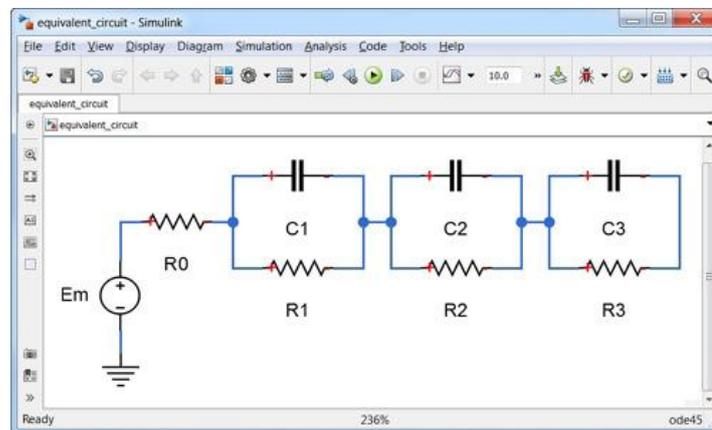
Nota. Simulink y MATLAB proporciona un modelo genérico de batería para parametrizar un circuito equivalente mediante la correlación del modelo con datos experimentales, en Simscape / Electrical / Specialized Power Systems / Sources.

Tomado de (MathWorks, 2021)

El componente de Simscape Electrical, permite escalar desde el nivel de celda unitaria hasta el nivel de módulo y paquete. Con la simulación a nivel de paquete puede evaluar los efectos de varias configuraciones en la capacidad de almacenamiento de energía, las tasas de entrega de energía eléctrica y la térmica. Además permite explorar la interacción del pack con otros componentes del sistema, como la fuente, la carga y los circuitos de protección. (MathWorks, 2021)

Figura 18

Circuito equivalente del modelo generico de Simulink



Nota. Circuito equivalente de una batería con tres constantes de tiempo distintas, resistencia interna y potencial de circuito abierto. Tomado de (MathWorks, 2021).

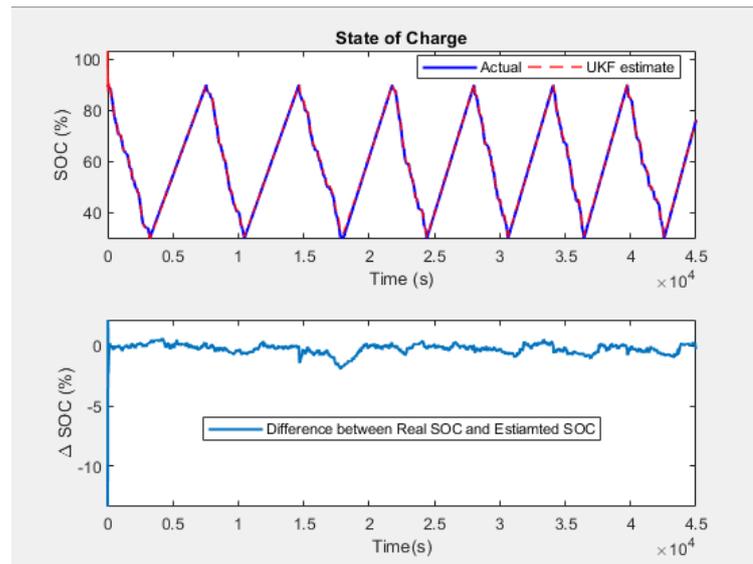
La precisión de los modelos de baterías es vital para el desarrollo de algoritmos de estimación del SOC. Los enfoques tradicionales para estimación del SOC, como la medición de la tensión en circuito abierto (OCV) y la integración de la corriente (recuento de culombios), son razonablemente precisos en algunos casos.

- **Estimación del estado de carga SOC:** Simulink contiene un bloque de filtrado de Kalman extendido (EKF) para estimar el SOC de la batería mediante un modelo no lineal como muestra la **Figura 19**, que utiliza la

corriente y el voltaje medidos de la célula como entradas, y un algoritmo recursivo que calcula los estados internos del sistema (entre ellos el SOC) basándose en un proceso de predicción/actualización en dos pasos.

Figura 19

Estimación del SOC mediante un filtro de Kalman no perfeccionado.



Nota. Estimación del estado de carga de la batería mediante un filtro de Kalman no perfeccionado en Simulink. Tomado de (MathWorks, 2021)

Métodos para cargar baterías

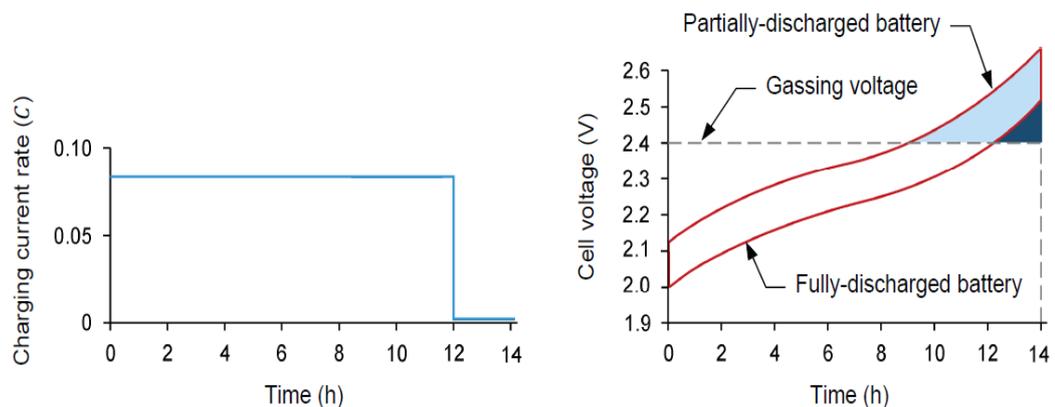
Cuando la energía eléctrica se transforma en energía química, se conoce como descarga de la batería, proceso en el que la batería entrega potencia, mientras que la conversión de energía de química a eléctrica se conoce como la carga, lapso en el que consume potencia. Durante el proceso de carga, la corriente pasa dentro de la batería debido a cambios químicos, por lo que existen varios métodos para cargar adecuadamente las baterías, a continuación se presentan los más utilizados. (LabVolt, 2021)

Método de carga a corriente constante

En este método, se aplica a la batería durante un determinado lapso de tiempo una corriente fija para recargarla. La corriente de carga generalmente se instaura alrededor 0.1 de la capacidad como muestra la **Figura 20**, es decir un valor bajo de para evitar que la tensión exceda el gaseamiento (voltaje en que la batería se acerca al 100% de carga). (LabVolt, 2021)

Figura 20

Método de carga a corriente constante



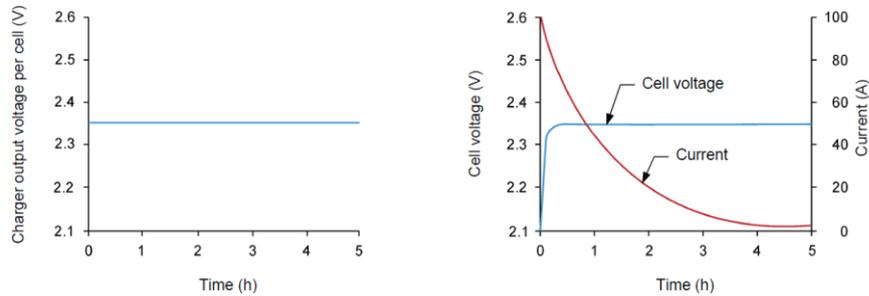
Nota. Proceso de carga a corriente constante, con un valor menor al 0.1 de la capacidad de la batería. Tomado de (LabVolt, 2021)

Método de carga a voltaje constante.

En este método se aplica a la batería durante un determinado lapso de tiempo un voltaje fijo para recargarla. La corriente de carga comienza en su máximo valor, incluso puede alcanzar valores más altos (superando la corriente de carga máxima prescrita por el fabricante de la batería cuando la profundidad de descarga de la batería es alta. Por este motivo, la carga a tensión constante) y decrece paulatinamente hasta cargar completamente a la batería. Como muestra la **Figura 21**. Por esta razón rara vez se utiliza este método en aplicaciones de carga y descarga cíclicas. (LabVolt, 2021)

Figura 21

Método de carga con voltaje constante



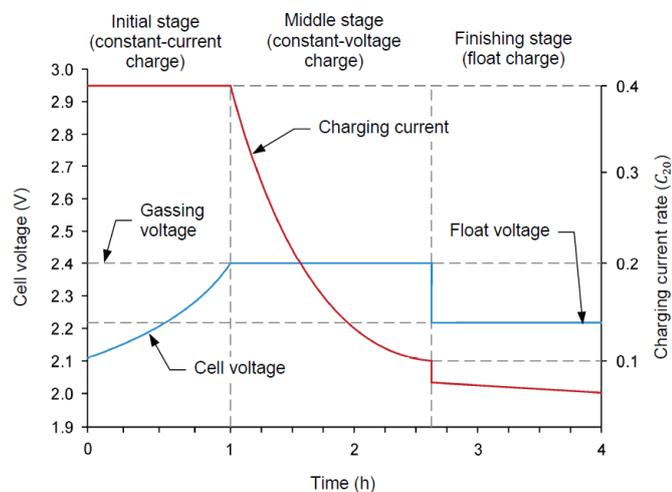
Nota. Curvas características de carga obtenidas con el método de carga a tensión constante. La tensión de la célula de la batería al principio del ciclo de carga se debe a la resistencia interna de la batería. Tomado de (LabVolt, 2021)

Método de carga a voltaje constante modificado.

El método utiliza tanto una corriente inicial constante y una tasa de carga final constante (carga flotante). La **Figura 22** muestra la carga de la batería que comienza con una corriente constante hasta que se alcanza una determinada tensión (normalmente la tensión de gasificación).

Figura 22

Método de carga de tensión constante modificado.



Nota. Curvas características de carga obtenidas con el método de carga de tensión constante modificado. Este método de carga también se conoce como método de carga rápida. Este método de carga se utiliza en el cargador de baterías de plomo-ácido (rápido). Tomado de (LabVolt, 2021).

La carga de la batería continúa con una tensión constante justo igual a o ligeramente inferior a la tensión de gaseado hasta que la corriente disminuye hasta un valor de aproximadamente 0.1 de la capacidad de carga. En este punto, la tensión constante se reduce al valor de flotación para completar y mantener la carga de la batería. Cuanto mayor sea la corriente y la tensión constantes iniciales, menor será el tiempo de carga.

Método de carga por flotación

En el método, se aplica a la batería una tensión constante, usualmente entre 2,15 V y 2,3 V por célula de la batería, para terminar la carga de la batería o para mantener la carga completa se aplica a la batería. Para lograr una recarga completa con una tensión constante baja requiere la selección adecuada de la corriente de arranque, en base a las especificaciones del fabricante. El método de carga por flotación se utiliza habitualmente para mantener la carga de las baterías utilizadas en aplicaciones estacionarias, como en los sistemas de alimentación ininterrumpida y en las baterías SLI (cuando la batería se carga desde el alternador del motor). (LabVolt, 2021)

Método de carga por goteo

En el método, se aplica a la batería una corriente constante de bajo valor, aproximadamente 0.01 de la capacidad. Esta pequeña corriente es suficiente para mantener la carga completa de una batería o para restablecer la carga de una batería que se utiliza de forma intermitente durante cortos períodos de tiempo. (LabVolt, 2021)

El método de carga por goteo, también llamado carga de compensación, se utiliza para mantener la carga de las baterías utilizadas para aplicaciones estacionarias y baterías SLI. Durante la carga por goteo, la batería está desconectada de la carga (por ejemplo, en el caso de una batería SLI, la batería está desconectada del circuito eléctrico del coche). El procedimiento se divide en las siguientes secciones:

- Configuración y conexiones.
- Carga de la batería con el método de carga de voltaje constante modificado (carga rápida)
- Carga de la batería con el método de carga flotante (carga lenta).

Tabla 4

Comparación de métodos de carga

Método	Ventajas	Desventajas
Método de carga a corriente constante	<ul style="list-style-type: none"> • Circuito simple • Puede cargar varias baterías en serie 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo de carga largo • Posibilidad de sobrecargas
Método de carga a voltaje constante.	<ul style="list-style-type: none"> • Circuito simple y de bajo costo • Es recomendado para realizar cargas rápidas en sistemas de emergencias 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene una corriente inicial alta • No es recomendado en ciclos de carga-descarga
Método de carga a voltaje constante modificado.	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de carga eficiente • Es recomendado para sistemas de carga y descarga cíclicos 	<ul style="list-style-type: none"> • El sistema es más complejo

Nota. La tabla presenta las ventajas y desventajas de tres métodos de carga de baterías. Adaptado de (LabVolt, 2021)

Método de carga de 3 etapas.

Con la intención de optimizar el proceso de carga, se agrupan los métodos detallados anteriormente en uno solo se puede conseguir que la batería se cargue rápida y eficazmente dentro de la micro-red. (LabVolt, 2021)

- **Etapa Bulk o de corriente constante.** Para que la batería recupere aproximadamente en un 80% de su capacidad, se aplica la máxima corriente posible, de modo que voltaje se incrementa paulatinamente. La etapa finaliza cuando se alcanza al voltaje de gaseo.
- **Etapa de absorción o voltaje constante.** La corriente suministrada por el cargador se reduce exponencialmente de modo que llega a un valor mínimo, mientras se mantiene constante el voltaje de gaseo, hasta que la batería este completamente cargada.
- **Etapa de flotación.** Se mantiene un voltaje constante de 80% de la capacidad para evitar la auto-descarga de la batería. Cuando la corriente disminuye a un valor cercano a los 0 amperios, esta etapa finaliza.

Gestión de baterías en micro-redes

Las micro-redes basadas en fuentes de energías renovables, deben lidiar con las incertidumbres y la intermitencia de la disponibilidad de recursos naturales. Por lo que es necesario un Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS), que garantice el suministro de energía durante los momentos de baja o nula generación, y/o satisfacer la demanda en horas pick, además si la micro-red trabaja en modo conexión a la red principal debe proporcionar respaldo para las cargas críticas en caso de fallo de la red eléctrica principal. (Jadhav et al., 2018) (Shah & Ansari, 2018) (Sreeleksmi et al., 2017)

Los sistemas de baterías (BESS) son el método con mayor aceptación, ya que tienen el tiempo de respuesta más rápido (menos de 1 segundo), en comparación con otros mecanismos como; aire comprimido, almacenamiento por bombeo, volantes de inercia, entre otros. Para cumplir los requisitos dinámicos de la micro-red, la batería, además de la rápida respuesta al cambio de carga, debe tener una alta densidad energética, alta potencia, buena capacidad de ciclado y bajo coste inicial. (Shah & Ansari, 2018)

Considerando que una batería es un elemento que almacena energía, al cual se debe gestionar para asegurar la estabilidad de la red ante fluctuaciones de potencia, voltaje y la frecuencia causadas por variaciones de recurso natural (Chatrung, 2019) (Chen Jian et al., 2016) (Such & Masada, 2017), o por el desajuste en la impedancia de la línea (Mahajan & Potdar, 2020). Provocada por la conexión y desconexión de cargas, es decir responder ante los cambios de la curva de demanda eléctrica. Por esta razón los objetivos principales del BEMS es:

- Lidar con las incertidumbres y la intermitencia de las fuentes de energía renovables para satisfacer a la demanda.
- Proporcionar energía de modo que el sistema se mantenga estable ante variaciones de demanda.
- Mantener las condiciones de condiciones de funcionamiento seguras para el almacenamiento de la batería, evitando la descarga profunda y la sobrecarga que provocan la degradación de la misma (Jayasena et al., 2019).
- Considerar factores económicos asociados a la degradación

Sin embargo, el sistema de gestión de energía basado en baterías (BEMS) en la literatura estudiada no cuenta con una clasificación específica (Jadhav et al., 2018). Por lo que después de revisar información en bases digitales, artículos

científicos, libros, etc. En este trabajo se organiza la información en dos grupos, gestión no óptima y gestión óptima que se explica a continuación.

Gestión No óptima

El objetivo principal es minimizar el coste operativo total del sistema garantizando la estabilidad del mismo con la ayuda del BES para lo que se utilizan controladores locales sin horizontes de análisis que definen el patrón de carga y descarga de las baterías.

Descarga. cuando la disponibilidad de los recursos naturales es baja o la demanda es mayor a la generación de los mismos, entonces la energía almacenada en la batería debe respaldar a todas las cargas o por lo menos las que son consideradas como vitales. El sistema mide y analiza el consumo real de electricidad de los principales dispositivos del sistema. Cuando los picks de carga aparecen en el sistema, el EMS asegura el “enciendo” de la batería y de ser necesario apaga los dispositivos controlables, mientras que durante los períodos de bajo consumo eléctrico el EMS “apaga” a la batería y re-activa estos consumidores.

Carga. la energía generada es suficiente para hacer frente a la carga, pero si existe un excedente energético proveniente de recursos renovables, entonces la potencia neta en el sistema es utilizado para cargar los dispositivos de almacenamiento y así restablecerse como dispositivo de compensación.-(Borase & Akolkar, 2017)

Bajo esta concepción y desde el punto de vista de la gestión de la baterías se considera como una gestión “No óptima”, ya que las acciones de control se limitan a conmutar entre dos estados al modo de funcionamiento de las baterías, pero se descuidan parámetros importantes como la degradación de la batería, la profundidad de descarga (DoD), la velocidad de descarga, etc., traduciéndose como la pérdida

incremental de capacidad en cada ciclo. (Anvari-Moghaddam et al., 2015)

Consecuentemente se afecta a la vida útil de la batería, siendo necesario reemplazar las mismas en un tiempo menor a los provisto por las especificaciones del fabricante, lo que incrementa el costo de manteniendo de la micro-red.

Gestión óptima

Como en el caso anterior, se mantiene el objetivo principal de minimizar el coste operativo total del sistema garantizando la estabilidad del mismo con la ayuda del BES pero las condiciones de carga-descarga incluyen parámetros de un funcionamiento seguro para la batería como; estimar el estado de carga (SOC), el estado de salud (SOH), la profundidad de descarga (DoD), la velocidad descarga, control de voltaje y temperatura de las células.

Para logara este “Despacho óptimo” que permita el máximo rendimiento y una amplia vida útil de las baterías, (Thirugnanam et al., 2018) los controladores locales que definen el perfil de carga de las baterías, también deben-equilibrar el estado de carga de las celdas individuales y de ser necesario aislar el paquete de baterías de la fuente y la carga, permitir la operación en isla y re-sincronización con la red. (Kotra & Mishra, 2015) sin descuidar el objetivo principal de mantener la armonía entre los diferentes micro-generadores.

La mayoría de los esquemas de gestión de la energía emplean el nivel de SoC como factor determinante del control de corriente. Ya que es un indicador de cuánto puede cargarse o descargarse. Otros trabajos consideran también la degradación de la batería en cada ciclo de trabajo. En (Zhang et al., 2016) se define dos tipos de modo de descarga de la batería. El primero es la descarga continua sin ninguna relajación (período de descanso). El segundo es la descarga intermitente,

que implica que la batería pasa por períodos de descanso entre descargas sucesivas.

Con estas consideraciones, el EMS se establece como un control centralizado para la gestión de energía en toda la micro-red con una arquitectura jerárquica, capaz de coordinar el funcionamiento de cada subsistema, (Sayed et al., 2019) (Kumar et al., 2020) estableciendo las referencias de potencia de las unidades de control local adecuado en función a la demanda neta de energía, mediante algoritmos de control de retroalimentación y supervisión. (Islam et al., 2018) (Merabet & Dhar, 2019)

Conclusión:

Una vez revisada y analizada la información obtenida en bases de digitales, libros y artículos científicos sobre la gestión de los sistemas de control de almacenamiento de energía basado en baterías dentro del funcionamiento de una micro-red, se concluye que es importante proponer y probar estrategias de control que contemplen la operación de una micro-red aislada con los tres niveles de control y se incluya la operación real de una batería, en el que exista la conmutación entre modo carga y descarga mientras se monitorean parámetros como el estado de carga de batería (SOC), con el fin de alargar la vida útil de las mismas.

La literatura enfatiza la importancia de considerar todos estos parámetros, pero no hay trabajos reportados en los que se simule la operación de una micro-red con los 3 niveles del control jerárquico constituidas por unidades de generación basadas en recursos renovables siendo el banco de baterías una de las unidades de generación pero con capacidad de conexión y desconexión a la red de distribución, garantizando voltaje y frecuencia nominal pese a la presencia de perturbación como

variación de demanda energética, y variación de disponibilidad de recursos naturales.

Además, con el fin restaurar la frecuencia se diseñarán estrategias de control secundario, con dos tipos de arquitecturas; centralizada y distribuida (por promedios y basada en consensos). Finalmente se evaluará el desempeño de las estrategias de control propuestas mediante un software de simulación en la que se establecerán diferentes escenarios como la operación en un día típico, operación cuando la demanda sea superior a la energía suministrada por las unidades basadas en recursos natural así mismo un exceso de energía respecto a la demanda. Siendo el escenario de mayor importancia generar un fallo, es decir la desconexión inesperada de una unidad que se encontraba aportando energía.

Capítulo III

Diseño de los controladores de la micro-red

En este capítulo se explica el diseño de los algoritmos de control cada nivel jerárquico de la micro-red para lograr la gestión óptima de las baterías.

Simulador micro-red ac híbrida

El simulador diseñado incluye modelos de las unidades de generación que representan la dinámica real, se integran en la micro-red y seguidamente se proponen y diseñan técnicas de control. Este trabajo presenta un sistema de gestión óptimo de baterías como parte de la micro-red de la **Figura 23** que opera en modo isla. La micro-red está compuesta por un generador fotovoltaico, la potencia que suministra esta unidad de generación depende de la disponibilidad de irradiancia (energía solar) y cuenta con un inversor para conectarse a la red principal y así satisfacer a la demanda, conjuntamente de una fuente de voltaje infinita como simplificación de una unidad de generación despachable (por ejemplo diésel). Para el almacenamiento de energía, se cuenta con un sistema de baterías. El acumulador en modo descarga, entrega energía mediante un inversor y en modo carga utiliza un conversor AC/DC para reestablecer su potencia nominal o modo carga. Mientras que para el perfil de demanda se tienen dos cargas resistivas que se activan y desactivan para generar una variación o perturbación de la misma.

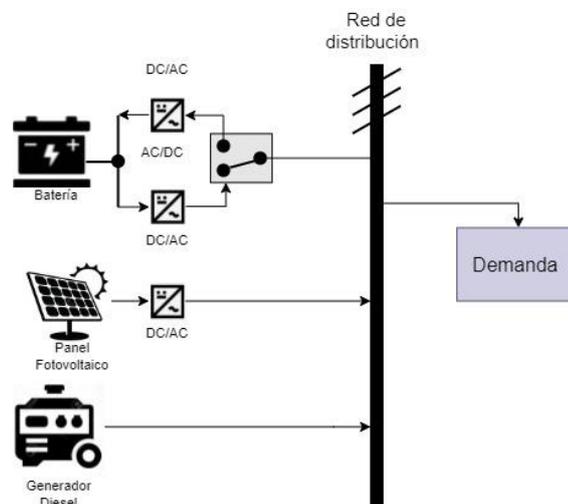
Con la intención de integrar y coordinar las unidades de generación que comprenden la micro-red se debe implementar estrategias de control que eviten o corrijan la fluctuación de potencia, voltaje y frecuencia a causa de; cambios en la demanda eléctrica (conexión y desconexión de cargas), y variaciones de recurso natural (irradiancia). Pero también con el objetivo de minimizar costos de generación y reducir pérdidas.

Es decir se debe garantizar un suministro energético, en este caso los valores nominales son 50Hz y 150 V en Vd, utilizando primordialmente la energía solar disponible, y en caso de existir un excedente, activar un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías de modo que estas confieran potencia en los picks de demanda o ante la carencia de recurso natural respetando siempre las restricciones del SOC de la batería.

La micro-red es simulada en Simulink de Matlab, mediante coordenadas dq y $\alpha\beta$; cabe recalcar que los lazos de control operan sobre las coordenadas dq , mientras que los cálculos que representan la operación del sistema se realizan en coordenadas $\alpha\beta$. Estos cálculos al implementar el simulador desarrollado se sustituyen por puntos de medición.

Figura 23

Micro-red propuesta



Nota. La imagen muestra los componentes principales de los que consta la micro-red propuesta en donde se implementan las propuestas de control. Los datos técnicos se detallan más adelante, en el apartado designado *caso de estudio*.

Previo a abordar el diseño de los controladores en cada nivel, se presenta una sección sobre el modelamiento de la batería que será utilizado en el sistema de almacenamiento de energía de la micro-red.

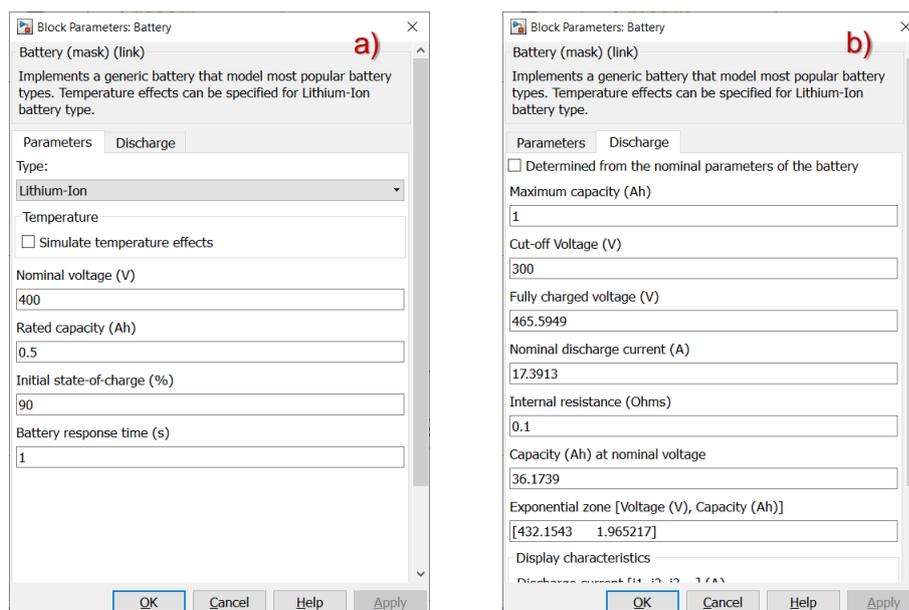
Modelamiento de la batería

El modelo genérico de una batería de Simulink de MatLab, está basado en el modelo de Shepherd (MathWorks, 2021) y tiene como una fuente de tensión controlada que depende del estado real de la carga de la batería (SOC) como se muestra en la **Figura 25**. (MathWorks, 2021)(Baboselac et al., 2017).

El bloque de una batería de Simulink de MatLab mostrado en el **Figura 17** permite introducir datos del catálogo del fabricante de la batería mediante las ventanas mostradas en la **Figura 24**. Dependiendo de los modos de operación, hay diferentes funciones para la dependencia de la tensión de la batería (Baboselac et al., 2017).

Figura 24

Parámetros de la batería utilizada en la micro-red



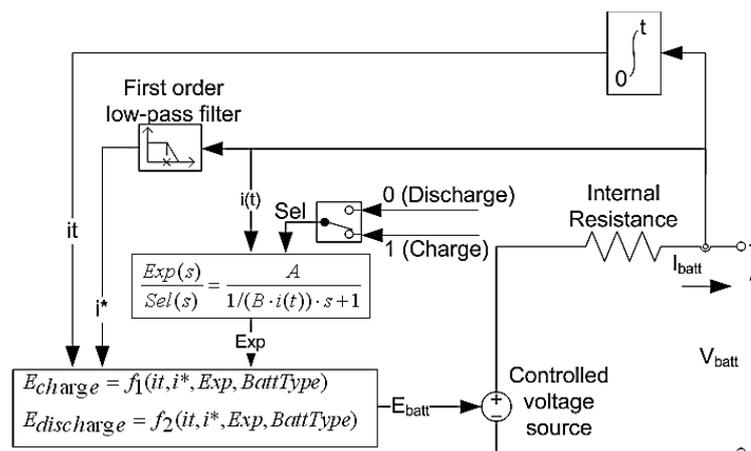
Nota. La ventana para ingresar los parámetros de la batería tiene dos pestañas, en la parte a) se deben colocar los valores de voltaje y corriente, mientras que la b) las características de descarga.

La **Figura 26** muestra las características típicas de descarga de una batería de ion-litio. Se identifican tres áreas. La zona exponencial que representa el rebasamiento de la tensión de la batería por encima del valor nominal. El punto de funcionamiento de la batería, se encuentra en esta zona durante un período de establecimiento con un valor estacionario de la corriente de descarga después de estado de no carga de la batería. (Baboselac et al., 2017).

En la zona nominal del funcionamiento de la batería, durante el modo de descarga, la tensión se modifica ligeramente. Cuando la capacidad nominal de la batería se descarga, es de funcionamiento en la que la tensión de la batería disminuye rápidamente.

Figura 25

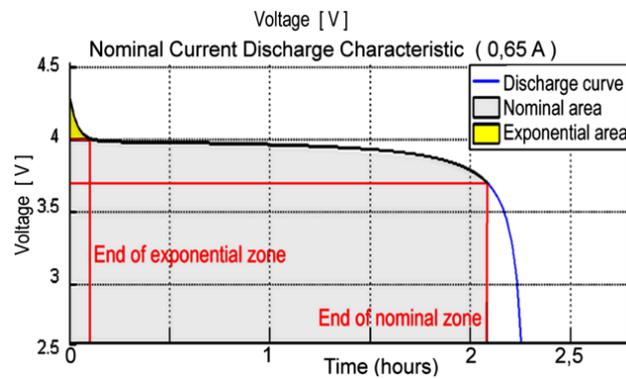
Diagrama del modelo genérico de batería de Matlab.



Nota. Diagrama de bloques de los subsistemas dentro de MATLAB Simulink, de un modelo genérico de batería. Tomado de (MathWorks, 2021).

Figura 26

Curva característica de descarga de una batería de iones de litio.



Nota. Descarga de la batería de ione-litio a corriente de descarga nominal (0.65 A).

Tomado de: (MathWorks, 2021).

La curva de descarga de la batería, que se muestra como una línea azul en la **Figura 26** tiene una característica no lineal y se describe mediante la ecuación (4) en el modelo de Shepherd .donde la corriente de carga es positiva ($i^* > 0$).

(MathWorks, 2021) (Baboselac et al., 2017).

$$f(i_t, i^*, i) = E_0 - K \frac{Q}{Q - i_t} \times i^* - K \frac{Q}{Q - i_t} \times i_t + A \times \exp(-B \times i_t) \quad (4)$$

Donde:

E_0 : Tensión constante (V)

K : Resistencia de polarización (Ω)

i^* : Dinámica de la corriente de baja frecuencia (A),

i : Corriente de la batería (A),

i_t : Capacidad extraída (Ah),

Q : Capacidad máxima de la batería (Ah),

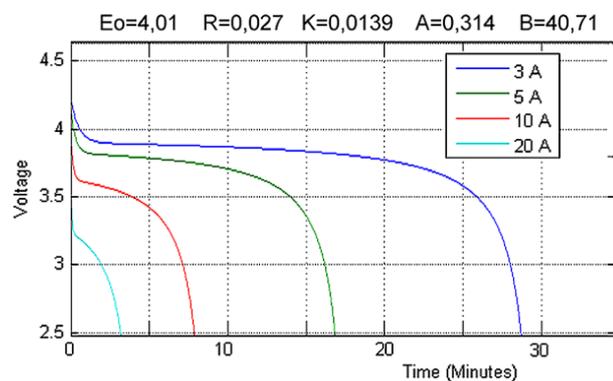
A : Tensión exponencial (V)

B : Capacidad exponencial (Ah^{-1}).

El segundo miembro de la ecuación (4) es la tensión de polarización que se presenta como un producto de la resistencia de polarización y la corriente de la batería, describe el comportamiento de las baterías en el estado de descarga. En la **Figura 27** se presentan los cambios de las características de descarga a diferentes corrientes.

Figura 27

Curva característica descarga de una batería a diferentes corrientes.



Nota. Descarga de la batería a diferentes corrientes (la corriente de descarga nominal es 0.65 A). Tomado de: (MathWorks, 2021).

La **Figura 28** muestra la curva de carga de la batería. La corriente de carga tiene signo contrario ($i^* < 0$) y la resistencia de polarización cambia, por lo que la función de carga ecuación (5) es ligeramente diferente a la de descarga ecuación (4). Inicialmente el SOC es 0%, seguido de un período de establecimiento rápido de

la tensión nominal, a continuación un periodo de carga a la tensión nominal, y finalmente la zona exponencial cuando se restablece la tensión en vacío.

$$f_2(i_t, i^*, i) = E_0 - K \frac{Q}{i_t + 0.1Q} \times i^* - K \frac{Q}{Q - i_t} \times i_t + A \times \exp(-B \times i_t) \quad (5)$$

Donde:

E_0 : Tensión constante (V)

K : Resistencia de polarización (Ω)

i^* : Dinámica de la corriente de baja frecuencia (A),

i : Corriente de la batería (A),

i_t : Capacidad extraída (Ah),

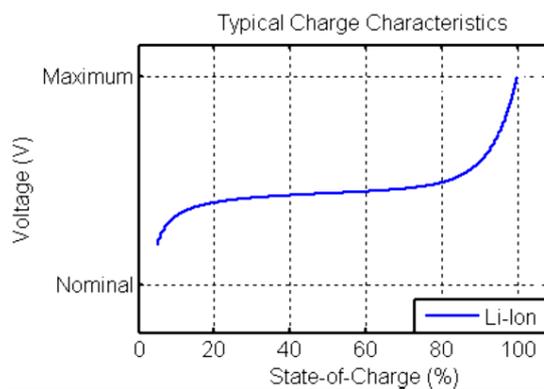
Q : Capacidad máxima de la batería (Ah),

A : Tensión exponencial (V)

B : Capacidad exponencial (Ah^{-1}).

Figura 28

La curva de descarga de una batería.



Nota. La imagen presenta la curva de descarga típica de una batería de ion-litio y las áreas características. Tomado de (MathWorks, 2021).

Diseño de estrategias de control para la operación y gestión óptima

Como se describió en el estado del arte el control y gestión de una micro-red posee tres niveles; el control primario, secundario y terciario. En este trabajo de tesis se proponen y diseñan controladores para los tres niveles de control. Adicionalmente se evalúan arquitecturas de control centralizado y distribuido para el nivel de control secundario, es decir restauraciones de frecuencia

Se diseñaron algoritmos de control para todas las unidades de generación y almacenamiento que se muestran en la micro-red de la **Figura 23**. Las figuras de las páginas: 84, 85, 86 y 87 muestran la implementación de los controles en cada nivel para cada una unidad de generación.

La **Figura 29** muestra la primera propuesta que contempla un control primario de arquitectura descentralizada, mientras que el secundario y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. Además las baterías se encuentran en modo descarga por lo que la unidad de almacenamiento está aportando energía a la micro-red.

La **Figura 30** muestra misma propuesta con la diferencia que las baterías se encuentran en modo carga por lo que la unidad de almacenamiento es vista por la micro-red como parte de la demanda eléctrica.

La **Figura 31** muestra la segunda propuesta que contempla un control primario de arquitectura descentralizada, mientras que el secundario es de arquitectura descentralizada y control terciario corresponde a una arquitectura

centralizada. Además las baterías se encuentran en modo descarga por lo que la unidad de almacenamiento está aportando energía a la micro-red.

La **Figura 32** muestra la segunda propuesta con la diferencia que las baterías se encuentran en modo carga por lo que la unidad de almacenamiento es vista por la micro-red como parte de la demanda eléctrica.

Es importante aclarar que el control primario se encarga de compartir carga según la capacidad máxima de cada unidad de generación manteniendo los valores de frecuencia y voltaje mediante un control droop, aún si existe variación de la demanda.

Mientras que el control secundario tiene como objetivo restaurar la frecuencia y voltaje del primario a sus valores nominales. Finalmente el control terciario maximiza el aprovechamiento de la irradiación disponible para una operación de la micro-red a mínimo costo, en base a restricciones técnicas y económicas, evitando el uso de consumo de fuentes fósiles que contaminan. Además se busca la operación óptima de las baterías en sus dos modos. Donde:

Irr_k : Perfil de irradiación $\left[\frac{W}{m^2}\right]$

i_k : Corriente perfil de irradiación [A]

PB_i : Potencia del BESS sugerida por el optimizador [kW]

PD_j : Potencia generador diésel sugerida por el optimizador [kW]

W_i^F : Frecuencia a la salida del BESS [Hz]

W_j^F : Frecuencia a la salida del generador diésel [Hz]

$W_{i,j}$: Frecuencia, resultado del cálculo todas las frecuencias de los DG [Hz]

W_s : Corrección de frecuencia del control secundario centralizado [Hz]

W_{pj} : Frecuencia corrección sugerida por optimizador generador diésel [Hz]

$W_{s,i}$: Frecuencia de corrección sugerida por el optimizador BESS [Hz]

$V_{s,i}$: Control DAPI [V]

E_i : Voltaje del BESS [V]

W_i : Frecuencia del BESS [Hz]

P_i : Potencia activa BESS [W]

P_j : Potencia activa generador diésel [W]

Q_i : Potencia reactiva BESS [VA]

Q_j : Potencia reactiva generador diésel [VA]

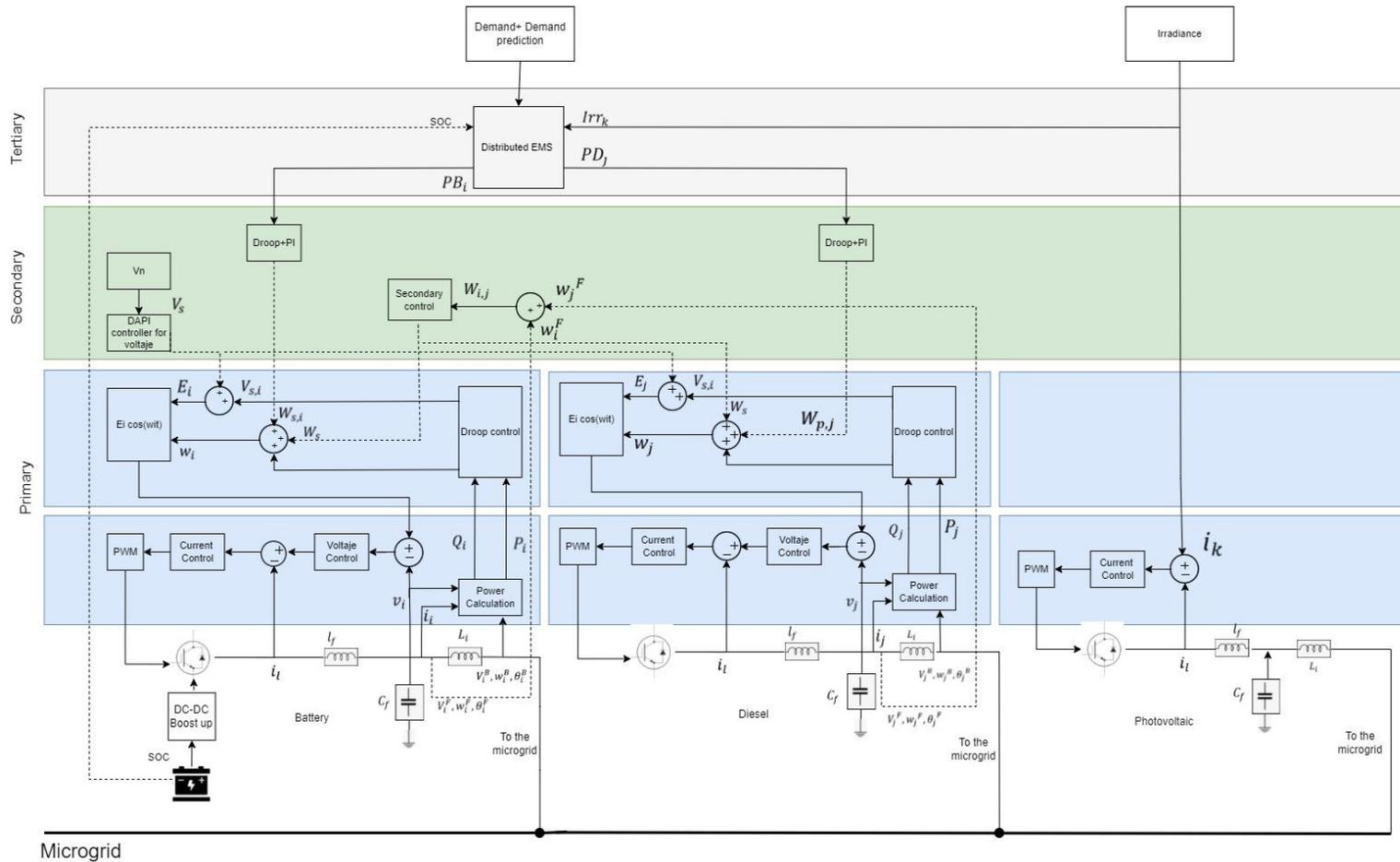
V_i : Voltaje en el capacitor [V]

i_i : Corriente de salida [VA]

v_i^F, w_i^F, θ_i^F : Voltaje, frecuencia y fase del DG

Figura 29

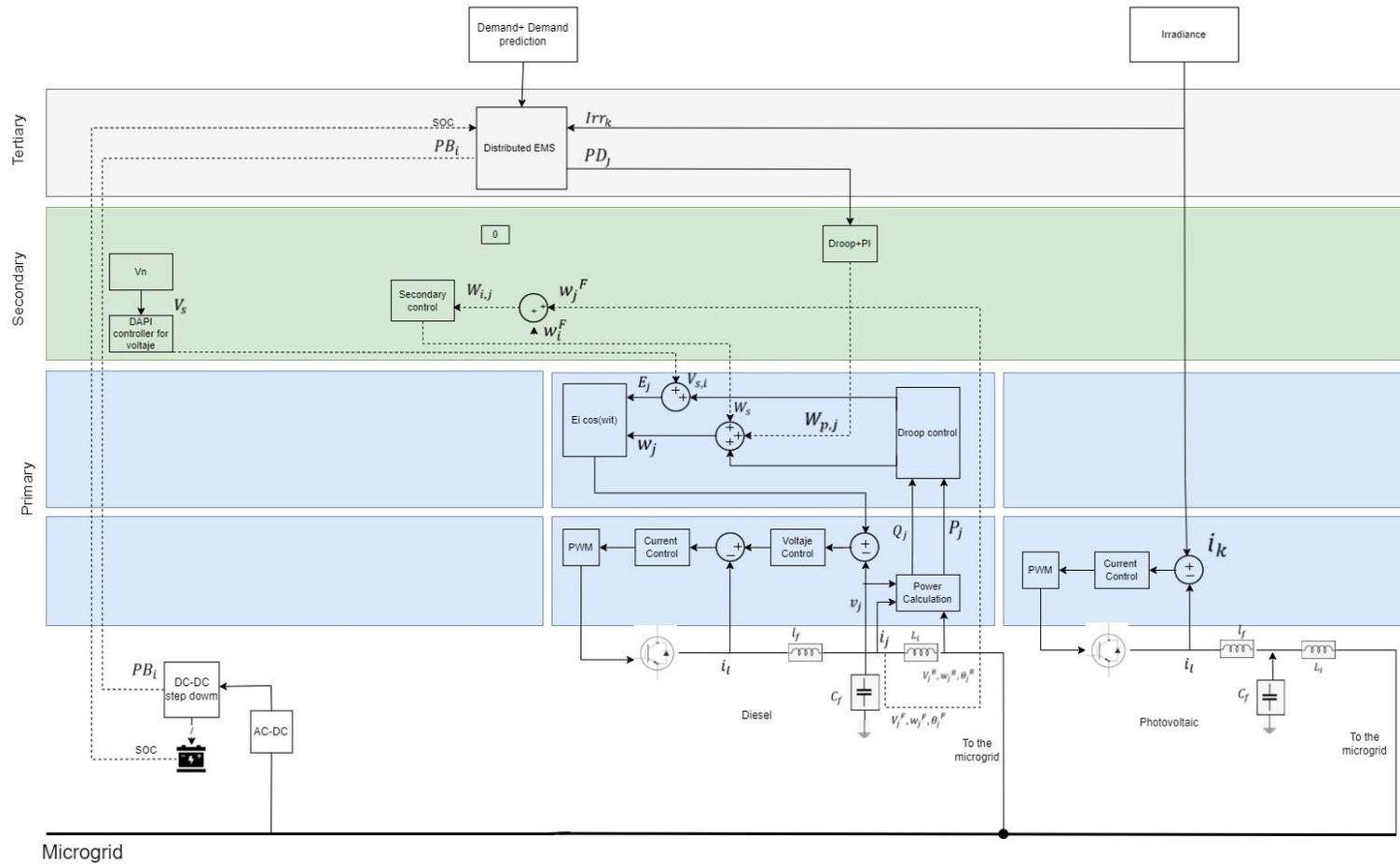
Propuesta 1 sistema de control micro red modo descarga.



Nota. Los niveles jerárquicos del sistema de control se constituyen y comunican; control primario con arquitectura descentralizada, control secundario centralizado y control terciario centralizado. Además las baterías operan en modo descarga.

Figura 30

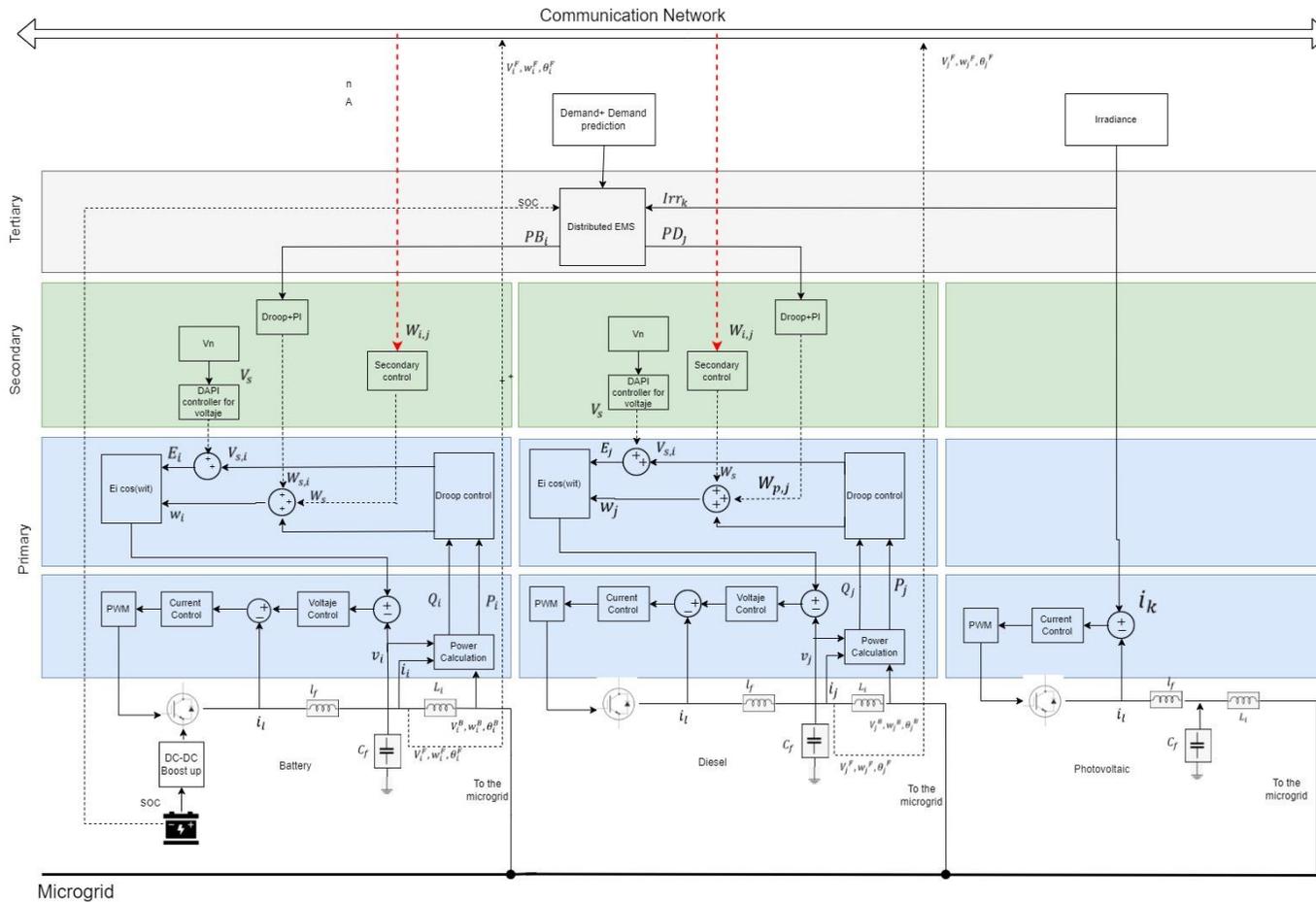
Propuesta 1 sistema de control micro red modo carga.



Nota. Los niveles jerárquicos del sistema de control se constituyen y comunican; control primario con arquitectura descentralizada, control secundario centralizado y control terciario centralizado. Además las baterías operan en modo carga.

Figura 31

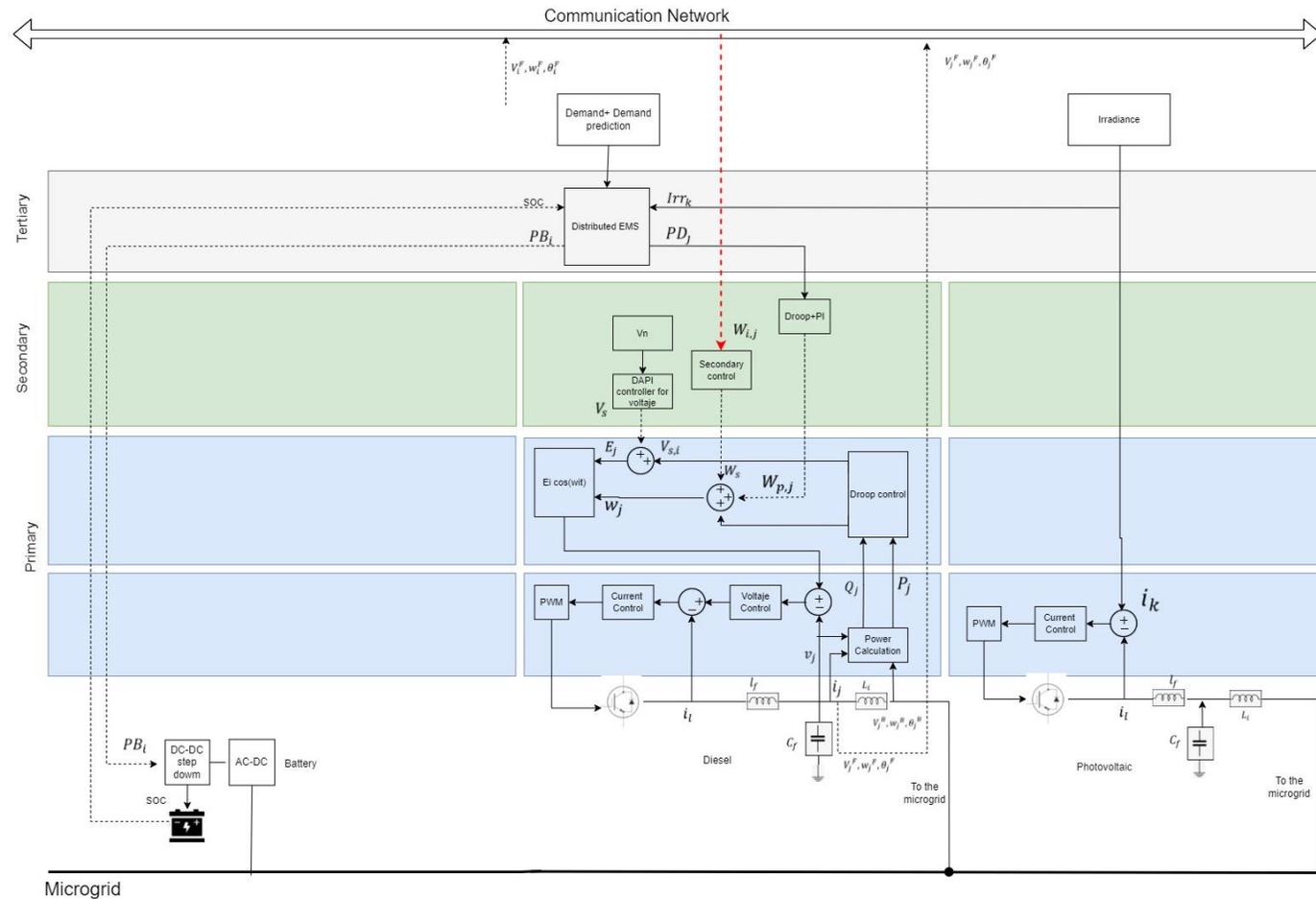
Propuesta 2 sistema de control micro red modo descarga.



Nota. Los niveles jerárquicos del sistema de control se constituyen y comunican; control primario con arquitectura descentralizada, control secundario distribuido y control terciario centralizado. Además las baterías operan en modo descarga.

Figura 32

Propuesta 2 sistema de control micro red modo carga.



Nota. Los niveles jerárquicos del sistema de control se constituyen y comunican; control primario con arquitectura descentralizada, control secundario distribuido y control terciario centralizado. Además las baterías operan en modo carga.

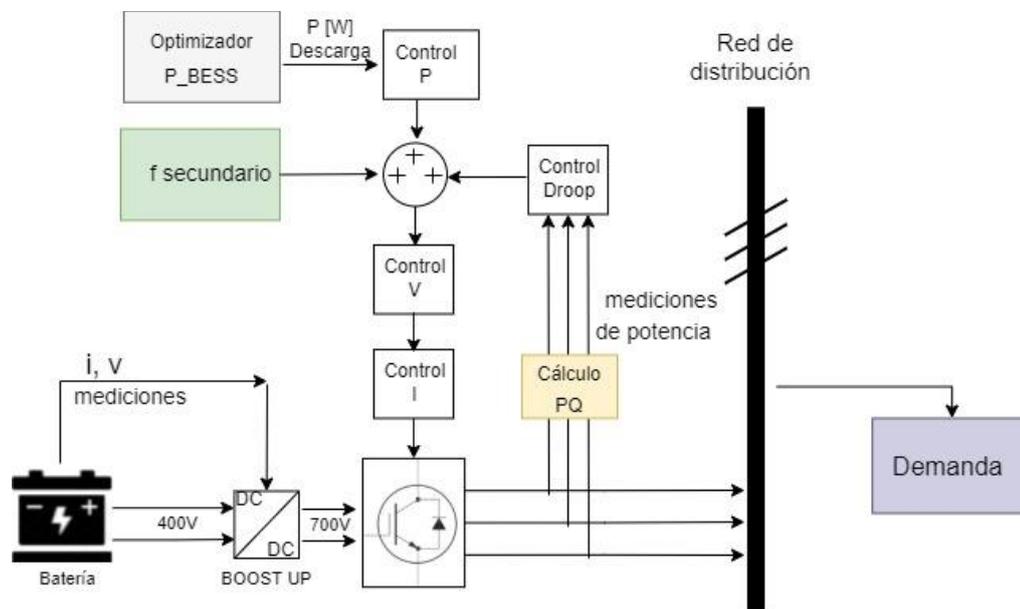
Operación de la batería en modo carga y descarga

Como se mostró en la **Figura 23**, para el control de baterías hay dos modos de operación que se describen a continuación.

Las baterías en modo descarga entregan energía por lo que se consideran como una unidad de generación que se conecta a la red mediante un inversor como muestra la **Figura 33**. Para lo cual tiene un control en cascada de potencia, corriente y voltaje. Siendo uno de los aportes más importantes de este trabajo, el restablecer frecuencia de energía proveniente de una batería motivando el uso de energías renovables, al implementar y probar todas las gestiones adicionales que se deben desarrollar en comparación con máquinas tradicionales.

Figura 33

Control primario de las baterías en modo descarga.



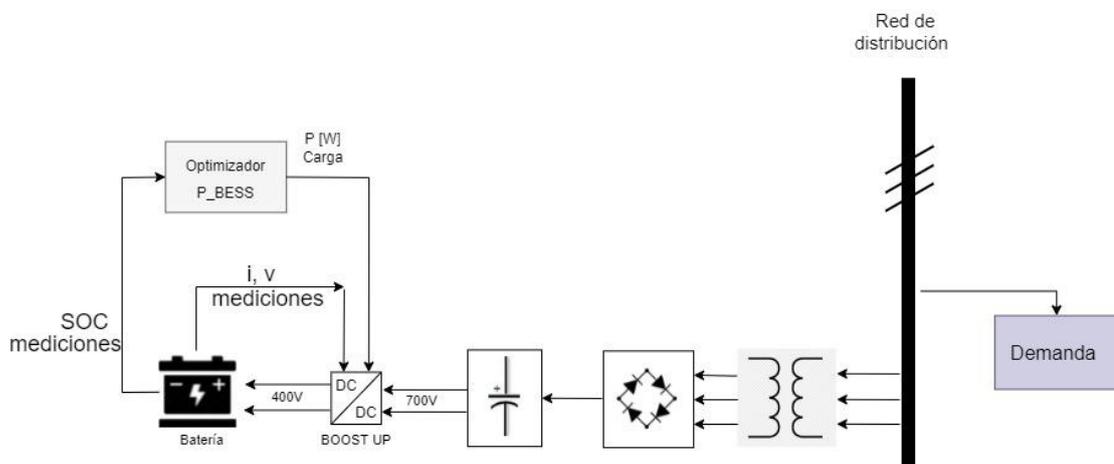
Nota. La potencia que debe suministrarla el BESS lo establece el control droop. Si se implementa el control secundario y terciario, se obtiene un promedio de las consignas de estos niveles superiores con las mediciones del control droop.

La potencia que debe entregar el BESS en un instante de tiempo es el resultado del promedio de tres valores; (1) del optimizador que calcula en base a las predicciones y restricciones planteadas en el problema de optimización, (2) del control secundario y (3) del control droop del controlador primario.

En base a este promedio de potencias se establecen las acciones del control en cascada de voltaje y de corriente que son parte del control primario. Seguido es necesario colocar un inversor trifásico ya que la batería es de corriente continua y la red de distribución de corriente alterna trifásica. Para estabilidad de las variables eléctricas en los bornes de la batería se coloca un DC/DC que incluye un control PI en cascada de voltaje y corriente por eso en el la imagen se incluye un punto de medición como realimentación.

Figura 34

Control primario de las baterías en modo carga.



Nota. El DC/DC incluye un control PI en cascada de voltaje y corriente para estabilidad del proceso de las variables eléctricas en los bornes de la batería, por eso en el la imagen se incluye un punto de medición como realimentación.

Mientras que las baterías del BESS en modo carga como muestra la **Figura 34**, son vistas por la micro-red como parte de la demanda, consecuentemente al conmutar a este modo, es obvio que no se requiere control primario, ni control secundario. Siendo de interés para el control terciario conocer la potencia máxima y SOC para definir la potencia de carga y tiempo de carga.

Ya que la batería es de corriente continua y la red de distribución de corriente alterna trifásica es necesario utilizar un transformador, un puente rectificador y un filtro para obtener un valor de tensión constante, necesario para el proceso de carga de las baterías. Para estabilidad de las variables eléctricas en los bornes de la batería se coloca un DC/DC que incluye un control PI en cascada de voltaje y corriente por eso en el la imagen se incluye un punto de medición como realimentación.

A continuación se explica detalladamente el diseño de los controladores en cada nivel:

Control primario

El control primario del sistema en estudio tiene una arquitectura descentralizada, consecuentemente, no existe comunicación entre las unidades de generación. Lo que implica que las acciones de control son independientes, y se basan en las mediciones, sin que sea necesario el envío de una señal entre unidades.

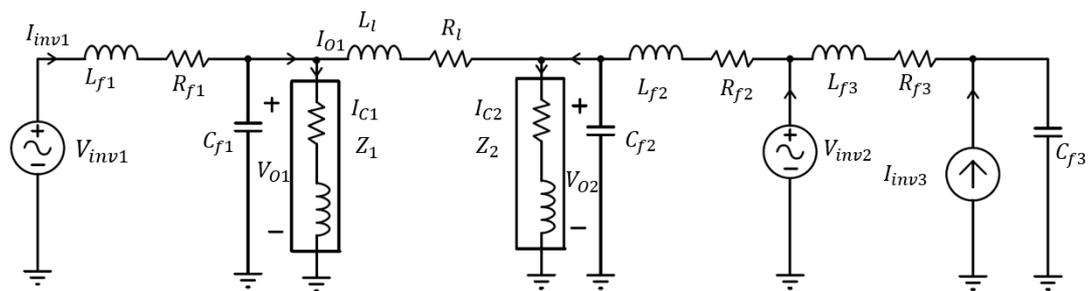
La micro-red de este trabajo opera en modo isla, por lo que los inversores operan como fuente de voltaje en modo VSI, es decir, se consideran como una fuente de voltaje. La **Figura 35** muestra el circuito del sistema en estudio, consta de un filtro LC cuya inductancia es L_f y C_f es la capacitancia que se ubican a la salida

de cada inversor. La resistencia del filtro es representada por R_f ; además, paralelo a cada inversor se conecta una carga.

La línea de transmisión, debe incluir componentes resistivos e inductivos, no obstante para no modificar las curvas de estatismo y poder trabajar con la forma convencional se asumen valores mayores del componente inductivo, a pesar que se aleja de la realidad de las redes de baja tensión. Cabe resaltar que no se utilizan líneas de conexión porque se supone que las cargas se encuentran lo suficientemente cercanas a los inversores. (Ahumada, 2013).

Figura 35

Conexión entre inversores



Nota. La unidad del panel fotovoltaico es la que se representa como fuente de corriente. Tomado de (Ahumada, 2013).

El objetivo del control primario es compartir la carga del sistema entre las unidades de generación, manteniendo la frecuencia y el voltaje dentro de rangos aceptados. Es importante mencionar que una variación de frecuencia implica el requerimiento de mayor potencia, siendo necesario utilizar tres lazos de control: control de corriente, control de voltaje, en cascada, y un control droop primario de frecuencia y voltaje. El control droop son curvas de estatismo.

Controlador de corriente y voltaje del inversor

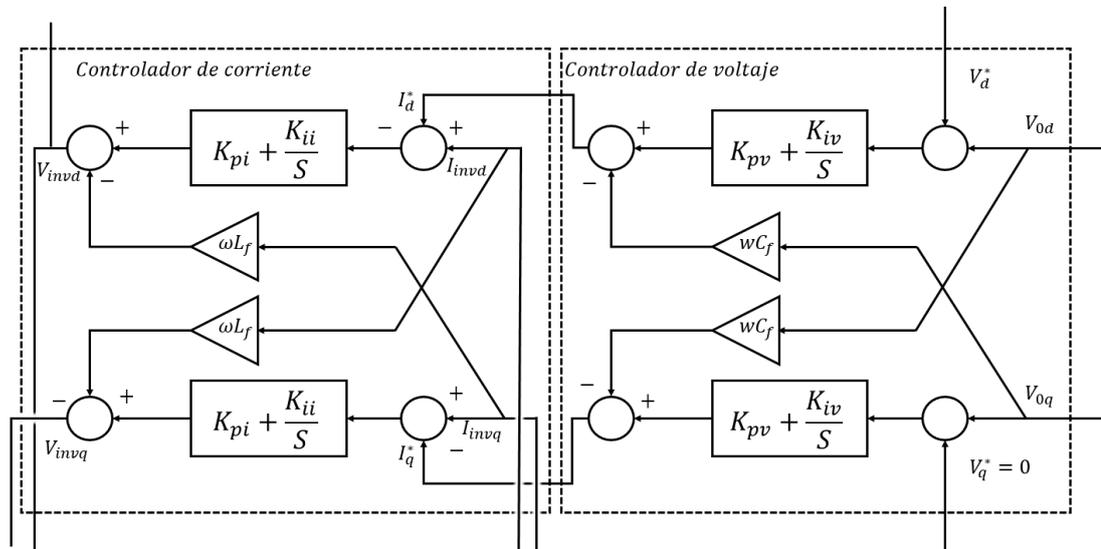
Los lazos de control de corriente y voltaje, mostrados en la **Figura 36**, son controladores PI concernientes a los inversores, diseñados en coordenadas dq con el objetivo de mantener los valores de referencia de corriente I_{inv} y voltaje V_o a la salida de cada inversor. El valor de referencia del voltaje de salida del inversor V^* es determinado por el control de estatismo y el control secundario de voltaje (ver **Figura 29**), así mismo la referencia de la corriente I^* es definida como la corriente necesaria para mantener el voltaje de salida según determinada carga. Las ecuaciones (6) y (7) que se encuentran en coordenadas dq definen las acciones del controlador de voltaje en cada eje. (Ahumada, 2013)

$$I_d^* = -w_n C_f V_{oq} + \left(K_{pv} + \frac{K_{iv}}{s} \right) (V_d^* - V_{od}) \quad (6)$$

$$I_q^* = w_n C_f V_{od} + \left(K_{pv} + \frac{K_{iv}}{s} \right) (V_q^* - V_{oq}) \quad (7)$$

Figura 36

Diagrama lazos de control de corriente y voltaje.



Nota. Tomado de (Ahumada, 2013).

Las corrientes de referencia I_d^* e I_q^* están en los ejes d y q respectivamente; w_n es la frecuencia nominal del sistema. A la salida del inversor se coloca un filtro LC con capacitancia C_f . Después del filtro LC están los voltajes de salida del inversor V_{od} y V_{oq} en los ejes d y q respectivamente. El controlador PI tiene las constantes proporcional e integral K_{pv} y K_{iv} que son aplicadas en los ejes d y q , y voltajes de referencia en los mismo ejes son V_d^* y V_q^* . Es importante recordar que V_d^* se determina por las curvas de estatismo y el control secundario, mientras que V_q^* se mantiene constante en 0. Las acciones del controlador de corriente en cada eje son determinadas por las ecuaciones (8) y (9). (Ahumada, 2013)

$$V_{invd} = -w_n L_f I_{invq} + \left(K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s} \right) (I_d^* - I_{invd}) \quad (8)$$

$$V_{invq} = w_n L_f I_{invd} + \left(K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s} \right) (I_q^* - I_{invq}) \quad (9)$$

Previo al filtro LC, están los voltajes en los ejes d y q a la salida del inversor V_{invd} y V_{invq} ; el filtro LC tiene una inductancia L_f . A la salida del inversor, previo al filtro están las corrientes I_{invd} e I_{invq} en los ejes d y q respectivamente. El controlador PI tiene las constantes proporcional e integral K_{pi} y K_{ii} aplicadas en los ejes d y q . A partir del controlador de voltaje se obtienen los valores de las corrientes de referencia I_d^* e I_q^* .

Para que no se produzca acoplamiento, los lazos de control de voltaje y corriente que se encuentran anidados deben trabajar a distintas frecuencias, de preferencia 10 a 1, 100Hz y 10Hz para corriente y voltaje respectivamente.

Control droop primario de frecuencia y voltaje mediante curvas de estatismo

El método más usado es el control mediante curvas de estatismo, similar a las unidades en sistemas eléctricos tradicionales. Debido a que este método es aplicado a sistemas eléctricos, se selecciona líneas de transmisión tipo RL con componente inductivo mayor al resistivo, que ya ha sido reportado y probado en trabajos previos. Por otro lado, no se presentan problemas de armónicos en el estudio porque se utilizan las cargas son lineales. (Ahumada, 2013)

El control mediante curvas de estatismo hace posible que los inversores compartan potencia activa y reactiva, además de controlar la frecuencia y el voltaje; ya que al modificar la carga en un inversor, en éste también se modifica la frecuencia. Este cambio de frecuencia es percibido por los otros inversores y el control ajusta su potencia activa. (Ahumada, 2013)

Para el control de estatismo se utilizaron las ecuaciones (10), (11) y (12).

$$w_o = w_n - m_p P \quad (10)$$

$$V_{dref} = V_n - n_p Q \quad (11)$$

$$V_q^* = 0 \quad (12)$$

La potencia activa P y reactiva Q ; es definida por las ecuaciones (13) y (14). Donde después del control primario en cascada se encuentra la frecuencia del sistema w_o . En el eje d la frecuencia y voltaje nominal son w_n y V_n respectivamente; m_p y n_p representan a las pendientes de la curvas de estatismo; y V_d^* el voltaje de referencia en el eje q .

$$P = k(V_{od}I_{od} + V_{oq}I_{oq}) \quad (13)$$

$$Q = k(V_{od}I_{oq} - V_{oq}I_{od}) \quad (14)$$

Con k la constante asociada a la transformación de coordenadas abc a dq fijada en un valor de $\frac{2}{3}$; mientras que después del filtro están I_{od} e I_{oq} que son las corrientes a la salida del inversor. Por lo que las pendientes de las curvas de estatismo deben cumplir con las ecuaciones (15) y (16).

$$m_p = \frac{2}{100} * \frac{w_n}{P_{max}} \quad (15)$$

$$n_p = \frac{7}{100} * \frac{V_n}{Q_{max}} \quad (16)$$

Donde P_{max} y Q_{max} son los máximos valores que pueden suministrar los inversores y las pendientes que indican la frecuencia son ajustadas en diferenciaciones de 2% del valor nominal, mientras que el voltaje en diferenciaciones de % del valor nominal.

Los controladores PI de voltaje y corriente presentados en las ecuaciones (6) y (7) difieren por que no puede se puede ajustar la velocidad con la que las curvas de estatismo entran en operación. Por ello, para regular la velocidad se utiliza un filtro pasa bajo entre las rectas de control y la obtención de la potencia entregada, su función de transferencia está dada por la ecuación (17), donde constante w_c es la constante de la velocidad.

$$F_{Droop}(S) = \frac{w_c}{s + w_c} \quad (17)$$

Además, se obtienen sumar el valor obtenido mediante las curvas de estatismo el con valor final de la frecuencia y del voltaje en el eje d, para ser entregado por el control secundario, mediante en las ecuaciones (18) y (19).

$$w = w_o + w_s \quad (18)$$

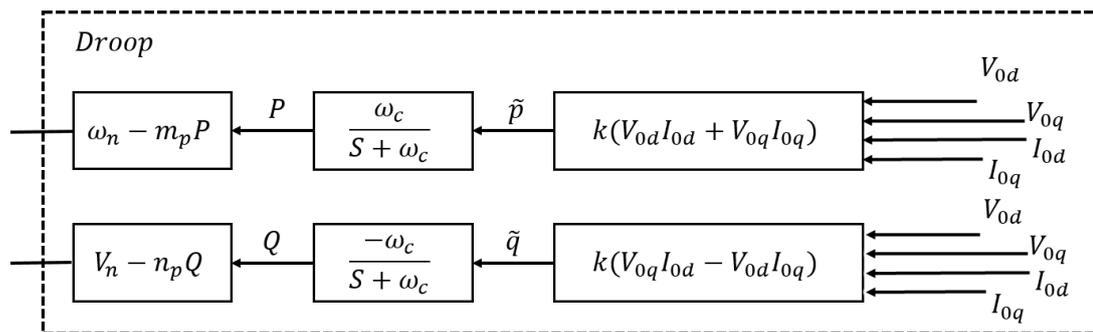
$$V_d^* = V_{dref} + V_d \quad (19)$$

Donde w_s y V_d especifican los valores entregados por el control secundario, para obtener el ángulo θ de cada inversora se parte de w , en base al que se calcula el cambio de coordenadas $\alpha\beta$ a dq y viceversa.

El control recién explicado, se muestra en la **Figura 37**, después del filtro primero se calcula la potencia activa y reactiva a partir del voltaje y corriente de salida del inversor, la cual pasa por un filtro pasa bajos y finalmente las ecuaciones de las curvas de estatismo permiten obtener la frecuencia w_o y V_{dref} voltaje de referencia del sistema en la coordenada d.

Figura 37

Diagrama lazos de control mediante curvas de estatismo.



Nota. Tomado de (Ahumada, 2013).

Finalmente, para que el sistema no se acople se debe diseñar de modo que todos los lazos de control tengan distintas frecuencias de operación, siendo el controlador de corriente el más rápido, seguido por el controlador de voltaje, el control mediante curvas de estatismo y finalmente el control secundario. (Ahumada, 2013).

Control secundario

El objetivo del control secundario es restaurar el voltaje y la frecuencia a su valor nominal, eliminando el error permanente, presente por el control primario. La arquitectura de este control puede ser centralizada y distribuida. En este trabajo se presentan tres propuestas de control secundario; topología centralizada, distribuida por promedios y distribuida basada en consensos.

Para reestablecer a los valores nominales de la micro red, en este nivel se aplica un controlador Integral o Proporcional integral de frecuencia y voltaje según la arquitectura detallada posteriormente, resultado que se suma al control droop del control primario para las correcciones necesarias. Cabe recalcar que el control primario y secundario están desacoplados ya que trabajan a distintas frecuencias de operación.

Arquitectura centralizada para control secundario

En esta arquitectura un control central, envía las acciones de control que corrigen la desviación de frecuencia y voltaje a cada unidad de generación. El lazo de control es el mostrado en la **Figura 29** cuando las baterías están en modo descarga y en modo carga se muestra en la **Figura 30**.

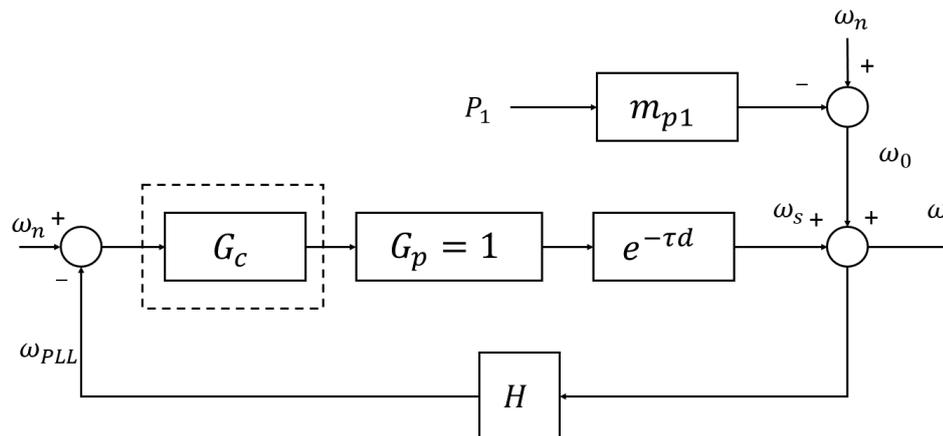
Control secundario de frecuencia centralizado

Para eliminar el error permanente de frecuencia en el sistema, interviene el control secundario de frecuencia. Para ello, una vez alcanzado el equilibrio, se usa un PLL para medir la frecuencia del sistema como se muestra en la **Figura 38**. Donde H es la función de transferencia; el controlador G_c en base a la diferencia entre la frecuencia obtenida y la frecuencia nominal establece un delta de frecuencia w_s necesario para que el sistema no tenga error permanente en el equilibrio. Existe un tiempo τ_d que tarda la señal en llegar a los inversores, cuya planta es $e^{-\tau_d s}$. G_p

representa la planta del sistema, su valor es unitario, al igual que en el caso del control secundario de voltaje, puesto que el control secundario de frecuencia es independiente del control secundario de voltaje y el control primario.

Figura 38

Diagrama de bloques del control secundario de frecuencia.



Nota. Tomado de (Ahumada, 2013).

De esta forma la frecuencia del sistema viene dada la ecuación (18), las unidades de la frecuencia del sistema w es $\left[\frac{rad}{s}\right]$; al igual que la frecuencia obtenida por la curva de estadismo w_0 ; y el delta de frecuencia entregado por el control secundario w_s . Para efectos de diseño se desprecia el valor de la frecuencia w_0 entregado por el control primario que se considera una perturbación.

PLL. Para medir la frecuencia del sistema se utiliza un PLL, de modo que el control secundario de frecuencia pueda actuar mediante un controlador que debe hacer nula la diferencia entre un ángulo interno del PLL y el ángulo asociado a la frecuencia de la red. En el caso de la simulación realizada el sistema es de segundo orden, la ecuación (20) describe el comportamiento del PLL.

$$\left(\Delta\theta_p - \frac{\Delta w_{PLL}}{s}\right) \left(K_{pPLL} + \frac{K_{iPLL}}{s}\right) |V_g| = \Delta w_{PLL} \quad (20)$$

Se puede notar que la ecuación presenta los Δ de las variables, esto se debe a que viene de linealizar el sistema mediante pequeña señal. Ordenando se obtiene la ecuación (21).

$$\Delta w_{PLL} = \frac{|V_g|(K_{pPLL} * s^2 + K_{iPLL} * s)}{s^2 + |V_g|K_{pPLL} * s + |V_g|K_{iPLL}s} \quad (21)$$

Además, como el ángulo de la red es la integral de la frecuencia ($\theta_p = \frac{w}{s}$) se obtiene que la función de transferencia del PLL es la de la ecuación (22) que es de segundo orden.

$$\Delta w_{PLL} = \frac{|V_g|K_{pPLL} * s + |V_g|K_{iPLL}}{s^2 + |V_g|K_{pPLL} * s + |V_g|K_{iPLL}s} \Delta w \quad (22)$$

La ecuación de transferencia presentada es de segundo orden, y es utilizada para sintonizar el PLL, sin embargo se usa una aproximación de primer orden expresada por la ecuación (23) para sintonizar el controlador del control secundario de frecuencia.

$$\Delta w_{PLL} = \frac{1}{\tau_{PLL} * s + 1} \Delta w \quad (23)$$

Donde w_{PLL} es la frecuencia medida por el PLL en $\left[\frac{rad}{s}\right]$, θ_p el ángulo de entrada al PLL en $[\circ]$; K_{pPLL} y K_{iPLL} las constantes controlador PI del PLL de segundo orden; y τ_{PLL} la constante del PLL en la aproximación de primer orden en $[s]$ (Shafiee et al., 2012a) (Ahumada, 2013).

Control secundario de voltaje centralizado

Para restablecer a su valor nominal el voltaje en el eje d, actúa el control secundario de voltaje. No obstante, todas las barras de la red no pueden tener el

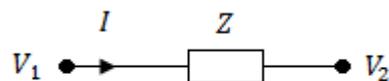
mismo voltaje, porque la impedancia Z de la **Figura 39** debe cumplir con la ecuación (24). Donde V_1 y V_2 son los voltajes a cada extremo de la línea e I es la corriente que circula por ella.

$$V_1 = Z * I + V_2 \quad (24)$$

Para que el voltaje en las dos barras del sistema sea el mismo $V_1 = V_2$, una línea de transmisión debería ser cero $Z_0 = 0$ pero no es posible. O la corriente debería ser nula $I = 0$ escenario posible solo si no se comparte carga en la micro-red, que es contrario a la propuesta. De esta forma, el voltaje en dos barras de la micro-red no puede ser el mismo.

Figura 39

Voltaje en línea de transmisión



Nota. Tomado de (Ahumada, 2013).

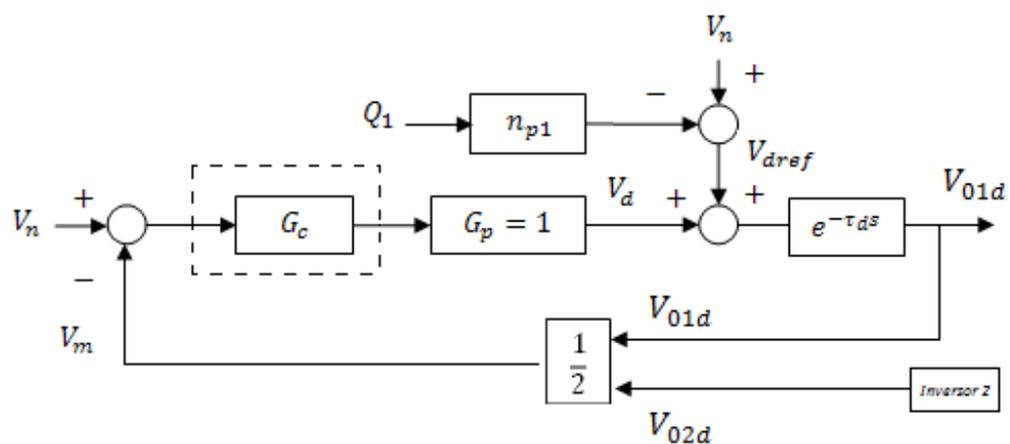
En consecuencia, como todas las barras no pueden tener el mismo voltaje, el control secundario de voltaje debe restablecer el promedio del voltaje en todas las barras al valor nominal, específicamente a las salidas de los inversores (después del filtro. Para ello control secundario de voltaje calcula el promedio de los voltajes en el eje d medidos a la salida de los inversores. Este valor es la referencia de un controlador PI, con lo que se obtiene el delta de voltaje que se envía a los inversores para restablecer el voltaje a su valor nominal. Cabe recalcar que la coordenada q ,

tiene un valor fijo de 0 por lo que solo se realiza el control en la coordenada d del sistema.

La **Figura 40** muestra el sistema explicado de forma independiente. Donde los voltajes a las salidas de los inversores 1 y 2 son V_{01d} y V_{02d} respectivamente, y su promedio es V_m . La función de transferencia del controlador G_p representa la planta del control secundario de voltaje, ya que no depende del control primario ni del control secundario de frecuencia se fija en un valor de 1. V_{dref} es el voltaje entregado por el control primario mediante la curva de estatismo $Q - V$; V_n es el voltaje nominal; y τ_d es el retardo existente en la comunicación entre el control secundario de voltaje centralizado y los inversores.

Figura 40

Diagrama de bloques del control secundario de voltaje.



Nota. Tomado de (Ahumada, 2013).

La ecuación (25) permite encontrar la función de transferencia de la planta considerando V_{dref} como una perturbación.

$$V_{01d} = e^{-\tau_{dS}} G_p G_c \left(V_n - \frac{(V_{01d} + V_{02d})}{2} \right) \quad (25)$$

Luego, ya que el valor de V_{01d} y V_{02d} son cercanos, pues su diferencia se debe a la caída de voltaje en la línea de transmisión, y a que como se mencionó anteriormente se trabaja con el promedio del voltaje, se aproxima $V_{01d} \approx \frac{(V_{01d} + V_{02d})}{2}$. Consecuentemente, ecuación (26) define la función de transferencia.

$$\frac{V_{01d}}{V_n} = \frac{e^{-\tau_{dS}} G_p G_c}{1 + e^{-\tau_{dS}} G_p G_c} \quad (26)$$

A partir de la función de transferencia, se puede obtener que la ecuación característica del sistema que se usará para la sintonización y estudio de estabilidad del controlador es: $1 + G_p G_c e^{-\tau_{dS}} = 0$.

De esta forma la función de transferencia del control secundario de voltaje depende de la planta, el controlador y el retardo. Como la planta es de valor unitario, el retardo es el componente principal de la función de transferencia y el controlador será sintonizado acorde a su valor y los valores de operación deseados.

Para fines prácticos se ha considerado el control secundario de voltaje en cero, ya que se dispone de cargas resistivas y estas no varían la potencia reactiva Q.

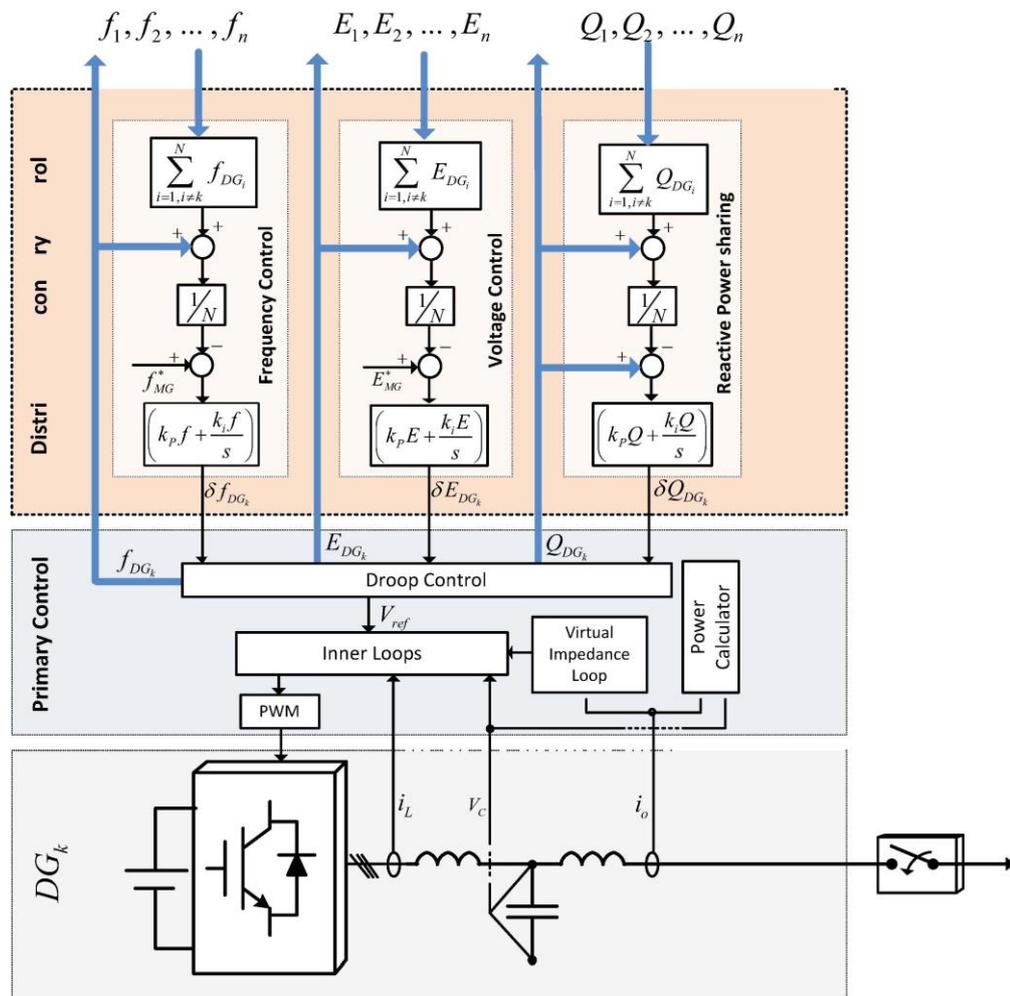
Arquitectura distribuida por promedios para el control secundario

El enfoque convencional se basa en restaurar las desviaciones de frecuencia y amplitud producidas por los controladores locales de droop mediante un controlador central de la micror-red mientras que el control secundario distribuido no depende de un control central, por lo que el fallo de una sola unidad no producirá el fallo de todo el sistema. En este sentido, se determina un control secundario local para cada DG para restablecer las desviaciones producidas por el control primario.

En este caso, el control secundario de cada DG recoge todas las medidas (frecuencia amplitud de tensión y potencia reactiva) de otras unidades de GD mediante el sistema de comunicación, las promedia y produce señal de control adecuada para enviarla al nivel primario eliminando los errores de estado estacionario Este concepto puede verse en la **Figura 41** que ilustra más detalles sobre el control secundario distribuido para un DG individual (DG_k) en una MG. (Shafiee et al., 2012b)

Figura 41

Esquema control secundario distribuido implementado



Nota. Tomado de (Shafiee et al., 2012b)

Control secundario de frecuencia

Tomando la idea de los grandes sistemas de energía eléctrica, para compensar la desviación de frecuencia producida por los controladores droop locales de estatismo P-W, los controladores de frecuencia secundarios poseen un integrador local de restauración de frecuencia local para regular la desviación de la frecuencia. Sin embargo, el enfoque necesita de comunicaciones para evitar que las diferentes historias de cada inversor local hagan que el sistema de MG sea inestable. (Shafiee et al., 2012b)

En la estrategia de control secundario propuesta, cada DG puede medir el error de frecuencia en cada tiempo de muestreo, enviarlo a otros, promediar la frecuencia medida por otros DGs, y luego restablece la frecuencia internamente mediante las ecuaciones (27) y (28).

$$\delta f_{DG_k} = k_{Pf}(f_{MG}^* - \overline{f_{DG_k}}) + k_{if} \int (f_{MG}^* - \overline{f_{DG_k}}) dt \quad (27)$$

$$\overline{f_{DG_k}} = \frac{\sum_{i=1}^N f_{DG_i}}{N} \quad (28)$$

Siendo k_{Pf} y k_{if} los parámetros del controlador PI , f_{MG}^* es la referencia de frecuencia de la MG, $\overline{f_{DG_k}}$ es la media de la frecuencia de todas las unidades DG y δf_{DG_k} es la señal de control producida por el control secundario de la DG_k en cada tiempo de muestreo. Aquí $i = 1, 2, \dots, N$, $k = 1, 2, \dots, n$, N es el número de paquetes (mediciones de frecuencia) que llegan a través del sistema y n es el número de unidades de GD .

La **El enfoque** convencional se basa en restaurar las desviaciones de frecuencia y amplitud producidas por los controladores locales de droop mediante un controlador central de la micror-red mientras que el control secundario distribuido no depende de un control central, por lo que el fallo de una sola unidad no producirá el

fallo de todo el sistema. En este sentido, se determina un control secundario local para cada DG para restablecer las desviaciones producidas por el control primario.

En este caso, el control secundario de cada DG recoge todas las medidas (frecuencia amplitud de tensión y potencia reactiva) de otras unidades de GD mediante el sistema de comunicación, las promedia y produce señal de control adecuada para enviarla al nivel primario eliminando los errores de estado estacionario Este concepto puede verse en la **Figura 41** que ilustra más detalles sobre el control secundario distribuido para un DG individual (DG_k) en una MG. (Shafiee et al., 2012b)

Figura 41 muestra (en la parte superior) que mediante el sistema de comunicación el control secundario de cada DG considera las frecuencias de otras unidades de GD f_1, f_2, \dots, f_n y en base al promedio de las mismas, establece las acciones control que alimentan al nivel primario.

La propuesta de este trabajo difiere con la de (Shafiee et al., 2012b) en que N es un número dinámico, resultado de la sumatoria total de las unidades en operación, si están funcionamiento normal suman un uno, y cero en caso de encontrarse en fallo.

Control secundario de voltaje

Se usa un enfoque similar al del control de frecuencia distribuido, en el que cada inversor medirá el error de tensión, e intenta compensar la desviación de tensión causada por el estatismo Q-V. La ventaja de este de este método frente al convencional es que la de control secundario no es necesario, por lo que sólo se requiere la tensión de cada terminal de la GD, que puede ser sustancialmente diferente una de otra, es necesaria. (Shafiee et al., 2012b). En este caso, el restablecimiento de la tensión se obtiene con las ecuaciones (29) y (30).

$$\delta E_{DG_k} = k_{PE}(E_{MG}^* - \overline{E_{DG_k}}) + k_{iE} \int (E_{MG}^* - \overline{E_{DG_k}}) dt \quad (29)$$

$$\overline{E_{DG_k}} = \frac{\sum_{i=1}^N E_{DG_i}}{N} \quad (30)$$

Donde δE_{DG_k} es la tensión de restablecimiento de la DG_k se produce utilizando el control *PI* del error entre la referencia de tensión de *MG* (E_{MG}^*) y la media de la tensión de las unidades *DG* ($\overline{E_{DG_k}}$) en cada tiempo de muestreo.

La **El enfoque** convencional se basa en restaurar las desviaciones de frecuencia y amplitud producidas por los controladores locales de droop mediante un controlador central de la micror-red mientras que el control secundario distribuido no depende de un control central, por lo que el fallo de una sola unidad no producirá el fallo de todo el sistema. En este sentido, se determina un control secundario local para cada *DG* para restablecer las desviaciones producidas por el control primario.

En este caso, el control secundario de cada *DG* recoge todas las medidas (frecuencia amplitud de tensión y potencia reactiva) de otras unidades de *GD* mediante el sistema de comunicación, las promedia y produce señal de control adecuada para enviarla al nivel primario eliminando los errores de estado estacionario Este concepto puede verse en la **Figura 41** que ilustra más detalles sobre el control secundario distribuido para un *DG* individual (DG_k) en una *MG*. (Shafiee et al., 2012b)

Figura 41 muestra (en la parte superior) que mediante el sistema de comunicación el control secundario de cada *DG* considera las tensiones de las otras unidades de *GD* E_1, E_2, \dots, E_n así como las potencias reactivas Q_1, Q_2, \dots, Q_n y en base al promedio de las mismas, establece las acciones control que alimentan al nivel primario.

La propuesta de este trabajo difiere con la de (Shafiee et al., 2012b) en que N es un número dinámico, resultado de la sumatoria total de las unidades en operación, si están operativas suman un uno, y cero en caso de encontrarse en fallo.

Arquitectura distribuida basada en consensos para control secundario

Para operaciones de control basado en consensos se requiere de una red de comunicación en donde cada GD tenga al menos una conectividad con el GD-écimo. Principalmente se requiere de la matriz de adyacencia, que depende de la conexión entre unidades, la que cambia dinámicamente y así se modifica si un GD se desconecta o una línea de comunicación falla.

Matriz de comunicación dinámica

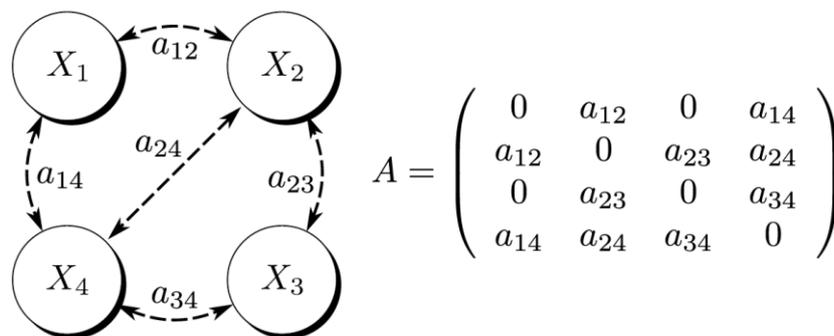
La topología de comunicación basada en agentes (por ejemplo, los DER) puede representarse mediante un grafo (Shamma, 2007) (Lewis et al., 2014) (Bullo, 2019) (LLANOS, 2020). El gráfico puede expresarse como $G = (V; E; A)$, donde $V = \{v_1; v_2; \dots; v_n\}$ representan los agentes o nodos; $E = \{(v_i; v_j)\} = (i; j \in V)$ denota los enlaces de comunicación; $A = [a_{ij}]_{n \times n}$ es la matriz de adyacencia cuya entrada a_{ij} representa el peso de conexión. La relación $(v_i; v_j) \in E, a_{ij} > 0$ implica que los nodos " i " y " j " pueden comunicarse entre sí; caso contrario, $a_{ij} = 0$. El conjunto de vecinos del nodo " i "-ésimo viene dado por $N_i = \{(i, j)\} \in E$, donde j son agentes de comunicación. En la **Figura 42** se presenta un ejemplo de gráfico y su matriz de adyacencia para cuatro agentes. (LLANOS, 2020).

La matriz de adyacencia es útil para analizar la topología de la red de comunicación; sus coeficientes de peso a_{ij} pueden utilizarse para determinar la estabilidad del sistema. Además, se han desarrollado técnicas basadas en la asignación adaptativa de pesos para mejorar la convergencia y la estabilidad del

grafo (Lin Xiao et al., 2005) (LLANOS, 2020). Para analizar los gráficos, la matriz laplaciana se define como $L = D A$, con la matriz D definida como $D = \text{diag} \{d_1; d_2; \dots; d_n\} \in \mathbb{R}^{n \times n} / d_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}$. La suma de los elementos situados en cada fila de L son iguales a cero y, cuando el grafo tiene flujo de información bidireccional entre agentes (es decir, G está equilibrado), la suma de todos los elementos situados en cada columna de L también es igual a cero. (LLANOS, 2020).

Figura 42

Ejemplo de un gráfico de cuatro agentes y su matriz de adyacencia



Nota. Para este trabajo se tiene dos nodos uno para la unidad de generación basada en diésel y la otra para la unidad del sistema de almacenamiento de energía basado en baterías. Tomado de (LLANOS, 2020).

Una condición necesaria para la estabilidad, es que la matriz A debe tener un árbol de expansión, es decir, hay un camino dirigido desde un nodo a cualquier otro nodo en el gráfico. La velocidad de convergencia de los estados está relacionada con los valores propios de la matriz laplaciana y depende, a su vez de los algoritmos (o protocolos) utilizados por cada agente (Lewis et al., 2014) (Bullo, 2019) (LLANOS, 2020).

La red de comunicaciones a través de la cual las unidades de GD intercambian información, definida por la matriz de adyacencia A (ver **Figura 42**), no tiene necesariamente la misma topología que la red eléctrica de la micro-red. En este trabajo, para garantizar el despacho óptimo, la red de comunicaciones debe permitir el intercambio bidireccional de información. También se asume una comunicación ideal (sin retrasos). Obsérvese que el uso de la matriz de adyacencia puede extenderse a la comunicación discreta, asíncrona síncrona con retrasos [32, 57].(Simpson-Porco et al., 2015) (Ren & al, 2007) (LLANOS, 2020).

Control secundario de frecuencia

El restablecimiento de la frecuencia se consigue utilizando el controlador DAPI propuesto en (Nutkani et al., 2015) mediante las ecuaciones (31) y (32), donde m_i es el coeficiente de estatismo P-w, P_i es la inyección de potencia real, w^* es la frecuencia nominal y w_i corresponde a la frecuencia regulada en la DG-écima. Ω_i es la acción de control DAPI y se obtiene a partir de (32), donde los términos a_{ij} representan las entradas de la matriz de adyacencia; y la acción de control Ω_i se comparte con generador i sólo si a_{ij} es distinto de cero. (Llanos, Gomez, et al., 2019)

$$w_i = w^* - m_i P_i + \Omega_i \quad (31)$$

$$k_i \dot{\Omega}_i = -(w_i - w^*) - \sum_{j \in \mathcal{N}, j \neq i} a_{ij} (\Omega_i - \Omega_j) \quad (32)$$

Control secundario de voltaje

También se implementan controladores DAPI de regulación de tensión y de reparto de potencia reactiva basados en (Nutkani et al., 2015). Estos controladores están representados por las ecuaciones (33) y (36) donde e_i es la acción de control

para la regulación de la tensión, E_i es la tensión de la DGésima, n_i representa el coeficiente de estatismo Q-E, E^* es la tensión nominal de la micro-red, Q_i^* es la potencia reactiva nominal de la unidad i , β_i y k_i son ganancias positivas, y a_{ij} es un elemento de la matriz de adyacencia de la comunicación entre los GD. El controlador e_i establece un equilibrio entre regulación de la tensión y reparto de la potencia reactiva. (Llanos, Gomez, et al., 2019)

$$E_i = E^* - n_i Q_i + e_i \quad (33)$$

$$k_i \dot{e}_i = -\beta_i (E_i - E^*) - b_i \sum_{j \in \mathcal{N}, j \neq i} a_{ij} \left(\frac{Q_i}{Q_i^*} - \frac{Q_j}{Q_j^*} \right) \quad (34)$$

Control terciario

La arquitectura en este nivel de control es centralizada, puesto que el controlador envía valores o consignas de operación de potencia activa al control secundario. A este nivel de control se lo llama sistema de gestión de la energía de sus siglas en inglés (EMS), el cual resuelve el problema de optimización y se determina los parámetros óptimos de operación de la micro-red. Estos resultados son enviados a los inversores de las unidades de generación, para fijar el valor de potencia activa que deben entregar cada unidad despachable para un despacho óptimo de toda la micro-red.

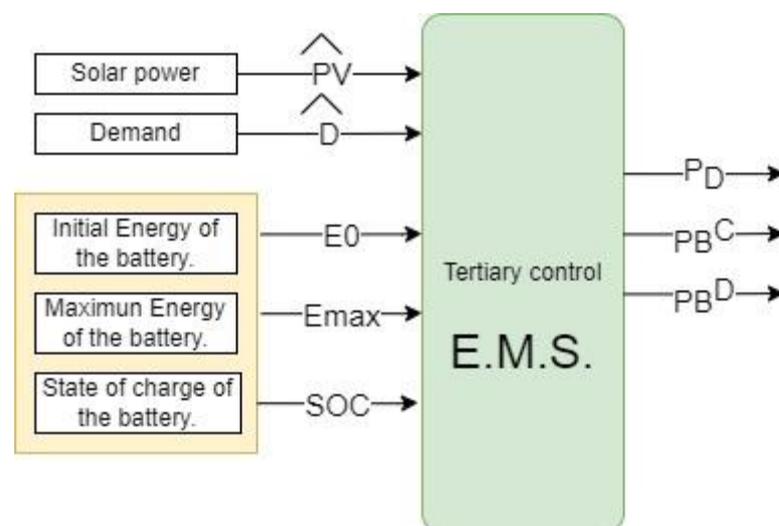
El EMS desde un enfoque de control es un control predictivo basado en el modelo MPC, en el que se resuelve el despacho económico (ED) de la micro-red que tiene como objetivo garantizar el suministro de la demanda eléctrica con el mínimo coste de operación en base a la combinación óptima de las unidades de generación. Usualmente se incorpora en el sistema de gestión de la energía (EMS) de la micro-red. (Jimenez et al., 2018)

En este trabajo el despacho económico se formula como un problema de optimización con un horizonte de predicción diario y operación a modo deslizante que incluye un Sistema de Almacenamiento de Energía basado en baterías (BESS), que garantiza el suministro de energía durante los momentos de baja o nula disponibilidad de recursos naturales y/o satisfacer la demanda en horas pick, además permite almacenar energía en un banco de baterías proveniente de los recursos naturales cuando la potencia de la unidad es superior a la potencia demandada por las cargas, considerando condiciones óptimas de funcionamiento para las baterías de modo que se aproveche la vida útil, si el BESS funciona en las condiciones propuestas.

La **Figura 43** muestra la arquitectura del control terciario EMS propuesto. Se considera como entradas: \widehat{P}_V Potencia planta fotovoltaica (KW) calculada en base a la irradiancia predicha diaria, \widehat{D} la demanda predicha y los parámetros propios de cada unidad de generación, en el caso del BESS, E_0 Energía inicial de la batería (KW), E_{MAX} Energía máxima que puede suministrar la batería (KW).

Figura 43

Diagrama de bloques del despacho económico propuesto



Nota. El diagrama muestra la estructura del control terciario que incluye las variables de entrada y las salidas que corresponden a las potencias calculadas por el problema de optimización.

Como salida, el optimizador entrega los puntos de consigna de potencia que debe entregar cada generador, PD potencia a suministrar por el generador diésel (KW), PB^D potencia a suministrar por el banco de baterías cuando se encuentra en modo descarga (KW), PB^C potencia que consume banco de baterías cuando se encuentra en modo carga (KW).

Para este trabajo; la potencia de la planta fotovoltaica es calculada en función a la irradiancia, y en base a la demanda establece la potencia que debe suministrar el generador diésel asociada a un costo de operación, así mismo define la potencia del BESS en modo de carga o modo descarga. Además proporciona variables binarias que definen el estado del BESS, es decir modo de carga o modo descarga.

El control EMS incluye un problema de optimización el cual presenta una función objetivo o de coste, sujeto a restricciones de igualdad y desigualdad, y el modelo de las unidades de generación de la micro-red, el problema de optimización es resuelto por el software FICO XPRESS que es un solucionador de optimización comercial, y se usa el motor de optimización para programación lineal. A continuación se detalla lo propuesta en la siguiente sección.

Función objetivo:

La ecuación (35) enuncia la función objetivo que tiene como consigna minimizar el coste de operación de la micro-red en el ámbito temporal. Penaliza el uso de combustible con un costo CO_D , además se penaliza la energía no

suministrada con un costo C_{ENS} , y para garantizar que el recurso natural se aproveche al máximo, se penaliza el desperdicio de energía de fuentes naturales con un costo $C_{curtailment}$.

$$\min \left[\sum_{t=1}^T PD(t) * CO_D + \sum_{t=1}^T ENS(t) * C_{ENS} + \sum_{t=1}^T P_{PV}^C(t) * C_{curtailment} \right] \quad (35)$$

Donde:

$PD(t)$: Potencia unidad despachable suministrada en el instante t (KW)

CO_D : Costo de operación de la unidad despachable (USD/KW)

$ENS(t)$: Energía no suministrada en el instante t (KW)

C_{ENS} : Costo de energía no suministrada (USD/KW)

$P_{PV}^C(t)$: Potencia fotovoltaica vertida en el instante t (KW)

$C_{curtailment}$: Costo por vertimiento de energía (UDS/KW)

El problema de optimización está sujeto a las siguientes restricciones:

Restricciones de potencia instalada

La potencia máxima que pueden suministrar las unidades de generación, es su capacidad nominal, por lo que la restricción (36) establece el límite de unidad de generación despachable mientras que la restricción (37) restringe la de la planta fotovoltaica.

$$P_D(T) \leq P_{D_MAX} \quad (36)$$

$$P_{PV}(T) \leq P_{PV_MAX} \quad (37)$$

Donde:

$P_D(t)$: Potencia unidad despachable suministrada en el instante t (KW)

$P_{PV}(t)$: Potencia generada por la planta fotovoltaica en el instante t (KW)

P_{D_MAX} : Potencia nominal de unidad despachable (KW)

P_{PV_MAX} : Potencia nominal de la planta fotovoltaica (KW)

Restricciones del sistema BESS

A pesar que las baterías pueden operar en modo carga y descarga, deben hacerlo en un solo modo a la vez por lo que es necesario establecer variables de optimización binarias y relacionarlas con la restricción (38) para definir el estado del BESS.

$$X_C(t) + X_D(t) \leq 1 \quad (38)$$

Donde:

$X_C(t)$: Variable de optimización binaria y relacionada al modo carga de la batería.

$X_D(t)$: Variable de optimización binaria y relacionada al modo descarga de la batería.

Cuando la batería se encuentra en modo descarga, aporta energía a la red por lo que a la potencia del BESS se la relaciona con un signo positivo, condición definida por la restricción (39). Mientras que cuando la batería se encuentra en modo carga, pasa a ser parte de la demanda y consume energía, por lo que a la potencia del BESS se la relaciona en este escenario con un signo negativo, condición definida por la restricción (40).

Donde: (39)

$$P_{BESS}^D(t) \geq 0$$

$$P_{BESS}^C(t) \leq 0 \quad (40)$$

$P_{BESS}^D(t)$: Potencia de descarga de las baterías (KW).

$P_{BESS}^C(t)$: Potencia de carga de las baterías (KW).

Al igual que las unidades de generación, la potencia máxima que puede suministrar el BESS, es su capacidad nominal, por lo que la restricción (41) establece el límite de potencia que puede entregar, mientras que la restricción (42) restringe la potencia a la cual se puede reestablecer, es decir valor nominal. Ambas condiciones son acompañadas de las variables binarias de optimización que aseguran un solo modo de operación de la batería a la vez. (Carga o descarga).

$$P_{BESS}^D(t) \leq X_D(t) * BESS_{max} \quad (41)$$

$$P_{BESS}^C(t) \geq -X_C(t) * BESS_{max} \quad (42)$$

Pero como los acumuladores disminuyen la energía que almacenan de manera paulatina acorde al tiempo y la carga que alimentan, es necesario colocar la condición de la inecuación (43) en la que la potencia suministrada sea menor o igual a energía en ese instante de tiempo. En tanto la inecuación (44) establece que la potencia de carga depende también de la energía en ese instante de tiempo.

$$P_{BESS}^D(t) \leq E_{BESS}(t) \quad (43)$$

$$-P_{BESS}^C(t) \geq -E_{BESS}(t) \quad (44)$$

Donde:

$E_{BESS}(t)$: Energía del BESS en el instante de tiempo t (KW).

Restricción de balance de energía

La potencia suministrada por las unidades de generación debe satisfacer a la demanda, lo que analíticamente se representada con la ecuación (45):

$$\begin{aligned} P_{PV}(t) + P_D(t) + P_{BESS1}^D(t) + P_{BESS2}^D(t) \\ = Dem(t) - ENS(t) + P_{BESS1}^C(t) + P_{BESS2}^C(t) \end{aligned} \quad (45)$$

Donde:

$P_{PV}(t)$: Potencia fotovoltaica generada en el instante t (KW)

$P_D(t)$: Potencia unidad despachable generada en el instante t (KW)

$P_{BESS1}^D(t)$ Descarga del BESS 1 en el instante t (KW)

$P_{BESS2}^D(t)$ Descarga del BESS 2 en el instante t (KW)

$Dem(t)$ Demanda en el instante t (KW)

$P_{BESS1}^C(t)$ Carga del BESS 1 en el instante t (KW)

$P_{BESS2}^C(t)$ Carga del BESS 2 en el instante t (KW)

Restricción del SOC

Con el fin de evitar degradaciones en la estructura de la batería que disminuyan su vida útil. El SOC no debe superar el valor máximo establecido en el optimizador para evitar un exceso de carga, por ende el hinchamiento de las baterías para lo cual se establece la restricción (46) que limita una carga máxima al 80%. También se debe evitar descargas profundas por debajo del valor mínimo establecido en para lo cual se establece la restricción (47) que limita a un 20% de descarga.

$$SOC(t) \geq 0.2 \quad (46)$$

$$SOC(t) \leq 0.8 \quad (47)$$

Modelamiento de la energía de las baterías

Las baterías utilizadas en la micro-red son de tipo reversible de modo que puedan restablecer su energía mediante un proceso de carga. En ese sentido la energía remanente en el tiempo del BESS es definida por la ecuación (48), misma que considera la energía en el instante anterior, y la potencia de carga y descarga con el coeficiente de eficiencia para tener un valor real. A pesar que los coeficientes de carga y descarga difieren por los elementos que intervienen para cada modo, para este trabajo se asume el mismo.

$$E_{BESS}(t) = E_{BESS}(t - 1) - \frac{P_{BESS}^D(t)}{\eta_{BESS}} - P_{BESS}^C(t) * \eta_{BESS} \quad (48)$$

Donde:

$E_{BESS}(t - 1)$: Energía del BESS en el instante anterior.

η_{BESS} : Coeficientes de eficiencia (adimensional).

Como la energía actual de la batería definida por la ecuación (48), considera la energía en el instante anterior, es decir en $t = 0$ se plantea la ecuación (49) para cuando el optimizador está en modo off-line. Mientras que cuando está trabajando on-line, se toma el dato del SOC proporcionado por el bloque del modelo de la batería de Simulink que está en porcentaje y se multiplica por la potencia nominal de la batería para definir el valor de la energía en kilowatts.

$$E_{BESS}(0) = Max_{BESS} \quad (49)$$

$$E_{BESS}(0) = SOC_{AUX} * Max_{BESS} \quad (50)$$

Donde:

$E_{BESS}(0)$: Energía inicial del BESS (KW).

Max_{BESS} : Potencia nominal del BESS (KW).

Para modificar el estado de carga (SOC), se establece la ecuación (51) ya que es necesario saber cuánta carga tiene el banco de baterías en ese instante de tiempo en relación a cuando está completamente cargada (valor nominal).

$$SOC(t) = \frac{E_{BESS}(t)}{Max_{BESS}} \quad (51)$$

Cosimulación Fico Xpress y Simulik

El simulador de la micro-red fue desarrollado en Simulik de Matlab, mientras que para el optimizador se utilizó el software FICO XPRESS IVE. A fin que el optimizador pueda ejecutarse acorde a los parámetros de operación de la micro-red en tiempo real, en Simulik se establece la función **moselexec('EMS.mos')** para ejecutar el optimizador cada que existe un cambio en la demandada.

Capítulo IV

Resultados de las simulaciones

Para validar los algoritmos de control propuestos, se probaron diferentes escenarios con distintas potencias de demanda, valores de irradiancia y condiciones de energía inicial del banco de baterías. Para cada combinación se probó el control secundario con 3 arquitecturas; (1) centralizado, (2) distribuido por promedios y (3) distribuido basado en consenso. En todos los casos se mantiene el mismo control primario de arquitectura descentralizada y control terciario de arquitectura centralizada.

También se establece un escenario adicional en el que se presenta un fallo de una unidad mediante la desconexión de la misma por medio de un interruptor. Al final de cada prueba, y en base a los resultados obtenidos se establece una comparación del funcionamiento de la micro-red para las 3 arquitecturas de control secundario propuestas en este trabajo. Previo al desarrollo de las pruebas se presenta el apartado **Caso de estudio.**, en el que se describen parámetros técnicos relevantes de cada unidad.

Caso de estudio.

Como se explicó en el capítulo anterior, la micro-red opera en modo isla y está compuesta por un generador fotovoltaico, un generador diésel y un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías mostrado en la **Figura 23**. Además cuenta con dos cargas resistivas que se activan y desactivan para generar el perfil de demanda. La **Tabla 5** muestra los datos de potencia instalada para cada una de las tecnologías que integran la micro-red.

Tabla 5

Potencia Instalada de la Micro-red

Unidad	Potencia instalada [KW]
Diésel	20
Fotovoltaica	4
BESS	30

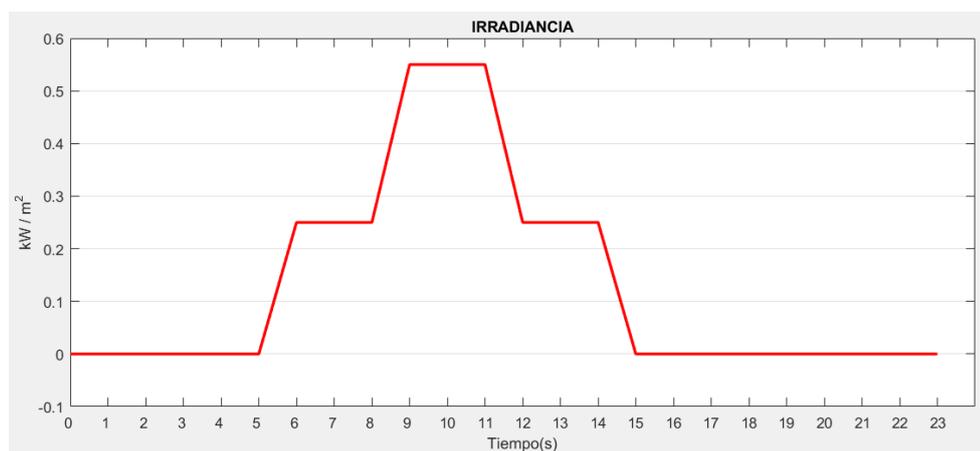
Nota. Con las potencias detalladas de cada unidad de generación se abastecerá la demanda con pick máximo de 2.5 [KW].

Características de Energía Fotovoltaica

Para obtener los 4[KW] de la planta fotovoltaica en base al perfil de irradiancia [KW/m²] de la **Figura 44**, se ingresó las características técnicas de la **Tabla 6** que corresponde a un panel comercial. Es importante mencionar que al correr el optimizador con estos parámetros resuelve que se necesitan 12 paneles para que la plantan fotovoltaica pueda generar una potencia nominal 4[KW].

Figura 44

Perfil de irradiancia día típico caso de estudio



Nota. La forma de la figura es discreta por el muestreo. En la simulación, la unidad fotovoltaica recibe un vector de corriente proporcional a la irradiancia, para generar la potencia correspondiente.

Tabla 6*Características Técnicas Panel Fotovoltaico*

Parámetro	Valor
Área del panel	2,07 [m ²]
Potencia nominal	0,35 [KW]
Eficiencia del panel	0,18
Eficiencia del conversor	0,85

Nota. Estos parámetros corresponden a un panel comercial.

Características del sistema BESS

La **Tabla 7** muestra los datos técnicos para el sistema BESS. La capacidad de la batería tiene como unidades amperios hora, pero el tiempo en el simulador se encuentra en el orden de los segundos, por lo que para representar la potencia de la batería dentro de la micro-red en el simulador, se realizó un escalamiento de la misma.

Tabla 7*Características Técnicas BESS*

Parámetro	Valor
Tipo	Lithium-Ion
Voltaje nominal	400 [V]
Capacidad de la batería	3.125[A/hora]

Nota. La capacidad de todo el BESS es de 30[KW]

Para determinar el factor de escala, se descargó la batería durante 24 segundos, que es el horizonte de tiempo de la simulación y se registró el SOC. Teniendo que establecer la relación de la **Figura 45**. En Simulink se ejecuta la operación de la micro-red en el orden de los segundos, en el que se ejecuta la optimización desarrollada en el software FICO que calcula en el orden de las horas.

Figura 45

Escalamiento Simulink (segundos) – Fico (horas)



Nota. Para la conversión de niveles, se utilizó la ecuación de la recta con $P_1(68.71; 0)$ y $P_2(68.98; 100)$

Características de la unidad de generación diésel

En la **Tabla 5** se muestra 20[KW] como la potencia nominal del generador diésel. Para efectos de simulación se realiza una simplificación mediante una fuente de voltaje infinita con capacidad de conexión y desconexión con la capacidad descrita.

Para evaluar el desempeño de las propuestas de control se plantean 5 escenarios; El primero corresponde a un día típico, es decir se tiene un perfil de irradiancia y demanda propias de la localidad, los tres siguientes escenarios corresponden a un día atípico en el que cambian las condiciones iniciales del perfil de la irradiancia y valores potencia de las baterías al iniciar el día (horizonte de simulación) y el quinto escenario permite evaluar la operación de la micro-red cuando una unidad presenta un fallo (desconexión).

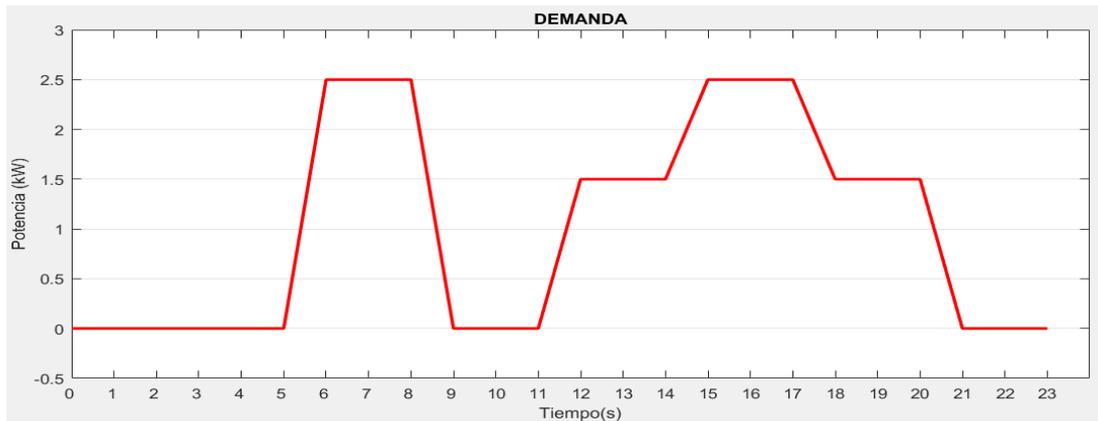
Escenario 1: día típico

Este primer caso de prueba, plantea un escenario con el perfil de radiación solar típico con un comportamiento semisinusoidal con valores máximos alrededor de medio día. Al ejecutar la simulación en tiempo discreto, se debe utiliza una forma similar pero discreta que represente la curva real. La **Figura 44** muestra el perfil

discretizado utilizado en este trabajo. En cuanto a la demanda se plantea el perfil de la **Figura 46** que representaría, los hábitos de usuarios residenciales convencionales.

Figura 46

Perfil de demanda día típico caso de estudio



Nota. Las cargas son de 1[KW] y 1.5 [KW] por lo que al estar activadas las dos simultáneamente demandan 2.5 [KW].

Para fines de simulación, el perfil de demanda se obtuvo al conmutar dos cargas que simbolizarán los valores promedio utilizados en esta micro-red. La **Tabla 8** muestra el estado de las cargas; (1) significa que la carga está conectada y demanda un valor de potencia mientras que (0) significa que la carga está desconectada y no forma parte de la demanda.

Tabla 8

Valores de demanda en función al estado de activación de las cargas

Estado carga 2	Estado Carga 1	Demanda
0	0	0 [KW]
0	1	1 [KW]
1	0	1.5 [KW]
1	1	2.5 [KW]

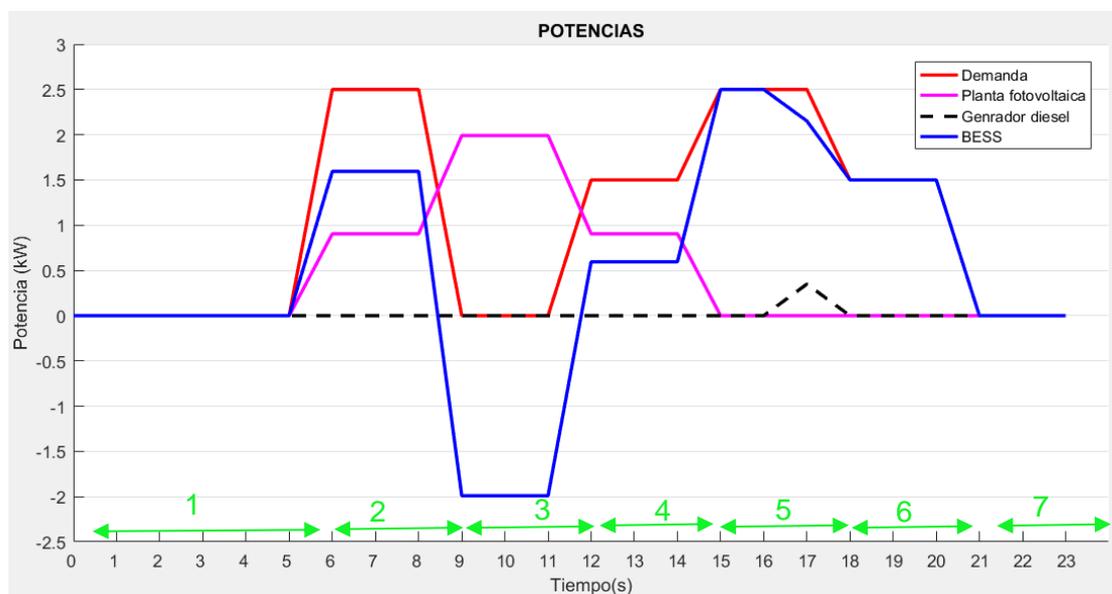
Nota. Los vectores del estado de las cargas para generar el perfil de demanda de la Figura 46 son: $Carg1=[0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0]$ y $carg2=[0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0]$.

Análisis del desempeño del control terciario

Como se explicó al inicio de este capítulo, se van a probar 5 escenarios, para los cuales se mantiene el mismo control terciario de arquitectura centralizada. Por lo que en este apartado primero se analizan los resultados del optimizador (control terciario), la **Figura 47** muestra la potencia entregada por cada unidad de generación de la micro-red al ejecutar el optimizador off-line con los parámetros técnicos revisados previamente.

Figura 47

Optimizador: potencias de las UG durante un día típico.



Nota. Con las potencias detalladas en la **Tabla 5** al ejecutar el optimizador off line, la Energía no suministrada (ENS) es cero.

Para una correcta programación del despacho de las unidades generadoras y con el fin de mantener el equilibrio entre demanda y activación de las unidades de generación en micro-redes basadas en energías renovables, es importante tener una buena predicción de la demanda eléctrica y la disponibilidad de recursos naturales. Por esta razón, se establece el escenario de un día típico con 7 fases. A continuación se detalla cada fase de la **Figura 47**:

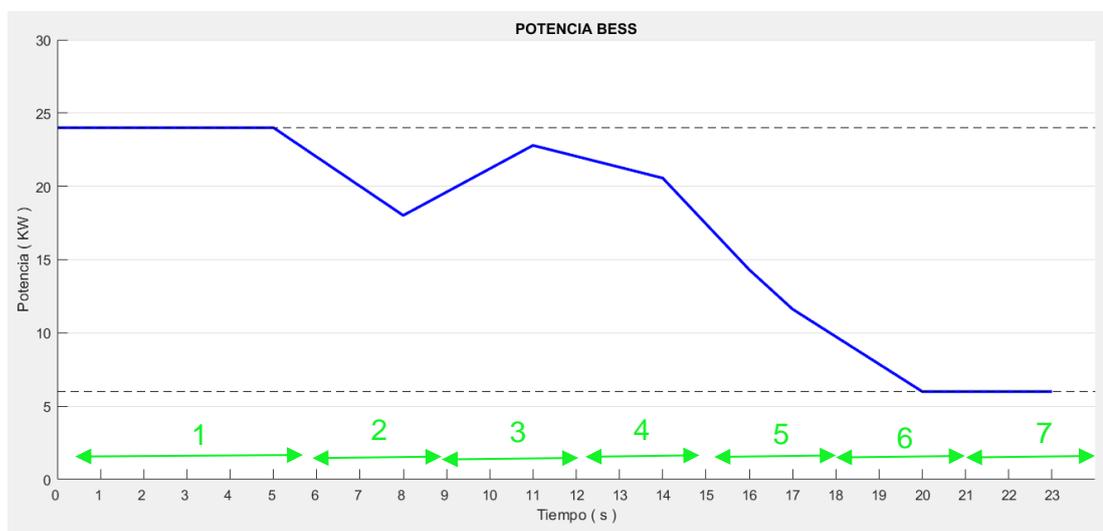
- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H00 del día no existe irradiancia, además la demanda es muy baja, para el simulador 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 aparecen los primeros rayos de sol y proporcionan energía por lo que la planta fotovoltaica produce 900[W], a la vez, la demanda es de 2.5[KW], inmediatamente el banco de baterías se pone en modo descarga para abastecer la potencia faltante requerida.
- (3) A las 09H00, la demanda disminuye, al contrario la irradiancia incrementa y está al máximo por lo que la generación de la planta fotovoltaica llega a su valor nominal de 2[KW], siendo viable cargar al banco de baterías a la misma potencia.
- (4) Disminuye la cantidad generación fotovoltaica, y al no satisfacer por completo la creciente demanda, el banco de baterías nuevamente se pone en modo descarga, a fin de compensar el diferencial de potencia requerido.
- (5) Se tiene el pick máximo de demanda eléctrica, la irradiancia es cero por lo que el banco de baterías continúa en modo descarga y para poder abastecer la potencia faltante requerida, es necesario encender el generador diésel.

- (6) La demanda disminuye, la irradiancia continua en cero, el banco de baterías continúa en modo descarga.
- (7) Al finalizar el día la demanda retorna al mínimo, por lo que todas las unidades nuevamente dejan de aportar potencia.

Es importante analizar la evolución del estado de carga de la batería (SOC), durante las 7 etapas descritas anteriormente. El SOC no debe superar el valor máximo establecido en el optimizador (80%) para evitar un exceso de carga, también se debe evitar descargas profundas por debajo del valor mínimo establecido (20%). Con el fin de evitar degradaciones en la estructura de la batería que disminuyan su vida útil.

Figura 48

Potencia del banco de baterías durante un día típico.



Nota. Si batería es de 30[KW], el 80% del SOC corresponde a una energía de 24[KW] y el 20% a 6[KW].

El SOC es un parámetro que se obtiene mediante cálculo matemático, y fue revisado en la ecuación (51). Por lo que para monitorear el cumplimiento de

restricciones de SOC colocadas en el optimizador, se analiza la gráfica de la evolución de la potencia de la batería en un instante de tiempo durante las 24 horas. A continuación se describe el comportamiento energético de la batería, mostrado en la **Figura 48** en cada una de las 7 fases del escenario correspondiente a un día típico:

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H00 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], porque lo que la batería se encuentra en stand by, es decir, mantiene con la potencia inicial de 24[KW] que se colocó como condición inicial.
- (2) A las 06H00 la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 900[W], el banco de baterías se pone en modo descarga para abastecer los 2.5 [KW] de potencia demandada, consecuentemente hasta las 08H00 la energía disminuye a 18[KW].
- (3) La demanda disminuye a 0[KW], la planta fotovoltaica llega a su valor nominal de 2[KW], por lo que el banco de baterías conmuta al modo carga. La potencia acumulada incrementa hasta llegar a 23[KW] a las 11H00.
- (4) Disminuye la cantidad generación fotovoltaica nuevamente a 900[W], y al no satisfacer por completo la creciente demanda de 1.5[KW], el banco de baterías conmuta al modo descarga. La potencia disminuye hasta llegar a 20.5[KW] a las 14H00.
- (5) Se tiene el pick de demanda eléctrica de 2.5 [KW], la potencia de la planta fotovoltaica es cero, siendo necesario mantener el modo descarga del banco de baterías. La potencia disminuye hasta llegar a 11[KW] a las 17H00. Cabe recalcar que es necesario también encender el generador diésel para completar toda la potencia demandada.

- (6) La demanda disminuye, la irradiancia continua en cero, el banco de baterías continúa en modo descargada La potencia disminuye hasta llegar a 6[KW] a las 20H00.
- (7) Al finalizar el día la demanda retorna al mínimo, por lo que todas las unidades nuevamente dejan de aportar potencia. La batería nuevamente se pone en modo stand by, es decir se mantiene con la potencia de la etapa anterior de 6[KW].

Después de analizar el desempeño del control terciario que permite la gestión óptima de la micro-red. Se analiza ahora el control secundario, para lo cual se considera la arquitectura centralizada y las arquitecturas distribuidas propuestas.

Análisis del desempeño del control secundario día típico

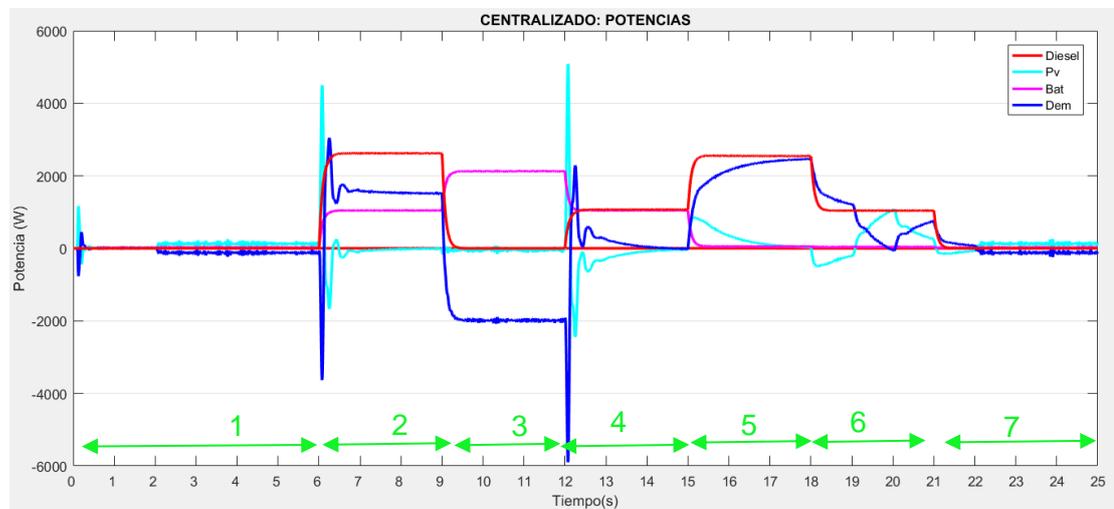
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario centralizado.

En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cada vez que existe un cambio de demanda. La Figura 49 muestra la operación de la micro-red en simulik, así mismo se presentan las 7 fases de un día típico. A continuación se explica cada una de ellas.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H00 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 aparecen los primeros rayos de sol y proporcionan energía por lo que la planta fotovoltaica produce 900[W], a la vez, la demanda es de 2.5[KW], inmediatamente el banco de baterías se pone en modo descarga para abastecer la potencia requerida.

Figura 49

Potencias de las UG al aplicar un control secundario centralizado - día típico.



Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día típico con control secundario centralizado.

- (3) Desde las 09H00 hasta las 12H00, la demanda disminuye, al contrario la irradiancia incrementa y está al máximo por lo que la generación de la planta fotovoltaica llega a su valor nominal de 2[KW], siendo viable cargar al banco de baterías a la misma potencia.
- (4) Disminuye la cantidad generación fotovoltaica, y al no satisfacer por completo la creciente demanda, el banco de baterías nuevamente se pone en modo descarga, a fin de compensar el diferencial de potencia requerido.
- (5) Se tiene el pick de demanda eléctrica, la irradiancia es cero por lo que el banco de baterías continúa en modo descarga.
- (6) La demanda disminuye, la irradiancia continua en cero, el banco de baterías se mantiene en modo descarga para abastecer la potencia requerida. Cabe recalcar que desde las 18H00 hasta las 19H00 el BESS

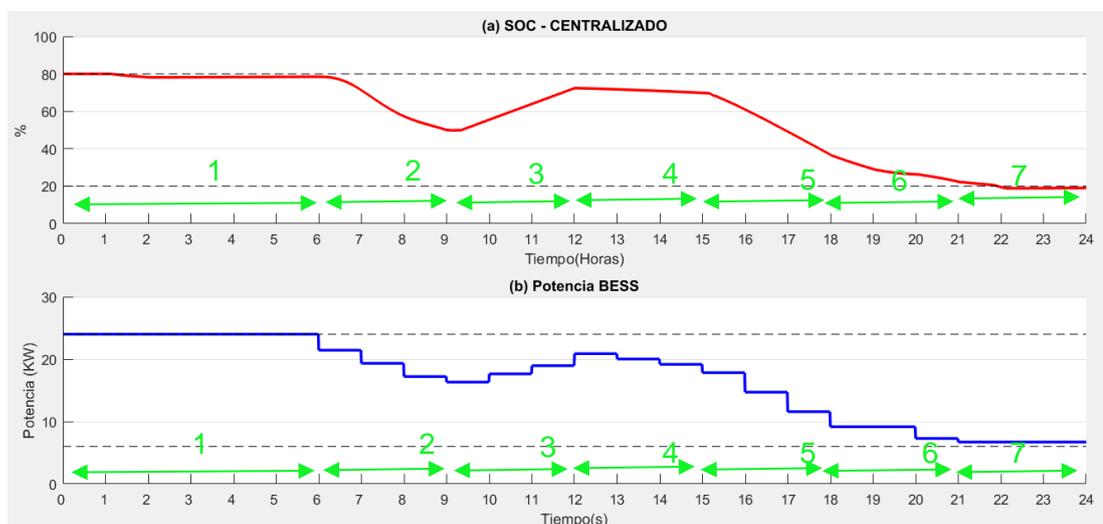
entrega 1200[W], instante en el que el optimizador ordena que se encienda el generador diésel para cubrir la potencia faltante requerida, de modo que la batería alrededor de las 19H30 deja de entregar potencia durante 30 minutos para de ahí en adelante cubrir la demanda.

- (7) Al finalizar el día la demanda retorna al mínimo, por lo que todas las unidades nuevamente dejan de aportar potencia.

El bloque “batería” de Simulink tiene como una salida el SOC, la **Figura 50** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación. A continuación se describe el comportamiento energético de la batería en cada una de las 7 fases del escenario correspondiente a un día típico:

Figura 50

Comportamiento batería al aplicar un control secundario centralizado - día típico.



Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 24 [KW] tanto en FICO, como en simulink.

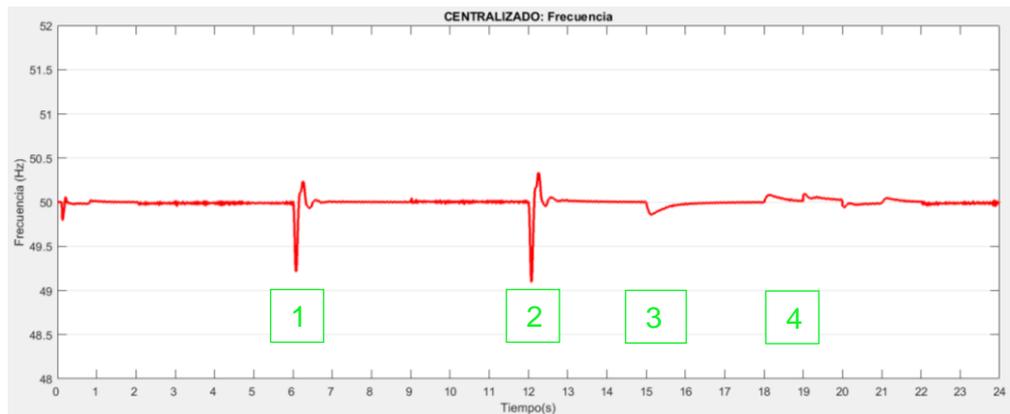
- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en

- stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 24[KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 80%.
- (2) A las 06H00 la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 900[W], el banco de baterías se pone en modo descarga para abastecer los 2.5 [KW] de potencia demandada, consecuentemente hasta las 08H00 la energía disminuye a 18[KW] y el SOC al 60% .
 - (3) La demanda disminuye a 0[KW], la planta fotovoltaica llega a su valor nominal de 2[KW], por lo que el banco de baterías conmuta al modo carga. La potencia acumulada incrementa hasta llegar a 23[KW] y el SOC al 76% a las 11H00.
 - (4) Disminuye la cantidad generación fotovoltaica nuevamente a 900[W], y al no satisfacer por completo la creciente demanda de 1.5[KW], el banco de baterías conmuta al modo descarga. La potencia disminuye hasta llegar a 20.5[KW] y el SOC al 68% a las 14H00.
 - (5) Se tiene el pick de demanda eléctrica de 2.5 [KW], la potencia de la planta fotovoltaica es cero, siendo necesario mantener el modo descarga del banco de baterías. La potencia disminuye hasta llegar a 11[KW] y el SOC al 36% a las 17H00.
 - (6) La demanda disminuye, la irradiancia continua en cero, el banco de baterías continúa en modo descarga. La potencia disminuye hasta llegar a 6[KW] y el SOC al 20% a las 20H00.
 - (7) Al finalizar el día la demanda retorna al mínimo, por lo que todas las unidades nuevamente dejan de aportar potencia. La batería nuevamente se pone en modo stand by, es decir se mantiene con la potencia de la etapa anterior de 6[KW] y SOC del 20%.

La **Figura 51** muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [HZ], presentándose los siguientes picks:

Figura 51

Frecuencia al aplicar un control secundario centralizado - día típico.



Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [Hz].

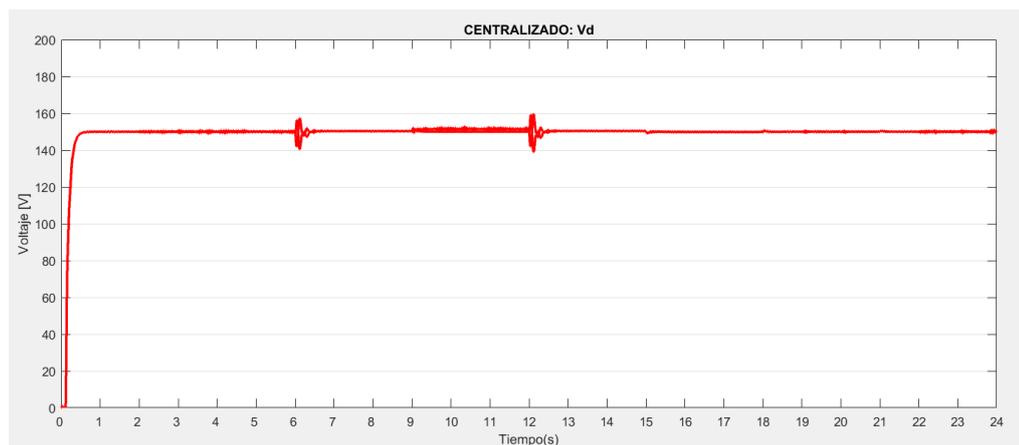
- (1) A las 06H00 se produce una perturbación, cuando se activa la demanda, es decir hay un cambio de 0 [KW] a 2 [KW], el tiempo para restablecerse es de 0.5 segundos.
- (2) A las 12H00 cuando se activa la demanda, es decir hay un cambio de 0 [KW] a 1.5 [KW], el tiempo para restablecerse es de 0.5 segundos.
- (3) A las 15H00 cuando se activa la demanda, es decir hay un cambio de 1.5 [KW] a 2 [KW], el tiempo para restablecerse es de 0.6 segundos.
- (4) Entre las 18H00 y 20H00, tiempo en el que el BESS y diésel conmutan para satisfacer la demanda, el tiempo para restablecerse es de 0.6 segundos.

Es importante recalcar que desviación mínima es de 49.2 [Hz] y el valor de la desviación máxima es de 50.3 [HZ], en todo momento se encuentra dentro de la banda de tolerancia de establecida desde 49 [Hz] a 51 [Hz].

La **Figura 52** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 52

Voltaje en coordenada d al aplicar control secundario centralizado - día típico.

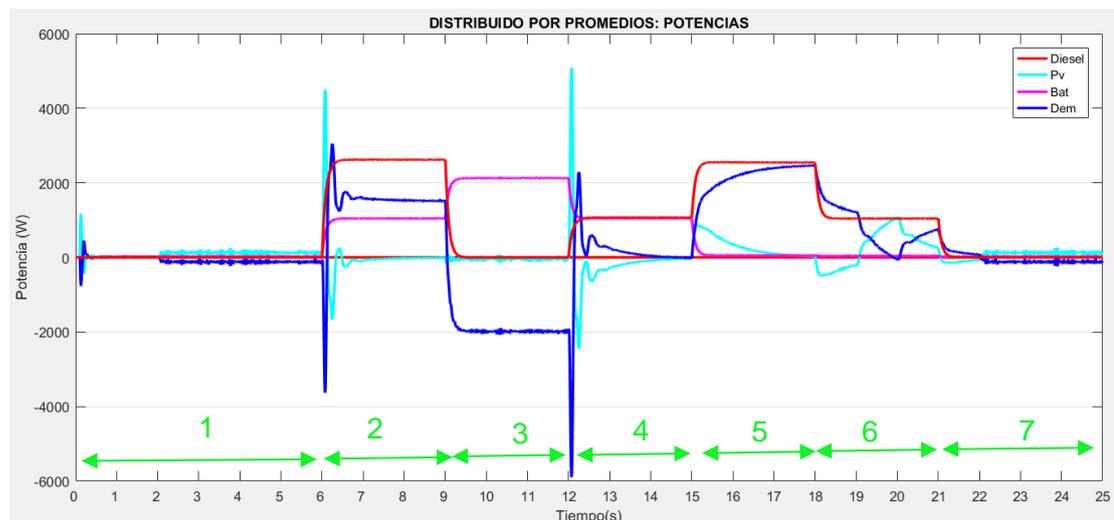


Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario Distribuido por promedios. En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario tiene una arquitectura distribuida por promedios propuesta en el capítulo 3 y el control terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cada vez que existe un cambio de demanda. La Figura 53 muestra la operación de la micro-red en simulik, así mismo se presentan las 7 fases de un día típico. A continuación se explica cada una de ellas.

Figura 53

Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido por promedios-día típico.



Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día típico con control secundario distribuido por promedios.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 aparecen los primeros rayos de sol y proporcionan energía por lo que la planta fotovoltaica produce 900[W], a la vez, la demanda es

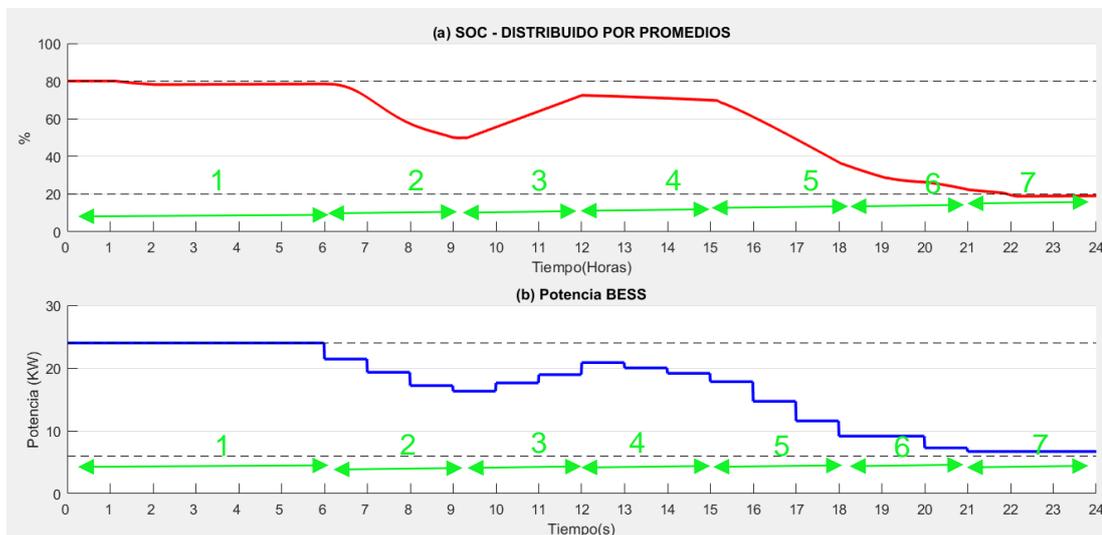
de 2.5[KW], inmediatamente el banco de baterías se pone en modo descarga para abastecer la potencia requerida.

- (3) Desde las 09H00 hasta las 12H00, la demanda disminuye, al contrario la irradiancia incrementa y está al máximo por lo que la generación de la planta fotovoltaica llega a su valor nominal de 2[KW], siendo viable cargar al banco de baterías a la misma potencia.
- (4) Disminuye la cantidad generación fotovoltaica, y al no satisfacer por completo la creciente demanda, el banco de baterías nuevamente se pone en modo descarga, a fin de compensar el diferencial de potencia requerido.
- (5) Se tiene el pick de demanda eléctrica, la irradiancia es cero por lo que el banco de baterías continúa en modo descarga.
- (6) La demanda disminuye, la irradiancia continua en cero, el banco de baterías se mantiene en modo descarga para abastecer la potencia requerida. Cabe recalcar que desde las 18H00 hasta las 19H00 el BESS entrega 1200[W], instante en el que el optimizador ordena que se encienda el generador diésel para cubrir la potencia faltante requerida, de modo que la batería alrededor de las 19H30 deja de entregar potencia durante 30 minutos para de ahí en adelante cubrir la demanda.
- (7) Al finalizar el día la demanda retorna al mínimo, por lo que todas las unidades nuevamente dejan de aportar potencia.

El bloque “batería” de Simulink tiene como una salida el SOC, la **Figura 54** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación. A continuación se describe el comportamiento energético de la batería en cada una de las 7 fases del escenario correspondiente a un día típico:

Figura 54

Comportamiento batería al plicar un control secundario distribuido por promedios - día típico.



Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 24 [KW] tanto en FICO, como en simulink.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H00 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 24[KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 80%.
- (2) A las 06H00 la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 900[W], el banco de baterías se pone en modo descarga para abastecer los 2.5 [KW] de potencia demandada, consecuentemente hasta las 08H00 la energía disminuye a 18[KW] y el SOC al 60% .
- (3) La demanda disminuye a 0[KW], la planta fotovoltaica llega a su valor nominal de 2[KW], por lo que el banco de baterías conmuta al modo carga. La potencia acumulada incrementa hasta llegar a 23[KW] y el SOC al 76% a las 11H00.

- (4) Disminuye la cantidad generación fotovoltaica nuevamente a 900[W], y al no satisfacer por completo la creciente demanda de 1.5[KW], el banco de baterías conmuta al modo descarga. La potencia disminuye hasta llegar a 20.5[KW] y el SOC al 68% a las 14H00.
- (5) Se tiene el pick de demanda eléctrica de 2.5 [KW], la potencia de la planta fotovoltaica es cero, siendo necesario mantener el modo descarga del banco de baterías. La potencia disminuye hasta llegar a 11[KW] y el SOC al 36% a las 17H00.
- (6) La demanda disminuye, la irradiancia continua en cero, el banco de baterías continúa en modo descarga. La potencia disminuye hasta llegar a 6[KW] y el SOC al 20% a las 20H00.
- (7) Al finalizar el día la demanda retorna al mínimo, por lo que todas las unidades nuevamente dejan de aportar potencia. La batería nuevamente se pone en modo stand by, es decir se mantiene con la potencia de la etapa anterior de 6[KW] y SOC del 20%.

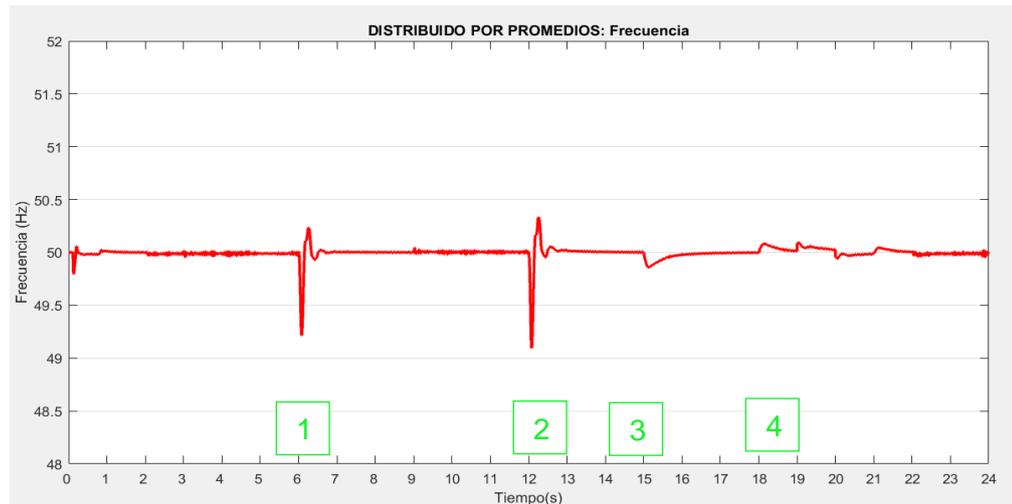
La **Figura 55** muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [HZ], presentándose los siguientes picks:

- (1) A las 06H00 se produce una perturbación, cuando se activa la demanda, es decir hay un cambio de 0 [KW] a 2 [KW], el tiempo para restablecerse es de 0.5 segundos.
- (2) A las 12H00 cuando se activa la demanda, es decir hay un cambio de 0 [KW] a 1.5 [KW], el tiempo para restablecerse es de 0.5 segundos.
- (3) A las 15H00 cuando se activa la demanda, es decir hay un cambio de 1.5 [KW] a 2 [KW], el tiempo para restablecerse es de 0.6 segundos.

- (4) Entre las 18H00 y 20H00, tiempo en el que el BESS y diésel conmutan para satisfacer la demanda, el tiempo para restablecerse es de 0.6 segundos.

Figura 55

Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día típico.



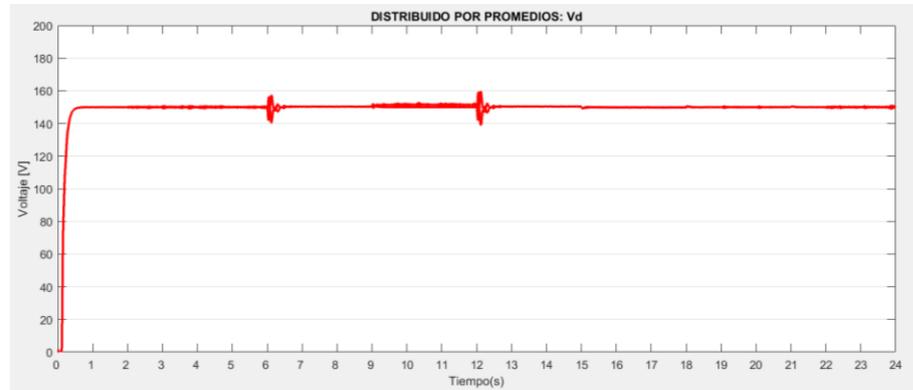
Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [Hz].

Es importante recalcar que la desviación mínima es de 49.8 [Hz] y el valor de desviación máxima es de 50.3 [Hz], en todo momento se encuentra dentro de la banda de tolerancia de establecida desde 49 [Hz] a 51 [Hz].

La **Figura 56** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento que al incorporar la propuesta de control secundario basado en promedios, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 56

Voltaje en coordenada d al aplicar control secundario distribuido por promedios - día típico.



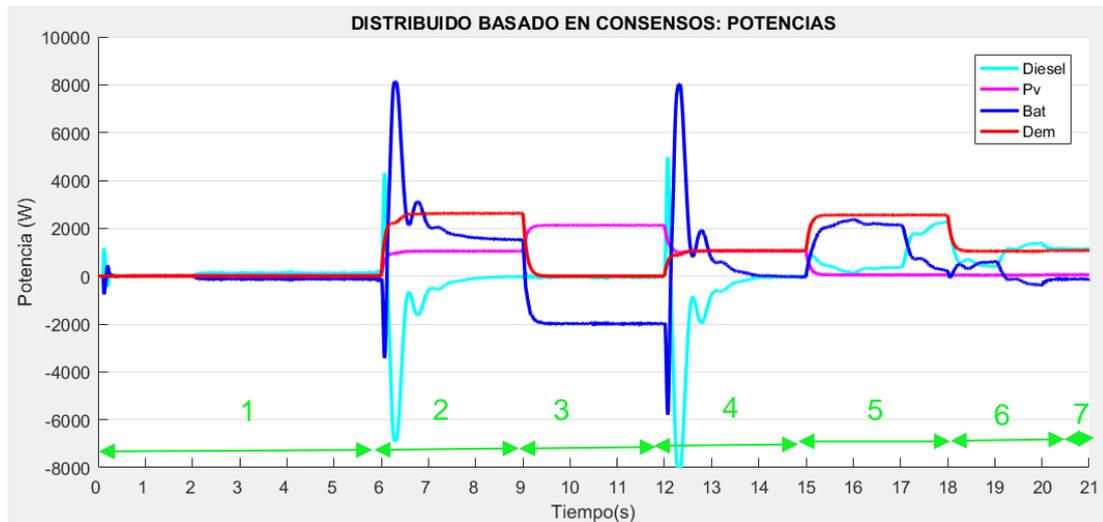
Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario Distribuido basado en consensos. En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario tiene una arquitectura distribuida basada en consensos y el control terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cada vez que existe un cambio de demanda. La Figura 57 muestra la operación de la micro-red en simulik, así mismo se presentan las 7 fases de un día típico. A continuación se explica cada una de ellas.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H00 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 aparecen los primeros rayos de sol y proporcionan energía por lo que la planta fotovoltaica produce 900[W], a la vez, la demanda es de 2.5[KW], inmediatamente el banco de baterías se pone en modo descarga para abastecer la potencia requerida.

Figura 57

Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día típico.



Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día típico con control secundario distribuido basado en consensos.

- (3) Desde las 09H00 hasta las 12H00, la demanda disminuye, al contrario la irradiancia incrementa y está al máximo por lo que la generación de la planta fotovoltaica llega a su valor nominal de 2[KW], siendo viable cargar al banco de baterías a la misma potencia.
- (4) Disminuye la cantidad generación fotovoltaica, y al no satisfacer por completo la creciente demanda, el banco de baterías nuevamente se pone en modo descarga, a fin de compensar el diferencial de potencia requerido.
- (5) Se tiene el pick de demanda eléctrica, la irradiancia es cero por lo que el banco de baterías continúa en modo descarga.
- (6) La demanda disminuye, la irradiancia continua en cero, el banco de baterías se mantiene en modo descarga para abastecer la potencia

requerida. Cabe recalcar que desde las 18H00 hasta las 19H00 el BESS entrega 1200[W], instante en el que el optimizador ordena que se encienda el generador diésel para cubrir la potencia faltante requerida, de modo que la batería alrededor de las 19H30 deja de entregar potencia durante 30 minutos para de ahí en adelante cubrir la demanda.

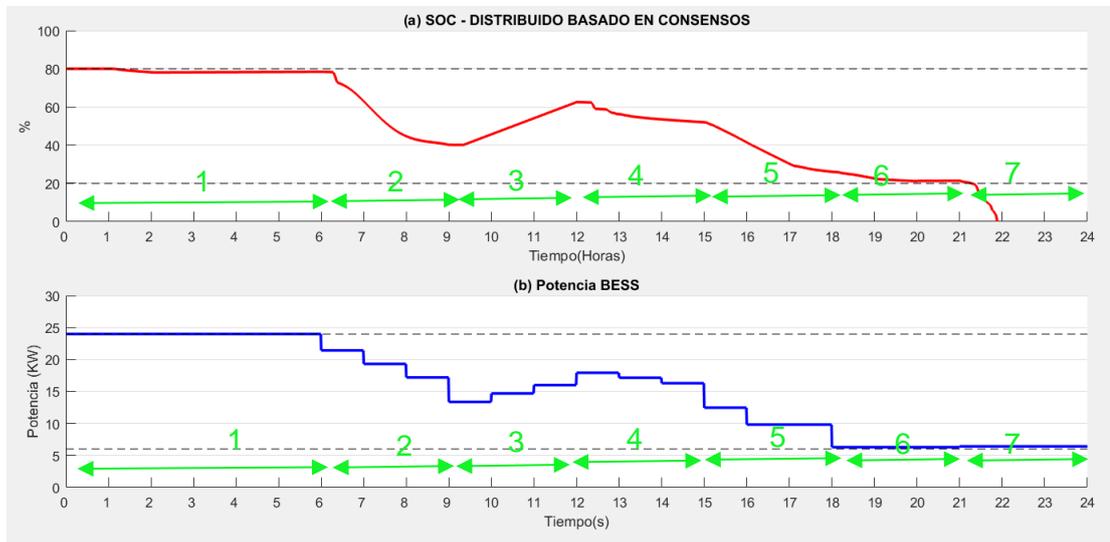
- (7) Al finalizar el día la demanda retorna al mínimo, por lo que todas las unidades nuevamente dejan de aportar potencia.

El bloque “batería” de Simulik tiene como una salida el SOC, la **Figura 58** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación. A continuación se describe el comportamiento energético de la batería en cada una de las 7 fases del escenario correspondiente a un día típico:

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H00 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 24[KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 80%.
- (2) A las 06H00 la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 900[W], el banco de baterías se pone en modo descarga para abastecer los 2.5 [KW] de potencia demandada, consecuentemente hasta las 08H00 la energía disminuye a 18[KW] y el SOC al 60% .
- (3) La demanda disminuye a 0[KW], la planta fotovoltaica llega a su valor nominal de 2[KW], por lo que el banco de baterías conmuta al modo carga. La potencia acumulada incrementa hasta llegar a 23[KW] y el SOC al 76% a las 11H00.

Figura 58

Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos-día típico.



Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 24 [KW] tanto en FICO, como en simulink.

- (4) Disminuye la cantidad generación fotovoltaica nuevamente a 900[W], y al no satisfacer por completo la creciente demanda de 1.5[KW], el banco de baterías conmuta al modo descarga. La potencia disminuye hasta llegar a 20.5[KW] y el SOC al 68% a las 14H00.
- (5) Se tiene el pick de demanda eléctrica de 2.5 [KW], la potencia de la planta fotovoltaica es cero, siendo necesario mantener el modo descarga del banco de baterías. La potencia disminuye hasta llegar a 11[KW] y el SOC al 36% a las 17H00.
- (6) La demanda disminuye, la irradiancia continua en cero, el banco de baterías continúa en modo descarga. La potencia disminuye hasta llegar a 6[KW] y el SOC al 20% a las 20H00.

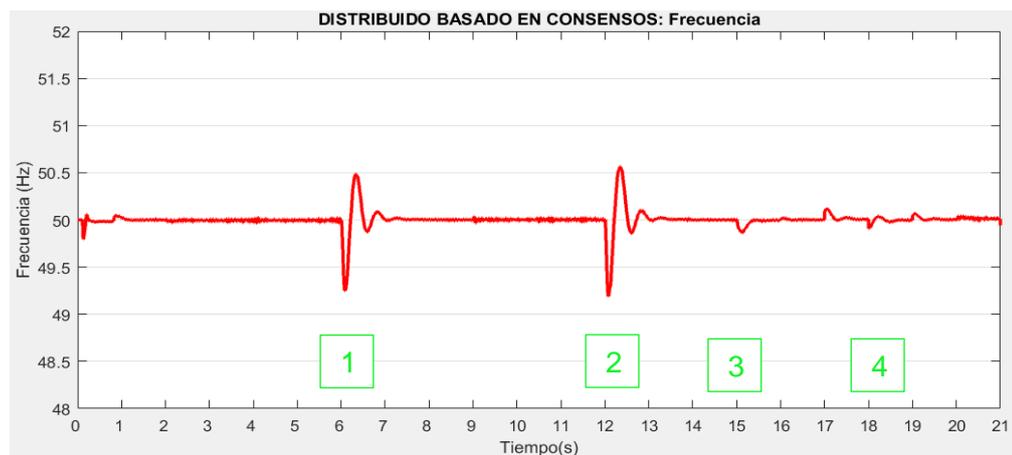
- (7) Al finalizar el día la demanda retorna al mínimo, por lo que todas las unidades nuevamente dejan de aportar potencia. La batería nuevamente se pone en modo stand by, es decir se mantiene con la potencia de la etapa anterior de 6[KW] y SOC del 20%.

La

Figura 59 muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [HZ], presentándose los siguientes picks.

Figura 59

Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día típico.



Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [Hz].

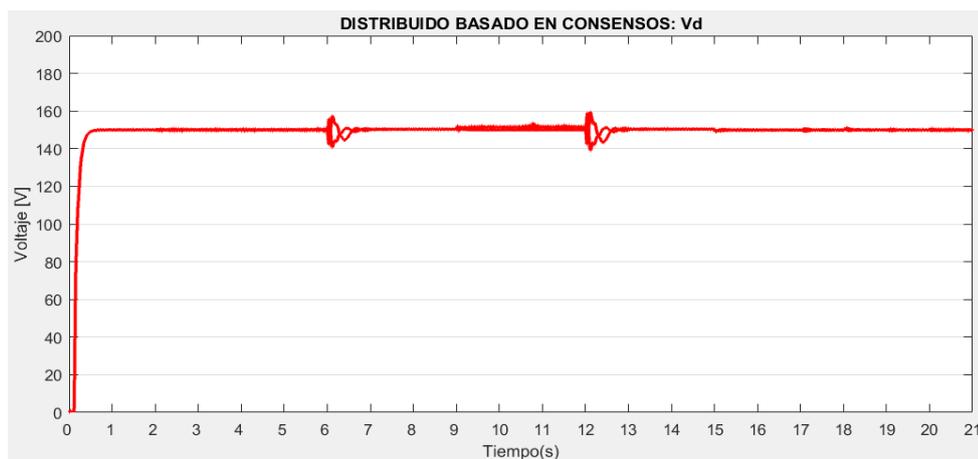
- (1) A las 06H00 se produce una perturbación, cuando se activa la demanda, de decir hay un cambio de 0 [KW] a 2 [KW], el tiempo para restablecerse es de 1 segundos.
- (2) A las 12H00 cuando se activa la demanda, de decir hay un cambio de 0 [KW] a 1.5 [KW], el tiempo para restablecerse es de 1 segundos.

- (3) A las 15H00 cuando se activa la demanda, de decir hay un cambio de 1.5 [KW] a 2 [KW], el tiempo para restablecerse es de 1 segundos.
- (4) Entre las 18H00 y 20H00, tiempo en el que el BESS y diésel conmutan para satisfacer la demanda, el tiempo para restablecerse es de 0.6 segundos.

Es importante recalcar que el la desviación mínima es de 49.8 [Hz] y el valor de la desviación máxima es de 50.5 [HZ], en todo momento se encuentra dentro de la banda de tolerancia de establecida desde 49 [Hz] a 51 [Hz].

Figura 60

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día típico.



Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

La **Figura 60** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Cuadro comparativo del desempeño de los controles secundarios implementados en un día típico

A continuación se presenta un cuadro comparativo del tiempo de establecimiento y el sobreimpulso de las unidades de generación al operar en un día típico. El análisis se desarrolla en los cambios de demanda ascendentes para establecer los puntos de comparación, específicamente en los segundos 6, 12 y 15. La **Tabla 9** muestra los datos para las tres arquitecturas de control secundario: “C” centralizado, “DP” distribuido por promedios y “DC” distribuido basado en consensos.

Tabla 9

Análisis de transitorios de las potencias suministradas por las UG de la micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día típico.

Tiempo [s]	UG	Ts [s]			$\Delta OS [KW]$		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Diésel	0.7	0.7	2	4.3	4.3	4.1
	PV	0.1	0.1	0.1	0	0	0
	BESS	0.7	0.7	2	1.4	1.4	8
12	Diésel	2	2	2	5	5	5
	PV	0.1	0.1	0.1	0	0	0
	BESS	2	2	2	2.1	2.1	8
15	Diésel	2	2	1	0.8	0.8	0.5
	PV	0.1	0.1	0.1	0	0	0
	BESS	3	3	1	0	0	0

Nota. Para el sobreimpulso se considera la potencia en Vatios.

Al evaluar el desempeño de las estrategias de control propuestas para un día típico se establece que la operación de las unidades de generación que componen la micore-red son similares en un día típico, con tiempos de establecimiento de desde 0.1 hasta 2 segundos y picks de potencia con un delta desde 0 hasta 4.3 [KW].

La respuesta de la potencia suministrada por cada unidad entre las tres arquitecturas es similar en un día típico ya que no existen fallos (desconexión de una unidad) que se deba compensar. Así mismo la variación de la frecuencia en la red analizada en los mismos puntos es similar como muestra la **Tabla 10**, con tiempo de establecimiento promedio de 0.5 segundos y una variación máxima de 0.9 [Hz].

Tabla 10

Análisis de transitorios de la frecuencia mediada en las barras de acoplamiento de micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día típico.

Tiempo [s]	Parámetro	Ts [s]			ΔOS [Hz]		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Frecuencia	0.5	0.5	1	0.8	0.8	0.8
12	Frecuencia	0.5	0.5	1	0.9	0.9	0.8
15	Frecuencia	0.6	0.6	1	0.1	0.1	0.1

Nota. Para el sobreimpulso se considera la frecuencia en hertzios.

Con esta prueba se demuestra que las unidades generadoras se activan para satisfacer la demanda energética. La prioridad es utilizar la potencia de las unidades basadas en energías renovables, en nuestro caso la planta fotovoltaica, y en los periodos con excedentes se almacenó energía en las baterías que operaban en modo carga y que conmutaron a modo descarga en los picos de demanda. Mientras que la unidad de generación diésel se conectaba para compensar la potencia faltante. Además el optimizador garantiza que la batería trabaje con un SOC entre el 20% al 80%.

Escenario 2: día Atípico 1

Para probar la funcionalidad del sistema es necesario una prueba, en la que se emula un caso atípico con las siguientes condiciones: Demanda 2.5 [KW], baja irradiancia de modo que la planta fotovoltaica produzca 0[KW] y el SOC como condición inicial se fija en el 80%.

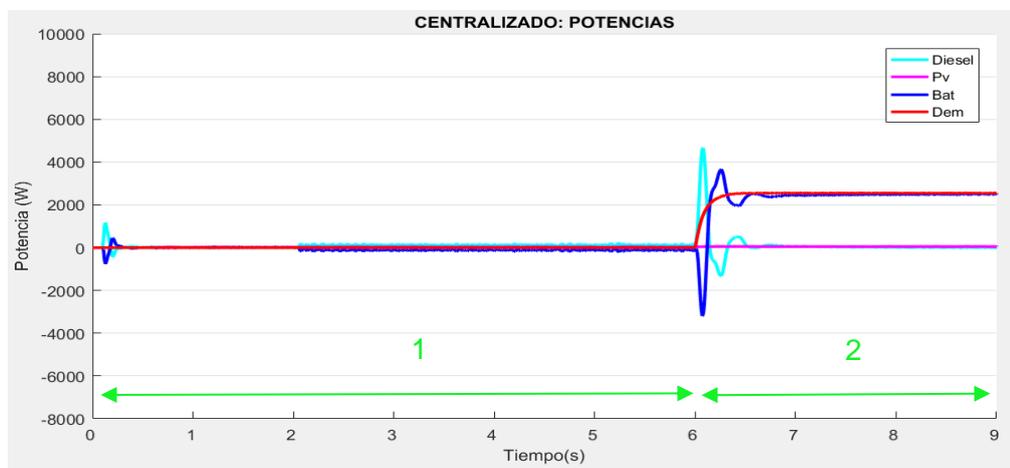
Análisis del desempeño del control secundario día Atípico 1

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario centralizado.

En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 61 muestra la operación de la micro-red en Simulink, y se analizan dos condiciones:

Figura 61

Potencias de las UG al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 1.



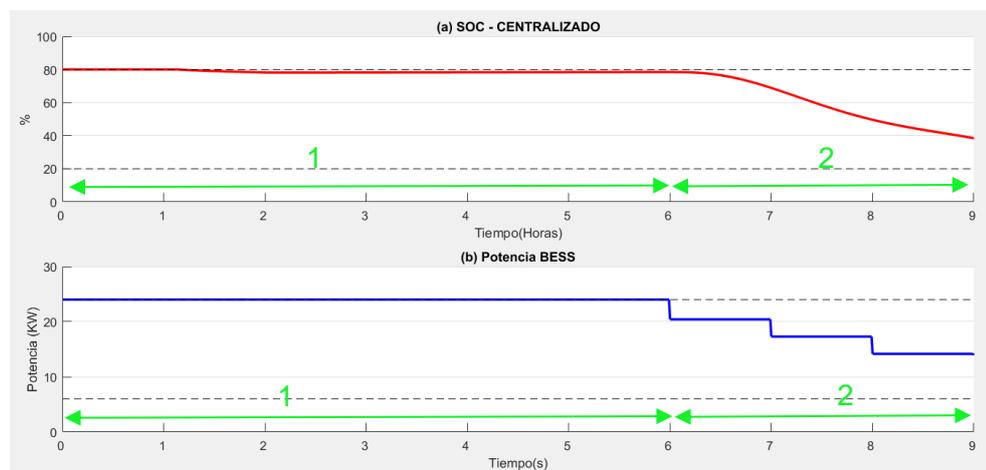
Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día atípico con control secundario centralizado.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 se comprueba que la batería se hace cargo de la demanda ya que la planta fotovoltaica genera 0[KW] pero la energía de la batería es suficiente para hacerse cargo de la demanda energética sin necesidad de que se active la unidad de generación diésel, excepto para cubrir las fluctuaciones de cambio de estado de la demanda.

El bloque “batería” de Simulink tiene como una salida el SOC, la **Figura 62** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación.

Figura 62

Comportamiento batería al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 1.



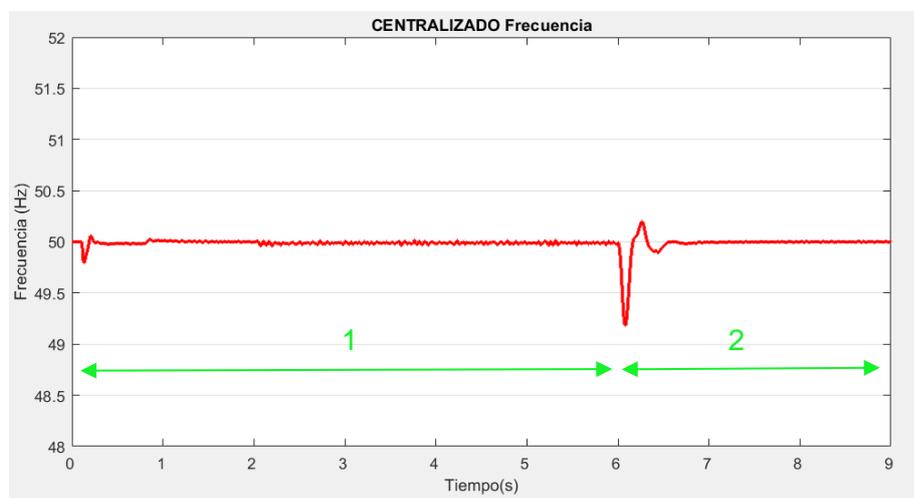
Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 24 [KW] tanto en FICO, como en simulink.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 24[KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 80%.
- (2) A las 06H00 la planta fotovoltaica continua con una generación de 0[KW], por lo que el banco de baterías se pone en modo descarga para abastecer los 2.5 [KW] de potencia demandada, consecuentemente hasta las 09H00 la energía disminuye a 14[KW] y el SOC al 47% .

La **Figura 63** muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [HZ], presentándose un pick a las 06H00 cuando se activa la demanda, de decir hay un cambio de 0 [KW] a 2.5 [KW], el tiempo para restablecerse es de 0.5 segundos. El pick mínimo es de 49.8 [Hz] y el valor de pick máximo es de 50.2 [HZ], en todo momento se encuentra dentro de la banda de tolerancia de establecida desde 49 [Hz] a 51 [Hz].

Figura 63

Frecuencia al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 1.



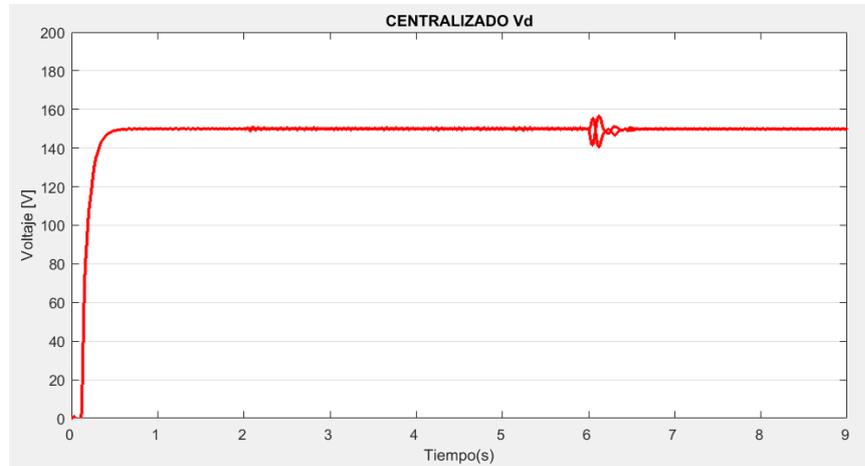
Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [HZ].

La **Figura 64** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 64

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario centralizado - día atípico

1.



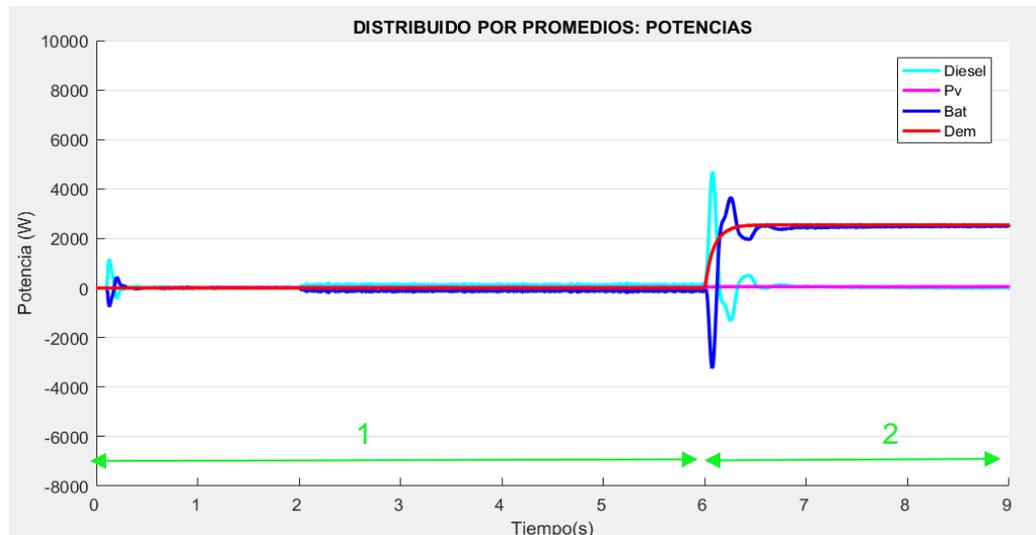
Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido por promedios. En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el control secundario es de arquitectura distribuida basada en promedios y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 65 muestra la operación de la micro-red en Simulink, y se analizan dos escenarios:

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 se comprueba que la batería se hace cargo de la demanda ya que la planta fotovoltaica genera 0[KW] pero la energía de la batería es suficiente para hacerse cargo de la demanda energética sin necesidad de que se active la unidad de generación diésel, excepto para cubrir las fluctuaciones de cambio de estado de la demanda.

Figura 65

Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 1.



Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día atípico con control secundario distribuido por promedios.

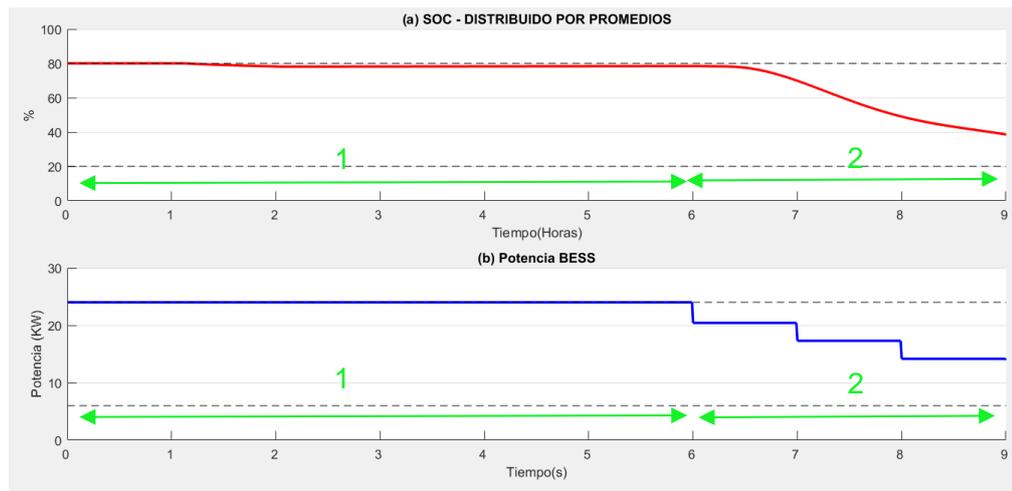
El bloque “batería” de Simulink tiene como una salida el SOC, la **Figura 66** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 24[KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 80%.
- (2) A las 06H00 la planta fotovoltaica continua con una generación de 0[KW], por lo que el banco de baterías se pone en modo descarga para

abastecer los 2.5 [KW] de potencia demandada, consecuentemente hasta las 09H00 la energía disminuye a 14[KW] y el SOC al 47%.

Figura 66

Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 1.

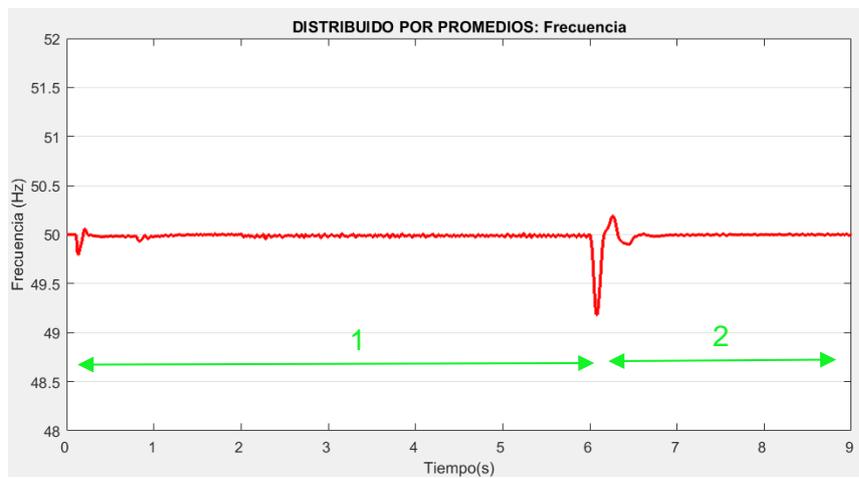


Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 24 [KW] tanto en FICO, como en Simulik.

La **Figura 67** muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [HZ], presentándose un pick a las 06H00 cuando se activa la demanda, de decir hay un cambio de 0 [KW] a 2.5 [KW], el tiempo para restablecerse es de 0.5 segundos. El pick mínimo es de 49.8 [Hz] y el valor de pick máximo es de 50.2 [Hz], en todo momento se encuentra dentro de la banda de tolerancia de establecida desde 49 [Hz] a 51 [Hz].

Figura 67

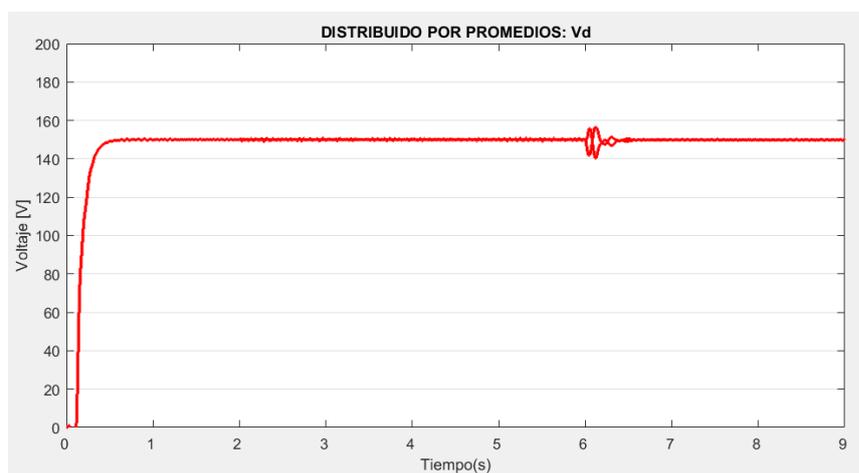
Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 1.



Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [Hz].

Figura 68

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 1.



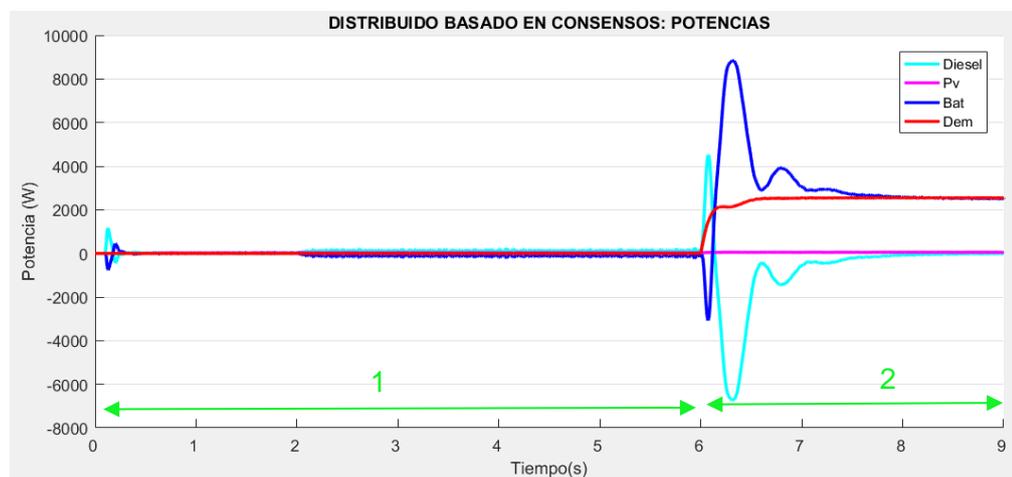
Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

La **Figura 68** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido basado en consensos. En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario es de arquitectura descentralizada basada en promedios y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 69 muestra la operación de la micro-red en simulik, y se analizan dos condiciones:

Figura 69

Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 1.



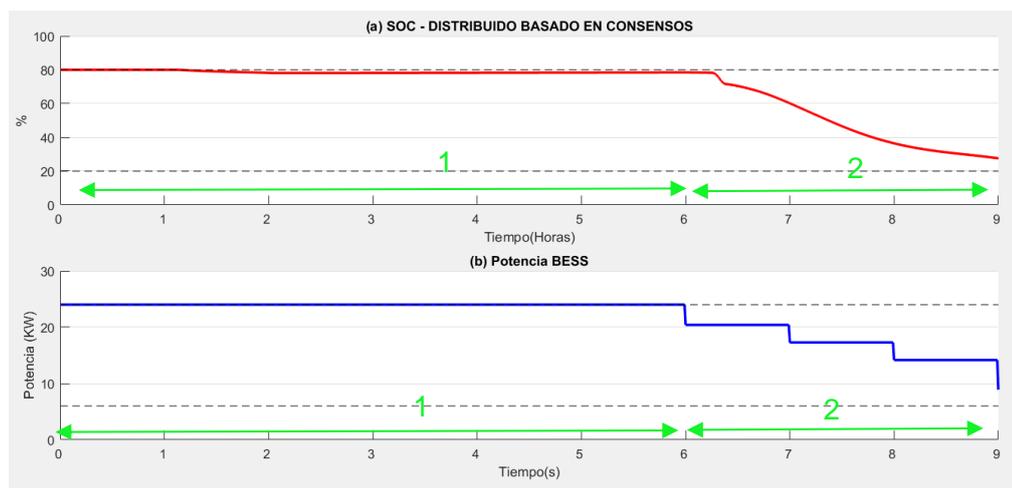
Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día atípico con control secundario distribuido basado en consensos.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 la batería se hace cargo de la demanda ya que la planta fotovoltaica genera 0[KW] pero la energía de la batería es suficiente para hacerse cargo de la demanda energética sin necesidad de que se active la unidad de generación diésel, excepto para cubrir las fluctuaciones de cambio de estado de la demanda.

El bloque “batería” de Simulink tiene como una salida el SOC, la **Figura 70** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación.

Figura 70

Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 1.



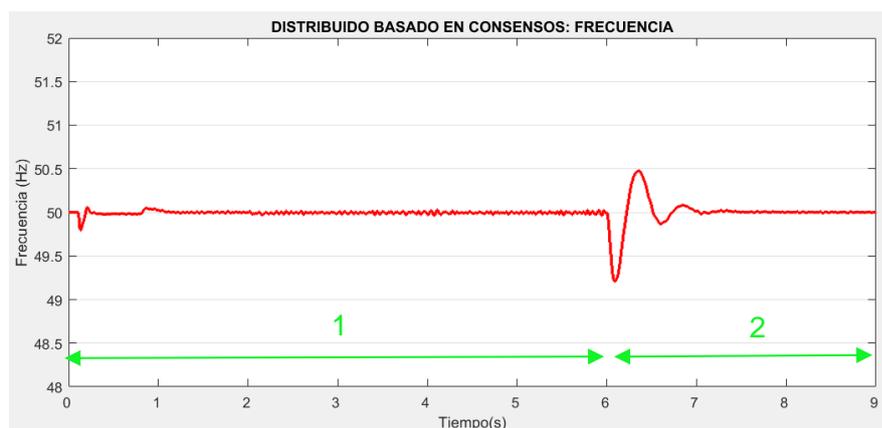
Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 la potencia de la planta fotovoltaica es igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 24[KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 80%.
- (2) A las 06H00 la planta fotovoltaica continúa con una generación de 0[KW], por lo que el banco de baterías se pone en modo descarga para abastecer los 2.5 [KW] de potencia demandada, consecuentemente hasta las 09H00 la energía disminuye a 14[KW] y el SOC al 47%.

La **Figura 71** muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [HZ], presentándose un pick a las 06H00 cuando se activa la demanda, de decir hay un cambio de 0 [KW] a 2.5 [KW], el tiempo para restablecerse es de 0.5 segundos. El pick mínimo es de 49.8 [Hz] y el valor de pick máximo es de 50.5 [Hz]. En todo momento se encuentra dentro de la banda de tolerancia de establecida desde 49 [Hz] a 51 [Hz].

Figura 71

Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 1.

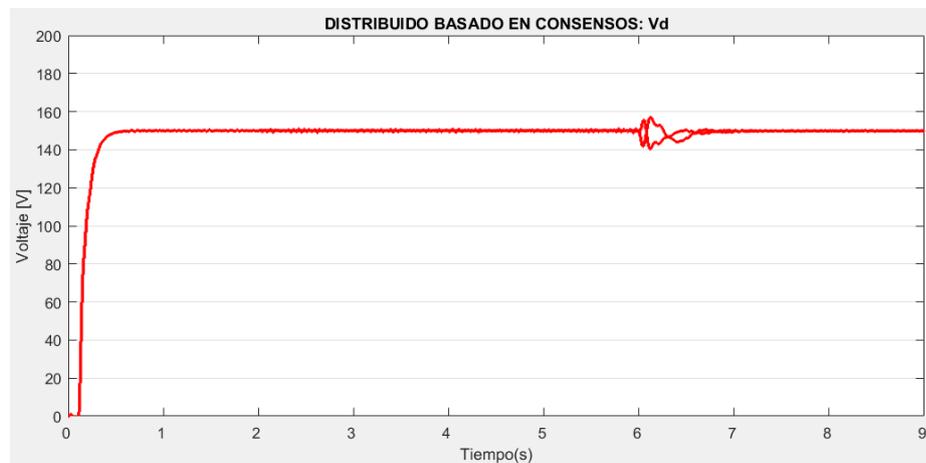


Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [Hz].

La **Figura 72** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 72

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 1.



Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

Cuadro comparativo del desempeño de los controles secundarios implementados en un día a típico 1

A continuación se presenta un cuadro comparativo del tiempo de establecimiento y el sobreimpulso de las unidades de generación en el **Escenario 2: día Atípico 1**. El análisis se desarrolla en el segundo 6, la **Tabla 11** muestra los datos para las tres arquitecturas de control secundario: “C” centralizado, “DP” distribuido por promedios y “DC” distribuido basado en consensos.

Tabla 11

Análisis de transitorios de las potencias suministradas por las UG de la micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 1.

Tiempo [s]	UG	Ts [s]			ΔOS[KW]		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Diésel	0.5	0.5	1.8	4.7	4.7	4.3
	PV	0	0	0.3	0	0	0
	BESS	0.5	0.5	1.8	1.5	1.5	6.6

Nota. Para el sobreimpulso se considera la potencia en Vatios.

Se establece que la operación de las unidades de generación que componen la micore-red son similares, con tiempos de establecimiento de desde 0.3 hasta 1.8 segundos y picks de potencia con un delta desde 0 hasta 6.6 [KW].

La respuesta de la potencia suministrada por cada unidad entre las tres arquitecturas es similar ya que no existen fallos (desconexión de una unidad) que se deba compensar. Así mismo la variación de la frecuencia en la red analizada en el segundo seis es similar como muestra la **Tabla 12**.

Tabla 12

Análisis de transitorios de la frecuencia mediada en las barras de acoplamiento de micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 1.

Tiempo [s]	Parámetro	Ts [s]			ΔOS[Hz]		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Frecuencia	0.5	0.5	1	0.8	0.8	0.8

Nota. Para el sobreimpulso se considera la frecuencia en hertzios.

Con esta prueba se demuestra que si existe baja irradiancia como ocurría en un día nublado, consecuentemente planta fotovoltaica no genera potencia (0[KW]) y la batería tiene potencia acumulada (un SOC del 80% como condición inicial) el

BESS precisa a que la batería opere en modo descarga para hacerse cargo de toda la demanda energética, en este caso 2.5 [KW].

Escenario 3: día Atípico 2

Para probar la funcionalidad del sistema es necesario una prueba, en la que se emula un caso atípico con las siguientes condiciones: Demanda 0[KW], alta irradiancia de modo que la planta fotovoltaica produzca 2[KW] y el SOC como condición inicial se fija en el 80%.

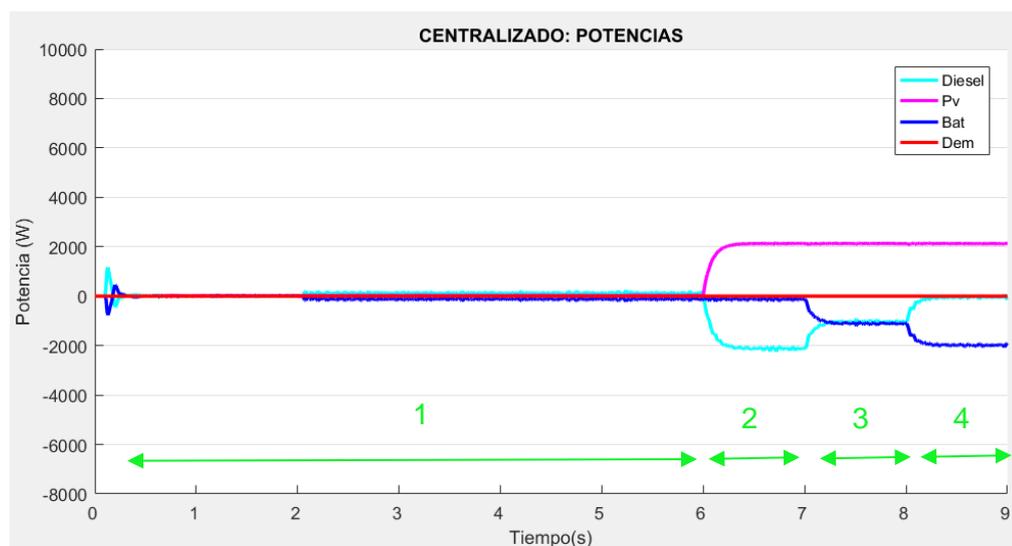
Análisis del desempeño del control secundario día Atípico 2

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario centralizado.

En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 73 muestra la operación de la micro-red en simulik, y se analizan cuatro condiciones:

Figura 73

Potencias de las UG al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 2.



Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día atípico con control secundario centralizado.

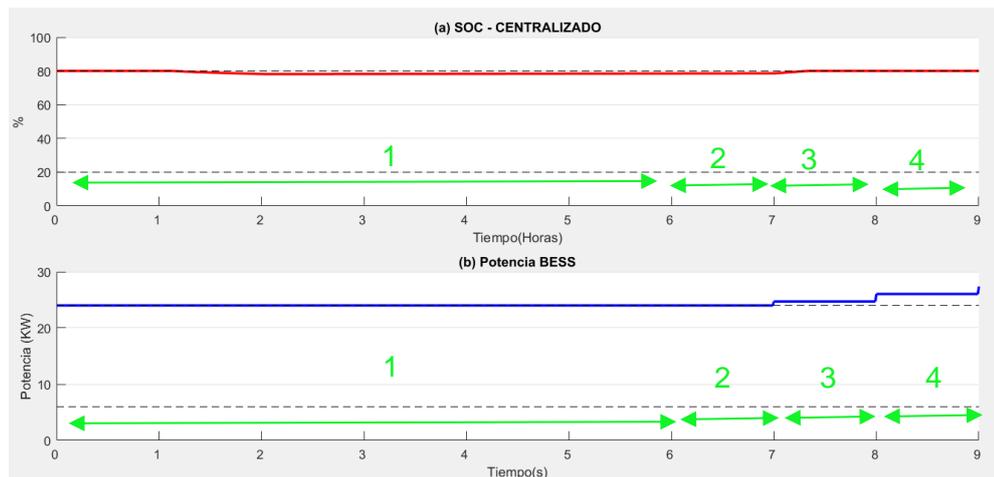
- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW], pero como la demanda es 0[KW], y la batería al estar cargada opera en modo stand by, consecuentemente existe vertimiento que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel.
- (3) A las 07H00 se mantiene un nivel alto de irradiancia por lo que la planta fotovoltaica continua generando una potencia de 2[KW], la demanda es 0[KW], y como en el lapso anterior la batería operó en modo stand by, existió una pequeña descarga por lo que en esta condición el optimizador ordena que se cargue la batería a 1[KW] disminuyendo el vertimiento a 1[KW] que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel.
- (4) A las 08H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW], pero como la demanda es 0[KW], y la batería en la etapa anterior consiguió incrementar el SOC al 80%, retorna a una operación en modo stand by, por lo que nuevamente existe un vertimiento de 2[KW] que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel.

El bloque “batería” de Simulik tiene como una salida el SOC, la **Figura 74** en (a) muestra el comportamiento de este parámetro. Mientras que en (b) se presentan

los valores de energía de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación.

Figura 74

Comportamiento batería al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 2.



Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 24 [KW] tanto en FICO, como en Simulik.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 24[KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 80%.
- (2) A las 06H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW] y la demanda es 0[KW], entonces la batería al estar al límite superior de carga, intenta mantener el 80% de SOC fijado por el optimizador operando en modo stand by.
- (3) A las 07H00 se mantiene un nivel alto de irradiancia por lo que la planta fotovoltaica continua generando una potencia de 2[KW], la demanda es 0[KW], y como en el lapso anterior la batería operó en modo stand by,

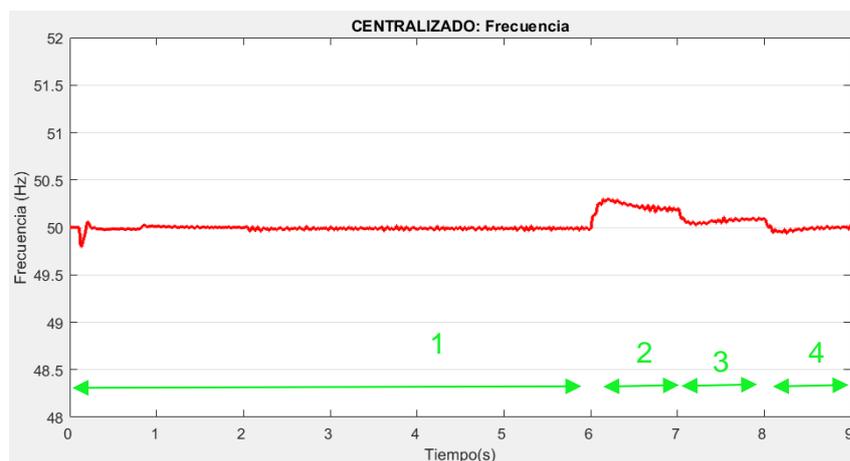
existe una pequeña descarga por lo que en esta condición el optimizador ordena que se cargue la batería limitando el SOC al 80%.

- (4) A las 08H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW] y la demanda es 0[KW], entonces como la batería se cargó en la etapa anterior y el SOC alcanzó el 80% el optimizador determina una operación en modo stand by para el acumulador.

La **Figura 75** muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [Hz] hasta las 06H00, mientras existe vertimiento la frecuencia se desvía y presenta un error permanente de +0.3 [Hz] para un vertimiento de 2[KW] y +0.2 [Hz] si el vertimiento es 1[KW]. En todo momento se encuentra dentro de la banda de tolerancia de establecida desde 49 [Hz] a 51 [Hz].

Figura 75

Frecuencia al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 2.



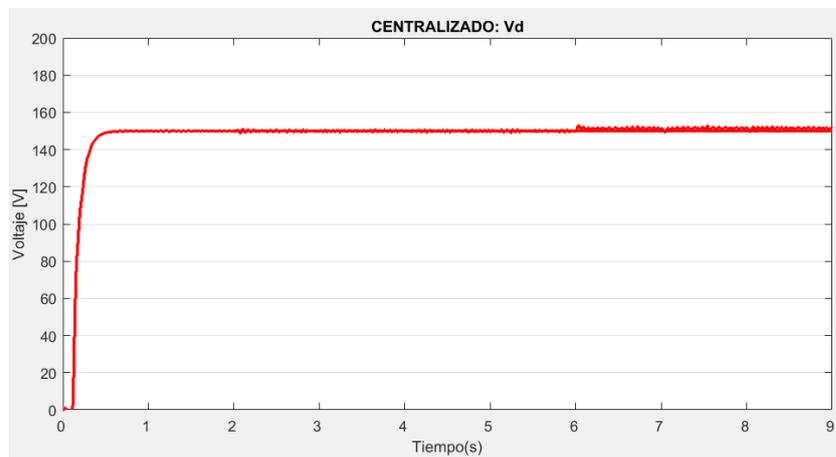
Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [HZ].

La **Figura 76** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 76

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario centralizado - día atípico

2.

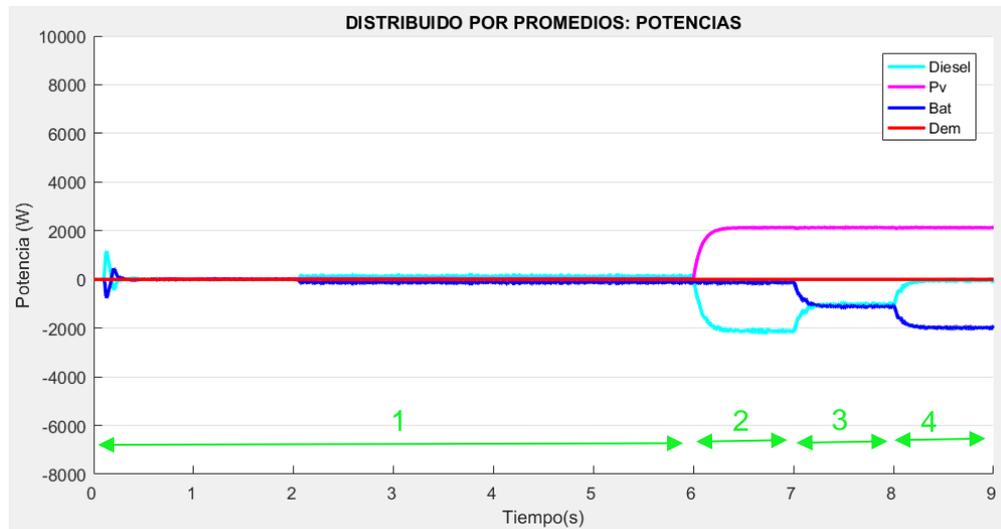


Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario Distribuido por promedios. En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario tiene una arquitectura distribuida por promedios y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 77 muestra la operación de la micro-red en Simulink, y se analizan cuatro condiciones:

Figura 77

Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 2.



Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día atípico con control secundario distribuido por promedios.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW], pero como la demanda es 0[KW], y la batería al estar cargada opera en modo stand by, consecuentemente existe vertimiento que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel.
- (3) A las 07H00 se mantiene un nivel alto de irradiancia por lo que la planta fotovoltaica continua generando una potencia de 2[KW], la demanda es 0[KW], y como en el lapso anterior la batería operó en modo stand by, existe una pequeña descarga por lo que en esta condición el optimizador

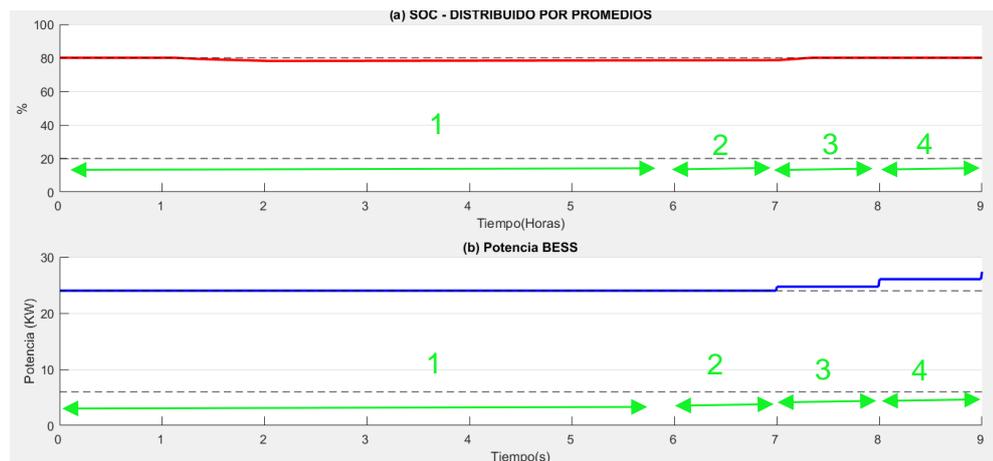
ordena que se cargue la batería a 1[KW] disminuyendo el vertimiento a 1[KW] que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel.

- (4) A las 08H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW], pero como la demanda es 0[KW], y la batería en la etapa anterior consiguió incrementar el SOC al 80%, retorna a una operación en modo stand by, por lo que nuevamente existe un vertimiento de 2[KW] que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel.

El bloque “batería” de Simulink tiene como una salida el SOC, la **Figura 78** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en (b) se presentan los valores de energía de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación.

Figura 78

Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 2.



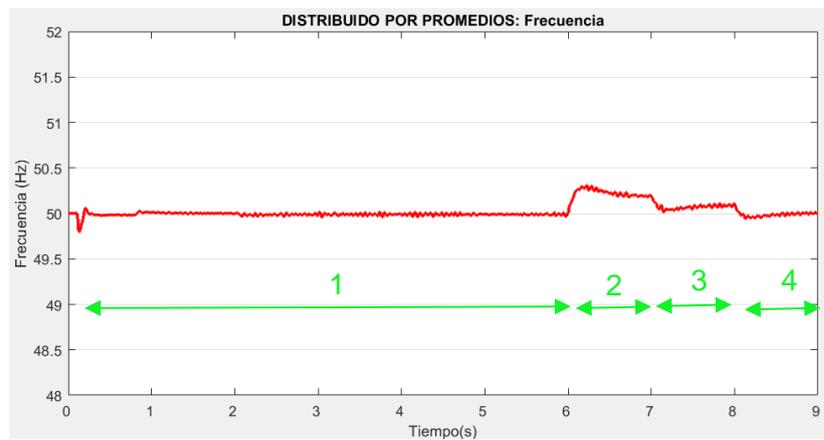
Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 24 [KW] tanto en FICO, como en simulink.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 la potencia de la planta fotovoltaica es igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 24[KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 80%.
- (2) A las 06H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW] y la demanda es 0[KW], entonces la batería al estar al límite superior de carga, intenta mantener el 80% de SOC fijado por el optimizador operando en modo stand by.
- (3) A las 07H00 se mantiene un nivel alto de irradiancia por lo que la planta fotovoltaica continua generando una potencia de 2[KW], la demanda es 0[KW], y como en el lapso anterior la batería operó en modo stand by, existe una pequeña descarga por lo que en esta condición el optimizador ordena que se cargue la batería limitando el SOC al 80%.
- (4) A las 08H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW] y la demanda es 0[KW], entonces como la batería se cargó en la etapa anterior y el SOC alcanzó el 80% el optimizador determina una operación en modo stand by para el acumulador.

La **Figura 79** muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [Hz] hasta las 06H00, mientras existe vertimiento la frecuencia se desvía y presenta un error permanente de +0.3 [Hz] para un vertimiento de 2[KW] y +0.2 [Hz] si el vertimiento es 1[KW]. En todo momento se encuentra dentro de la banda de tolerancia de establecida desde 49 [Hz] a 51 [Hz].

Figura 79

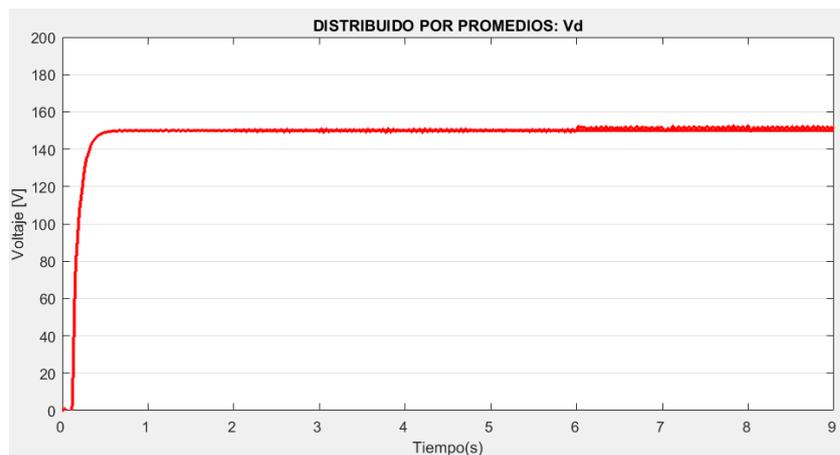
Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 2.



Nota. El valor nominal es 50 [Hz]. La normativa limita a variaciones de frecuencia a ± 1 [HZ].

Figura 80

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 2.



Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

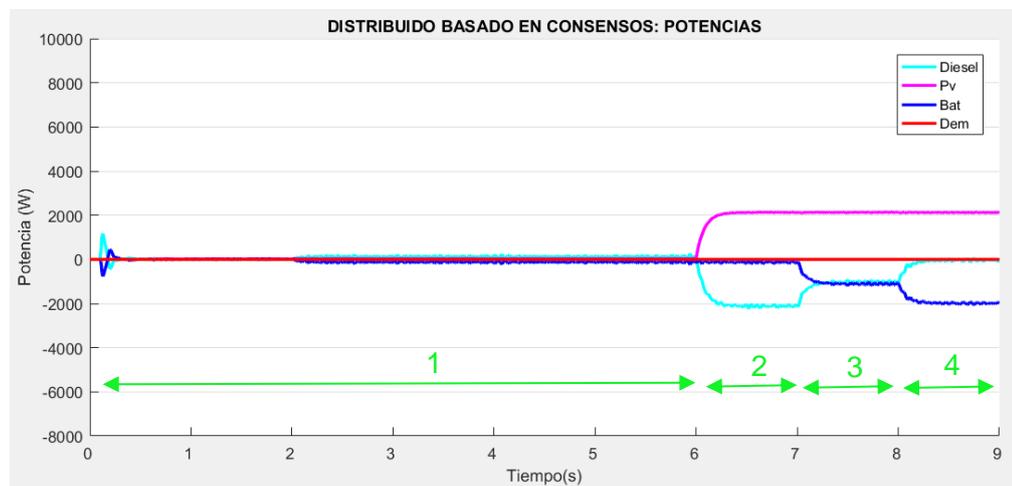
La **Figura 80** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la

coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido basado en consensos. En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario tiene una arquitectura distribuida basada en consensos y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 81 muestra la operación de la micro-red en Simulink, y se analizan cuatro condiciones:

Figura 81

Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 2.



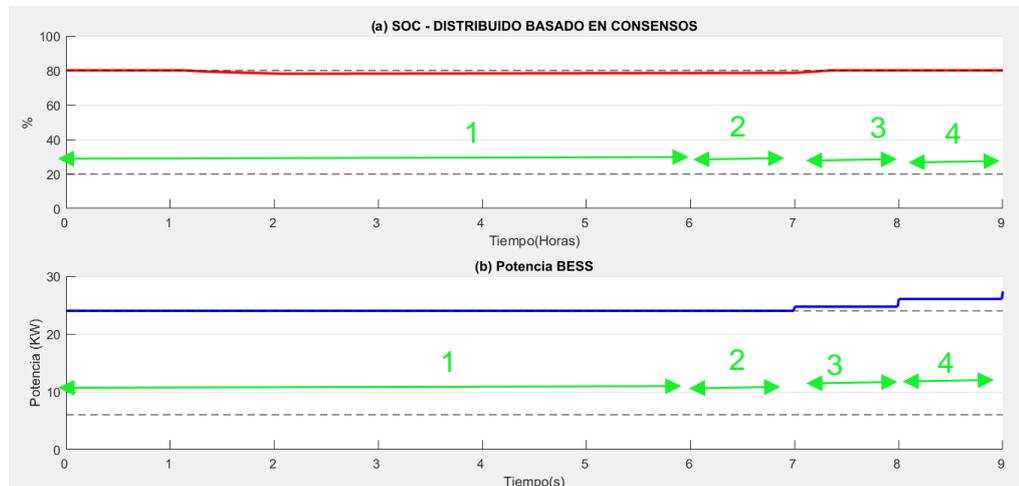
Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día atípico con control secundario centralizado.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW], pero como la demanda es 0[KW], y la batería al estar cargada opera en modo stand by, consecuentemente existe vertimiento que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel.
- (3) A las 07H00 se mantiene un nivel alto de irradiancia por lo que la planta fotovoltaica continua generando una potencia de 2[KW], la demanda es 0[KW], y como en el lapso anterior la batería operó en modo stand by, existió una pequeña descarga por lo que en esta condición el optimizador ordena que se cargue la batería a 1[KW] disminuyendo el vertimiento a 1[KW] que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel.
- (4) A las 08H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW], pero como la demanda es 0[KW], y la batería en la etapa anterior consiguió incrementar el SOC al 80%, retorna a una operación en modo stand by, por lo que nuevamente existe un vertimiento de 2[KW] que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel.

El bloque “batería” de Simulik tiene como una salida el SOC, la **Figura 82** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación.

Figura 82

Comportamiento batería al aplicar un control secundario basado en consensos - día atípico 2.



Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 24 [KW] tanto en FICO, como en simulink.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 24[KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 80%.
- (2) A las 06H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW] y la demanda es 0[KW], entonces la batería al estar al límite superior de carga, intenta mantener el 80% de SOC fijado por el optimizador operando en modo stand by.
- (3) A las 07H00 se mantiene un nivel alto de irradiancia por lo que la planta fotovoltaica continua generando una potencia de 2[KW], la demanda es 0[KW], y como en el lapso anterior la batería operó en modo stand by,

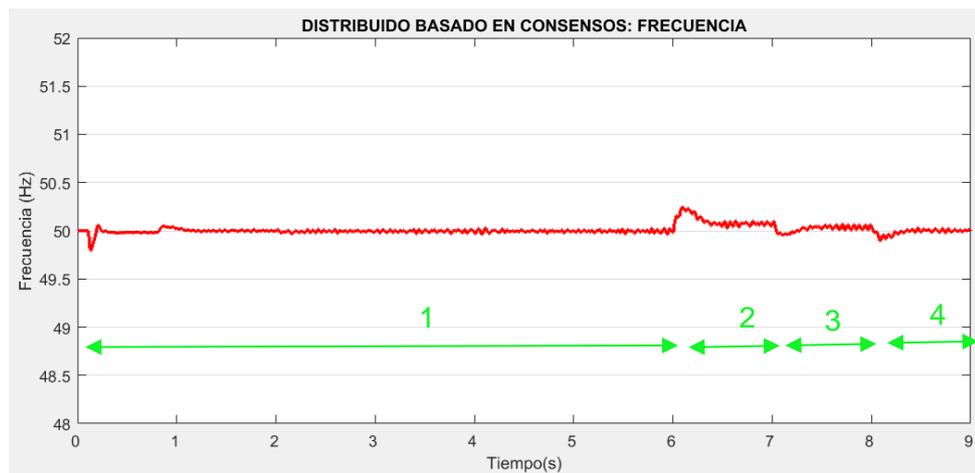
existe una pequeña descarga por lo que en esta condición el optimizador ordena que se cargue la batería limitando el SOC al 80%.

- (4) A las 08H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW] y la demanda es 0[KW], entonces como la batería se cargó en la etapa anterior y el SOC alcanzó el 80% el optimizador determina una operación en modo stand by para el acumulador.

La **Figura 83** muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [Hz] hasta las 06H00, mientras existe vertimiento la frecuencia se desvía y presenta un error permanente de +0.3 [Hz] para un vertimiento de 2[KW] y +0.2 [Hz] si el vertimiento es 1[KW]. En todo momento se encuentra dentro de la banda de tolerancia de establecida desde 49 [Hz] a 51 [Hz].

Figura 83

Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 2.

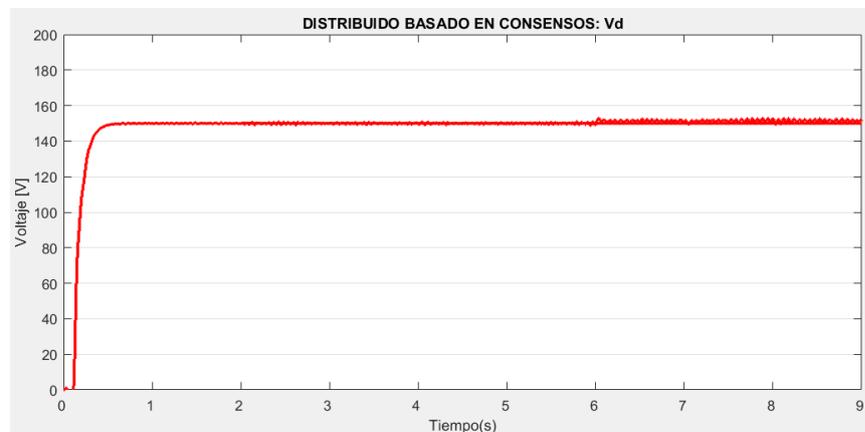


Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [Hz].

La **Figura 84** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 84

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 2.



Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

Cuadro comparativo del desempeño de los controles secundarios implementados en un día a típico 2

A continuación se presenta un cuadro comparativo del tiempo de establecimiento y el sobreimpulso de las unidades de generación en el **Escenario 3: día Atípico 2**. El análisis se desarrolla en el segundo 6, la **Tabla 13** muestra los datos para las tres arquitecturas de control secundario: “C” centralizado, “DP” distribuido por promedios y “DC” distribuido basado en consensos.

Tabla 13

Análisis de transitorios de las potencias suministradas por las UG de la micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 2.

Tiempo [s]	UG	Ts [s]			$\Delta OS[KW]$		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Diésel	0.1	0.1	0.1	0	0	0
	PV	0.1	0.1	0.1	0	0	0
	BESS	0	0	0	0	0	0

Nota. Para el sobreimpulso se considera la potencia en Vatios.

Se establece que la operación de las unidades de generación que componen la micore-red son similares, con tiempos de establecimiento de desde 0.1 segundos y no presentan picks de potencia.

La respuesta de la potencia suministrada por cada unidad entre las tres arquitecturas es similar ya que no existen fallos (desconexión de una unidad) que se deba compensar. Así mismo la variación de la frecuencia en la red analizada en el segundo seis es similar como muestra la **Tabla 14**.

Tabla 14

Análisis de transitorios de la frecuencia mediada en las barras de acoplamiento de micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 2.

Tiempo [s]	Parámetro	Ts [s]			$\Delta OS[Hz]$		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Frecuencia	1	1	1	0.3	0.3	0.2

Nota. Para el sobreimpulso se considera la frecuencia en hertzios.

Con esta prueba se demuestra que si se tiene alta irradiancia la planta fotovoltaica proporciona su potencia nominal, pero si la demanda es 0[KW], y la batería está cargada opera en modo stand by, existe vertimiento que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel. Mientras existe

vertimiento la frecuencia se desvía y presenta un error permanente de +0.3 [Hz] para un vertimiento de 2[KW] y +0.2 [Hz] si el vertimiento es 1[KW].

Escenario 4: día Atípico 3

Para probar la funcionalidad del sistema es necesario una prueba, en la que se emula un caso atípico con las siguientes condiciones: Demanda 0[KW], alta irradiancia de modo que la planta fotovoltaica produzca 2[KW] y el SOC como condición inicial se fija en el 46%.

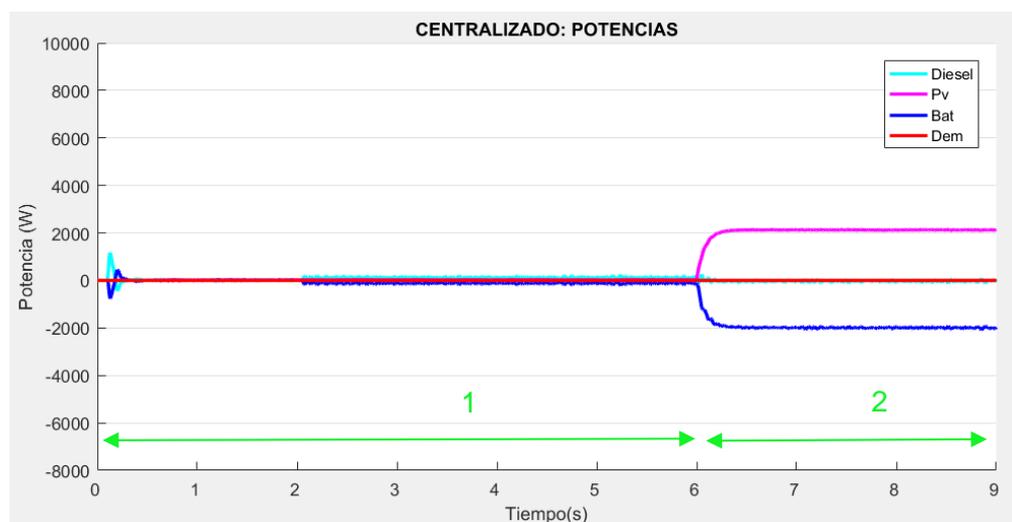
Análisis del desempeño del control secundario día Atípico 3

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario centralizado

En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 85 muestra la operación de la micro-red en simulik, y se analizan dos escenarios:

Figura 85

Potencias de las UG al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 3.



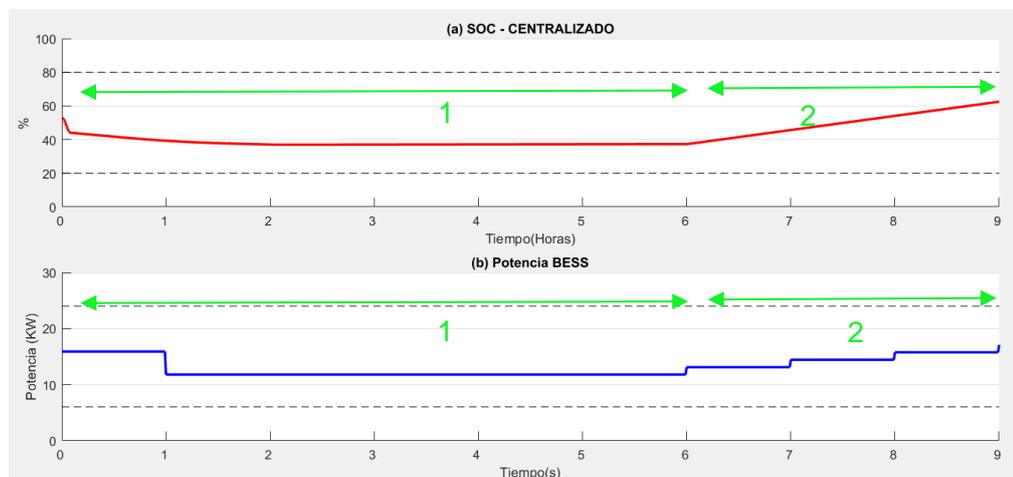
Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día atípico con control secundario centralizado.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW], y la demanda es 0[KW], por lo que la batería opera en modo carga.

El bloque “batería” de Simulink tiene como una salida el SOC, la **Figura 86** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación.

Figura 86

Comportamiento batería al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 3.



Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 16 [KW] tanto en FICO, como en simulink.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en

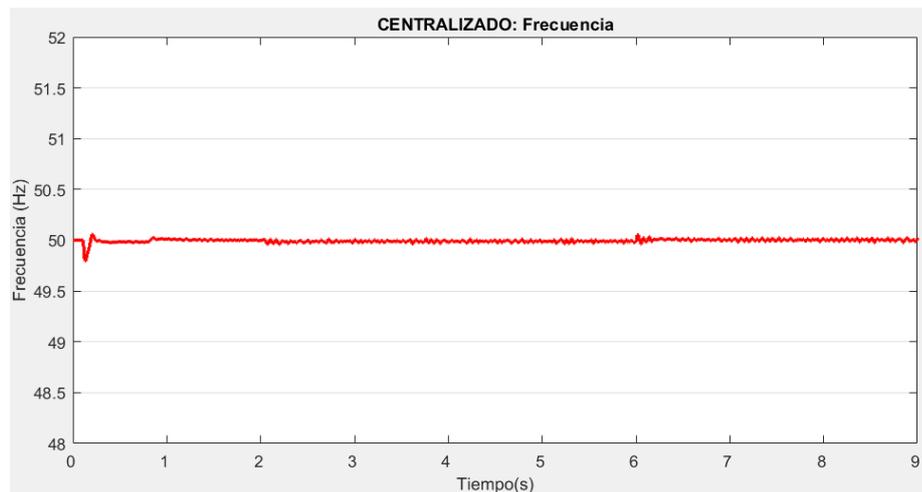
stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 14 [KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 46%.

- (2) A las 06H00 la planta fotovoltaica genera 2[KW], y como la demanda es 0[KW], la batería se carga de modo que a los 9 segundos llega a 18 [KW] equivalente al 60%.

La **Figura 87** muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [HZ].

Figura 87

Frecuencia al aplicar un control secundario centralizado - día atípico 3.



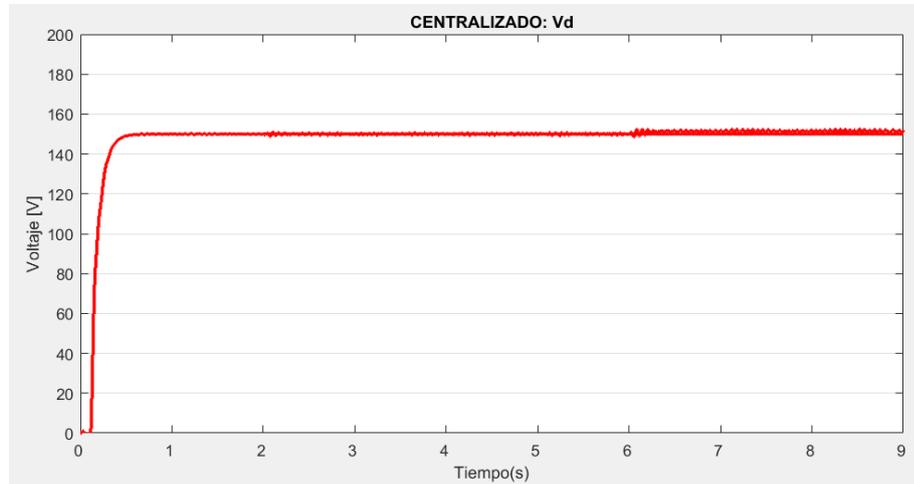
Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [HZ].

La **Figura 88** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 88

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario centralizado - día atípico

3.



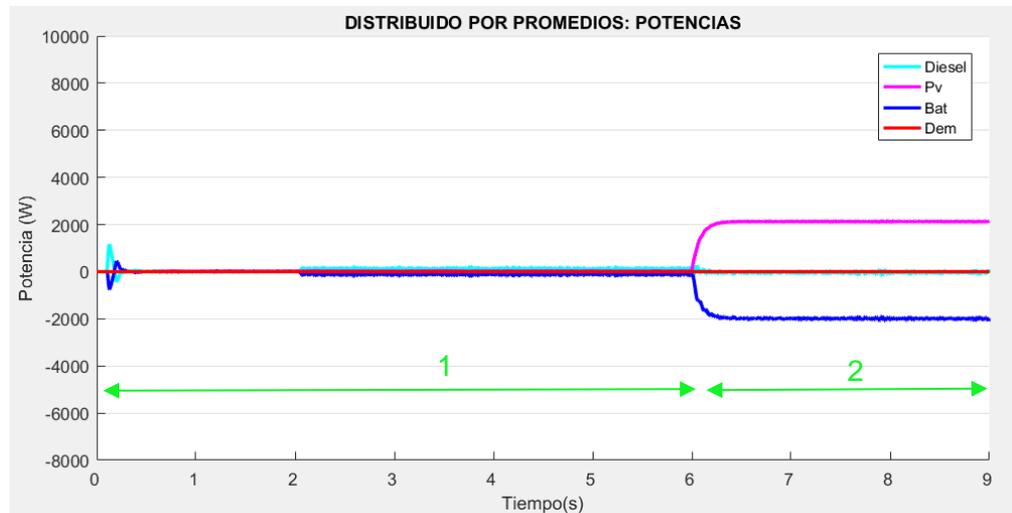
Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido por promedios. En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario es de arquitectura distribuida por promedios y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 89 muestra la operación de la micro-red en simulik, y se analizan dos escenarios:

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW], y la demanda es 0[KW], por lo que la batería opera en modo carga.

Figura 89

Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 3.



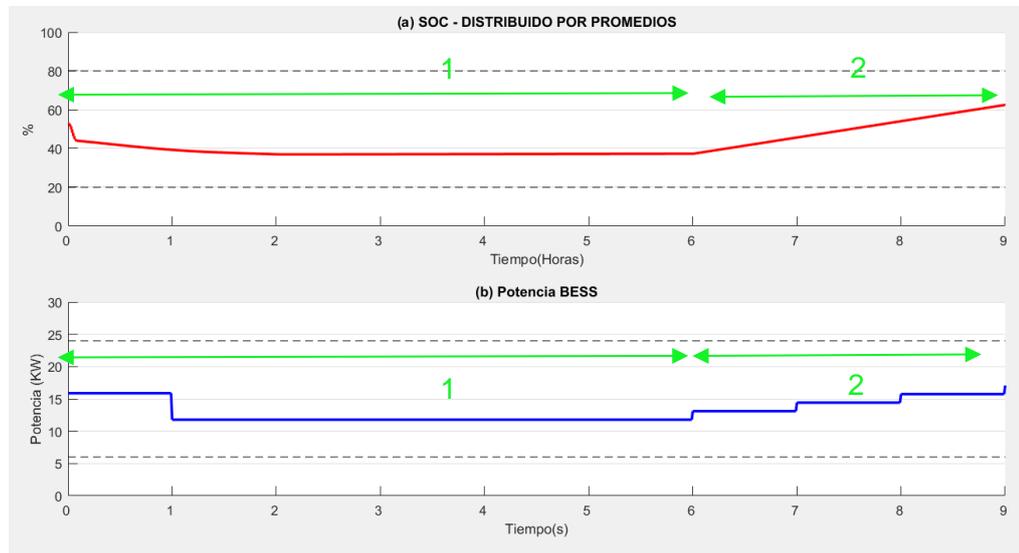
Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día atípico con control secundario distribuido por promedios.

El bloque “batería” de Simulink tiene como una salida el SOC, la **Figura 90** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en la sección (b) se presentan los valores de potencia de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 14[KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 46%.
- (2) A las 06H00 la planta fotovoltaica genera 2[KW], y como la demanda es 0[KW], la batería se carga de modo que a los 9 segundos llega a 18 [KW] equivalente al 60%.

Figura 90

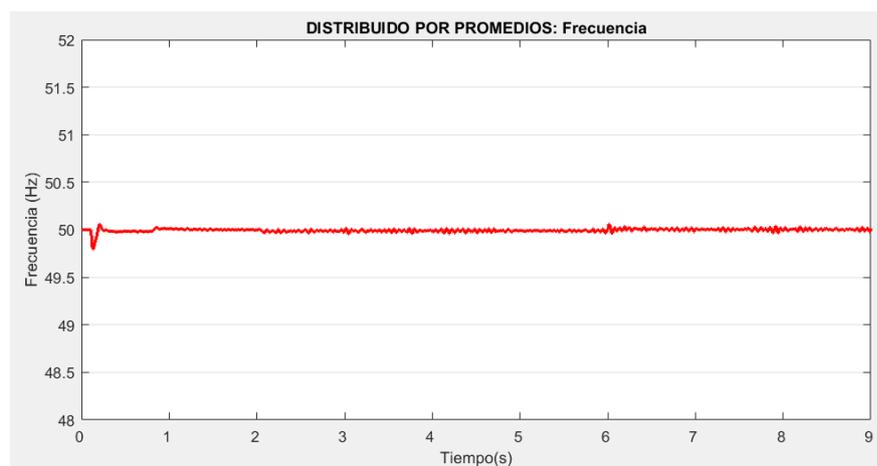
Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 3.



Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 16 [KW] tanto en FICO, como en simulink.

Figura 91

Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 3.



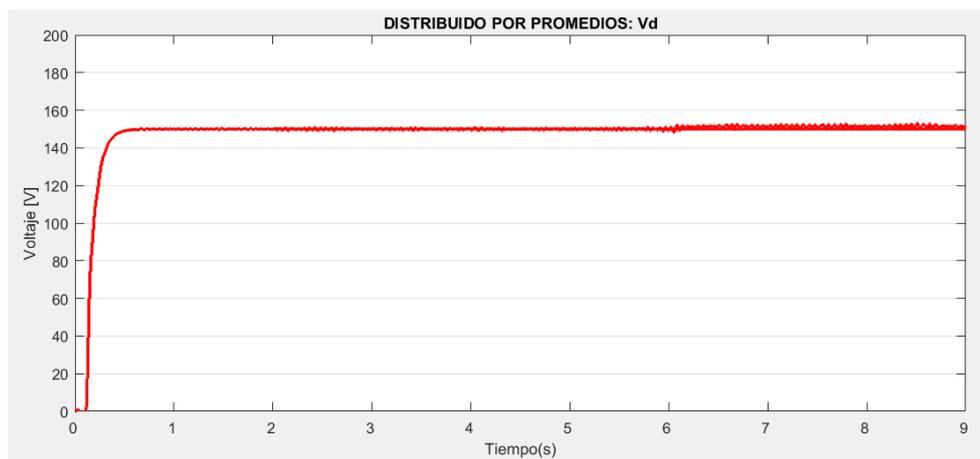
Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [HZ].

La **Figura 91** muestra el comportamiento de la frecuencia, en las barras de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [HZ].

La **Figura 92** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 92

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido por promedios - día atípico 3.



Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

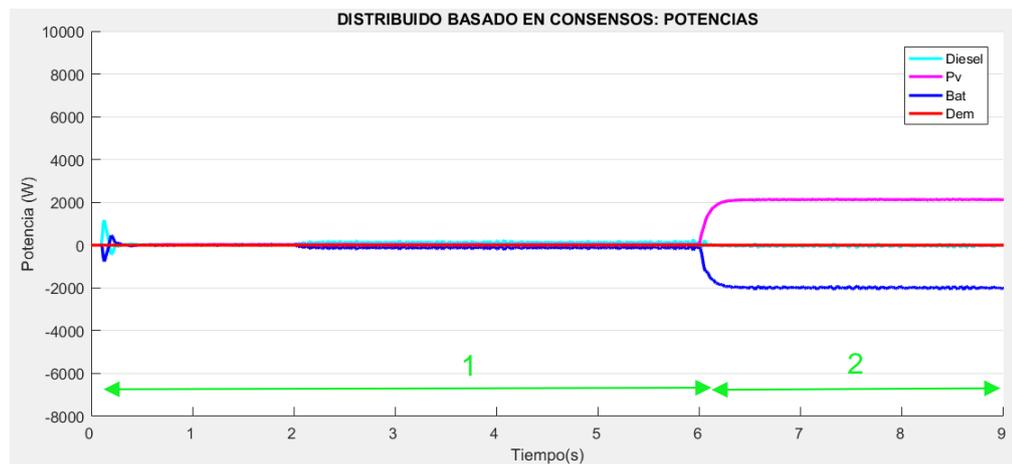
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido

basado en consensos. En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario es de arquitectura distribuida basada en consensos y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 93 muestra la operación de la micro-red en simulik, y se analizan dos escenarios:

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 del día no existe irradiancia, además la demanda es 0[KW], por lo que no se activa ninguna unidad de generación.
- (2) A las 06H00 se tiene alta irradiancia por lo que la planta fotovoltaica proporciona una potencia de 2[KW], y la demanda es 0[KW], por lo que la batería opera en modo carga.

Figura 93

Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 3.



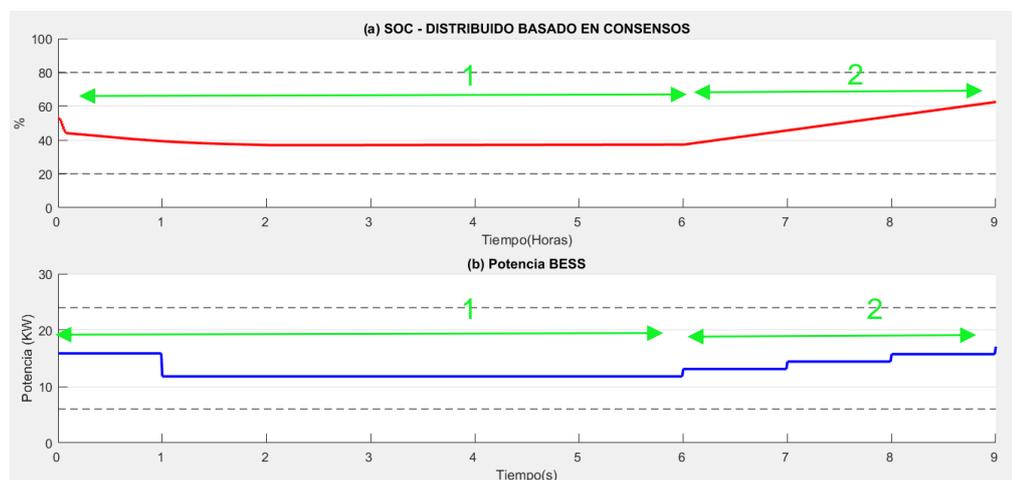
Nota. Potencias entregadas por las unidades de generación de la micro-red en estudio en un día atípico con control secundario distribuido basado en consensos.

El bloque “batería” de Simulink tiene como una salida el SOC, la **Figura 94** en (a) muestra el comportamiento del SOC. Mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de la batería, es decir la potencia en el transcurso del horizonte de simulación.

- (1) Desde las 00H00 hasta las 05H59 la potencia de la planta fotovoltaica al igual que la demanda es de 0[KW], por lo que la batería se encuentra en stand by, es decir se mantiene con la potencia inicial de 14 [KW] que se colocó como condición inicial. Por lo que SOC se mantiene en el 46%.
- (2) A las 06H00 la planta fotovoltaica genera 2[KW], y como la demanda es 0[KW], la batería se carga de modo que a los 9 segundos llega a 18 [KW] equivalente al 60%.

Figura 94

Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 3.

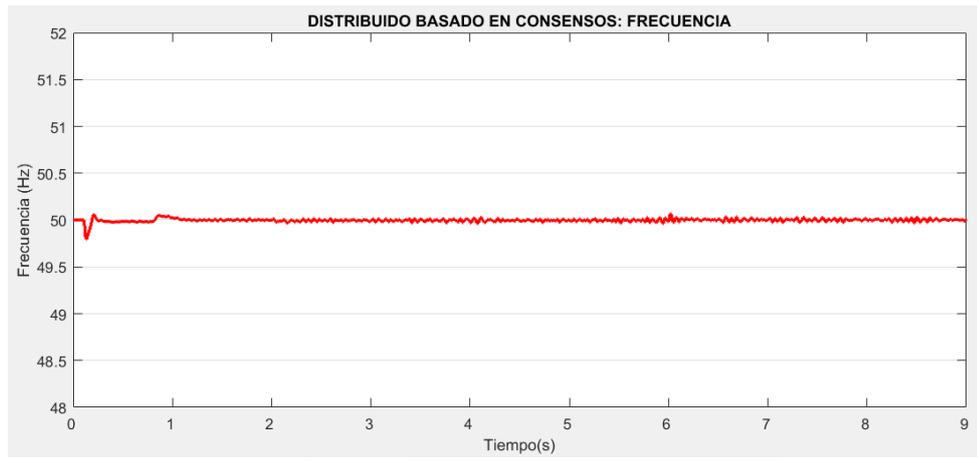


Nota. La condición inicial de potencia de la batería se establece en 16 [KW] tanto en FICO, como en simulink.

La **Figura 95** muestra el comportamiento de la frecuencia, en la barra de acoplamiento. Nótese que se mantiene constante en 50 [HZ].

Figura 95

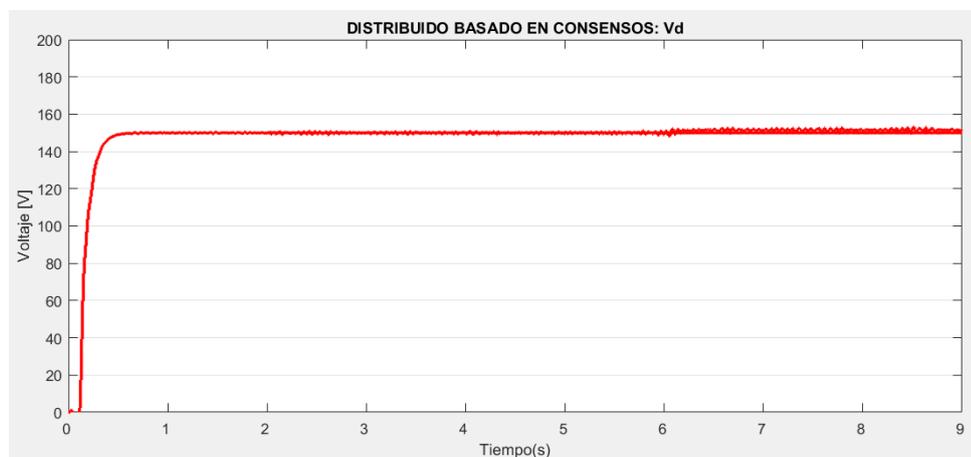
Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 3.



Nota. El valor nominal es de 50 [Hz]. La normativa limita las variaciones de frecuencia a ± 1 [Hz].

Figura 96

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - día atípico 3.



Nota. El valor nominal en coordenadas d es de 150 voltios.

La **Figura 96** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Cuadro comparativo del desempeño de los controles secundarios implementados en un día a típico 3

A continuación se presenta un cuadro comparativo del tiempo de establecimiento y el sobreimpulso de las unidades de generación en el **Escenario 4: día Atípico 3**. El análisis se desarrolla en el segundo 6, la **Tabla 15** muestra los datos para las tres arquitecturas de control secundario: “C” centralizado, “DP” distribuido por promedios y “DC” distribuido basado en consensos.

Tabla 15

Análisis de transitorios de las potencias suministradas por las UG de la micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 3.

Tiempo [s]	UG	Ts [s]			$\Delta OS[KW]$		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Diésel	0.1	0.1	0.1	0	0	0
	PV	0.1	0.1	0.1	0	0	0
	BESS	0	0	0	0	0	0

Nota. Para el sobreimpulso se considera la potencia en Vatios.

La operación de las unidades de generación que componen la micro-red son similares, con tiempos de establecimiento de 0.1 segundos y no presentan picks de potencia. La respuesta de la potencia suministrada por cada unidad entre las tres arquitecturas es similar ya que no existen fallos (desconexión de una unidad) que se

deba compensar. Así mismo la variación de la frecuencia en la red analizada en el segundo seis es similar como muestra la **Tabla 16**.

Tabla 16

Análisis de transitorios de la frecuencia mediada en las barras de acoplamiento de micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 3.

Tiempo [s]	Parámetro	Ts [s]			ΔOS [Hz]		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Frecuencia	0.1	0.1	0.1	0.05	0.05	0.05

Nota. Para el sobreimpulso se considera la frecuencia en hertzios.

Con esta prueba se demuestra que si la demanda 0[KW], además existe alta irradiancia de modo que la planta fotovoltaica produce 2[KW] y el SOC como condición inicial es 46%, al estar dentro del rango preestablecido del 20% al 80%, el optimizador precisa operar a la batería en modo carga.

Escenario 5: Comparación entre la arquitectura de control centralizado y distribuido para el control secundario frente a una desconexión de una unidad.

Hasta el momento se ha evaluado la micro-red en operación normal, ahora se analiza en condición plug and play de una unidad de generación, es decir conexión y desconexión de las unidades de generación. Escenario que presenta una micro-red en operación isla.

El control secundario se encarga de reestablecer la frecuencia al valor nominal ante una perturbación, por lo que para evaluar el desempeño de los controles distribuidos respecto al centralizado, se establece un escenario en el que una unidad generación entra el fallo y se desconecta.

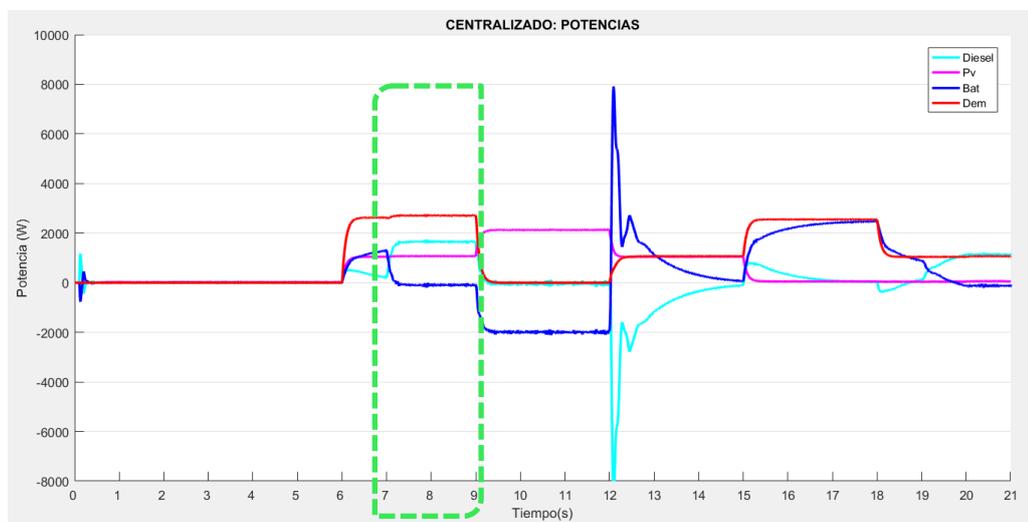
Análisis del desempeño del control secundario frente a una desconexión de una unidad

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario centralizado.

En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 97 muestra la operación de la micro-red en Simulink con las condiciones establecidas anteriormente en el Escenario 1: día típico, con la diferencia que a las 07H00 el BESS entra en fallo y se desconecta, por lo que en esta sección se considera únicamente dos condiciones; lo que sucede antes y después de la desconexión.

Figura 97

Potencias de las UG al aplicar un control secundario centralizado - frente a una desconexión de una unidad



Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9

- (1) Desde las 06H00 hasta las 06H59 del día existe irradiancia por lo que la planta fotovoltaica produce 900[W]. Como la demanda es de 2.5[kW], el

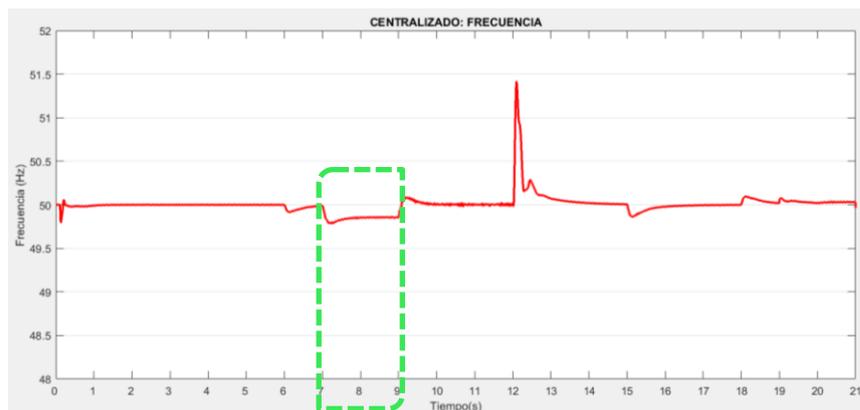
banco de baterías opera en modo descarga para abastecer la potencia faltante requerida.

- (2) A las 07H00 existe la misma cantidad de irradiancia por lo que la planta fotovoltaica continua produciendo 900[W]. Como la demanda es de 2.5[KW], y el banco de baterías se desconectó a causa de una falla, la unidad de generación diésel se activa para cubrir la potencia faltante requerida.

Desde las 00H00 hasta las 07H59 la planta fotovoltaica produce energía y el banco de baterías se encuentra en modo descarga, para abastecer la totalidad de la demanda, por lo que la frecuencia se mantiene constante en el valor nominal de 50 [Hz]. Pero a las 07H00 cuando el BESS entra en fallo y se desconecta la batería, la frecuencia se altera como muestra la **Figura 98** converge a un valor de 49.75 [Hz], es decir mantiene un error en estado estable durante la desconexión de la unidad.

Figura 98

Frecuencia al aplicar un control secundario centralizado - frente a una desconexión de una unidad

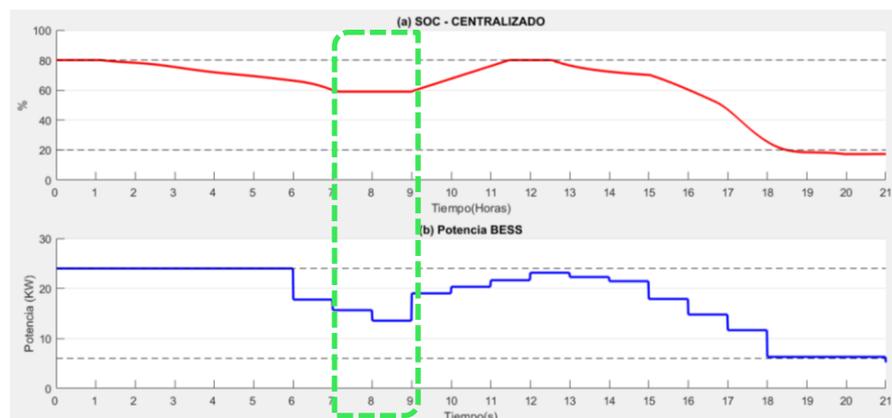


Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9.

La **Figura 99** en (a) muestra el estado de carga de la batería, mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de batería operando en la micro-red con las condiciones establecidas anteriormente en el Escenario 1: día típico, con la diferencia que a las 07H00 el BESS entra en fallo y se desconecta la batería, que conmuta a modo stand by por lo que el SOC se mantiene en 60% que corresponde a una potencia de 18 [KW].

Figura 99

Comportamiento batería al aplicar un control secundario centralizado - frente a una desconexión de una unidad

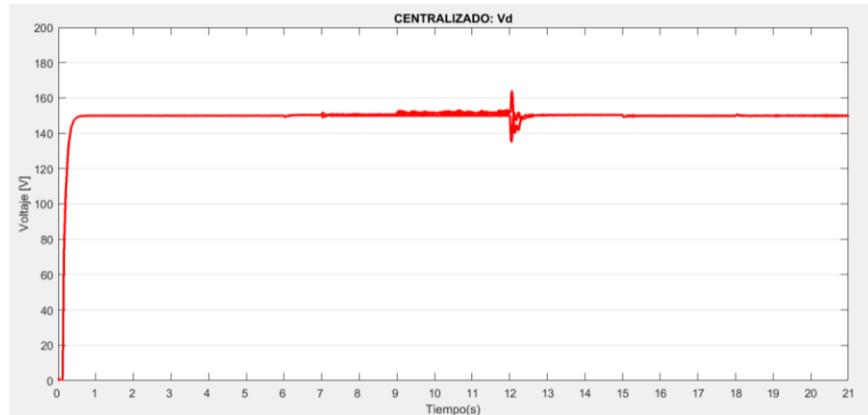


Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9.

La **Figura 100** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control centralizado del secundario, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 100

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario centralizado – frente a una desconexión de una unidad



Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9.

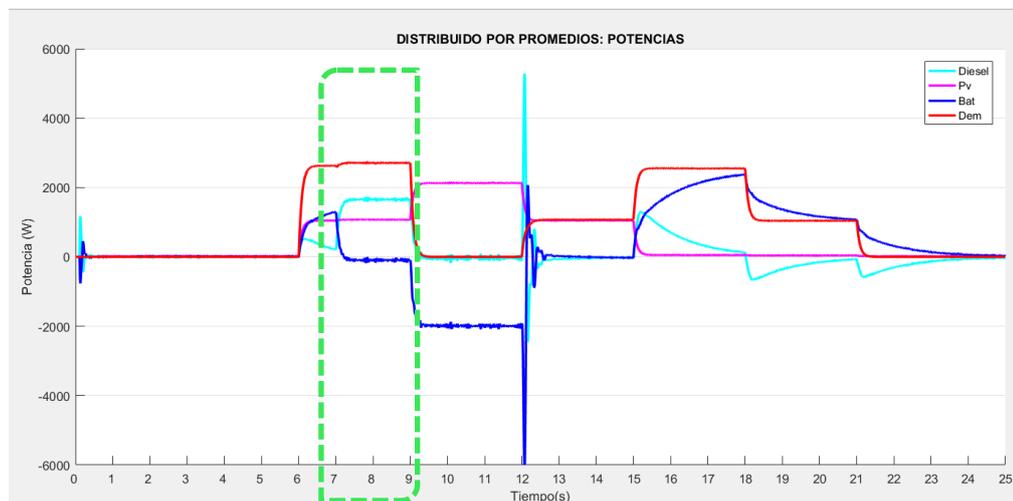
Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido por promedios. En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario es distribuido por promedios y terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 101 muestra la operación de la micro-red en Simulink con las condiciones establecidas anteriormente en el Escenario 1: día típico, con la diferencia que a las 07H00 el BESS entra en fallo y se desconecta, por lo que en esta sección se considera únicamente dos condiciones; lo que sucede antes y después de la desconexión.

- (1) Desde las 06H00 hasta las 06H59 del día existe irradiancia por lo que la planta fotovoltaica produce 900[W]. Como la demanda es de 2.5[KW], el banco de baterías opera en modo descarga para abastecer la potencia faltante requerida.

(2) A las 07H00 existe la misma cantidad de irradiancia por lo que la planta fotovoltaica continua produciendo 900[W]. Como la demanda es de 2.5[KW], y el banco de baterías se desconectó a causa de una falla, la unidad de generación diésel se activa para cubrir la potencia faltante requerida.

Figura 101

Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido por promedios - frente a una desconexión de una unidad

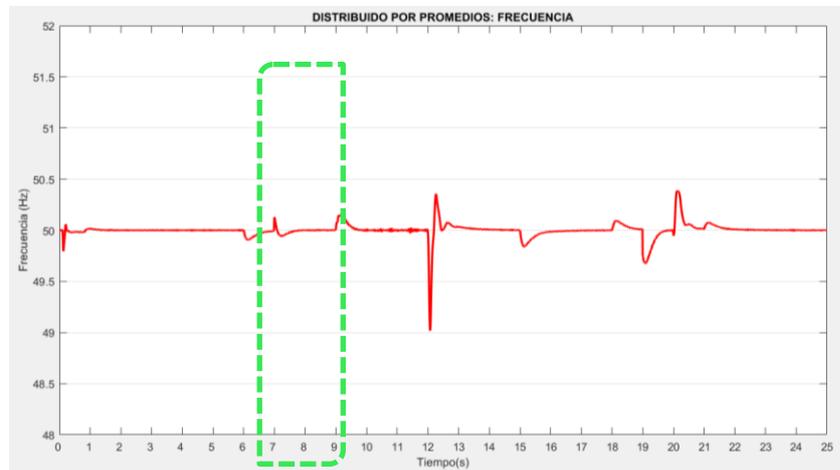


Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9.

Desde las 00H00 hasta las 07H59 la planta fotovoltaica produce energía y el banco de baterías se encuentra en modo descarga, para abastecer la totalidad de la demanda, por lo que la frecuencia se mantiene constante en el valor nominal de 50 [Hz]. Pero a las 07H00 cuando el BESS entra en fallo y se desconecta la batería, la frecuencia se desvía a 50.1 [Hz] como muestra la **Figura 102**. Pero el algoritmo de control secundario distribuido por promedios, detecta que no existe comunicación con esa unidad por lo que establece acciones correctivas que restablecer la frecuencia su valor nominal.

Figura 102

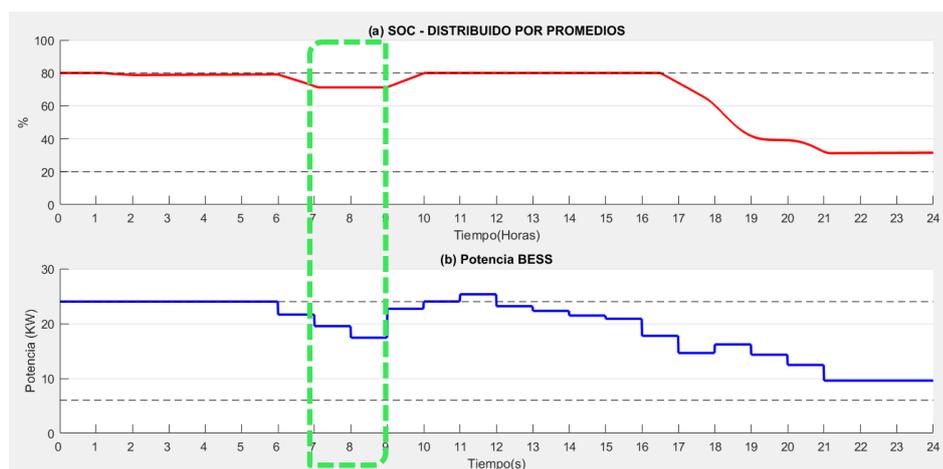
Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido por promedios - frente a una desconexión de una unidad



Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9

Figura 103

Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido por promedios - frente a una desconexión de una unidad



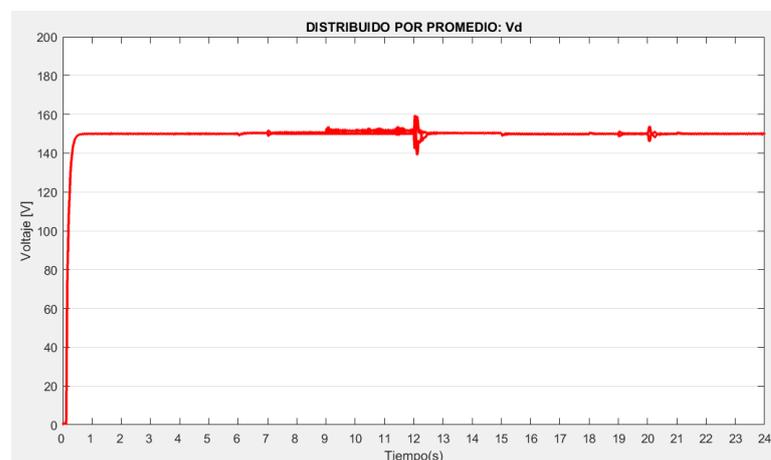
Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9.

La **Figura 103** en (a) muestra el estado de carga de la batería, mientras que en la (b) se presentan los valores de potencia de batería operando en la micro-red con las condiciones establecidas anteriormente en el Escenario 1: día típico, con la diferencia que a las 07H00 el BESS entra en fallo y se desconecta la batería, que conmuta a modo stand by por lo que el SOC se mantiene en 70% que corresponde a una potencia de 21 [KW], durante el fallo.

La **Figura 104** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control secundario por promedios, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 104

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido por promedios – frente a una desconexión de una unidad



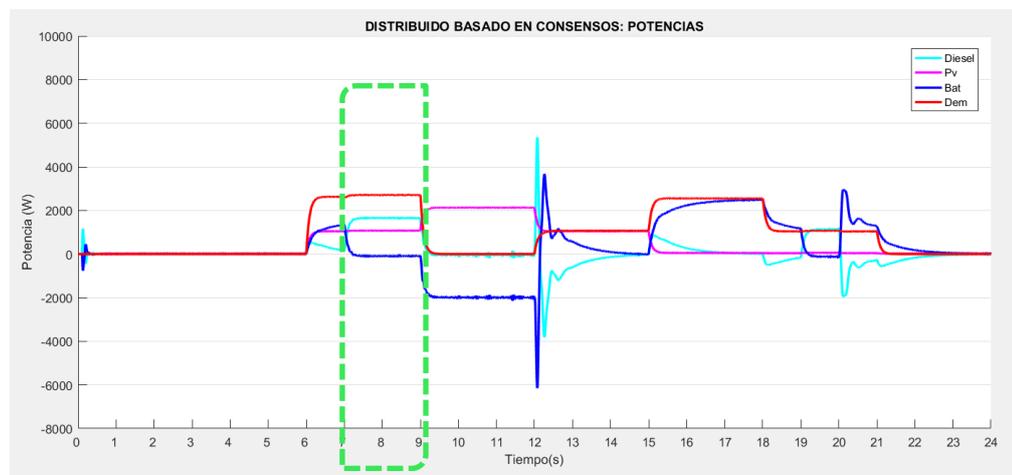
Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9.

Desempeño de la micro-red al aplicar el control secundario distribuido

basado en consensos. En esta prueba; el control primario es descentralizado, mientras que el secundario es distribuido basado en consensos y el control terciario corresponde a una arquitectura centralizada. El optimizador se ejecuta en línea, cuando existe un cambio de demanda. La Figura 105 muestra la operación de la micro-red en Simulink con las condiciones establecidas anteriormente en el Escenario 1: día típico, con la diferencia que a las 07H00 el BESS entra en fallo y se desconecta, por lo que en esta sección se considera únicamente dos condiciones; lo que sucede antes y después de la desconexión.

Figura 105

Potencias de las UG al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - frente a una desconexión de una unidad



Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9.

- (1) Desde las 06H00 hasta las 06H59 del día existe irradiancia por lo que la planta fotovoltaica produce 900[W]. Como la demanda es de 2.5[KW], el banco de baterías opera en modo descarga para abastecer la potencia faltante requerida.

(2) A las 07H00 existe la misma cantidad de irradiancia por lo que la planta fotovoltaica continua produciendo 900[W]. Como la demanda es de 2.5[KW], y el banco de baterías se desconectó a causa de una falla, la unidad de generación diésel se activa para cubrir la potencia faltante requerida.

Desde las 00H00 hasta las 07H59 la planta fotovoltaica produce energía y el banco de baterías se encuentra en modo descarga, para abastecer la totalidad de la demanda, por lo que la frecuencia se mantiene constante en el valor nominal de 50 [Hz]. Pero a las 07H00 cuando el BESS entra en fallo y se desconecta la batería, la frecuencia se desvía a 50.1 [Hz] como muestra la **Figura 106**. Pero el algoritmo de control secundario distribuido por promedios, detecta que no existe comunicación con esa unidad por lo que establece acciones correcticas que restablecer la frecuencia su valor nominal.

Figura 106

Frecuencia al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - frente a una desconexión de una unidad

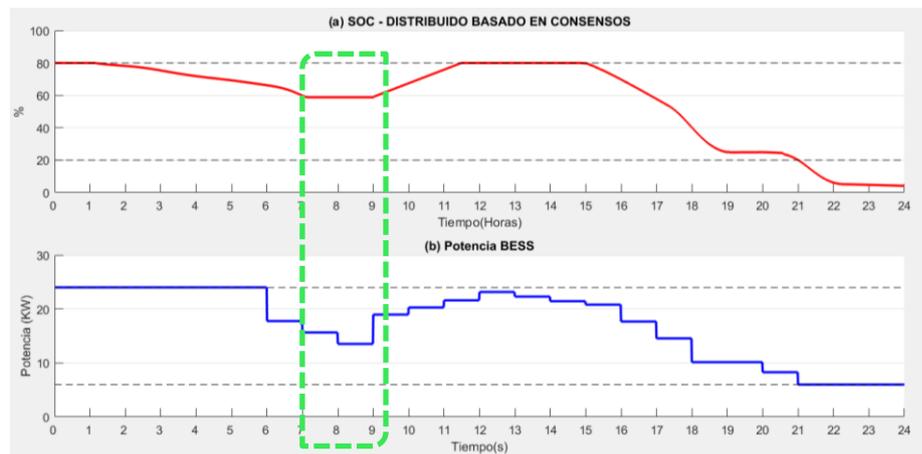


Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9.

La **Figura 107** en (a) muestra el estado de carga de la batería, mientras que en (b) se presentan los valores de potencia de batería operando en la micro-red con las condiciones establecidas anteriormente en el Escenario 1: día típico, con la diferencia que a las 07H00 el BESS entra en fallo y se desconecta la batería, que conmuta a modo stand by por lo que el SOC se mantiene en 60% que corresponde a una potencia de 18 [KW], durante el fallo.

Figura 107

Comportamiento batería al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos - frente a una desconexión de una unidad

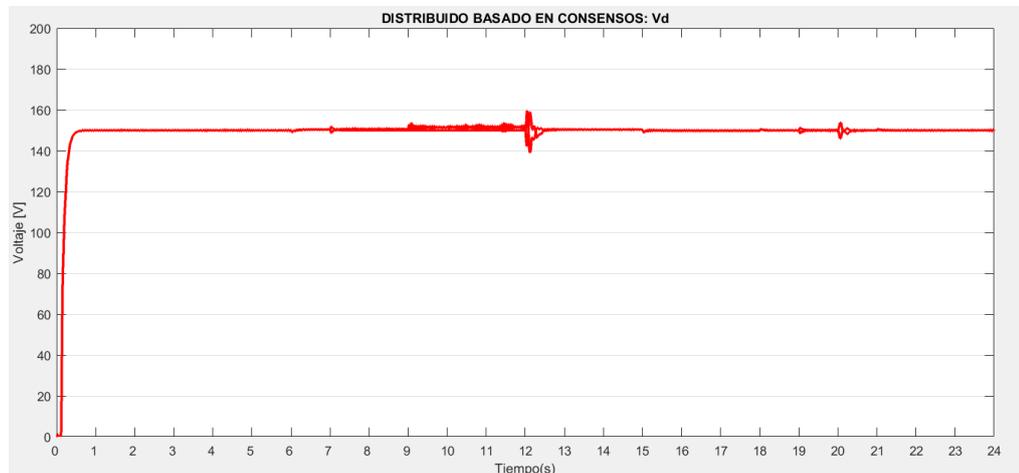


Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9.

La **Figura 108** muestra el voltaje en la barra de acoplamiento, que al incorporar la propuesta de control secundario distribuido basado en consensos, el voltaje en la coordenada d no se altera y se mantiene en el valor nominal de 150, a pesar que no es que es parte del análisis realizado en este trabajo, se puede notar que los controladores no alteran la estabilidad y operación en rangos definidos del voltaje.

Figura 108

Voltaje en la coordenada d al aplicar un control secundario distribuido basado en consensos – frente a una desconexión de una unidad



Nota. El fallo de la unidad se presenta en el desde el segundo 7 hasta el segundo 9.

Cuadro comparativo del desempeño de los controles secundarios implementados frente a una desconexión de una unidad

A continuación se presenta un cuadro comparativo del tiempo de establecimiento y el sobreimpulso de las unidades de generación en el frente a la desconexión de una unidad de generación (en este trabajo el BESS). El análisis se desarrolla en el segundo 7 (cuando sucede el fallo), la **Tabla 17** muestra los datos para las tres arquitecturas de control secundario: “C” centralizado, “DP” distribuido por promedios y “DC” distribuido basado en consensos.

Así mismo se presenta un cuadro comparativo del tiempo de establecimiento y el sobreimpulso de la frecuencia medida en las barras de acoplamiento. La **Tabla 18** presenta los datos de desviación de frecuencia en el segundo 7 (cuando sucede el fallo).

Tabla 17

Análisis de transitorios de las potencias suministradas por las UG de la micro red con diferentes tipos de controles secundarios frente a una desconexión de una unidad

Tiempo [s]	UG	Ts [s]			ΔOS [KW]		
		C	DP	DC	C	DP	DC
7	Diésel	0.2	0.2	0.2	0	0	0
	PV	0.2	0.2	0.2	0	0	0

Nota. No se considera al BESS para el análisis porque es la unidad que se desconecta.

Tabla 18

Análisis de transitorios de la frecuencia mediada en las barras de acoplamiento de micro red con diferentes tipos de controles secundarios en un día atípico 3.

Tiempo [s]	Parámetro	Ts [s]			ΔOS [Hz]		
		C	DP	DC	C	DP	DC
6	Frecuencia	*	0.4	0.3	*	0.1	0.1

Nota. El control secundario centralizado presenta error permanente mientras la unidad se encuentra desconectada.

Con esta prueba se demuestra que ante la desconexión de una UG la potencia suministrada por las otras unidades de generación que componen la micro-red ante un fallo con control secundario de arquitectura centralizada y distribuida, son similares, con tiempos de establecimiento de 0.2 segundos y no presentan picks. Porque para todos los casos se mantiene el mismo control en el nivel primario y terciario. Pero la robustez de los controles secundarios con arquitectura distribuida se evidencia en el restablecimiento de la frecuencia.

Con el control secundario de arquitectura centralizada en el lapso de duración del fallo la frecuencia se desvía del valor nominal 50 [Hz], a un valor de

49.75 [Hz], y se mantiene con error en estado estable. Mientras que el algoritmo de control secundario distribuido por promedios, restablece la frecuencia su valor nominal con un sobre impulso de 0.1 [Hz] y un tiempo de establecimiento de 0.4 [segundos] similar al algoritmo de control secundario distribuido basado en consensos que restablece la frecuencia a su valor nominal con un sobre impulso de 0.1 [Hz] y un tiempo de establecimiento de 0.3 [segundos].

Capítulo V

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- En Simulink de Matlab se incluyeron los modelos de las siguientes unidades de generación; un generador fotovoltaico cuya potencia suministrada depende de la disponibilidad de irradiancia (energía solar), una fuente de voltaje infinita como simplificación de una unidad de generación despachable (diésel) y un banco de baterías como método de almacenamiento de energía, por lo que la simulación representa la dinámica existente en la operación real de una micro-red aislada.
- Para el banco de baterías del BESS se utilizó el modelo general de una batería de Simulink de MatLab, basado en el modelo de Shepherd, que tiene una fuente de tensión controlada que depende del estado real de la carga de la batería (SOC), acorde a los modos de operación, el modelo tiene funciones matemáticas que describen la dependencia de la tensión de la batería lo que permitió probar la conmutación entre el modo carga y descarga dentro de la operación de una micro-red en modo isla. Además el bloque de Simulink permite introducir datos del catálogo del fabricante haciéndolo un modelo versátil con el cual se pudieron ensayar varios escenarios con parámetros baterías disponibles en el mercado.
- Se diseñó un sistema de control primario con arquitectura descentralizada con el objetivo de compartir la carga del sistema entre las unidades de generación que están operando en la micro-red aislada, ya que a diferencia de los sistemas eléctricos tradicionales, la conexión y desconexión de pequeñas cargas, en sí son significativas lo que provoca cambios en su frecuencia nominal, por lo que el control primario implementado tiene tres lazos de control: control de corriente, control de voltaje, en cascada, y un control droop (curvas de estatismo). Además se comprobó que la variación

de frecuencia aparece con los cambios de demanda a causa del requerimiento de mayor o menor potencia, generando un error permanente que fue corregido por los algoritmos implementados. Por tanto, se verificó que el control primario responde a cambios de demanda para mantener la estabilidad de la micro-red manteniendo el voltaje y frecuencia dentro de los rangos definidos.

- En este trabajo se implementaron tres propuestas de control secundario; (1) centralizado (2) distribuido por promedios (3) distribuido basado en consensos. La diferencia radica en la arquitectura y estrategia de control. Para todos los casos las acciones de control se establecen en base a las frecuencias medidas a la salida de cada unidad de generación, y permitieron eliminar el error permanente presente en el control primario con el que se restauró la frecuencia a su valor nominal.
- El control secundario implementado con arquitectura centralizada, tiene un solo controlador PI que recibe los valores de la frecuencia medidos a salida de cada unidad de generación, en base a las cuales establece la acción de control que es trasladada al control primario de cada unidad. Por tanto, se verificó que el control secundario responde a cambios de demanda mantenido constante la frecuencia de la micro-red en el valor nominal de 50Hz. Pero cuando existe fallo de una unidad (desconexión) la frecuencia se desvía pero varía dentro de los rangos definidos de ± 1 [Hz].
- El control secundario implementado con arquitectura distribuida basada en promedios, tiene un controlador PI por cada unidad de generación. Estos reciben los valores de la frecuencia medidos a la salida de cada unidad de generación, en base al promedio de estos valores se establece la acción de control que se suma al control Droop de cada unidad de generación. Cabe recalcar que N es un valor dinámico que representa las unidades en operación y es utilizado para calcular el promedio de todas las frecuencias de las DG, de modo que si una DG se desconecta, este valor se actualiza para restaurar la frecuencia en las unidades que continúan operando. Cubriendo

la deficiencia del control secundario con arquitectura centralizada para el restablecimiento de la frecuencia ante la desconexión de una unidad admitiendo una operación plug and play del BESS.

- El control secundario implementado con arquitectura distribuida basada en consensos, tiene un controlador PI por cada unidad de generación. Estos reciben los valores de la frecuencia medidos a la salida de cada unidad de generación junto con los valores de la matriz de adyacencia. En base a los valores de frecuencia y la matriz de comunicación se establece la acción de control considerando las desviaciones respecto a las otras unidades. Cabe recalcar que el estado de comunicación de cada unidad cambia dinámicamente cuando una DG se desconecta o una línea de comunicación falla y así restaurar la frecuencia en las unidades que continúan operando. Cubriendo la deficiencia del control secundario con arquitectura centralizada para el restablecimiento de la frecuencia ante la desconexión de una unidad admitiendo una operación plug and play del BESS, con resultados similares a lo obtenidos con control secundario distribuido por promedios.
- Para validar los algoritmos de control propuestos, se probaron 5 escenarios con distintas potencias de demanda, valores de irradiancia y condiciones de energía inicial del banco de baterías. Para cada combinación se probó el control secundario con 3 arquitecturas; (1) centralizado, (2) distribuido por promedios y (3) distribuido basado en consenso. En todos los casos se mantuvo el mismo control primario de arquitectura descentralizada y control terciario de arquitectura centralizada.
 - ✓ Al probar el desempeño de la micro-red en un día típico, las unidades se activaron para satisfacer la demanda energética. La prioridad fue utilizar la potencia de la unidad basada en energías renovables, en nuestro caso la planta fotovoltaica, y en los periodos con excedentes

se almacenó energía en las baterías que operaban en modo carga y que conmutaron a modo descarga en los picks de demanda, mientras que la unidad de generación diésel se conectaba solo para compensar la potencia faltante. Además el optimizador garantizó que la batería trabaje con un SOC entre el 20% al 80%.

- ✓ Al probar el desempeño de la micro-red con las condiciones del día atípico 1, es decir cuando existe baja irradiancia como ocurría en un día nublado, la planta fotovoltaica no genera potencia (0[KW]) y si la batería tiene energía acumulada (un SOC del 80% como condición inicial) el BESS precisa a que la batería opere en modo descarga para hacerse cargo de toda la demanda energética, garantizando el suministro ininterrumpido de energía en la micro-red aislada.
- ✓ Al probar el desempeño de la micro-red con las condiciones del día atípico 2, es decir si se tiene alta irradiancia, la planta fotovoltaica proporciona su potencia nominal, pero si la demanda es 0[KW], y si la batería tiene energía acumulada (un SOC del 80% como condición inicial) el BESS opera en modo stand by, por lo que existe vertimiento que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel. Es un escenario que no se espera pero fue necesario probar para validar los algoritmos de control implementados. Se puede notar que los controladores responden adecuadamente frente a un escenario complejo (vertimiento) manteniendo la estabilidad y operación de la micro-red.
- ✓ Al probar el desempeño de la micro-red con las condiciones del día atípico 3, es decir si la demanda es 0[KW], alta irradiancia de modo que la planta fotovoltaica produce 2[KW] y el SOC como condición

inicial un 46%, la energía de la batería al estar dentro del rango preestablecido del 20% al 80%, el optimizador precisó la operación de la batería en modo carga. A fin de mantener o prolongar la vida de la batería manteniendo el rendimiento total del sistema.

- ✓ Una condición que presenta una micro-red en operación isla es la conexión y desconexión de las unidades de generación, por lo que se probó la condición plug and play del BESS. Frente a la desconexión del banco de baterías, la potencia suministrada por las otras unidades de generación que componen la micro-red satisfacen la demanda ante un fallo. Al analizar las desviaciones de las potencias entregadas se tiene que los tiempos de establecimiento de 0.2 segundos y no presentan picks. Porque para todos los casos se mantiene el mismo control en el nivel primario y terciario. Pero la robustez de los controles secundarios con arquitectura distribuida se evidencia en el restablecimiento de la frecuencia. Es decir con el control secundario con arquitectura centralizada en el lapso de duración del fallo la frecuencia se disminuye 0.25 [Hz] del valor nominal y se mantiene con error en estado estable. Mientras que el algoritmo de control secundario distribuido por promedios y basado en consensos, restablece la frecuencia a su valor nominal con un sobre impulso de 0.1 [Hz] y un tiempo de establecimiento de 0.4 y 0.3 [segundos] respectivamente.

Recomendaciones

- Para probar la funcionalidad del sistema se estableció un escenario, con las siguientes condiciones: demanda 0[KW], alta irradiancia de modo que la planta fotovoltaica produzca 2[KW] y el SOC como condición inicial se fija en

el 80%. La batería al estar cargada opera en modo stand by, existe vertimiento que se refleja en un efecto denominado rotorización de la unidad de generación diésel. Por lo que se recomienda evitar este escenario o utilizar cargas muertas para disipar esta energía.

- Evitar que el tiempo la conmutación entre modo carga y descarga, o viceversa, de la batería sea menor que 3 segundos, ya que el método usado para la reconexión de las unidades de generación, tarda 2 segundos en alcanzar la frecuencia de la red de distribución.
- Antes de iniciar la simulación de la operación de la micro red, utilizar la línea de comando `addpath(fullfile(getenv('XPRESSDIR'),'matlab'))` en el Command Window de MATLAB para agregar el directorio Xpress matlab de modo que el controlador de E/S Mosel pueda intercambiar datos con Simulink.
- A la micro-red implementada mediante simulación en este trabajo se le pueden añadir más Baterías, con las mismas estrategias de control, pero se requiere una capacidad computacional más alta, por lo que si se añaden más unidades, se debe simular en una computadora de alto rendimiento (HPC)
- Si la potencia de demanda supera la potencia máxima permitida por el control doop, se tendrá inestabilidad en toda la micro-red. Por lo que la capacidad nominal de las unidades de generación deben ser superior al pick máximo de potencia de demandada.

Bibliografía

- AHUMADA, C. (2013). *DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE CONTROL PREDICTIVAS PARA MICRORREDES MEDIANTE CURVAS DE ESTADISTICO.*
- Ahumada, C. A. (2013). *DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE CONTROL PREDICTIVAS PARA MICRORREDES MEDIANTE CURVAS DE ESTADISTICO.*
- Ali, Z. M., Abusief, F., & Kamel, S. (2018). Voltage Profile Enhancement for Remote Areas Through Renewable Energy Resources Integration. *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 328-332.
<https://doi.org/10.1109/MEPCON.2018.8635236>
- Anvari-Moghaddam, A., Dragicevic, T., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2015). Optimal utilization of microgrids supplemented with battery energy storage systems in grid support applications. *2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, 57-61.
<https://doi.org/10.1109/ICDCM.2015.7152010>
- ARCONEL. (2020). *Balance Nacional de Energía Eléctrica – ARCONEL.*
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-nacional/>
- Baboselac, I., Hederić, Ž., & Benšić, T. (2017). *MATLAB SIMULATION MODEL FOR DYNAMIC MODE OF THE LITHIUM-ION BATTERIES TO POWER THE EV.*
 8.
- Bergveld, H. J. (2001). *Battery management systems: Design by modelling.* s.n.].
- Bidram, A., & Davoudi, A. (2012). Hierarchical Structure of Microgrids Control System. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4), 1963-1976.
<https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2197425>
- Borase, P. B., & Akolkar, S. M. (2017). Energy management system for microgrid with power quality improvement. *2017 International Conference on*

Microelectronic Devices, Circuits and Systems (ICMDCS), 1-6.

<https://doi.org/10.1109/ICMDCS.2017.8211710>

Borlase, S. (2016). *Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions*. CRC Press.

Bullo, F. (2019). *Lectures on Network Systems* (1.^a ed.). Kindle Direct Publishing.

<http://motion.me.ucsb.edu/book-lns/>

Burgos, C. D. (2013). *TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGISTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA MENCIÓN ELÉCTRICA*. 189.

Chang, W.-N., & Pan, H.-Y. (2016). Development of a shunt compensator for power flow balancing in a distribution-level microgrid with distributed generation units. *2016 International Conference on Advanced Materials for Science and Engineering (ICAMSE)*, 577-580.

<https://doi.org/10.1109/ICAMSE.2016.7840204>

Chatrung, N. (2019). Battery Energy Storage System (BESS) and Development of Grid Scale BESS in EGAT. *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, 589-593.

<https://doi.org/10.1109/GTDAsia.2019.8715953>

Chen Jian, Liu Yutian, & Bao Guannan. (2016). Optimal operating strategy for distribution networks with PV and BESS considering flexible energy storage. *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1-5.

<https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741131>

Espina, E., Llanos, J., Burgos-Mellado, C., Cardenas-Dobson, R., Martinez-Gomez, M., & Saez, D. (2020). Distributed Control Strategies for Microgrids: An Overview. *IEEE Access*, 8, 193412-193448.

<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3032378>

- França, A., de Sousa, T. T., Arioli, V. T., dos Santos, S. R., Rosolem, M. F. N. C., de Castro, P. C. B., do Nascimento, T. C., & Vieira, C. S. (2016). A new approach to estimate SoH of lead-acid batteries used in off-grid PV system. *2016 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTLEC)*, 1-7. <https://doi.org/10.1109/INTLEC.2016.7749124>
- Gaona, E., Mancera, P., & Trujillo, C. (2016). *Vista de Algoritmo de encaminamiento con reconfiguración de topología para red de sensores inalámbricos aplicada a una Microrred en modo "Isla"*. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias/article/view/93-104/7519>
- González, E. (2017). *Control droop por fase aplicado a Micro-Redes de 4 hilos* [Universidad de Chile]. <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/146665>
- Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., de Vicuna, L. G., & Castilla, M. (2011). Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(1), 158-172. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2066534>
- Gungor, V. C., Sahin, D., Kocak, T., Ergut, S., Buccella, C., Cecati, C., & Hancke, G. P. (2011). Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(4), 529-539. <https://doi.org/10.1109/TII.2011.2166794>
- Guo, F., Wen, C., & Song, Y.-D. (2017). *Distributed Control and Optimization Technologies in Smart Grid Systems*. CRC Press.
- Han, Y., Zhang, K., Li, H., Coelho, E. A. A., & Guerrero, J. M. (2018). MAS-Based Distributed Coordinated Control and Optimization in Microgrid and Microgrid Clusters: A Comprehensive Overview. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 33(8), 6488-6508. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2017.2761438>

- Islam, M., Yang, F., Hossain, J., Ekanayake, C., & Tayab, U. B. (2018). Battery Energy Management to Minimize the Grid Fluctuation in Residential Microgrids. *2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 1-4. <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2018.8758005>
- Jadhav, A. M., Zheng, Y., Suryanarayanan, S., & Patne, N. R. (2018). Energy Management in Multi-Microgrid System with Community Battery Energy Storage. *2018 20th National Power Systems Conference (NPSC)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/NPSC.2018.8771763>
- Jayasena, K. N. C., Jayamaha, D. K. J. S., Lidula, N. W. A., & Rajapakse, A. D. (2019). SoC Based Multi-Mode Battery Energy Management System for DC Microgrids. *2019 Moratuwa Engineering Research Conference (MERCon)*, 468-473. <https://doi.org/10.1109/MERCon.2019.8818765>
- Jiang, H., Zheng, Y., Li, S., & Zhu, W. (2017). Coordinated Control Strategy for Microgrid in Grid-connected and Islanded Operation. *IFAC-PapersOnLine*, 50(1), 11281-11286. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.1638>
- Jimenez, D., Ortiz-Villalba, D., Perez, A., & Orchard, M. E. (2018). Lithium-ion Battery Degradation Assessment in Microgrids. *2018 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/ROPEC.2018.8661410>
- Jongerden, M., & Haverkort, B. (2008). Battery Modeling. *CTIT Report*.
- Korada, D. M. R., Mishra, M. K., & Yallamilli, R. S. (2020). Dynamic Energy Management in DC Microgrid using Composite Energy Storage System. *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy (PESGRE2020)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/PESGRE45664.2020.9070693>

- Kotra, S., & Mishra, M. K. (2015). Energy management of hybrid microgrid with hybrid energy storage system. *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, 856-860.
<https://doi.org/10.1109/ICRERA.2015.7418532>
- Kumar, P. S., Chandrasena, R. P. S., Ramu, V., Srinivas, G. N., & Babu, K. V. S. M. (2020). Energy Management System for Small Scale Hybrid Wind Solar Battery Based Microgrid. *IEEE Access*, 8, 8336-8345.
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2964052>
- LabVolt. (2021). *LabVolt Series by Festo Didactic—Lead-Acid Batteries Training System (8010-40)*.
https://labvolt.festo.com/solutions/6_electricity_and_new_energy/59-8010-40_lead_acid_batteries_training_system
- Lahiri, K., Raghunathan, A., Dey, S., & Panigrahi, D. (2002). Battery-driven system design: A new frontier in low power design. *Proceedings of ASP-DAC/VLSI Design 2002. 7th Asia and South Pacific Design Automation Conference and 15th International Conference on VLSI Design*, 261-267.
<https://doi.org/10.1109/ASPDAC.2002.994932>
- Lambebo, A., & Haghani, S. (2014). A wireless sensor network for environmental monitoring of greenhouse gases. *Proceedings of the ASEE 2014 Zone I Conference. University of Bridgeport, Bridgeport, CT*.
- Lewis, F. L., Zhang, H., Hengster-Movric, K., & Das, A. (2014). Cooperative Globally Optimal Control for Multi-Agent Systems on Directed Graph Topologies. In F. L. Lewis, H. Zhang, K. Hengster-Movric, & A. Das (Eds.), *Cooperative Control of Multi-Agent Systems: Optimal and Adaptive Design Approaches* (pp. 141-179). Springer. https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5574-4_5

- Li, K., & Lin, B. (2015). Impacts of urbanization and industrialization on energy consumption/CO2 emissions: Does the level of development matter? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1107-1122.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.185>
- Li, S., & Ke, B. (2011). Study of battery modeling using mathematical and circuit oriented approaches. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1-8. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039230>
- Lin Xiao, Boyd, S., & Lall, S. (2005). A scheme for robust distributed sensor fusion based on average consensus. *IPSN 2005. Fourth International Symposium on Information Processing in Sensor Networks, 2005.*, 63-70.
<https://doi.org/10.1109/IPSN.2005.1440896>
- LLANOS, J. (2020). *TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTORA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.*
- Llanos, J., Gomez, J., Saez, D., Olivares, D., & Simpson-Porco, J. (2019). Economic Dispatch by Secondary Distributed Control in Microgrids. *2019 21st European Conference on Power Electronics and Applications (EPE '19 ECCE Europe)*, P.1-P.10. <https://doi.org/10.23919/EPE.2019.8915499>
- Llanos, J., Olivares, D. E., Simpson-Porco, J. W., Kazerani, M., & Sáez, D. (2019). A Novel Distributed Control Strategy for Optimal Dispatch of Isolated Microgrids Considering Congestion. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(6), 6595-6606. <https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2908128>
- Lopes, J. A. P., Moreira, C. L., & Madureira, A. G. (2006). Defining Control Strategies for MicroGrids Islanded Operation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2), 916-924. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873018>
- Mahajan, T., & Potdar, M. S. (2020). An Improved Strategy for Distributed Generation Control and Power Sharing in Islanded Microgrid. *2020 2nd International*

- Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA)*, 133-136. <https://doi.org/10.1109/ICIMIA48430.2020.9074930>
- Mata, O. N., Villalba, D. O., & Palma, R. (2013). MICRORREDES EN LA RED ELÉCTRICA DEL FUTURO --- CASO HUATACONDO. *Ciencia y Tecnología*, 16.
- MathWorks. (2021). *Generic battery model—Simulink—MathWorks América Latina*. <https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/battery.html#bry4req-3>
- Merabet, A., & Dhar, R. K. (2019). Solar Photovoltaic Microgrid Simulation Platform for Energy Management Testing. *2019 Algerian Large Electrical Network Conference (CAGRE)*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/CAGRE.2019.8713316>
- Mohseni-Bonab, S. M., Kamwa, I., Moeini, A., & Rabiee, A. (2020). Voltage Security Constrained Stochastic Programming Model for Day-Ahead BESS Schedule in Co-Optimization of T D Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 11(1), 391-404. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2019.2892024>
- Munita, T. L. (2013). *APLICACIÓN DE ACUMULADORES ELECTROQUÍMICOS PARA EL ALMACENAMIENTO COMERCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS INTERCONECTADOS*.
- Nutkani, I. U., Loh, P. C., Wang, P., & Blaabjerg, F. (2015). Cost-Prioritized Droop Schemes for Autonomous AC Microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 30(2), 1109-1119. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2014.2313605>
- Oliveira, T. R., Goncalves Silva, W. W. A., & Donoso-Garcia, P. F. (2017). Distributed Secondary Level Control for Energy Storage Management in DC Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6), 2597-2607. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2531503>

- Peláez-Samaniego, M. R., Garcia-Perez, M., Cortez, L. A. B., Oscullo, J., & Olmedo, G. (2007). Energy sector in Ecuador: Current status. *Energy Policy*, 35(8), 4177-4189. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.02.025>
- Planas, E., Gil-de-Muro, A., Andreu, J., Kortabarria, I., & de Alegria, I. M. (2012). Stability analysis and design of droop control method in dq frame for connection in parallel of distributed energy resources. *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 5683-5688. <https://doi.org/10.1109/IECON.2012.6389057>
- Planelles, M., & Delgado, C. (2018, 05). *El 13% de la población mundial aún no tiene acceso a la electricidad | Economía | EL PAÍS*. https://elpais.com/economia/2018/05/02/actualidad/1525257286_099135.html
- Plett, G. L. (2015). *Battery management systems: Battery modeling. Volume 1*. Artech House.
- Pogaku, N., Prodanovic, M., & Green, T. C. (2007). Modeling, Analysis and Testing of Autonomous Operation of an Inverter-Based Microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(2), 613-625. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2006.890003>
- Prabaharan, N., Rini Ann Jerin, A., Najafi, E., & Palanisamy, K. (2018). 6—An overview of control techniques and technical challenge for inverters in micro grid. En A. H. Fathima, N. Prabaharan, K. Palanisamy, A. Kalam, S. Mekhilef, & Jackson. J. Justo (Eds.), *Hybrid-Renewable Energy Systems in Microgrids* (pp. 97-107). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102493-5.00006-6>
- Proaño, J. L., Villalba, D. O., Saez, D., & Quero, D. O. (2016). Economic dispatch for optimal management of isolated microgrids. *2016 IEEE 36th Central*

American and Panama Convention (CONCAPAN XXXVI), 1-6.

<https://doi.org/10.1109/CONCAPAN.2016.7942382>

Ren, W., & al, et. (2007). *Information Consensus in Multivehicle Cooperative Control*.

Russell, S., & Norvig, P. (2009). *Artificial Intelligence: A Modern Approach*. Prentice Hall.

Saleh, M., Esa, Y., Hariri, M. E., & Mohamed, A. (2019). Impact of Information and Communication Technology Limitations on Microgrid Operation. *Energies*, 12(15), 2926. <https://doi.org/10.3390/en12152926>

Sampietro, J. L., & Pick Valencia, P. (2018). Revisión bibliográfica de sistemas de control para gestión de micro-redes de energía. *MASKAY*, 8(2), 60. <https://doi.org/10.24133/maskay.v8i2.971>

Sayed, K., Kassem, A. M., Aboelhassan, I., Aly, A. M., & Abo-Khalil, A. G. (2019). Energy Management and Control Strategy of DC Microgrid Including Multiple Energy Storage Systems. *2019 21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 736-741. <https://doi.org/10.1109/MEPCON47431.2019.9008076>

Semin, A. N., Ponkratov, V. V., Levchenko, K. G., Pozdnyaev, A. S., Kuznetsov, N. V., & Lenkova, O. V. (2019). *Optimization Model for the Russian Electric Power Generation Structure to Reduce Energy Intensity of the Economy*. 9(3), 10.

Shafiee, Q., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2012a). Distributed secondary control for islanded MicroGrids—A networked control systems approach. *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 5637-5642. <https://doi.org/10.1109/IECON.2012.6389034>

- Shafiee, Q., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2012b). Distributed secondary control for islanded MicroGrids—A networked control systems approach. *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 5637-5642. <https://doi.org/10.1109/IECON.2012.6389034>
- Shah, T., & Ansari, Z. A. (2018). An Overview of Intelligent Energy Management System for DC Microgrid: System and Communication Architecture and Application in Power Distribution System. *2018 IEEE 13th International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, 1-4. <https://doi.org/10.1109/ICIINFS.2018.8721384>
- Shamma, J. S. (2007). *Cooperative Control of Distributed Multi-Agent Systems*. John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/9780470724200>
- Simpson-Porco, J. W., Shafiee, Q., Dörfler, F., Vasquez, J. C., Guerrero, J. M., & Bullo, F. (2015). Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(11), 7025-7038. <https://doi.org/10.1109/TIE.2015.2436879>
- Sreelekshmi, R. S., Ashok, A., & Nair, M. G. (2017). A fuzzy logic controller for energy management in a PV — battery based microgrid system. *2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/TAPENERGY.2017.8397282>
- Such, M. C., & Masada, G. Y. (2017). BESS control on an microgrid with significant wind generation. *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 1-5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8274644>
- Thirugnanam, K., Kerk, S. K., Yuen, C., Liu, N., & Zhang, M. (2018). Energy Management for Renewable Microgrid in Reducing Diesel Generators Usage With Multiple Types of Battery. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65(8), 6772-6786. <https://doi.org/10.1109/TIE.2018.2795585>

- TORO, M. (2015). *DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE CONTROL PARA OPERACIÓN DESBALANCEADA DE MICRORREDES DE BAJA TENSIÓN*.
- Upadhyay, P., & Joshi, S. (2019). Optimal Summation of Natural Power Distributed Resources in Grid Connected MicroGrid. *2019 International Conference on Information Technology (ICIT)*, 400-405.
<https://doi.org/10.1109/ICIT48102.2019.00077>
- Xia, T., Li, M., Zi, P., Tian, L., Qin, X., & An, N. (2015). Modeling and simulation of Battery Energy Storage System (BESS) used in power system. *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, 2120-2125.
<https://doi.org/10.1109/DRPT.2015.7432597>
- Yazdanian, M., & Mehrizi-Sani, A. (2014). Distributed Control Techniques in Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(6), 2901-2909.
<https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2337838>
- Zhang, Z., Cai, Y.-Y., Zhang, Y., Gu, D.-J., & Liu, Y.-F. (2016). A Distributed Architecture Based on Microbank Modules With Self-Reconfiguration Control to Improve the Energy Efficiency in the Battery Energy Storage System. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(1), 304-317.
<https://doi.org/10.1109/TPEL.2015.2406773>
- Zhangjie, Wupeng, & Hongjie. (2011). Control strategy of microgrid inverter operation in Grid-connected and Grid-disconnected modes. *2011 International Conference on Electric Information and Control Engineering*, 1257-1260.
<https://doi.org/10.1109/ICEICE.2011.5777376>
- Zhou Dong, & JunLing Han. (2012). Analysis of rural electric power demand based on VEC model. *2012 China International Conference on Electricity Distribution*, 1-4. <https://doi.org/10.1109/CICED.2012.6508704>