UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA

VALPARAÍSO – CHILE

“INSTRUMENTACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE UNA MINI SMART GRID CON FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES”

HAROLD BRYAN BOGDANIC DÍAZ

MEMORIA DE TÍTULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRÓNICO

PROFESOR GUÍA: MANUEL OLIVARES SALINAS

PROFESOR CORREFERENTE: ALEX FLORES MARADIAGA

DICIEMBRE-2019

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar doy las gracias a mis padres Yasmin y Yerko por el apoyo y confianza brindado a lo largo de mi desarrollo en etapa universitaria, y de la motivación que me inculcaron desde mi infancia en la búsqueda del conocimiento y análisis del entorno en que vivimos. Agradezco también a mi hermano Slavko por ser su guía como hermano mayor y modelo de ejemplo a seguir ya que pronto iniciará su etapa en la educación superior.

En cuanto al desarrollo de la memoria de título doy las gracias a los profesores Alex Flores y Manuel Olivares por darme la oportunidad de haber desarrollado la memoria de título relacionado a un área en boga como lo son las energías renovables. También doy los agradecimientos correspondientes a los profesores Francisco Vargas y Miguel Cubillos, funcionarios del Laboratorio de Energías Renovables (LER) por la ayuda brindada en la instalación y prueba de las componentes de la Smart Grid ubicada en esas dependencias.

Mención aparte, reconocer el trabajo realizado de Sebastíam Arredondo en su proyecto de título llamado "*Instrumentación y Automatización de un Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas (SETE)*", dado que el presente proyecto es una continuación del desarrollo logrado por él, incluyendo y mejorando variadas soluciones tomadas de ese proyecto, que son aplicadas en el desarrollo de la instrumentación y automatización de la Smart Grid.

"A Pompita, Michi, Dulce, Pepa y Luna, por el afecto y cariño que nos dan todos los días a la familia"

RESUMEN

Como parte de la extensión y desarrollo continuo del Laboratorio de Energías Renovables (LER) del Departamento de Ingeniería Mecánica, ubicada en la Sede José Miguel Carrera (JMC) de la USM, se ha solicitado el desarrollo de la instrumentación y automatización de una mini red eléctrica inteligente o Smart Grid a partir de ciertos componentes o sistemas ya presentes en el LER, en lo que se destaca el Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas (SETE) para la generación de potencia a partir de un aerogenerador. El sistema automatizado y monitoreado tendrá un uso académico para la enseñanza, análisis y aplicación de fuentes de energías renovables.

En esta memoria, se integra un panel solar fotovoltaico, un aerogenerador y una fuente de respaldo AC (motor – generador) a un inversor híbrido disponible en el LER. Dado que el inversor híbrido solo tiene capacidad para una fuente de energía continua y una fuente de energía alterna, se diseña la integración de dos fuentes de energía continua y una fuente de energía alterna, extendiendo la capacidad del inversor híbrido.

Una vez diseñada la arquitectura del inversor híbrido extendido, se configura una Smart Grid basada en un controlador lógico programable (PLC) y en un microcontrolador Arduino Leonardo, para automatizar el ensayo de un aerogenerador de 120[W] ante diferentes condiciones de viento, la gestión de potencia de un panel solar de 100[W] ante diferentes condiciones de radiación solar y para automatizar la selección de la fuente de energía que permita un suministro continuo de potencia a la carga ante la caída de una o más fuentes de energía renovables, y/o ante variaciones en el consumo de potencia, a partir de una estimación del estado de carga (SoC) de la batería de enlace DC del inversor híbrido y del balance de potencia generada y consumida. También se desarrolla una interfaz basada en un sistema SCADA-HMI, que permite operar el sistema en modo manual y automático, además de visualizar la evolución de las variables de interés y almacenar datos históricos para análisis posteriores.

Para la obtención de resultados, el grupo motor – generador (MCI) se simula mediante una conexión a la red eléctrica, la generación de viento se obtiene con un variador de frecuencia y un ventilador radial de 5[kW] que impulsan un aerogenerador de 120[W], equipos que forman parte del Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas (SETE), y la generación fotovoltaica es realizado por un panel fotovoltaico de 100[W]. La batería de enlace DC del inversor híbrido es del tipo de ciclo

profundo de 12[V] – 100[Ah], y la carga de consumo de potencia consiste en un banco de 3 ampolletas DC de 50[W] y 3 ampolletas AC de 40[W]. Los resultados obtenidos validan el diseño de la Smart Grid para su uso experimental en el LER en condiciones reales con un aerogenerador de hasta 400[W], un panel fotovoltaico de hasta 100[W] y cargas de hasta 500[W].

ABSTRACT

As part of the extension and continuous development of the Renewable Energy Laboratory (LER, in Spanish) of the Department of Mechanical Engineering, located at the José Miguel Carrera Campus (JMC) of the USM, it has been requested the development of the instrumentation and automation of a Smart Grid from certain components or systems already present in the LER, which highlights the Wind Turbine Test System (SETE, in Spanish) for power generation from a wind turbine. The automated and monitored system will have an academic use for the teaching, analysis and application of renewable energy sources.

In this proyect, a photovoltaic solar panel, a wind turbine and an AC backup source (engine - generator) are integrated to a hybrid inverter available in the LER. Since the hybrid inverter only has capacity for one DC power source and one AC power source, the integration of two DC power sources and one AC power source is designed, extending the capacity of the hybrid inverter.

Once the architecture of the extended hybrid inverter was designed, a Smart Grid based on a programmable logic controller (PLC) and an Arduino Leonardo microcontroller is configured to automate the testing of a 120[W] wind turbine under different wind conditions, the power management of a 100[W] solar panel under different solar radiation conditions and to automate the selection of the energy source that allows a continuous power supply to the load when one or more renewable energy sources drop out, and/or when power consumption varies, based on an estimate of the state of charge (SoC) of the DC link battery of the hybrid inverter and the balance of generated and consumed power. An interface based on a SCADA-HMI system is also developed, which allows operating the system in manual and automatic mode, as well as visualizing the evolution of the variables of interest and storing historical data for further analysis.

In order to obtain results, the engine - generator group is simulated through a connection to the electrical grid (220[V] AC, 50[Hz]), the generation of wind is obtained with a frequency variator and a 5[kW] radial fan that drives a 120[W] wind turbine, equipment that is part of the Wind Turbine Test System (SETE), and photovoltaic generation is carried out by a 100[W] photovoltaic panel. The DC link battery of the hybrid inverter is of the deep cycle type of 12[V] - 100[Ah], and the power consumption load consists of a bank of 3 DC bulbs of 50[W] and 3 AC bulbs of 40[W].

The updated results validate the design of the Smart Grid for experimental use in the LER in real conditions with a wind turbine of up to 400[W], a photovoltaic panel of up to 100[W] and loads of up to 500[W].

Glosario

Smart Grid: Red Eléctrica inteligente.

SETE: Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas.

PV: Panel fotovoltaico.

WT: Aerogenerador (Wind Turbine).

AC: Fuente o variable eléctrica de naturaleza alterna

DC: Fuente o variable eléctrica de naturaleza continúa.

SoC: Estado de carga de la batería (State of Charge).

PLC: Controlador Lógico Programable.

HMI: Interfaz Hombre – Máquina.

SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

DAQ: Tarjeta de Adquisición de Datos.

MCI: Motor de combustión Interna.

MPPT: Seguidor de punto máximo de potencia (Maximun Power Point Tracker).

ADC: Conversor análogo digital.

PWM: Modulación por ancho de pulso (Pulse Width Modulation).

VLA: Batería de plomo-ácido inundada (Vented Lead - Acid)

VRLA: Batería de plomo-ácido regulada por válvula (Valve Regulated Lead - Acid)

AGM: Tipo de batería VRLA sellada con separador de electrolitos de fibra de vidrio (Absorbent Glass Mat)

AFE: Rectificador de Frente Activo (Active Front End)

Índice

1. Introducción 1
1.1. Objetivos generales. 1
1.2. Objetivos específicos..... 3
1.3. Estado del Arte. 4
1.3.1. Trabajos relacionados con el proyecto a realizar. 6
2. Alternativas de Arquitectura e Instrumentación..... 14
2.1. Arquitectura de la red. 14
2.1.1. Terminal AC común. 15
2.1.2. Terminal DC Común. 17
2.2. Conversión y eficiencia fuentes de energía. 20
2.2.1. Aerogenerador. 20
2.2.2. Panel fotovoltaico. 22
2.3. Monitoreo y gestión de la Smart Grid. 23
2.3.1. Adquisición de datos con un módulo de expansión I/O adicional en el PLC M221. 24
2.3.2. Adquisición de datos a través de una placa Arduino Leonardo. 26
2.3.3. Adquisición de datos mediante LabView. 27
3. Arquitectura e Instrumentación Seleccionada 29
3.1. Arquitectura de la Smart Grid. 29
3.1.1. Diagrama de procesos de la Smart Grid. 30
3.2. Componentes del sistema conjunto SETE-Smart Grid. 33
3.2.1. Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas. 34
3.2.2. Aerogeneradores..... 38
3.2.3. Panel fotovoltaico. 43
3.2.4. Inversor híbrido 44
3.2.5. Banco de cargas (ampolletas). 45
3.2.6. Almacenamiento..... 46
3.3. Instrumentación. 47
3.3.1. Adquisición de datos. 48

3.3.2. Controlador Lógico Programable (PLC). 52
3.4. Sensores. 57
3.5. Actuadores. 62
3.6. Conexiones componentes de la instrumentación y automatización de la Smart Grid. 65
3.6.1. Tablero N°1. 65
3.6.2. Tablero N°2. 70
4. Banco de pruebas de subsistemas de la Smart Grid 73
4.1. Subsistemas. 73
4.2. Banco de pruebas. 75
4.3. Pruebas de equipos 76
4.3.1. Inversor híbrido. 76
4.3.2. Aerogenerador. 79
4.4. Banco de pruebas solo con fuente fotovoltaica equivalente (PV). 84
4.4.1. Corriente de carga de la batería. 84
4.4.2. Prueba de capacidad de fuente fotovoltaica equivalente. 86
4.4.3. Fuente fotovoltaica variable y con carga consumiendo. 89
4.5. Banco de pruebas solo con fuente de energía eólica (WT). 90
4.5.1. Funcionamiento y caracterización del regulador de carga. 91
4.5.2. Funcionamiento del aerogenerador sin carga consumiendo. 95
4.5.3. Funcionamiento del aerogenerador con carga consumiendo. 103
4.6. Banco de pruebas completo. 104
4.6.1. Medición del sistema con el inversor híbrido apagado. 105
4.6.2. Medición del sistema con el inversor híbrido encendido. 107
4.6.3. Medición del sistema con el inversor híbrido encendido y cargas consumiendo. 109
4.7. Análisis de resultados. 112
4.8. Configuración final inversor híbrido. 113
4.8.1. Programa Watchpower. 113
4.8.2. Configuración Inversor híbrido. 116
5. Configuración de la Smart Grid 121
5.1. Configuración del PLC M221CE24R. 123

5.1.1. Configuración I/O del PLC y del módulo de expansión. 124
5.1.2. Configuración puertos de comunicación del PLC. 129
5.2. Configuración y programación del Arduino Leonardo. 133
5.2.1. Programación Arduino Leonardo. 134
5.2.2. Configuración de la comunicación del Arduino Leonardo con el PLC. 140
5.3. Configuración y calibración de sensores, y lectura de variables. 149
5.3.1. Medición de velocidad rotacional [RPM]. 150
5.3.2. Medición de velocidad del viento. 153
5.3.3. Medición de Presión, temperatura y altitud. 159
5.3.4. Medición del voltaje DC. 161
5.3.5. Medición del voltaje AC. 167
5.3.6. Medición de la corriente DC. 170
5.3.7. Medición de la corriente AC. 174
5.4. Estimación del Estado de carga (SoC) de la batería. 176
5.4.1. Introducción y problemas. 177
5.4.2. Alternativas de solución. 182
5.4.3. Alternativa seleccionada. 185
5.4.4. Implementación método de estimación del SoC. 187
6. Automatización de la Smart Grid 197
6.1. Selección estado de la Smart Grid y modos de control. 198
6.1.1. Parada de emergencia. 199
6.1.2. Partida del sistema. 202
6.1.3. Detención del sistema. 204
6.1.4. Selección modos de control. 205
6.2. Modo de control automático 207
6.2.1. Control automático fuentes. 209
6.2.2. Comparación de variables. 209
6.2.3. Programación de evaluación periódica. 216
6.2.4. Lógica de control de activación de las fuentes de energía renovables. 219
6.2.5. Lógica de control de activación de la fuente de respaldo. 226

6.2.6. Lógica de control de las cargas (consumos). 228
6.3. Modo de control manual y activación de contactores. 235
6.3.1. Control manual fuentes de energía. 236
6.3.2. Activación y desactivación manual de cargas. 242
7. Sistema SCADA – HMI 246
7.1. Creación y configuración de panel Virtual. 247
7.2. Edición y ejecución de paneles (interfaces) en Vijeo Designer. 249
8. Pruebas de funcionamiento de la Smart Grid 257
8.1. Pruebas de funcionamiento del aerogenerador (SETE). 257
8.2. Prueba de funcionamiento con banco de cargas. 261
8.3. Verificación de la lógica de control de las fuentes de energías renovables. 266
8.3.1. SoC < 80%. 267
8.3.2. SoC >= 80%. 270
8.3.3. SoC >= 95%. 272
8.4. Gestión de potencia de la Smart Grid en modo de control automático. 275
8.4.1. SoC < 30%. 277
8.4.2. SoC >= 30% y menor a 80%. 281
8.4.3. SoC >= 80%. 285
8.4.4. SoC >= 95%. 287
9. Conclusiones 291
10. Bibliografía 292
11. Anexos 294

Índice de Figuras

Figura 1.1: Esquema de control propuesto para la Smart Grid. 2
Figura 1.2: Diagrama conceptual de una Smart Grid con los elementos y sistemas que la conforman. 5
Figura 1.3: Topología de la red híbrida PV-WT-Supercapacitor-MCI y baterías simulada.[2] 8
Figura 1.4: Implementación del sistema de control de la micro red por medio de los equipos OP5600 y OP8660 (Obtenido de [3]). 9
Figura 1.5: Esquema gráfico del diseño del Sistema de Ensayo de Turbinas Eólicas[4]. 10
Figura 1.6: Diagrama de instrumentación del proceso equivalente del SETE[4]. 11
Figura 1.7: Panel de control principal de la interfaz HMI del SETE.[4] 12
Figura 2.1: Topología de red híbrida con terminal AC común. 15
Figura 2.2: Topología de red híbrida propuesta con terminal AC común. 16
Figura 2.3: Topología de red híbrida con terminal DC común. 17
Figura 2.4: Topología de red híbrida propuesta con terminal DC común. 17
Figura 2.5: Topología red híbrida propuesta con terminal común DC ubicado en la batería. 19
Figura 3.1: topología de conexión seleccionada para la Smart Grid a implementar. 30
Figura 3.2: Diagrama P&ID representativo del sistema conjunto SETE-Smart Grid. 31
Figura 3.3: Esquema de conexión de las componentes de la unidad de ventilación del SETE. 34
Figura 3.4: Variador de frecuencia Altivar 32 modelo ATV32HU75N (imagen referencial). 36
Figura 3.5: Diagrama conexiones del variador de frecuencia ATV32HU75N con el motor trifásico. 37
Figura 3.6: Ventilador radial. 38
Figura 3.7: Imagen referencial aerogenerador Bóreas 120[W]. 39
Figura 3.8: Imagen referencial Regulador de carga EPRC-10. 40
Figura 3.9: Imagen referencial Aerogenerador WT 400. 41
Figura 3.10: Imagen referencial Regulador de carga SF-12-24-A. 42
Figura 3.11: Imagen referencial panel fotovoltaico de 100[W]. 43
Figura 3.12: Imagen referencial del inversor híbrido PIP-812HS. 44
Figura 3.13: Ampolleta dicroica (Izquierda) y Ampolleta incandescente (derecha) utilizadas como cargas eléctricas para la Smart Grid. 46
Figura 3.14: Banco de cargas de 3 ampolletas dicroicas y 3 ampolletas incandescentes disponible para su utilización en la Smart Grid. 46
Figura 3.15: Imagen referencial de la batería UC100-12. 47
Figura 3.16: Imagen referencial placa Arduino Leonardo. 49
Figura 3.17: Conexión puerto serie (o serial) del Arduino Uno (izquierda) y del Arduino Leonardo (derecha). 50
Figura 3.18 : Pines del Arduino Leonardo y funcionalidades en cada uno de ellos. 52

Figura 3.19: Imagen referencial del PLC Modicon M221CE24R. 53
Figura 3.20: Imagen referencial del módulo de expansión I/O TM3AM6 para el PLC M221CE24R. 54
Figura 3.21: Diagrama general de relación entre las componentes que conforman el sistema de control de la Smart Grid. 56
Figura 3.22: Imagen referencial sensor ACS712. 57
Figura 3.23: Imagen referencial sensor ACS758. 58
Figura 3.24: Imagen referencial sensor ZMPT101B. 59
Figura 3.25: Imagen referencial sensor BMP180. 60
Figura 3.26: Imagen referencial del anemómetro de cazoleta PCE-KWG1. 61
Figura 3.27: Imagen referencial del sensor digital BR100-DDT-P. 62
Figura 3.28: Imagen referencial contactor modular IS2011. 63
Figura 3.29: Imagen referencial contactor 3 polos UMC50 00NC X220. 64
Figura 3.30: Conexiones y componentes del tablero N°1 66
Figura 3.31: Diagrama equivalente del tablero N° 1. 67
Figura 3.32: Conexiones y componentes del tablero N°2. 70
Figura 3.33: Diagrama equivalente del tablero N° 2. 71
Figura 4.1: Esquema del banco de pruebas a implementar. 76
Figura 4.2: Características de los ciclos de carga del inversor híbrido. 79
Figura 4.3: Corriente de carga de la batería en estado de flotación. 79
Figura 4.4: Taladro adaptado como motor eléctrico de velocidad ajustable. 80
Figura 4.5: Acople entre el aerogenerador (sin aspas) y el taladro adaptado. 81
Figura 4.6: Relación entre la velocidad de giro y el voltaje línea-línea del aerogenerador. 82
Figura 4.7: Voltaje de aerogenerador y su velocidad a 922[RPM], medido en el osciloscopio..... 83
Figura 4.8: Corriente de descarga de la batería medida hacia el inversor híbrido. 85
Figura 4.9: Corriente de carga de la batería medida desde el inversor híbrido. 86
Figura 4.10: Voltaje batería y potencia de la fuente respecto al tiempo de duración de la prueba. 88
Figura 4.11: Voltaje batería y potencia de la fuente respecto al tiempo de duración de la prueba. 90
Figura 4.12: Voltaje aerogenerador (sinusoidal) y corriente de carga (crestas) del regulador de carga medidos en el osciloscopio, con una velocidad de giro aprox de 448 [RPM]. 92
Figura 4.13: Voltaje línea-línea (sinusoidal) y corriente de carga (sinusoidal deforme) del aerogenerador medidos en el osciloscopio, con una velocidad de giro aprox. de 516 [RPM]. 92
*Figura 4.14: Voltaje línea-línea (sinusoidal) del aerogenerador y corriente del regulador (continua pulsante) medidos en el osciloscopio, con una velocidad de giro aprox. de 667 [RPM].*93
Figura 4.15: Posible circuito característico del regulador de carga del aerogenerador de 400[W]. 94
Figura 4.16: Corriente de entrada trifásica (rojo) y corriente de salida del regulador (azul), simulados en el programa PSIM. 95
Figura 4.17: Voltaje de entrada del regulador simulado en el programa PSIM. 95

Figura 4.18: Voltaje RMS trifásico del aerogenerador y potencia generada en relación a la velocidad de giro. 97
Figura 4.19: Voltaje línea-linea aerogenerador (sinusoidal) y corriente generada desde el regulador (contínua pulsante) medida en el osciloscopio con velocidad de giro de 565[RPM]. 98
Figura 4.20: Potencia generada por el aerogenerador en diversos estados de carga de la batería. 100
Figura 4.21: Regresión cúbica de la potencia generada en función de la velocidad del viento. ... 101
Figura 4.22: Potencia del aerogenerador generada en función de la velocidad de giro, junto con el voltaje de la batería. 104
Figura 4.23: Potencia total generada por el banco de pruebas, y voltaje de la batería. 106
Figura 4.24: Potencia generada por el banco de pruebas total, y voltaje de la batería con el inversor híbrido encendido. 108
Figura 4.25: Potencia generada por el banco de pruebas total, y voltaje de la batería con el inversor híbrido encendido y cargas consumiendo. 110
Figura 4.26: Ventana de inicio (principal) del programa Watchpower. 114
Figura 4.27: Establecimiento comunicación entre el programa con el inversor híbrido por medio del puerto N°11 (principal). 115
Figura 4.28: Historización y gráficas de las variables por medio del programa Watchpower. 116
Figura 4.29: Inicio sesión usuario para configuración del inversor híbrido en el programa Watchpower. 117
Figura 4.30: Ventana de configuración de parámetros de funcionamiento del inversor híbrido PIP812-HS. 117
Figura 5.1 : Configuración entradas digitales en el programa SoMachine para el PLC M221. ... 125
Figura 5.2 : Configuración salidas de relé en el programa SoMachine para el PLC M221. 126
Figura 5.3 : Configuración de entradas análogas en SoMachine para el PLC M221. 127
Figura 5.4: Configuración de entradas análogas en SoMachine para el módulo de expansión I/O TM3AM6. 128
Figura 5.5 : Configuración de salidas análogas en SoMachine para el módulo de expansión I/O TM3AM6. 129
Figura 5.6: Configuración puerto Ethernet del PLC en el programa SoMachine. 130
Figura 5.7: Configuración dirección IP del PC para la comunicación por medio del puerto Ethernet. 131
Figura 5.8 : Configuración puerto Serie del PLC en el programa SoMachine. 133
Figura 5.9: Estructura básica de la programación de una placa Arduino. 134
Figura 5.10: Selección de placa Arduino Leonardo para la configuración de pines. 136
Figura 5.11: Selección o verificación de puerto de conexión entre la placa Arduino y el PC. 136
Figura 5.12: Archivos de cabecera (headers) de las librerías a utilizar por el Sketch de programación del Arduino Leonardo. 137
Figura 5.13: Variables globales programación Arduino Leonardo. 138
Figura 5.14: Configuración funcionamiento Arduino Leonardo. 139
Figura 5.15: Bloque `Loop()` donde se ejecuta el código del Arduino Leonardo. 139

Figura 5.16: Algunas funciones genéricas para las lecturas de los sensores. 140
Figura 5.17: Pines a utilizar del conector RJ-45 para el estándar de comunicación RS-485(Obtenida de [7]). 142
Figura 5.18: Conexión real entre el PLC y el Arduino Leonardo. (Obtenida de [7])..... 143
Figura 5.19: Configuración del conversor MAX485 en modo semiduplex para la comunicación del Arduino Leonardo con el PLC. (Obtenida de [8])..... 143
Figura 5.20: Gateway de comunicación I2C a Modbus RTU RS-485...... 145
Figura 5.21: registros de formato enum utilizado por las variables medidas de los sensores conectados al Arduino Leonardo. 146
Figura 5.22: Configuración del protocolo Modbus en el Arduino Leonardo...... 147
Figura 5.23: Bloque %READ_VAR programado en SoMachine en lenguaje Ladder...... 148
Figura 5.24: Diagrama de conexión señal de salida del sensor BR-100DDT para la medición de la velocidad rotacional...... 151
Figura 5.25: Programación en Ladder por medio del programa SoMachine de la lectura de los pulsos del sensor BR100 para la medición de las RPM del aerogenerador de 120[W]...... 152
Figura 5.26: Diagrama de conexión de los pines de salida del anemómetro PCE-KWG1. 153
*Figura 5.27: Regresión lineal del tipo m*x (Lineal-proporcional) para las mediciones realizadas con el anemómetro 1.* 155
*Figura 5.28: Regresión lineal del tipo m*x (Lineal-proporcional) para las mediciones realizadas con el anemómetro 2.* 156
Figura 5.29: Lectura de la frecuencia de pulsos del anemómetro 1 por el bloque %HSC0. 158
Figura 5.30: Lectura de la frecuencia de pulsos del anemómetro 2 por el bloque %HSC1. 158
Figura 5.31: Cálculo de la velocidad de viento a partir de la frecuencia de pulsos para cada uno de los anemómetros...... 159
Figura 5.32: Esquema de conexión recomendada para el sensor BMP180...... 160
Figura 5.33: Lectura de las variables medidas por el sensor BMP180 en el skecth de programación del Arduino Leonardo. 161
Figura 5.34: Diagrama de conexión de un divisor de voltaje para mediciones del voltaje DC en la batería y regulador de carga (WT). 163
Figura 5.35: Diagrama de conexión de un divisor de voltaje para mediciones del voltaje DC del panel fotovoltaico...... 164
Figura 5.36: Datos obtenidos de la calibración y regresión por mínimos cuadrados para las mediciones de voltaje de la batería y aerogenerador. 165
Figura 5.37: Programación en Ladder de las lecturas de voltaje continuo (DC) de la batería, aerogenerador y panel fotovoltaico. 167
Figura 5.38: Programación función genérica para la lectura de la señal de salida del sensor de voltaje AC ZMPT101B. 169
Figura 5.39: Uso de la función `read_VAC()` *en el skecth de Arduino para la lectura de los sensores de voltaje AC ZMPT101B*..... 170
Figura 5.40: Programación función genérica para la lectura de los sensores de que miden corriente continua. 172

Figura 5.41: Programación en Arduino de lecturas de los sensores de corriente DC. 173
Figura 5.42: Programación función genérica para la lectura de los sensores de que miden corriente alterna. 175
Figura 5.43: Programación en Arduino de lecturas de los sensores de corriente Alterna. 176
Figura 5.44: Capacidad nominal de la batería en función de la temperatura ambiente. 178
Figura 5.45: *Relación entre el SoC y el voltaje de una batería con ciclos de carga y descarga (Obtenida de [5])*. 179
Figura 5.46: *Relación entre la densidad electrolítica y el SoC voltaje de la batería [5]*. 180
Figura 5.47: *Variación de la capacidad nominal de la batería (manifestado en la duración del tiempo de descarga) en relación a la corriente de descarga de la batería.* 181
Figura 5.48: *Capacidad nominal de la batería en función de la cantidad de ciclos de carga y descarga de la batería, y de la profundidad de descarga (DoD).* 182
Figura 5.49: Diagrama de algoritmo de estimación mixto del SoC (Obtenido de [6]). 184
Figura 5.50: Diagrama del método de estimación mixto del SoC a implementar. 185
Figura 5.51: Regresión gaussiana para el conjunto de datos SoC vs voltaje batería. 188
Figura 5.52: Implementación de la función del SoC en función del voltaje en el programa SoMachine. 189
*Figura 5.53: Creación de la variable corriente neta de la batería (%MF86) en SoMachine***.** 190
Figura 5.54: Integral de la corriente neta realizada en el programa SoMachine. 192
Figura 5.55: Grafcet equivalente de la lógica de control por estados de la estimación del SoC por método mixto. 194
Figura 5.56: Detección de corriente neta de la batería cuando es 0[A], determinada por el estado de la bobina ***%M7.*** 195
Figura 5.57: Programación de la lógica de control del método de estimación del SoC en Ladder, destacándose el uso de un temporizador. 195
Figura 5.58: Voltaje de la batería ante una descarga de 1[min] con una corriente de 4[min] para muestra del tiempo de estabilización del voltaje. 196
Figura 6.1: Grafcet equivalente para el control global de la Smart Grid (partida sistema y modos de control). 199
Figura 6.2: Programación parada de emergencia en el programa SoMachine. 200
Figura 6.3: Pulsador de parada de emergencia conectado con el PLC. 200
Figura 6.4: Configuración botón de parada de emergencia de la HMI en el programa Vijeo Designer. 202
Figura 6.5: Programación partida del sistema en el programa SoMachine. 203
Figura 6.6: Configuración botón de partida del sistema en el programa Vijeo Designer. 204
Figura 6.7: Programación estado detenido del sistema en el programa SoMachine. 205
Figura 6.8: Programación en Ladder de la selección de los modos de control realizado en el programa SoMachine. 205
Figura 6.9: Configuración del botón de modo de control automático en el programa Vijeo Designer. 206

Figura 6.10: Activación de bits de umbrales del estado de carga de la batería para el control automático de las fuentes de energía en el programa SoMachine. 210
Figura 6.11: Señal de salida de un comparador con histéresis. 211
Figura 6.12: Simulación de comparación de señales de potencia WT y PV realizado en el programa MATLAB/Simulink, con los resultados de las comparación sin histéresis (izq.) y con histéresis (der.). 213
Figura 6.13: Generación de la histéresis para las potencias WT y PV respectivamente en el programa SoMachine. 214
Figura 6.14: Comparación de las potencias POT_WT y POT_PV con la histéresis incluida. 214
Figura 6.15: Programación criterio potencia de energía renovables menor a 5[W]. 215
Figura 6.16: Programación de detección de fuente renovable cuando no está entregando energía a la Smart Grid. 216
Figura 6.17: Diagrama Grafcet de la lógica de control para la ejecución periódica de la evaluación de las fuentes en modo de control automático. 217
Figura 6.18: Programación de la ejecución periódica de la evaluación de las fuentes. 218
Figura 6.19: Gráfica de contador del timer %TM2.V y ventana de tiempo de 10[s] (%M19) obtenido de la ventana de trazado del programa SoMachine. 218
Figura 6.20: Función booleana de la variable binaria Menor implementada en el programa SoMachine. 222
Figura 6.21: Función booleana de la variable binaria Mayor implementada en el programa SoMachine. 223
*Figura 6.22: Lógica de control de activación de salida %Q0.0 del PLC asociado al contactor C1 (WT) en modo de control automático, por medio de la variable **SIM_Q0**.* 225
*Figura 6.23: Lógica de control de activación de salida %Q0.1 del PLC asociado al contactor C2 (WT) en modo de control automático, por medio de la variable **SIM_Q1**.* 226
Figura 6.24: Grafcet equivalente de la lógica de control propuesta para la fuente de respaldo en modo de control automático. 227
Figura 6.25: Lógica de control de la fuente de respaldo implementado en el programa SoMachine en lenguaje de contactos. 228
Figura 6.26: Programación en Ladder de los umbrales del 20 y 10% del SoC en el programa SoMachine, para el control automático de las cargas o consumos. 229
Figura 6.27: Implementación de la función balance del sistema en SoMachine. 230
Figura 6.28: Estado del balance de potencia del sistema en SoMachine. 230
Figura 6.29: Habilitación de contactor C3 programado en SoMachine. 233
Figura 6.30: Habilitación de contactor C4 programado en SoMachine. 233
Figura 6.31: Habilitación de contactor C5 programado en SoMachine. 233
Figura 6.32: Habilitación de contactor C6 programado en SoMachine. 234
Figura 6.33: Habilitación de contactor C7 programado en SoMachine. 234
Figura 6.34: Habilitación de contactor C8 programado en SoMachine. 234
Figura 6.35: Grafcet equivalente de la lógica de control de la actuación de los contactores asociados a las fuentes de energía (Ci, con i={1,2,9}). 237

Figura 6.36: Programación en Ladder actuación del contactor C1 (WT) en el programa SoMachine. 238
Figura 6.37: Programación en Ladder actuación del contactor C2 (PV) en el programa SoMachine. 239
Figura 6.38: Programación en Ladder actuación del contactor C3 (Respaldo AC) en el programa SoMachine. 240
*Figura 6.39: Programación activación salida **%Q0.8** asociado a C10 en el programa SoMachine.* 241
Figura 6.40: Configuración botón de activación de los contactores en el programa Vijeo Designer. 242
Figura 6.41: Grafcet equivalente de la lógica de control de la actuación de los contactores asociados a las fuentes de consumo (Ci, con i={3,4,5,6,7,8}). 243
Figura 6.42: Programación en Ladder actuación del contactor C3 (Ampolleta dicroica 12[V]) en el programa SoMachine. 244
Figura 7.1: Pasos a ejecutar en el desarrollo de un nuevo proyecto de Vijeo Designer. 247
Figura 7.2: Configuración de destino para el proyecto de la HMI de la Smart Grid. 248
Figura 7.3: Modo de edición del programa Vijeo Designer para el panel principal (Main_page) de la HMI del sistema conjunto SETE-Smart Grid. 249
Figura 7.4: Primer grupo de variables leídos por el programa Vijeo Designer. 250
Figura 7.5: Segundo grupo de variables leídos por el programa Vijeo. 251
Figura 7.6: Pulsado ejecución de la HMI configurada 252
Figura 7.7: Panel principal HMI del sistema conjunto SETE-Smart Grid. 252
Figura 7.8: Divisiones del Panel de control principal del sistema SETE-Smart Grid. 253
Figura 7.9: Despliegue de Display Numérico para la digitación de la frecuencia eléctrica del motor trifásico. 255
Figura 7.10: Panel gráfico de histogramas de las corrientes de la Smart Grid. 255
Figura 7.11: Panel de representación gráfica del inversor híbrido y sus variables. 256
Figura 7.12: Programación de recurso de color para animación de las líneas de conexión entre componentes y los contornos rectangulares de los símbolos de swiiches representando contactores. 256
Figura 8.1: Potencia generada por el aerogenerador y velocidad rotacional del aerogenerador. 258
Figura 8.2: Corriente y voltaje DC del aerogenerador. 259
Figura 8.3: velocidades del viento medidas de los anemómetros. 260
Figura 8.4: Estado de la carga de la batería, Potencia y corriente del Aerogenerador. 261
Figura 8.5: Voltaje, corriente (arriba) y potencia (abajo) de las ampolletas incandescentes. 262
Figura 8.6: Voltaje, corriente (arriba) y potencia (abajo) de las ampolletas dicroicas. 263
Figura 8.7: Voltaje, corrientes (arriba) y potencia neta (abajo) de la batería. 264
Figura 8.8: Comparación entre las corrientes (arriba) y estado de la carga (abajo) de la batería. 265
Figura 8.9: Detalle de la variación del SoC ante variación de los consumos y su relación con los valores de las corrientes presentes en la batería. 266

Figura 8.10: Valores del estado de la carga de la batería (SoC) forzados en SoMachine a lo largo de la duración de la prueba, junto con los umbrales de modificación de la lógica de control. 267
Figura 8.11: Potencia de las fuentes de energías renovables con SoC menor a 80%. 268
Figura 8.12: Corriente de las fuentes de energías renovables con SoC menor a 80%. 269
Figura 8.13: Potencias fuentes renovables y estado de la carga de la batería con SoC menor a 80%. 269
Figura 8.14: Potencia de las fuentes de energías renovables con SoC mayor a 80%. 270
Figura 8.15: Corriente de las fuentes de energías renovables con SoC mayor a 80%. 271
Figura 8.16: Detalle de la evaluación y selección de la fuente de energía renovable realizado por la lógica de control, con SoC mayor a 80%. 271
Figura 8.17: Potencias fuentes renovables y estado de la carga de la batería con SoC mayor a 80%. 272
Figura 8.18: Potencia de las fuentes de energías renovables con SoC mayor a 95%. 273
Figura 8.19: Corriente de las fuentes de energías renovables con SoC mayor a 95%. 273
Figura 8.20: Detalle de la evaluación y selección de la fuente de energía renovable realizado por la lógica de control, con SoC mayor a 95%. 274
Figura 8.21: Potencias fuentes renovables y estado de la carga de la batería con SoC mayor a 95%. 275
Figura 8.22: Valores del estado de la carga de la batería (SoC) forzados a lo largo de la duración de la prueba, junto con la descripción de las acciones a realizar la lógica de control para valores bajos del SoC. 276
Figura 8.23: Valores del estado de la carga de la batería (SoC) forzados a lo largo de la duración de la prueba, junto con la descripción de las acciones a realizar la lógica de control para valores altos del SoC. 276
Figura 8.24: Estado de la carga de la batería (SoC) y balance de potencia con SoC menor a 30%. 278
Figura 8.25: Potencia de las fuentes de energía que alimentan la Smart Grid con SoC menor a 30%. 279
Figura 8.26: Potencia de consumo de las cargas (ampolletas incandescentes y dicroicas) con SoC menor a 30%. 280
Figura 8.27: Potencia neta de la batería con SoC menor a 30%. 281
Figura 8.28: Potencia de consumo de las cargas (ampolletas incandescentes y dicroicas) con SoC mayor a 30% y menor a 80%. 282
Figura 8.29: Potencia de las fuentes de energías que alimentan la Smart Grid con SoC mayor a 30% y menor a 80%. 283
Figura 8.30: Potencia de consumo de las cargas (ampolletas incandescentes y dicroicas) con SoC mayor a 30% y menor a 80%. 284
Figura 8.31: Potencia neta de la batería con SoC mayor a 30% y menor a 80%. 284
Figura 8.32: Estado de la carga de la batería (SoC) y balance de potencia con SoC mayor a 80%. 285

Figura 8.33: Potencia de las fuentes de energía que alimentan la Smart Grid con SoC mayor a 80%. 286
Figura 8.34: Potencia de consumo de las cargas (ampolletas incandescentes y dicroicas) con SoC mayor a 80%. 286
Figura 8.35: Potencia neta de la batería con SoC mayor a 80%. 287
Figura 8.36: Estado de la carga de la batería (SoC) y balance de potencia con SoC mayor a 95%. 288
Figura 8.37: Potencia de las fuentes de energía que alimentan la Smart Grid con SoC mayor a 95%. 288
Figura 8.38: Potencia de consumo de las cargas (ampolletas incandescentes y dicroicas) con SoC mayor a 95%. 289
Figura 8.39: Potencia neta de la batería con SoC mayor a 95%. 290

Índice de Tablas

Tabla 1.1: Componentes disponibles para el control y adquisición de datos..... 13
Tabla 1.2: Sensores presentes en la instrumentación del SETE. 13
Tabla 1.3: Contactores usados en la automatización del SETE. 13
Tabla 2.1: Ventajas y desventajas de la topología con terminal AC común...... 16
Tabla 2.2: Ventajas y desventajas de la topología con terminal DC común. 18
Tabla 2.3: Ventajas y desventajas de la topología con terminal DC común en la batería...... 19
Tabla 2.4: Ventajas y desventajas de la topología convertidor Buck-Boost...... 21
Tabla 2.5: Ventajas y desventajas del convertidor AFE...... 22
Tabla 2.6: Ventajas y desventajas del regulador PWM...... 23
Tabla 2.7: Ventajas y desventajas del regulador MPPT...... 23
Tabla 2.8: Ventajas y desventajas de la integración de un nuevo módulo de expansión de entradas análogas para el PLC M221. 25
Tabla 2.9: Ventajas y desventajas de la elección del Arduino Leonardo. 27
Tabla 2.10: Ventajas y desventajas de la elección del programa LabView+DAQ...... 28
Tabla 3.1: Lista de símbolos del diagrama de proceso del sistema SETE-Smart Grid. 32
Tabla 3.2: Especificaciones técnicas motor trifásico. 35
Tabla 3.3: Especificaciones técnicas motor trifásico. 36
Tabla 3.4: Especificaciones técnicas aerogenerador Bóreas 120[W]...... 39
Tabla 3.5: Especificaciones técnicas Regulador de carga EPRC-10. 40
Tabla 3.6: Especificaciones técnicas aerogenerador WT 400...... 41
Tabla 3.7: Especificaciones técnicas Regulador de carga SF-12-14-A...... 42
Tabla 3.8: Especificaciones técnicas panel fotovoltaico Yi Solar 100[W]. 43
Tabla 3.9: Especificaciones técnicas inversor híbrido PIP-812HS...... 45
Tabla 3.10: Especificaciones técnicas batería UC100-12...... 47
Tabla 3.11 : Especificaciones técnicas Arduino Leonardo...... 50
Tabla 3.12: Comparativa parámetros de Arduino Leonardo con Arduino Uno...... 51
Tabla 3.13 : Características principales del PLC M221 55
Tabla 3.14: Características principales del módulo de expansión TM3AM6...... 56
Tabla 3.15: Especificaciones técnicas sensores de corriente. 58
Tabla 3.16: Especificaciones técnicas sensor ZMPT101B. 59
Tabla 3.17: Especificaciones técnicas sensor BMP180...... 60
Tabla 3.18: Especificaciones técnicas anemómetro PCE-KW1...... 61
Tabla 3.19: Especificaciones técnicas sensor BR100-DDT-P...... 62
Tabla 3.20: Especificaciones técnicas contactor modular IS2011. 63
Tabla 3.21: Especificaciones técnicas contactor 3 polos UMC50 00NC X220...... 64
Tabla 3.22: Descripción de algunos elementos del tablero N°1...... 68
Tabla 3.23: Descripción de las borneras instaladas en tablero N°1...... 68
Tabla 3.24: Descripción de los contactores instalados en el tablero N°1...... 72

Tabla 3.25: Descripción de las borneras instaladas en tablero N°2. 72
Tabla 4.1: Estado de carga de una batería de ciclo profundo en relación (aproximada) al voltaje. 74
Tabla 4.2: Consumo inversor híbrido ante diversos estados de funcionamiento. 77
Tabla 4.3: Voltajes y corrientes para los distintos estados de carga. 78
Tabla 4.4: Características técnicas del taladro adaptado. 80
Tabla 4.5: Valores de velocidad de giro y voltaje RMS del aerogenerador en vacío. 82
Tabla 4.6: Corriente de carga de la batería ante estado de funcionamiento de fuente fotovoltaica o equivalente. 85
Tabla 4.7: Serie de mediciones realizadas con fuente DC variable y sin cargas. 87
Tabla 4.8: Serie de mediciones realizadas con fuente dc variable y con carga consumiendo. 89
Tabla 4.9: Parámetros del aerogenerador medidos con carga de la batería completa 96
Tabla 4.10: Parámetros del aerogenerador medidos a distintos estados de carga de la batería. ... 99
Tabla 4.11: Parámetros del aerogenerador medidos con cargas consumiendo (130[W]). 103
Tabla 4.12: Valores de los parámetros de las fuentes de energía renovables medidos con el inversor híbrido apagado. 106
Tabla 4.13: Valores de los parámetros de las fuentes de energía renovables medidos con el inversor híbrido encendido. 108
Tabla 4.14: Valores de los parámetros de las fuentes de energía renovables medidos con el inversor híbrido encendido y alimentando una carga como consumo. 110
Tabla 4.15: Configuración de los parámetros de para el funcionamiento del inversor híbrido. ... 118
Tabla 5.1: Propiedades del bloque %READ_VAR0. 149
Tabla 5.2: Datos de medición de velocidad del viento y frecuencia de pulsos del anemómetro 1. 154
Tabla 5.3: Datos de medición de velocidad del viento y frecuencia de pulsos del anemómetro 2. 156
Tabla 5.4: Valores del ADC de la entrada %IW1.0 y el voltaje medido de referencia obtenidos para la medición del voltaje de PV. 166
Tabla 5.5: Valores de Ios parámetros de entrada de la función `read_vac()` *para cada uno de los sensores ZMPT101B calibrados.* 169
Tabla 5.6: Valores de sensibilidades reales de los sensores de corriente para la calibración. 171
Tabla 5.7: Valores de los parámetros de entrada de la función get_corriente() para cada uno de los sensores que miden corriente continua. Y el registro almacenado en el PLC para cada dato del sensor correspondiente. 173
Tabla 5.8: Valores de los parámetros de entrada de la función `get_corriente_ac()` *para cada uno de los sensores que miden corriente alterna. Y el registro almacenado en el PLC para cada dato del sensor correspondiente.* 175
Tabla 6.1: Descripción estados de la Smart Grid. 199
Tabla 6.2: Tabla de verdad de variables binarias para el control mediante lógica combinacional. 221
Tabla 6.3: Tabla de verdad de variables binarias para la activación de las salidas asociadas a las fuentes de energía renovables mediante lógica combinacional. 224
Tabla 6.4: Tabla de verdad de las variables binarias para la habilitación de las cargas. 231
Tabla 7.1: Descripción de objetos gráficos que conforman la HMI del SETE-Smart Grid. 254

CAPÍTULO 1

Introducción

1.1. Objetivos generales.

La instrumentación y automatización de la Smart Grid tiene como objetivo principal la gestión de energía de una red eléctrica compuesta por un panel fotovoltaico (PV), un aerogenerador (WT), un banco de baterías y un banco de cargas como consumo, con la finalidad de asegurar la disponibilidad del suministro de energía eléctrica a las cargas ante variaciones en la generación o consumo. La instrumentación y automatización de dicha red debe tener las siguientes características:

- **Escalabilidad**: Capacidad de la Smart Grid de ser conectada a una red de similares características y/o mantener la funcionalidad de esta ante un aumento en la capacidad de potencia a gestionar.

- **Modularidad**: Facilidad de reconfigurar los elementos de la red y/o modificar la capacidad de la red como por ejemplo la integración de una nueva fuente de energía.

- **Monitoreo**: Mediante una interfaz HMI, visualizar las variables de interés del usuario para establecer un óptimo control sobre el sistema.

En función de los objetivos principales para la instrumentación y automatización de la Smart Grid, se ilustra en la *Figura 1.1* un diagrama general del sistema a controlar:

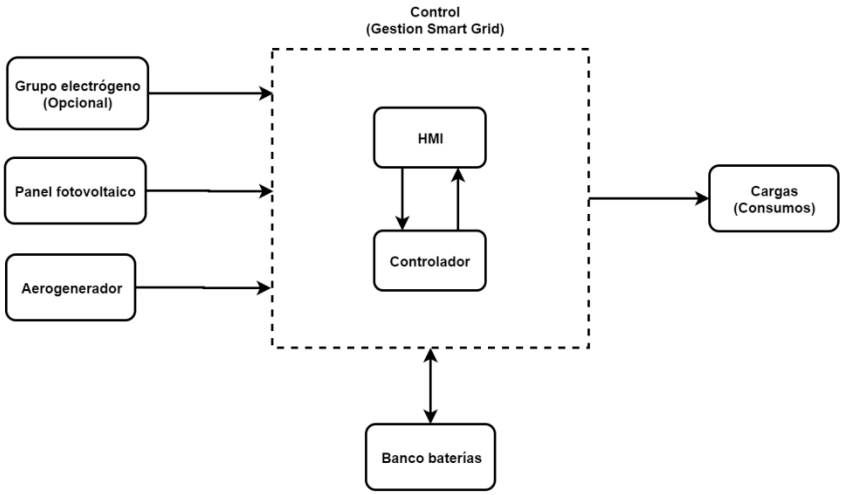


Figura 1.1: Esquema de control propuesto para la Smart Grid.

La implementación de la Smart Grid toma como punto de partida, el desarrollo del Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas (SETE), sobre todo en lo correspondiente a la instrumentación y automatización de este realizado por Sebastiám Arredondo como parte de su proyecto de título. La instalación física de este sistema y gran parte de las componentes que la conforman son utilizados para la instalación, instrumentación y automatización de la Smart Grid, siendo este proyecto, una extensión del SETE ya instalado.

Las componentes del SETE utilizadas y que están disponibles para la realización de la Smart Grid son las siguientes.

-Túnel de viento (ventilador).

- Aerogenerador de 120[W]

- Batería de ciclo profundo, 12[V] y capacidad de 100[Ah] c/u.

- Programador Lógico Programable (PLC) Modelo Modicon M221CE24R.

- Placa Arduino Uno para la adquisición de datos de los sensores.

- Sensores de viento, velocidad rotacional, presión, voltaje y corriente.

- Conjunto de 3 ampolletas dicroicas y 3 ampolletas incandescentes como cargas de consumo.

- Contactores modulares

Otras componentes disponibles en el LER, que son de utilidad para la conformación de la Smart Grid son:

- Inversor híbrido de 800[W], modelo Smart Solar PIP-HS 1212.
- Grupo electrógeno de 500[W] (Opcional).
- Aerogenerador de 400[W]
- Regulador de carga de 600[W], modelo SF-12-24-A.

De los componentes disponibles, tanto el Aerogenerador de 400[W] como el regulador de carga SF-12-24-A son elementos a utilizar para el reemplazo del Aerogenerador de 120[W] instalado actualmente en el SETE. La instrumentación y automatización de la Smart Grid considera la implementación de este aerogenerador siendo parte del requisito de modularidad que debe tener este sistema.

Las especificaciones técnicas de cada componente que conforma la Smart Grid se dan a conocer a lo largo del **Capítulo 3: Arquitectura e Instrumentación seleccionada**.

1.2. Objetivos específicos.

Los objetivos específicos detallan las características y requisitos que debe cumplir la instrumentación de la Smart Grid. A continuación se da a conocer el listado de objetivos y descripción en cada una de ellas.

- Estudio y determinación de los parámetros de cada una de las componentes de la red, especialmente en las fuentes de energía conectadas a la red. Como además verificar la factibilidad de la conexión de cada una de las componentes y de manera conjunta.

- Implementación de sensores de voltaje y corriente para la medición de las variables a monitorear tomando en consideración el rango de la variable a medir.

- Implementación del sistema de control, principalmente utilizando el PLC M221CE24R como elemento central de control, ya que tiene la capacidad de controlar los actuadores, que son los contactores.

- En cuanto al desarrollo del sistema de control, este debe permitir que el usuario pueda controlar tanto las fuente de energía como cargas a su arbitrio, además, que el sistema pueda realizar la gestión de potencia de forma autónoma regulando las fuentes de energía. En resumen, el usuario puede escoger entre modo de control automático o manual. La finalidad de aquello es considerar el aspecto educativo y didáctico que debe tener el uso de la Smart Grid.

- El sistema de control debe tener la capacidad de poder registrar las variables medidas del sistema (SCADA) y que permita al usuario obtener estos registros para las mediciones y/o análisis pertinentes para cada fuente de energía o consumo que conforma la Smart Grid.

- Diseño de la interfaz HMI: con las señales obtenidas de los sensores a obtener, mediante un PC, se debe ilustrar gráficamente la medición de los parámetros a observar y/o controlar para una rápida y fiable lectura para el usuario.

1.3. Estado del Arte.

Una Smart Grid o red inteligente es un tipo de red eléctrica en cual los distintos dispositivos que la conforman entregan información del estado de la red con la finalidad de lograr una gestión eficiente de esta. Este tipo de red integra elementos de monitoreo, control y gestión de la energía eléctrica.

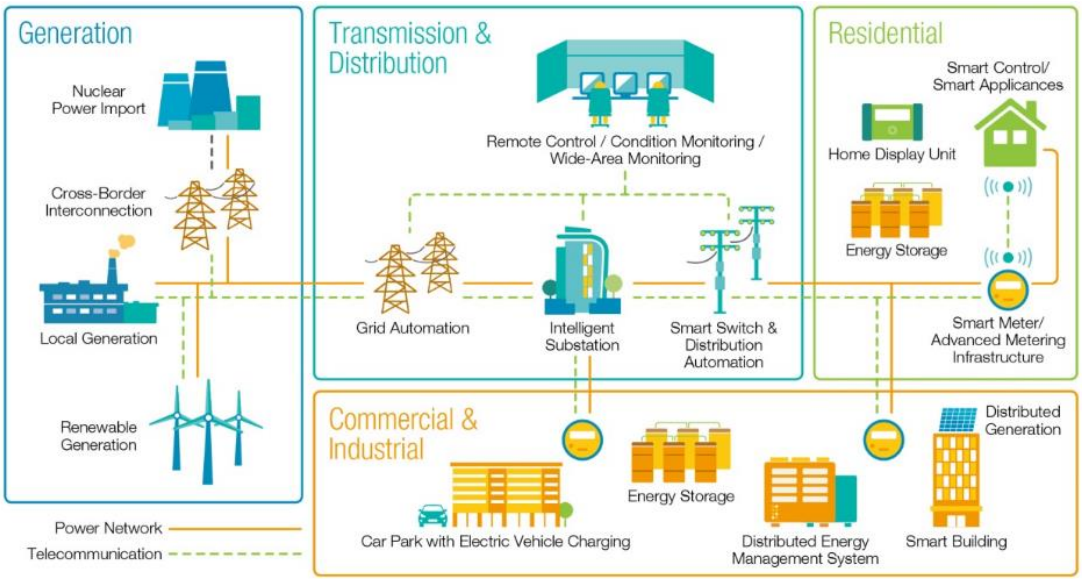


Figura 1.2: Diagrama conceptual de una Smart Grid con los elementos y sistemas que la conforman.

El desarrollo de las Smart Grids ha cobrado relevancia en las últimas décadas dado la necesidad de lograr una mayor eficiencia en el consumo de la energía eléctrica y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. La aparición y desarrollo de este concepto ha ido de la mano con el desarrollo y masificación de las fuentes de energía renovables como solar (PV) y eólica (WT) a pequeña y gran escala, que ha traído consigo el desarrollo de redes hibridas, permitiendo que un consumidor también sea a la vez proveedor a la red eléctrica, haciendo que la utilización de la Smart Grids sea cada vez más indispensable para la gestión de distintos clientes consumidores/generadores.

Una red eléctrica híbrida es un tipo de red eléctrica que está conectada a dos o más fuentes de energía eléctrica de distinta naturaleza, renovable o convencional. El desarrollo de las energías renovables y su masificación ha permitido la creación de redes cada vez más pequeñas para uso domiciliario y/o en lugares remotos, trayendo consigo que este tipo de red pueda estar conectada a la red eléctrica principal (On-Grid) o ser una red autónoma (Off-Grid).

Algunas configuraciones de redes hibridas se componen de una combinación de fuentes de energía renovables como PV-WT, pero dada la intermitencia de estos, se requiere también de fuentes de respaldo como grupos electrógenos (generadores) y /o bancos de baterías para asegurar el suministro. El tamaño y potencia de la red y cada una de las fuentes dependerán de criterios económicos, geográficos y medioambientales, que requiere de un modelado previo por medio de modelos probabilísticos o a través de software.

Dado el gran desarrollo de los semiconductores y convertidores estáticos, el acceso a este tipo de tecnología y su manejo es cada vez más simple y fácil para el usuario. A grandes rasgos, las redes híbridas han integrado convertidores DC-DC, uno o mas inversores DC-AC dependiendo de las fuentes de energía conectadas, siendo utilizadas como elementos de conversión y control de potencia de la fuente a la que está conectada. Los diversos tipos de convertidores estáticos desarrollados permiten realizar redes híbridas de variada capacidad de potencia como también la aplicación de diversas topologías a aplicar, y cada una de ellas tiene sus ventajas o inconvenientes dependiendo de su uso.

En cuanto al control de la red, esta tiene como finalidad lograr una gestión eficiente de la energía producida, utilizando para ello algoritmos para lograr una máxima eficiencia de cada fuente como lo es el MPPT utilizado principalmente en fuentes fotovoltaicas, como también el control del flujo de potencia inyectada o requerida de la red ya sea potencia activa/reactiva, que es realizado en redes de media y alta potencia, o también la gestión del flujo de potencia en función del estado de carga de la batería que es aplicado en redes domiciliarias. Este tipo de control es el que se empleará en la gestión de la Smart Grid que se desarrolla en la memoria.

1.3.1. Trabajos relacionados con el proyecto a realizar.

En función de los requerimientos solicitados para la instrumentación y automatización de la Smart Grid, como también de las referencias y elementos de trabajos ya realizados en la Universidad, se mencionan los siguientes proyectos o ensayos realizados cuyo tópico central es la implementación de una Smart Grid.

1.3.1.1. Diseño e implementación de un sistema hibrido PV-MCI-Batería para ensayos en el LER.

La implementación y funcionamiento de redes híbridas se han realizado anteriormente en la UTFSM, como antecedente o prueba de ello es la implementación de una micro red híbrida como tema de memoria realizado por el Sr. Felipe Enero [1], la cual consiste en la implementación y medición de una red híbrida off-grid compuesta por paneles solares (PV), banco de baterías y grupo electrógeno (MCI) que alimentan ampolletas incandescentes como cargas resistivas.

El control o gestión de esta red es realizado por un inversor híbrido modelo PIP 812 HS de la marca Mpp Solar. Las mediciones de potencia realizadas de cada una de las fuentes demostraron la capacidad de la red para alimentar las cargas de manera ininterrumpida, y el aporte de cada una de las fuentes disponibles (PV y baterías) permiten la disminución del uso del grupo electrógeno.

De lo rescatable de este trabajo, es el análisis y uso del inversor híbrido para la conexión de dos fuentes de energía de distinta naturaleza, siendo este un aspecto positivo para la integración de este dispositivo en el proyecto a desarrollar, tomando un rol de importancia en la gestión de las fuentes conectada a él.

1.3.1.2. Diseño y control de un sistema hibrido compuesto por PV-WT-Supercapacitores-Bateria y MCI.

Como parte de la investigación y desarrollo de redes híbridas en lugares remotos de Pakistán, los autores Syed Zulqadar Hassan',I, Hui Lil , Tariq Kamal, Ugur Arifoglu, Ali Arsalan y Asif Kabir[2] Realizan un modelo y simulación de una red híbrida compuesta por las fuentes de potencia PV-WT-MCI- Baterías y Supercapacitores. El control y gestión de la red es realizado por múltiples controladores PI que controlan cada fuente de energía (inclusive el motor diésel) para obtener la máxima potencia (MPPT) en cada uno de ellos, y la gestión de la potencia es realizado en función del estado de carga de la batería que determina las(s) fuente(s) que realizarán el aporte de potencia por medio del control on/off que puede ser

físicamente implementado por un PLC, siendo un aspecto a considerar para la realización del sistema de control en la Smart grid.

En la *Figura 1.3*, se muestra la topología de la red realizada y simulada para comprobar los métodos de control propuestos

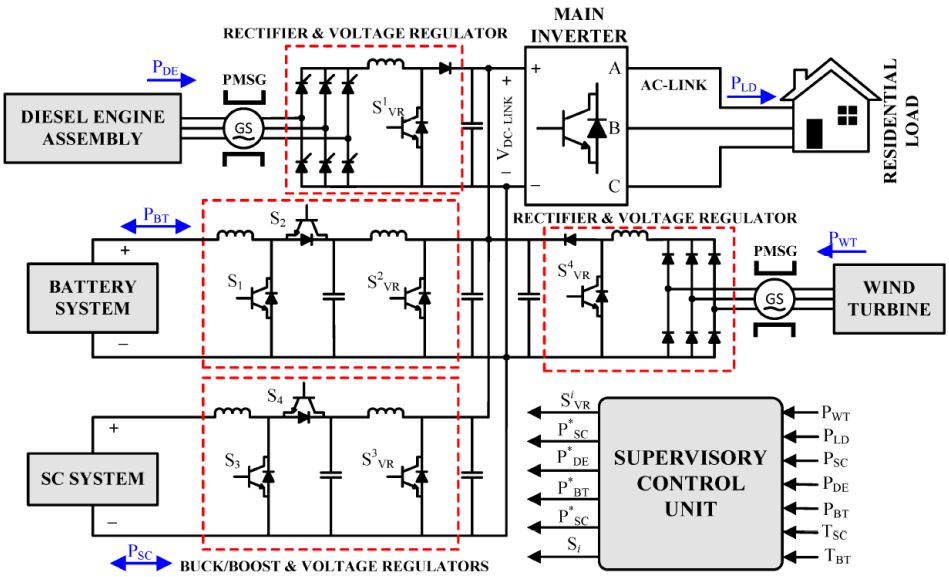


Figura 1.3: Topología de la red híbrida PV-WT-Supercapacitor-MCI y baterías simulada.[2]

1.3.1.3. Diseño de un sistema de control y gestión energética de una microred PV-WT-Batería para pruebas en un Laboratorio.

Un desarrollo de una Smart Grid para fines académicos y de experimentación similares a lo que se desea lograr en el desarrollo de la Smart Grid a realizar en el LER se ilustra en el documento [3], consistente en la simulación e implementación de un sistema híbrido autónomo PV-WT y baterías realizado por los autores Adel Merabet, Khandker Tawfique Ahmed, Hussein Ibrahim, Rachid Beguenann and Amer Ghias. La arquitectura del sistema se compone de un enlace DC compartido para las 3 fuentes de energías disponibles y cada una posee un convertidor DC-DC, conectados a un único inversor DC-AC para alimentar cargas con corriente alterna. Pese a su baja potencia, el sistema está diseñado para una máxima eficiencia utilizando algoritmos de control como el MPPT tanto para el panel solar como para

la turbina eólica. En cuanto al método de gestión de la red toma como prioridad el porcentaje de carga almacenado en las baterías (SoC) similar al método de gestión realizado en [2].

El sistema de control es implementado a través de MATLAB/Simulink por medio del programa RT-Lab, y el código generado es enviado a una interfaz Opal-RT compuestos por los equipos OP5600 y OP8660 que materializan el código realizado en señales eléctricas para los actuadores y convertidores implementados en la red, y también la captura de las mediciones de parámetros (voltaje, corriente) de la red para el monitoreo y control realizado desde un PC como se ilustra en la *Figura 1.4*.

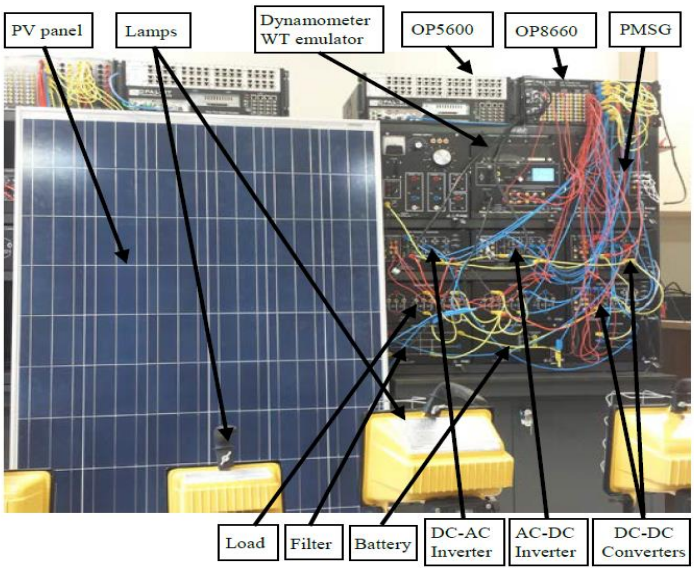


Figura 1.4: Implementación del sistema de control de la micro red por medio de los equipos OP5600 y OP8660 (Obtenido de [3]).

1.3.1.4. Instrumentación y Automatización de un Sistema de Ensayos de turbinas Eólicas (SETE).

La base del proyecto actual de la instrumentación y automatización Smart Grid, es este proyecto realizado por Sebastiám Arredondo para el Laboratorio de Energías Renovables del Departamento de Ingeniería Mecánica [4]. El objetivo de este proyecto es la automatización de un banco de pruebas de turbinas eólicas regulando la velocidad de viento que incide en sus

aspas, como también de la medición, monitoreo y registros de variables de interés en las pruebas de funcionamiento de las turbinas eólicas. En la *Figura 1.5* se muestra una representación gráfica del SETE con sus elementos más importantes.

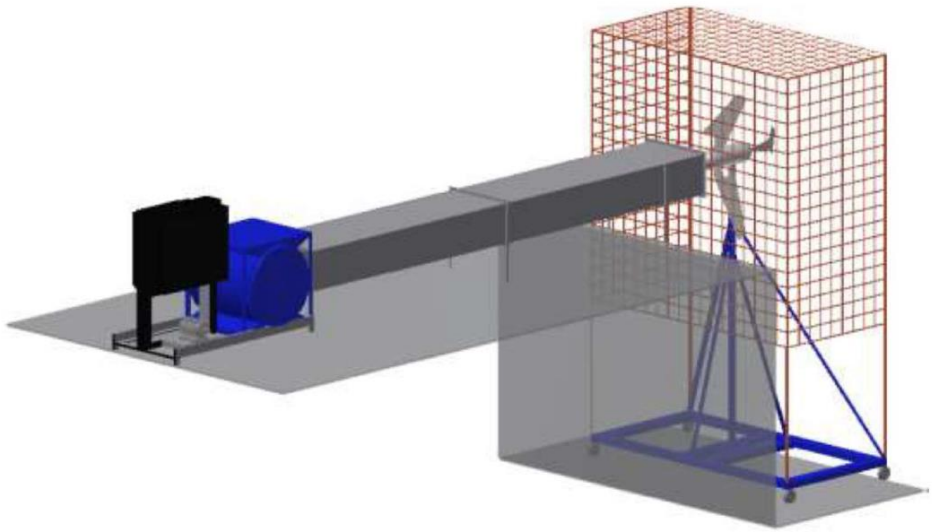


Figura 1.5: Esquema gráfico del diseño del Sistema de Ensayo de Turbinas Eólicas[4].

La potencia del aerogenerador instalado en el SETE es conducida a un sistema de conversión y almacenamiento de energía compuesto por un convertidor DC/DC, banco de baterías como elementos de almacenamiento y banco de cargas como consumo en donde es almacenada o consumida la potencia generada por el aerogenerador respectivamente, y que dicho flujo de potencia es regulado por el usuario por medio de contactores, que activa o desactiva las cargas o el almacenamiento de la potencia generada por el aerogenerador.

En la *Figura 1.6* se ilustra el diagrama de instrumentación del proceso (PI&D) del SETE, destacándose las secciones de generación de viento, conversión y almacenamiento de energía.

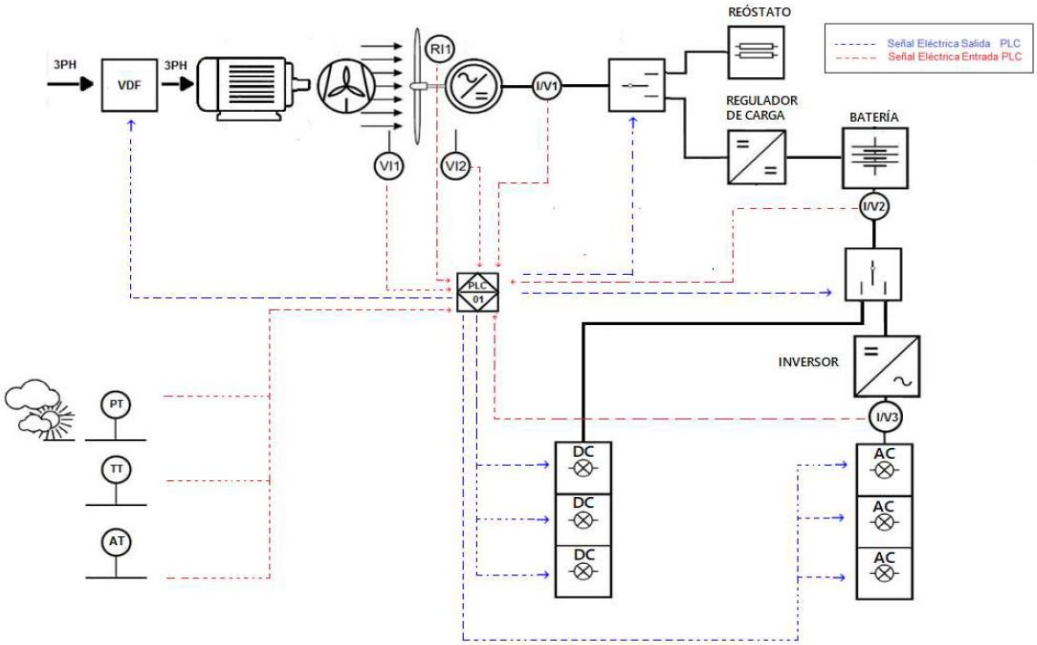


Figura 1.6: Diagrama de instrumentación del proceso equivalente del SETE[4].

En cuanto a la instrumentación y automatización del SETE, los elementos principales que realizan esas tareas son el PLC Modicon M221CE24R y el Arduino Uno, ambos comunicados entre sí mediante un estándar físico de conexión RS-485 y bajo protocolo de comunicación Modbus RTU.

El PLC realiza la medición y procesamiento de las señales de los sensores de voltaje DC, velocidad rotacional y velocidad de viento del aerogenerador. También realiza el control de los actuadores; representados por el variador de frecuencia, que regula la velocidad de giro de un motor eléctrico que tiene acoplado un ventilador radial para definir la velocidad de viento requerida por el usuario, como también el control de los contactores que regulan el paso del flujo de potencia del aerogenerador o activar cargas eléctricas.

La medición de las restantes variables eléctricas son realizadas por un conjunto de sensores de voltaje y corriente que están conectados al Arduino Uno. Dicho microcontrolador realiza el procesamiento de las señales medidas de los sensores, cuyos resultados son enviados en una trama de datos al PLC para su uso y almacenamiento en registros.

Finalmente, el control del SETE por el usuario es realizado mediante una Interfaz Hombre – Máquina a través del Software Vijeo Designer, utilizando los datos registrados por el PLC. En dicha interfaz el usuario controla la velocidad rotacional del motor que genera el viento mediante el ventilador radial, como también la activación de las cargas correspondientes. Además en la interfaz gráfica se muestra en tiempo real las variables medidas del todo el sistema en su conjunto. En la *Figura 1.7* se ilustra la interfaz gráfica realizada para el control y monitoreo del SETE.

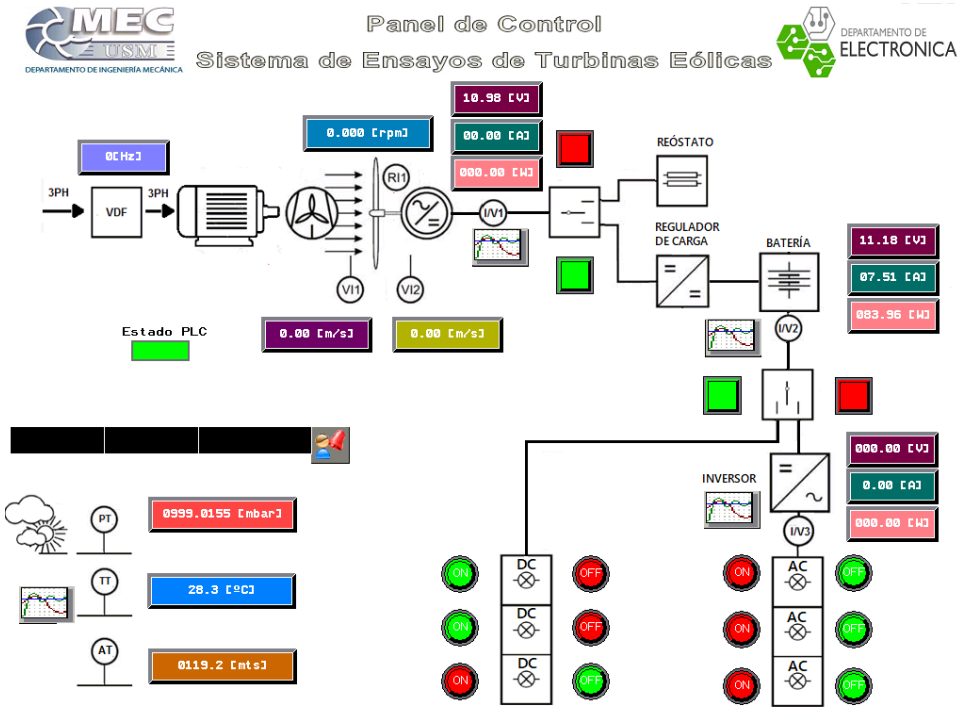


Figura 1.7: Panel de control principal de la interfaz HMI del SETE.[4]

Considerando que en estricto rigor, la integración de la Smart Grid es un anexo o extensión de las capacidades del SETE ya que gran parte de sus componentes serán requeridos para la automatización e integración de la Smart Grid, es pertinente dar a conocer el tipo y cantidad de componentes ya presentes en la Instrumentación y automatización del SETE, que serán utilizados en la instrumentación y automatización de la Smart Grid.

- Control y adquisición de datos:

Tabla 1.1: Componentes disponibles para el control y adquisición de datos

Modelo	**Cantidad**
PLC Modicon M221CE24R	1
Módulo de extensión TM3AM6 (PLC)	1
Placa Arduino Leonardo	1

- Sensores:

Tabla 1.2: Sensores presentes en la instrumentación del SETE.

Modelo	**Cantidad**
Sensor de proximidad BR100-DDT (Velocidad rotacional)	1
Anemómetro PCE-KWG1 (Velocidad viento)	2
Sensor ACS712-20B (corriente AC y DC)	3
Sensor ZMPT101B (Voltaje AC)	1
Sensor BMP180 (Presión y Temperatura)	1

- Actuadores:

Tabla 1.3: Contactores usados en la automatización del SETE.

Modelo	**Cantidad**
Contactor modular 1NC+1NO IS2011	8

CAPÍTULO 2

Alternativas de Arquitectura e Instrumentación

Tomando en consideración que el proyecto a realizar es una extensión del SETE dado la capacidad de dicho sistema de tener los elementos necesarios para el uso del aerogenerador de forma controlada para la generación de potencia de potencia, y de los componentes de la instrumentación y automatización ya instalados, definirán las características principales de la Smart Grid, cuya característica mas importante es que debe ser una red híbrida del tipo PV-WT-MCI. La gestión de la Smart Grid solo es lograda mediante el control y monitoreo de cada una de las fuentes de energía que conforman esta red. Para cumplir dichas características a partir de los elementos existentes, el diseño de la Smart Grid como también la instrumentación y automatización a realizar en ella se define a partir de los siguientes criterios:

- Arquitectura de la red.
- Conversión y eficiencia de las fuentes de energía.
- Monitoreo y gestión de la Smart Grid.

En cada uno de ellos se detallan las características de diseño para la red, sus ventajas y desventajas, además de los costos asociados.

2.1. Arquitectura de la red.

La interconexión de los elementos de una red híbrida es realizada principalmente con dos tipos de topologías distintas, estos son **terminal AC común** y **terminal DC común**.

2.1.1. Terminal AC común.

Este tipo de topología tiene como característica la utilización de distintos inversores DC/AC para cada una de las fuentes de energía, teniendo como punto de interconexión común la salida AC de cada inversor como se ilustra en la *Figura 2.1*:

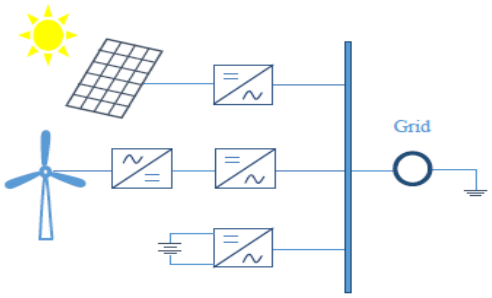


Figura 2.1: Topología de red híbrida con terminal AC común.

Para aplicar esta topología con los elementos disponibles para la red híbrida, se requieren 2 inversores híbridos MPP Solar PIP 812 HS para la conexión de un aerogenerador, banco de baterías, un panel solar (PV) y un motor de combustión interna (MCI), reduciendo la cantidad de inversores necesarios a implementar para cada fuente, permitiendo una mayor escalabilidad de la red favoreciendo la integración de nuevas fuentes de energía si se desea expandir la capacidad de la Smart Grid integrando más inversores híbridos, logrando que cada fuente de energía aporte potencia a la red sin importar el estado en que se encuentran las otras fuentes, por lo que una integración de 2 o mas inversores híbridos robustecen la red ante fallas y disponibilidad de fuentes de generación.

En la *Figura 2.1*, se muestra una posible arquitectura de la red con los elementos disponibles bajo la topología de un terminal AC común:

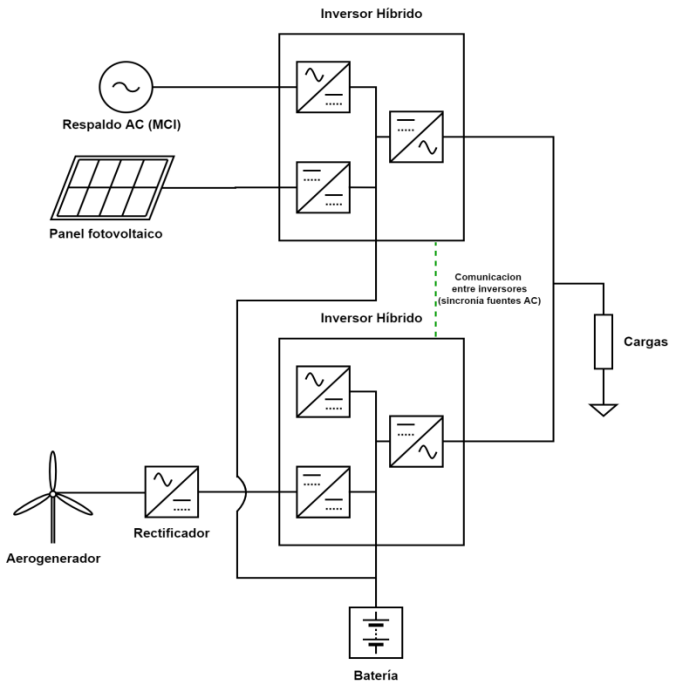


Figura 2.2: Topología de red híbrida propuesta con terminal AC común.

De acuerdo a este tipo de arquitectura, presenta las siguientes ventajas y desventajas:

Tabla 2.1: Ventajas y desventajas de la topología con terminal AC común.

Ventajas	**Desventajas**
-Alta escalabilidad por la capacidad de conectar más fuentes de energía. -Robustez: El sistema sigue funcionando si una de las fuentes de energía falla, las restantes siguen suministrando. -Alta modularidad: Fácil reconfiguración de las fuentes y su conexión a los distintos inversores híbridos. -Mayor eficiencia por un menor uso de convertidores para cada fuente.	-Una mayor cantidad de inversores implica un mayor costo, además de la restricción a que los inversores deben ser de modelos y marcas idénticas. -Se requiere un control robusto para los voltajes AC de cada inversor, tal que la frecuencia y amplitud sean similares como también su sincronización, este inconveniente es solucionado si se dispone del cable de comunicación para los inversores híbridos si son del mismo modelo y marca.

2.1.2.Terminal DC Común.

La característica principal de este tipo de topología es que las distintas fuentes de emergía comparten un terminal DC común. La convergencia a un terminal común permite utilizar sólo un inversor DC/AC como se muestra en la *Figura 2.3*:

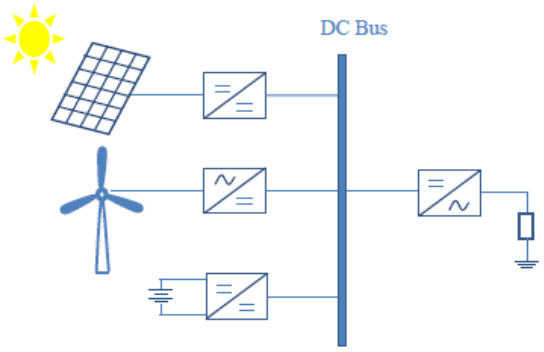


Figura 2.3: Topología de red híbrida con terminal DC común.

Con la disponibilidad del inversor híbrido MPP Solar HS 812, este permite la conexión de varias fuentes, sin embargo no permite conectar directamente una fuente eólica por lo que se hace necesaria una etapa convertidora y reguladora para el aerogenerador, tal que mantenga un voltaje constante. De acuerdo con el esquema propuesto en la *Figura 2.4*, el voltaje del convertidor DC/DC del aerogenerador debe ser idéntico al voltaje proporcionado por el panel solar, siendo una de las grandes desventajas en la implementación de esta topología.

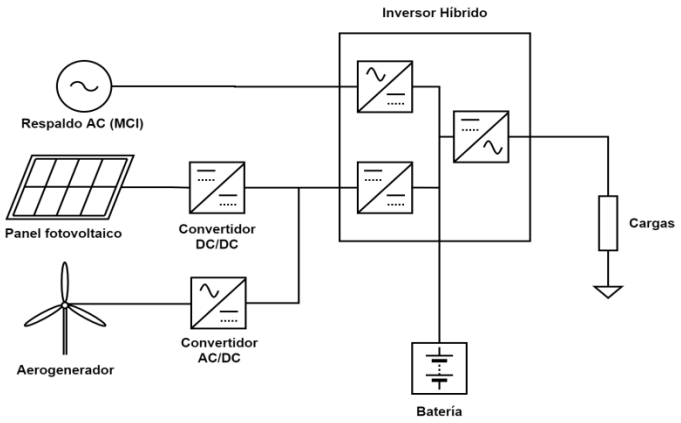


Figura 2.4: Topología de red híbrida propuesta con terminal DC común.

De acuerdo con esta topología a aplicar para la micro red, posee las siguientes ventajas y desventajas:

Tabla 2.2: Ventajas y desventajas de la topología con terminal DC común.

Ventajas	**Desventajas**
-Bajo costo de implementación, sólo se requiere de 1 inversor. -El control y gestión de la red es más sencillo dado la centralización de las fuentes de poder y la capacidad de inteligencia que tiene el inversor híbrido, reduciendo la complejidad y costos en el sistema de gestión de la red.	-Se requiere un control adicional para mantener balanceado el voltaje de enlace DC dado la variabilidad de las fuentes conectadas, implicando un uso de convertidores más sofisticados. -Baja escalabilidad: La cantidad y capacidad de las fuentes conectadas dependerá de la máxima capacidad de potencia que acepta el inversor híbrido, que para el modelo a utilizar es máximo 800[W]. -Disminuye la robustez del sistema: Aumento de puntos de fallas.

La topología ilustrada en la *Figura 2.4* es un tipo de conexión DC común hacia la entrada del terminal DC del inversor, sin embargo, también el punto de conexión DC común se puede centralizar en la batería, prescindiendo del convertidor DC-DC del panel solar ubicado antes de la entrada del inversor híbrido, permitiendo la utilización de un regulador más simple (como el modelo SF-12-24-A ya disponible para el aerogenerador de 400[W]) en términos de complejidad y precio para el aerogenerador. En la *Figura 2.5* se ilustra la topología con terminal DC común centralizado en la batería:

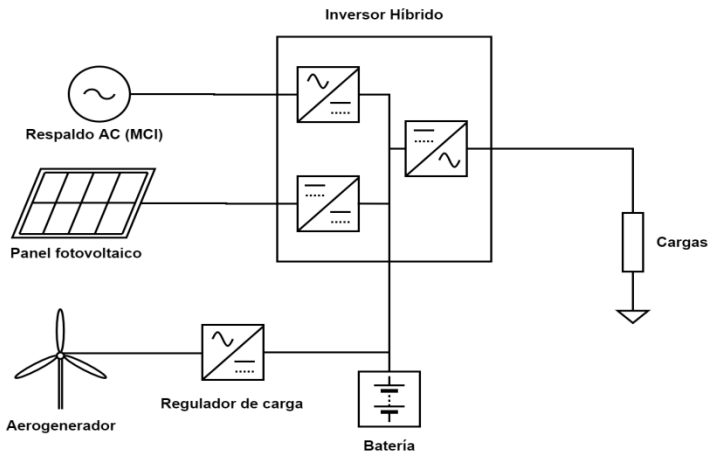


Figura 2.5: Topología red híbrida propuesta con terminal común DC ubicado en la batería.

Este tipo de topología de la conexión DC común tiene las siguientes ventajas y desventajas

Tabla 2.3: Ventajas y desventajas de la topología con terminal DC común en la batería.

Ventajas	**Desventajas**
-Bajo costo de implementación, sólo se requiere de 1 inversor. -El control y gestión de la red es más sencillo dado la centralización de las fuentes de poder y la capacidad de inteligencia que tiene el inversor híbrido, reduciendo la complejidad y costos en el sistema de gestión de la red. -Control de cada fuente y su conversión es más sencilla y barata en comparación con la topología DC común descrita en la *Figura 2.4.*	-Baja escalabilidad: La cantidad y capacidad de las fuentes conectadas dependerá de la máxima capacidad de potencia que soporta el inversor híbrido, que para el modelo a utilizar el máximo es de 800[W] y también de la capacidad de la batería. -Utilización de una mayor cantidad de actuadores para la gestión de la red. -El sistema es más robusto en comparación con la topología DC común (con terminal común en la entrada DC del inversor), pero menor a la topología AC común.

2.2. Conversión y eficiencia fuentes de energía.

Debido a lo variable en la disponibilidad de generación de potencia eléctrica de las fuentes de energías renovables no convencionales como la solar y eólica, se hace necesario integrar en la Smart Grid convertidores estáticos para la conversión y control de los parámetros eléctricos de dichas fuentes tomando en cuenta la topología de la red a la que se encuentran conectados, con la finalidad de obtener de ellos la mayor cantidad de potencia posible.

2.2.1. Aerogenerador.

Para el caso del aerogenerador, el uso de un convertidor estático de potencia pasa ser primordial debido a que el aerogenerador entrega potencia alterna (AC), y debe entregar un voltaje continuo (DC), además que su valor tenga poca variaciones, lo que implica un control asociado al convertidor. Para el desarrollo del proyecto, la obtención de una mayor eficiencia energética del aerogenerador no será obligatorio, pero queda como punto a resolver dejando los medios y condiciones necesarios para una futura mejora.

Existen varias configuraciones para la realización de conversión de potencia, cada una difiere tanto en su funcionalidad, complejidad como costos, a continuación se detalla las siguientes opciones para implementar en el proyecto:

2.2.1.1. Rectificador + convertidor DC/DC buck-boost.

Este tipo de convertidor se compone de una etapa rectificadora compuesta por diodos o tiristores para la rectificación AC/DC, y la etapa de conversión DC/DC permite elevar o disminuir el voltaje de salida mediante el control de las conmutaciones de los semiconductores mediante PWM.

Este tipo de convertidor presenta las siguientes ventajas y desventajas:

Tabla 2.4: Ventajas y desventajas de la topología convertidor Buck-Boost.

Ventajas	**Desventajas**
-Bajo costo -Control sencillo	-La eficiencia en la conversión es baja en comparación con el rectificador AFE. -Se limita a aplicaciones de baja potencia. -Solo se aplica en cargas con rol exclusivamente de consumidor.

El regulador de carga SF-12-24-A incluido junto al aerogenerador de 400[W] disponible en el LER es clasificado como Buck-Boost. Por lo que es otro punto a favor a considerar en la elección de este tipo de reguladores para el aerogenerador.

2.2.1.2. Rectificador AFE.

El rectificador de frente activo o AFE, es un rectificador cuya característica principal es que permite un flujo bidireccional de potencia entre la fuente y la carga. Está compuesto de transistores MOSFET o IGBT's controlados por pulsos y un condensador como enlace DC. Este rectificador presenta las siguientes ventajas y desventajas para su implementación en la Smart Grid:

Tabla 2.5: Ventajas y desventajas del convertidor AFE.

Ventajas	Desventajas
-Mayor eficiencia en la conversión por la utilización de menos semiconductores en la etapa de conversión. - El flujo bidireccional de potencia permite establecer mayores mejoras en su futuro, en lo que se destaca la obtención de una mayor eficiencia del aerogenerador a través del control de Torque (MPPT).	-Es más caro que los convertidores AC/DC con diodos y tiristores. -El control debe ser más robusto y complejo. -Recomendable para aplicaciones de alta potencia donde la eficiencia cobra relevancia.

2.2.2.Panel fotovoltaico.

A diferencia del aerogenerador, la conversión y control de la potencia de un panel fotovoltaico es más sencilla ya que la meta es la regulación del voltaje y no la conversión AC/DC. Para los paneles fotovoltaicos existen dos tipos de reguladores de voltaje DC: PWM y MPPT.

2.2.2.1. Regulador PWM.

La característica principal de este regulador, es que el voltaje a entregar depende tanto del voltaje de entrada como del voltaje de salida deseado, estos parámetros logran controlar las conmutaciones de los semiconductores que conforman dicho convertidor, que por lo general es un convertidor DC-DC Buck-Boost (reductor-elevador). Este tipo de reguladores es el más utilizado dado su sencillez en su construcción y funcionamiento, y el regulador de carga para el panel fotovoltaico integrado en el inversor híbrido PIP 812 HS es de este tipo, siendo un punto a favor de su elección para la Smart Grid.

En el siguiente cuadro (*Tabla 2.6*) se detallan las ventajas y desventajas del regulador PWM:

Tabla 2.6: Ventajas y desventajas del regulador PWM.

Ventajas	Desventajas
-Bajo costo -Control de la regulación del voltaje sencillo	-Baja eficiencia energética

2.2.2.2. Regulador MPPT.

Este tipo de regulador de voltaje se caracteriza por controlar tanto el voltaje de entrada como el voltaje de salida. La finalidad del control del voltaje de entrada es encontrar el voltaje del panel fotovoltaico tal, que la potencia entregada por el panel sea máxima. A diferencia del regulador PWM, su sistema de control es más sofisticado, entregándole una mayor eficiencia, pero también implica un mayor costo.

En resumen, las ventajas y desventajas del regulador MPPT se detallan a continuación:

Tabla 2.7: Ventajas y desventajas del regulador MPPT.

Ventajas	Desventajas
-Mayor eficiencia energética.	- Es más caro que un regulador de carga PWM.

2.3. Monitoreo y gestión de la Smart Grid.

Dada la instalación y uso del PLC modelo Modicon M211CE24R para la automatización del SETE, este no ha sido explotado todas sus capacidades, por lo que la gestión de la red puede realizarse con dicho dispositivo materializado en las conmutaciones de los actuadores en cada una de las fuentes de energía y consumos a utilizar ya instalados en el SETE como otros elementos necesarios para la conformación de la Smart Grid.

Los contactores a utilizar deben cumplir ciertas características como su corriente máxima y la señal de control, y para el caso de la corriente máxima, dependerá de la fuente a cual

gobierna. En el caso del control de potencia para el panel fotovoltaico, el contactor debe ser dimensionado hasta una corriente máxima de 10[A]. En cuanto al aerogenerador, se debe aplicar un contactor de potencia con la finalidad de que para modificaciones futuras se permita la instalación de aerogeneradores de mayor potencia. Independiente del contactor a considerar y su capacidad de corriente a soportar, todos deben ser capaces de ser controlados con una salida digital de relé (220[V] AC), voltaje en la que trabaja las salidas del PLC ya disponible.

Con el PLC ya disponible y con capacidades aún por explotar de él, es posible afirmar que no se requieren nuevas salidas digitales para el control de los actuadores, cubriendo las necesidades para la gestión de la Smart Grid, como también la disponibilidad de los softwares SoMachine y Vijeo Designer, que en conjunción permiten realizar una SCADA a la Smart Grid al igual que lo realizado para el SETE. Sin embargo, el aspecto restante a resolver es la adquisición de datos de los sensores, ya que la integración de nuevas fuentes de energía implica también que deban instalarse nuevos sensores, pero tanto el PLC (junto al módulo de expansión de I/O TM3AM6 instalado) como el Arduino Uno instalados para la instrumentación del SETE no tienen la cantidad de terminales suficientes para la cantidad de sensores necesarios a integrar.

En esta sección se da a conocer 3 alternativas de solución para una óptima adquisición de los sensores a instalar, en su mayoría serán de voltaje y corriente en cada una de las fuentes de la red (PV, WT y Baterías).

- Adquisición de datos con un módulo de expansión I/O adicional en el PLC M221.
- Adquisición de datos a través de una placa Arduino Leonardo.
- Adquisición de datos mediante LabView.

2.3.1. Adquisición de datos con un módulo de expansión I/O adicional en el PLC M221.

La cantidad de entradas analógicas que brinda el PLC M221 junto al módulo de expansión TM3AM6 no son suficientes para los 11 sensores análogos a integrar en la Smart Grid, 5 de ellos adicionales a los sensores analógicos utilizados en la instrumentación del SETE (ver *Tabla 1.2*). Una solución a tomar en cuenta es la instalación de otro módulo de entradas

analógicas al PLC para la captura de las señales de los sensores, sobre todo de corriente continua cuya señal de medición también lo es.

Se requieren como mínimo un módulo de expansión con 2 entradas análogas para la lectura de los sensores, por lo que existen un gran abanico de opciones en cuanto a módulos de entradas analógicas compatibles con el modelo del PLC, que se clasifican en la cantidad de puertos de entradas analógicas que dispone, los hay de 2,4 ,6 y 8 entradas análogas. En el caso de la instrumentación de la Smart Grid, considerando futuras expansiones de esta y por ende, la integración de sensores analógicos con señal de voltaje o corriente que no dispongan de algún protocolo de comunicación como UART o I2C, la mejor opción es la integración de un módulo de expansión TM3AI8, que dispone de 8 entradas analógicas, y al igual que en el módulo de expansión TM3AM6. Estas entradas pueden ser configuradas y las mediciones obtenidas son registradas directamente por el PLC sin necesidad de utilizar un medio o protocolo comunicación externa. Sin embargo su gran contra es su elevado precio, aproximadamente unos US$250, además no permite la integración de sensores que utilizan algún protocolo de comunicación serial como es el caso del sensor de presión y temperatura BMP180 que utiliza el protocolo I2C, requiriendo de otro módulo adicional que permita a dicho sensor comunicarse y enviar los datos al PLC.

Resumiendo, los pros y contras se dan a conocer en la *Tabla 2.8.*

Tabla 2.8: Ventajas y desventajas de la integración de un nuevo módulo de expansión de entradas análogas para el PLC M221.

Ventajas	**Desventajas**
-Módulo compatible en la conexión con el PLC, permitiendo que este pueda obtener las mediciones de las señales, ser procesadas y almacenadas por este. -No hay necesidad de establecer ni configurar un sistema de comunicación entre el módulo y el PLC, ya que la conexión con este se realiza directamente. -Configuración de los puertos de entrada para el procesamiento de las señales.	-Alto precio del módulo, llegando a ser entre el 75 a 80% del valor del PLC al que se conectará. -No permite integrar sensores con protocolo de comunicación I2C.

2.3.2. Adquisición de datos a través de una placa Arduino Leonardo.

Esta alternativa para el procesamiento de las señales de los sensores, consiste en utilizar una placa Arduino como la que fue la aplicada en la instrumentación del SETE, donde este dispositivo realiza el procesamiento de las señales de los sensores con señal analógica de voltaje y del sensor de presión y temperatura que utiliza un protocolo de comunicación I2C, protocolo de comunicación que está presente en la placa Arduino. La lectura de las señales obtenidas de los sensores son enviados al PLC en un cable serie RS-485 bajo protocolo de comunicación Modbus RTU. Una gran ventaja de esta alternativa seleccionada es su bajo costo y gran disponibilidad de la placa Arduino como también la existencia de sensores de voltaje y corriente compatibles con dicha placa. Sin embargo uno de los grandes retos en su implementación es el establecimiento de un canal físico y protocolo de comunicación compatible entre el PLC y el Arduino Uno, donde este último requiere de un módulo conversor MAX-485 que permite al Arduino Uno realizar comunicación por puerto Serie bajo el estándar RS-485.

Conservando la base de la implementación realizada para la comunicación entre el Arduino y el PLC, una solución a realizar es el reemplazo de la placa Arduino Uno utilizada en la instrumentación del SETE por otra placa Arduino modelo Leonardo. Este modelo se caracteriza por tener una mayor gran cantidad de puertos de entradas analógicas en comparación al Arduino Uno (12 del Leonardo vs 5 del Uno), y de poseer 2 puertos de comunicación serial, en comparación con el único que dispone el Arduino Uno, permitiendo que el Arduino pueda comunicarse con otro dispositivo sin afectar la comunicación con el PLC.

Las ventajas y desventajas de esta alternativa de solución se resumen en la *Tabla 2.9*.

Tabla 2.9: Ventajas y desventajas de la elección del Arduino Leonardo.

Ventajas	**Desventajas**
-Máxima utilización del PLC, y permite realizar la interfaz HMI a partir de las señales que obtiene el dispositivo. -Mayor cantidad de pines de entradas permite la conexión de una mayor cantidad de sensores analógicos de voltaje. -Permite integrar sensores con protocolo de comunicación I2C. -Bajo costo del microcontrolador (Arduino) como también de los sensores compatibles para esa placa. -Canal de comunicación con el PLC se encuentra configurado.	-Baja resolución de la conversión de la señal analógica a digital por parte del Arduino. -La capacidad de procesamiento es limitada para el procesamiento de las señales, con posibilidad de presentar retardos en el cálculo y envío de las variables medidas en tiempo real. -La utilización de un microcontrolador que no comparte el mismo protocolo de comunicación del PLC aumenta el riesgo de una falla en el control y monitoreo de la red a causa de las modificaciones realizadas para el establecimiento de un canal de comunicación.

2.3.3.Adquisición de datos mediante LabView.

El software LabView es uno de los programas mas utilizados en la adquisición y monitoreo de las señales a medir debido a su gran precisión y una amplia capacidad de uso en diversas aplicaciones. Para la utilización de este programa, se requiere del uso de una licencia cuyo costo anual es aproximadamente US$100. En cuanto al hardware asociado a este programa, la adquisición de las señales de los sensores se puede obtener a partir de una tarjeta de adquisición de datos (DAQ). La compañía NI, fabricante del software y hardware asociado,

ofrece diversas tarjetas dependiendo de su aplicación a variados precios, y para el caso del monitoreo de la red, la opción a escoger es la tarjeta DAQ NI-9207E que obtiene mediciones de corriente y voltaje a través de cualquiera de los 16 canales de entradas, sin embargo su precio es bastante costoso, aproximadamente de US$1100.

En resumen, esta alternativa presenta las siguientes ventajas y desventajas:

Tabla 2.10: Ventajas y desventajas de la elección del programa LabView+DAQ.

Ventajas	**Desventajas**
-Interfaz gráfica potente y gran capacidad de utilización de la información en diversas aplicaciones. -El uso de la tarjeta DAQ permite la implementación de más sensores a la Smart Grid. -La capacidad que tiene el software de realizar un uso y tratamiento de las mediciones obtenidas, que permite realizar con mayor precisión una estimación de variables físicas que no pueden ser obtenidas por sensores.	-La implementación de esta alternativa es más costosa que las otras alternativas. -El uso del programa solo para la adquisición de datos, reduce el potencial de uso como programa para realizar el control sobre el proceso -No permite integrar sensores con protocolo de comunicación I2C.

En el siguiente capítulo se da a conocer la selección realizada para cada uno de los ítems analizados que definen la arquitectura de la Smart Grid, como también la instrumentación asociada.

CAPÍTULO 3

Arquitectura e Instrumentación Seleccionada

En este capítulo se da a conocer la arquitectura o topología seleccionada de conexión de la Smart Grid, como también la instrumentación de esta. Además se dan a conocer las especificaciones técnicas de cada componente que conforman el sistema conjunto SETE-Smart Grid, como también las componentes seleccionadas para la instrumentación de este sistema conjunto.

La elección tanto de la topología como de la adquisición de datos de mediciones para la instrumentación y automatización de la Smart Grid obedece a diversos criterios, siendo los más relevantes como compatibilidad en conexiones, costo, capacidad, eficiencia, robustez, modularidad y disponibilidad de componentes. Estos criterios también definen las componentes que conforman la Smart Grid misma (en estricto rigor el sistema conjunto SETE-Smart Grid) como la instrumentación y automatización de esta.

Además, en esta sección se muestra en detalle la conexión eléctrica de los elementos de instrumentación y automatización, como también los dispositivos de seguridad que están incluidos para una segura alimentación del sistema y las componentes del sistema de control.

3.1. Arquitectura de la Smart Grid.

En función de las fuentes de energías renovables a integrar y de la disponibilidad de equipos y componentes para la conformación de la Smart Grid, la topología de la red híbrida que cumple con los requisitos y condiciones mencionadas en este documento es del tipo terminal DC común usando como nodo de conexión común los bornes de la batería, una solución explicada en la **Sección 2.1.2**. En la *Figura 3.1* se muestra la topología de la red híbrida con la arquitectura seleccionada.

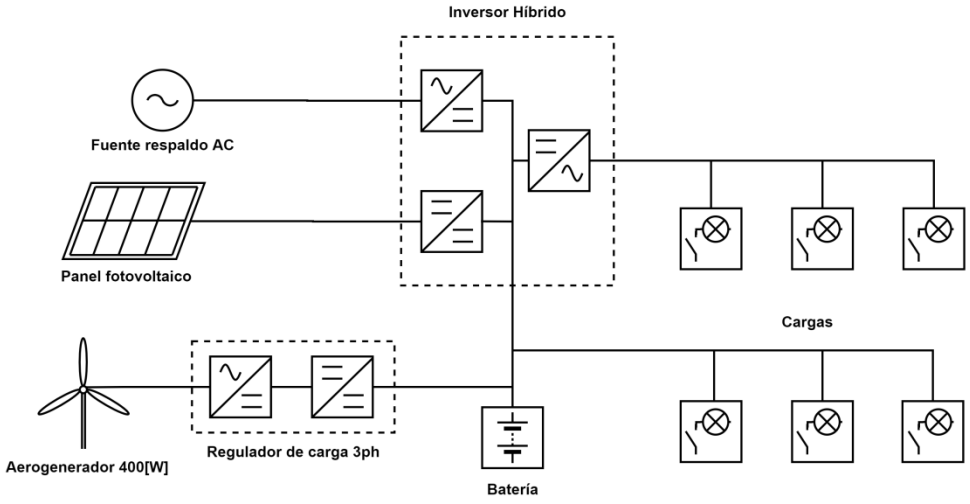


Figura 3.1: topología de conexión seleccionada para la Smart Grid a implementar.

Se opta por este tipo de arquitectura basándose en las características y funcionamiento del inversor híbrido disponible, que permite la conexión de fuentes de energía de distinta naturaleza, aún cuando la factibilidad de la conexión del aerogenerador en la red híbrida siguiendo la topología seleccionada, no está descrita en ningún manual de funcionamiento para el aerogenerador de 120[W] instalado en el SETE , por ende no hay documentación alguna sobre los pros y contras de conectar el aerogenerador hacia una batería donde también están conectados otras fuentes de energía, situación similar se repite para el aerogenerador de 400[W] que es el reemplazará al actual aerogenerador de 120[W] presente en el SETE.

La factibilidad de conexión y sus pruebas de funcionamiento de la topología seleccionada se muestran en detalle en el **Capítulo 4** de este documento, siendo el tema central a tratar en dicho capítulo.

3.1.1.Diagrama de procesos de la Smart Grid.

Considerando la topología de conexión de la red híbrida ilustrada en la *Figura 3.1* para la conexión de las fuentes de energía que conforman la Smart Grid, como también el Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas ya instalado y que es usado para la generación de viento y por

ende la potencia eléctrica del aerogenerador en un entorno controlado, el diagrama de proceso e instrumentación (P&ID) que representa la integración de una Smart Grid en el actual SETE se ilustra en la *Figura 3.2*. Este diagrama no solo ilustra la arquitectura de conexión de la Smart Grid, sino también los elementos que conforman el sistema de control como sensores, actuadores y el PLC como elemento central de la instrumentación y automatización del sistema SETE-Smart Grid.

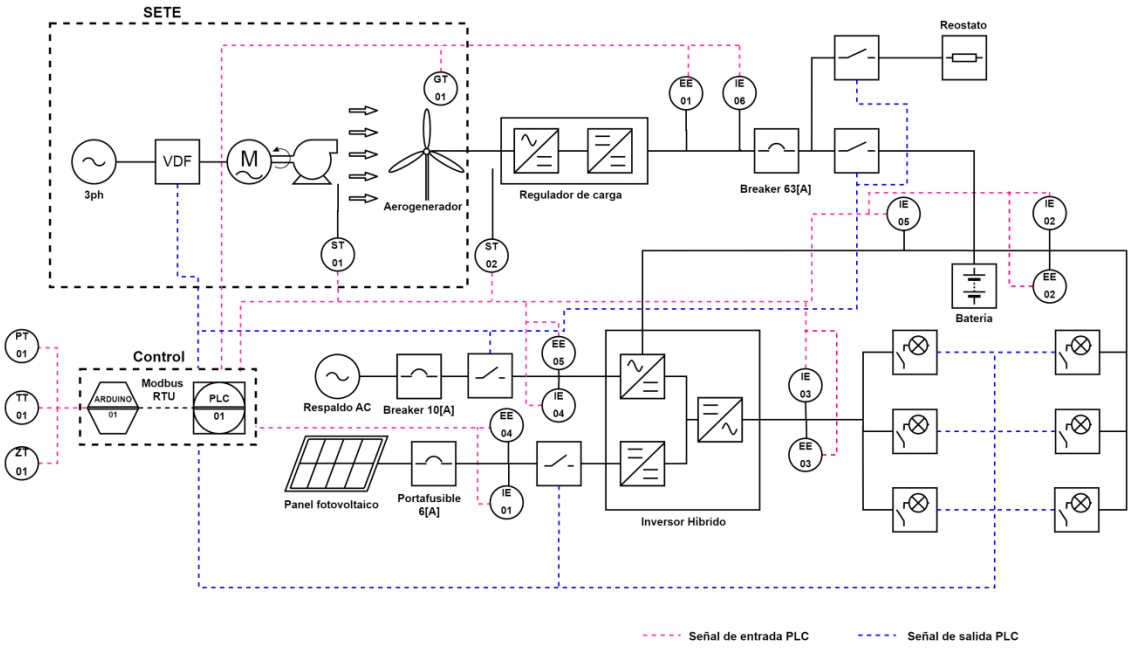


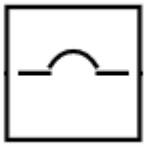
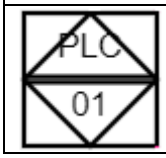
Figura 3.2: Diagrama P&ID representativo del sistema conjunto SETE-Smart Grid.

La conexión eléctrica de las componentes de la Smart Grid se muestra en detalle en el Anexo **E** con la conexión del aerogenerador de 120[W] y Anexo **F** con la conexión del aerogenerador de 400[W]**.** A grandes rasgos, las diferencias presentes en la conexión de ambos aerogeneradores al sistema radican en que cada uno de ellos utilizan distintos reguladores de cargas: el aerogenerador de 120[W] utiliza un regulador DC/DC PWM, antes de ser conectado a la batería, sumado a que este aerogenerador posee un puente rectificador como etapa previa; en cambio el aerogenerador de 400[W] dispone de un convertidor Buck-Boost PWM con un puente rectificador integrado, por lo que la conexión del aerogenerador a

la batería es mas sencilla, dependiendo de un único elemento para conversión y entrega de energía al sistema.

Debido a la gran cantidad de símbolos presente en el diagrama de procesos del sistema, en la *Tabla 3.1* se detalla la descripción de los símbolos utilizados.

Tabla 3.1: Lista de símbolos del diagrama de proceso del sistema SETE-Smart Grid.

Símbolo	**Descripción**
	Variador de Frecuencia.
	Motor trifásico.
	Ventilador radial.
	Convertidor AC-DC (Rectificador)
	Convertidor DC-DC.
	Convertidor DC-AC (Inversor)
	Automático de protección (Dispositivo de seguridad.
	Controlador Lógico Programable (Elemento central del control del sistema).

EE 01	Sensor de voltaje.
IE 06	Sensor de corriente.
PT 01	Sensor de presión.
GT 01	Sensor de velocidad rotacional.
ST 01	Anemómetro (sensor) de viento.
	Contactor (Actuador con lógica switch ON-OFF)
	Ampolleta (carga) y Switch (contactor) asociado.

3.2. Componentes del sistema conjunto SETE-Smart Grid.

En esta sección se dan a conocer las especificaciones técnicas de cada componente que es parte del sistema SETE-Smart Grid, como también las conexiones a realizar según el tipo de componente a analizar.

Debido a que la Smart Grid en estricto rigor es una extensión del SETE, es conveniente mencionar las componentes ya instaladas en la Smart Grid para un mejor conocimiento y rol que tiene este sistema en el uso y la generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica que lo proporciona de forma controlada dicho sistema.

3.2.1.Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas.

En este documento se da a conocer los elementos de la sección de mayor relevancia del SETE como lo es la unidad de ventilación, unidad que genera controladamente energía eólica (viento) que posteriormente es capturado por el aerogenerador para la generación de electricidad. Los elementos que componen esta sección son un motor trifásico, variador de frecuencia y ventilador radial.

En la *Figura 3.3* se muestra un esquemático de conexión de las componentes de la unidad de ventilación del SETE, en la que se destaca el control del variador de frecuencia realizado por el PLC.

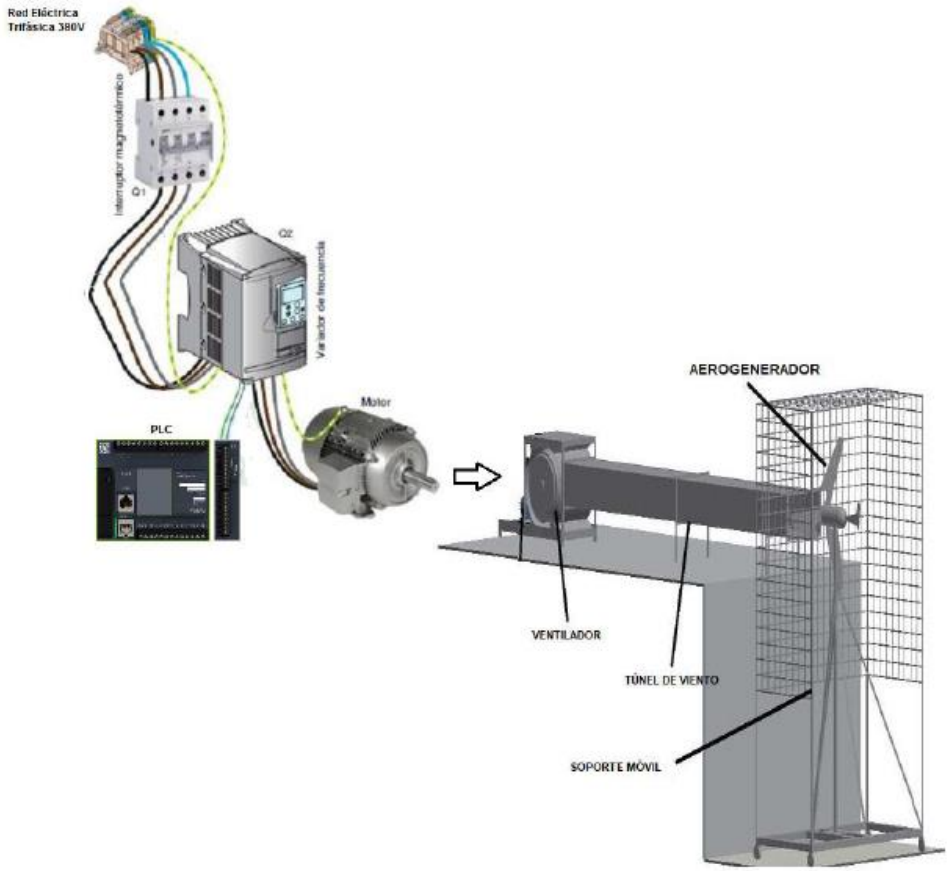


Figura 3.3: Esquema de conexión de las componentes de la unidad de ventilación del SETE.

Para detalles de las conexiones eléctricas entre las componentes, ir a la **Seccion 2.1** del documento de la instrumentación y automatización del SETE [4].

3.2.1.1. Motor trifásico.

El propósito del motor de alimentación trifásica es la generación de movimiento transmitido a su eje, que es transmitido por medio de una correa de transmisión al eje de giro del ventilador radial para la generación del viento. En la *Tabla 3.2* se muestra las especificaciones técnicas del motor de la marca ASEA, utilizado para la generación del viento.

Tabla 3.2: Especificaciones técnicas motor trifásico.

Parámetros	**Valores**
Voltaje	380[V] conexión Δ
Corriente máx.	11.7[A]
Frecuencia	50[Hz]
Potencia activa (P)	5[KW] (7.5[HP])
Velocidad rotacional	1425[RPM]
Factor de potencia ($\cos\phi$)	0.84

3.2.1.2. Variador de frecuencia.

El propósito del variador de frecuencia es regular la velocidad rotacional del motor trifásico por medio de la regulación de la frecuencia eléctrica de la alimentación de voltaje que recibe el motor. El variador de frecuencia instalado es el modelo Altivar 32 ATV32HU75N4 de la marca Schneider Electric, y dicho modelo permite realizar la variación de frecuencia de forma remota como requisito para el control del SETE.

En la tabla 3.3 se muestran algunas especificaciones mas importantes del VDF.

Tabla 3.3: Especificaciones técnicas motor trifásico.

Parámetros	**Valores**
Límites tensión alimentación	323…550[V]AC Trifásico.
Frecuencia alimentación	50…60[Hz]
Potencia máxima	7[KW] (10[HP])
Corriente de salida nominal	17[A]
Frecuencia de salida	0.0005…..0.5[KHz]

Figura 3.4: Variador de frecuencia Altivar 32 modelo ATV32HU75N (imagen referencial).

En cuanto a la conexión del variador de frecuencia para su funcionamiento en el SETE, en la *Figura 3.5* se muestra un diagrama de conexión de la alimentación del VDF y su conexión con el motor, también la inclusión de interruptor automático de 13[A] como dispositivo de protección. A destacar se ilustran las salidas Q1.1+ y Q1.1-, que son las salidas analógicas del módulo de expansión TM3AM6 del PLC M221, que realizan el control remoto del VDF para la velocidad de rotación del motor trifásico definiendo un voltaje de referencia externo para la regulación de la frecuencia.

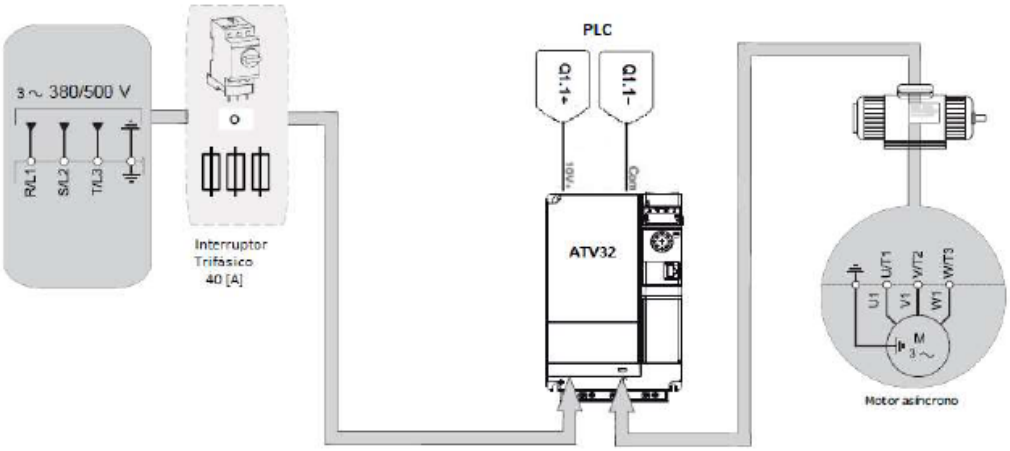


Figura 3.5: Diagrama conexiones del variador de frecuencia ATV32HU75N con el motor trifásico.

Más detalles de la conexión del VDF, ir a **Sección 2.1.4** del documento [4].

3.2.1.3. Ventilador radial.

El ventilador radial tiene como finalidad la generación de un flujo de aire a grandes velocidades a través del giro de unos álabes que absorben el aire que entra por la toma de entrada, dicha absorción produce que el aire saliente tenga una mayor energía cinética.

Cabe destacar que el giro del ventilador es producido por una correa de transmisión que conecta el eje del motor trifásico al eje del ventilador radial. En la figura 3.6 se muestra una ilustración del ventilador radial instalado en el SETE.

Figura 3.6: Ventilador radial.

3.2.2.Aerogeneradores.

Se dan a conocer las especificaciones técnicas de dos aerogeneradores, el modelo Bóreas de 120[W] que actualmente está instalado en el SETE y el modelo WT-400 de 400[W] que está disponible y que será utilizado para una futura integración en la Smart Grid por su mayor capacidad de potencia generada.

Ambos aerogeneradores disponen de sus propios reguladores de carga que permiten la conexión y carga con la batería.

3.2.2.1. Aerogenerador de 120[W].

El aerogenerador que se encuentra instalado en el SETE es el modelo Boreas de 120[W], compuestos de 6 palas y con una salida de voltaje rectificada que entrega un voltaje nominal de 12[V].

Figura 3.7: Imagen referencial aerogenerador Bóreas 120[W].

En la *Tabla 3.4* se dan a conocer las características técnicas de este aerogenerador.

Tabla 3.4: Especificaciones técnicas aerogenerador Bóreas 120[W].

Parámetro	**Valor**
Potencia nominal	80[W]
Potencia máxima	120[W]
Tensión nominal	12[V]
Tipo generador	PMSG (Imanes permanentes)
N° de aspas	6
Diámetro aspas	72[cm]
Velocidad nominal viento	12[m/s]
Velocidad máx. viento	45[m/s]

El regulador asociado al aerogenerador Bóreas es el modelo EPRC-10, un regulador del tipo PWM empleado para aplicaciones solares, que ha sido instalado para la regulación de la potencia que aporta el aerogenerador ya que el voltaje de salida de este aerogenerador es continua, por lo que es compatible para regular a este aerogenerador.

En la *Tabla 3.5* se muestran las especificaciones técnicas del regulador EPRC-10.

Figura 3.8: Imagen referencial Regulador de carga EPRC-10.

Tabla 3.5: Especificaciones técnicas Regulador de carga EPRC-10.

Parámetro	Valores
Regulación Voltaje	12/24 [V] Auto
Corriente máxima de entrada	10[A]
Carga desconectada	11.1[V]
Carga reconectada	12.6[V]
Voltaje flotación	13.6[V]
Voltaje bulk (carga a granel)	14.6[V]

3.2.2.2. Aerogenerador de 400[W].

El aerogenerador modelo WT-400 es el aerogenerador que está disponible para una futura integración en la Smart Grid como el reemplazo del actual aerogenerador Bóreas de 120[W], ya que entrega una mayor potencia y además dispone de un regulador de carga modelo SF-12-24-A.

Figura 3.9: Imagen referencial Aerogenerador WT 400.

En la *Tabla 3.6* se dan a conocer las especificaciones técnicas para este aerogenerador.

Tabla 3.6: Especificaciones técnicas aerogenerador WT 400.

Parámetro	**Valor**
Tipo generador	PMSG
Potencia	400[W] Nominal (Sistema 12[V]) 600[W] Máxima (Sistema 24[V])
Velocidad	13 [m/s] Nominal 22.5[m/s] Máxima
N° de aspas	3

En cuanto al regulador de carga SF-12-24-A, es un regulador que está diseñado para la regulación de carga y limitación de velocidad para este modelo de aerogenerador. Una de las características más destacables es que permite conectar el aerogenerador a sistemas de 12 o 24[V], esto puede disminuir o aumentar respectivamente el límite de potencia máxima que entrega el aerogenerador.

En la *Tabla 3.7* se da a conocer la ficha técnica de este regulador de carga.

Figura 3.10: Imagen referencial Regulador de carga SF-12-24-A.

Tabla 3.7: Especificaciones técnicas Regulador de carga SF-12-14-A.

Parámetro	**Valores**
Potencia máxima	300[W] (Sist. 12[V]) 600[W] (Sist. 24[V])
Voltaje nominal salida	12[V] (Sist. 12[V]) 24[V] (Sist. 24[V])
Voltaje umbral de generación	13.5[V] (Sist. 12[V]) 27[V] (Sist. 24[V])
Voltaje de frenado[V]	14[V] (Sist. 12[V]) 30[V] (Sist. 24[V])
Grado de protección	IP67

.

3.2.3.Panel fotovoltaico.

Dadas las limitaciones físicas y económicas para la implementación de un arreglo de paneles fotovoltaicos, se ha seleccionado el uso de un panel fotovoltaico de 100[W] de la marca Yi Solar. La capacidad de potencia de dicho panel es suficiente para suplir la demanda de potencia de los elementos de consumo de la Smart Grid.

Figura 3.11: Imagen referencial panel fotovoltaico de 100[W].

La ficha técnica de este panel se describe en la *Tabla 3.8.*

Tabla 3.8: Especificaciones técnicas panel fotovoltaico Yi Solar 100[W].

Modelo	YI50-100M
Potencia máx.	100[W]
Voltaje máx. operación	19.09[V]
Corriente máx. carga	5.24[A]
Voltaje circuito abierto	23.29[V]
Corriente cortocircuito	5.66[A]

3.2.4.Inversor híbrido

El inversor híbrido disponible y que será integrado en la Smart Grid es el modelo PIP812-HS de la marca MPP Solar. Este dispositivo permite realizar la conversión y gestión de la potencia entregada tanto por los paneles solares (PV) o un grupo electrógeno (generador o la red eléctrica) por medio de convertidores DC-DC y AC-DC respectivamente que componen el inversor. A su vez, la energía eléctrica que entrega el dispositivo es símil a la red eléctrica (220[V] AC, 50[Hz]) debido al inversor DC-AC presente dentro del dispositivo, permitiendo la conexión de artefactos eléctricos para ser utilizados como cargas (consumos).

Figura 3.12: Imagen referencial del inversor híbrido PIP-812HS.

Dada la capacidad de gestión que realiza con las fuentes que pueden ser conectadas a él, es un dispositivo que puede ser modificado su modo de gestión de las fuentes configurando los parámetros en el mismo dispositivo o por un programa asociado llamado WatchPower, que permite configurar los parámetros desde un computador conectado al inversor por el estándar de comunicación RS-232. También, dicho programa puede registrar y monitorear in situ los parámetros eléctricos que mide el inversor como voltaje, corriente y potencia.

En cuanto a las especificaciones técnicas, en la *Tabla 3.9* se dan a conocer las más importantes. Para más detalle de las especificaciones del inversor híbrido ir a Anexo A.

Tabla 3.9: Especificaciones técnicas inversor híbrido PIP-812HS.

Parámetro	**Valores**
Potencia entrada	500 [W] máx. (Solo PV) 500[W] máx. (Respaldo o grupo electrógeno)
Voltaje entrada	0-30[V] DC (solo PV) 90-260[V] AC (Respaldo)
Corriente entrada	50[A] DC máx. (Solo PV) 10[A] AC máx. (Respaldo)
Potencia salida	1000[VA], 800[W] (F.P=0.8)
Voltaje Salida	220[V] AC , 50[Hz]

3.2.5.Banco de cargas (ampolletas).

Uno de los elementos del proyecto SETE a utilizar, es el banco de cargas compuesto por 3 ampolletas dicroicas y 3 ampolletas incandescentes. Las ampolletas dicroicas utilizadas tienen una potencia nominal de 50[W] y alimentación 12[V] DC, en cambio las ampolletas incandescentes cada una tiene una potencia nominal de consumo de 40[W], pero deben ser alimentadas por corriente alterna (220[V]AC-50[Hz]), por lo que estas ampolletas deben ser alimentados por el inversor híbrido.

Figura 3.13: Ampolleta dicroica (Izquierda) y Ampolleta incandescente (derecha) utilizadas como cargas eléctricas para la Smart Grid.

En la *Figura 3.14* se muestra el banco de ampolletas utilizado en el Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas y que será nuevamente utilizado para la conformación de la Smart Grid.

Figura 3.14: Banco de cargas de 3 ampolletas dicroicas y 3 ampolletas incandescentes disponible para su utilización en la Smart Grid.

3.2.6. Almacenamiento.

El almacenamiento de la energía proporcionada por las fuentes de energías renovables es realizado por una batería de ciclo profundo (VRLA) modelo UC100-12 de la marca Ultracell.

Además al ser el único elemento de almacenamiento de energía en la Smart Grid, es el nodo central de conexión de las fuentes de energía renovables.

Figura 3.15: Imagen referencial de la batería UC100-12.

Las especificaciones técnicas de la batería se dan a conocer en la Tabla 3.12

Tabla 3.10: Especificaciones técnicas batería UC100-12.

Modelo	Ultracell UC100-12
Tipo	AGM
Capacidad	100(Ah),10A Nominal
Voltaje	10.5-12.8[V] (Desconectado) 13.5[V] (Flotación) 14.5[V] (Uso normal)

3.3. Instrumentación.

En esta sección se detalla la alternativa seleccionada en cuanto a la adquisición de datos debido a una mayor cantidad de sensores a integrar para la Instrumentación y Automatización del SETE, como también de los elementos que son seleccionados para la instrumentación y automatización del sistema conjunto SETE-Smart Grid. Centrándose en la elección del PLC Modicon M221CE24R junto con la placa Arduino Leonardo como elementos esenciales para el monitoreo y control de la Smart Grid.

El detalle las configuraciones del PLC y la placa Arduino Leonardo, se encuentran en las **Secciones 5.1 y 5.2** respectivamente, correspondientes al capítulo de Configuración de la Smart Grid.

3.3.1. Adquisición de datos.

Del análisis realizado en la **Sección 2.3.3** del presente documento para la elección de o las componentes necesarias para la instrumentación de la Smart Grid, la alternativa seleccionada para la adquisición de datos es la integración de una placa Arduino Leonardo que reemplaza la placa Arduino Uno instalada para la instrumentación del SETE con el fin de obtener la lectura de los datos de los sensores I2C y otros adicionales a requerir para la Smart Grid. La elección realizada toma en cuenta aspectos económicos, cantidad de entradas analógicas, compatibilidad de los sensores como también el canal de comunicación entre el Arduino y el PLC ya instalado y utilizado para la instrumentación del SETE, que será utilizado con algunas mejoras para hacerlo compatible con la nueva placa.

3.3.1.1. Características y uso del Arduino Leonardo.

La función del Arduino Leonardo en la instrumentación de la Smart Grid es la captura y procesamiento las señales de los sensores conectados a ellas, para que luego dicha información obtenida sea enviada al PLC para el procesamiento y uso en el sistema de control. En esta sección se dan a conocer las características más importantes del Arduino Leonardo, en específico de los puertos disponibles a utilizar para la lectura de los sensores y la comunicación con el PLC M221, tomando como base el trabajo realizado en el proyecto del SETE [4] como también de la documentación relacionada a la comunicación de dichos dispositivos, referenciados en los documentos [7] y [8] , en las que se han hecho algunas modificaciones debido al reemplazo del Arduino Uno presente en el anterior proyecto, por un nuevo modelo que cumple con los requerimientos para instrumentación y automatización de la Smart Grid.

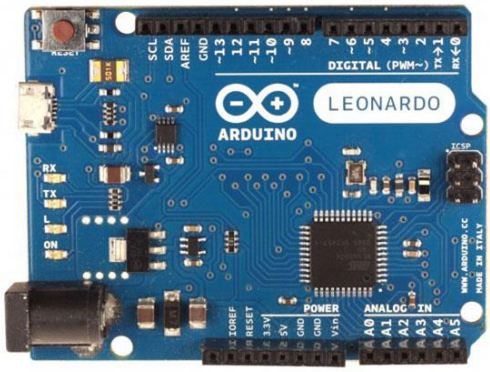


Figura 3.16: Imagen referencial placa Arduino Leonardo.

3.3.1.2. Descripción Arduino Leonardo.

El Arduino Leonardo es una versión de la Series de microcontroladores de Arduino, cuyas ventajas con respecto al Arduino Uno (y al que reemplazará) son su mayor cantidad de puertos de entradas analógicas, además de tener 2 puertos de comunicación serial en comparación con un solo puerto que posee el Arduino Uno, lo que da la ventaja de utilizar el Arduino Leonardo como dispositivo periférico sin comprometer otras funcionalidades del Arduino, ni requerir de alguna librería que pueda cumplir la misma funcionalidad. A modo de ejemplo se puede utilizar un puerto para conectar el Arduino al PC y al mismo tiempo mantener conexión con otro dispositivo (Shields, Xbees, etc). En la ***¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.*** se muestra la comparación de conexión de los puertos serie del Arduino Leonardo con respecto al Arduino Uno, donde en este último es “compartido” si se desea comunicar el Arduino con 2 dispositivos.

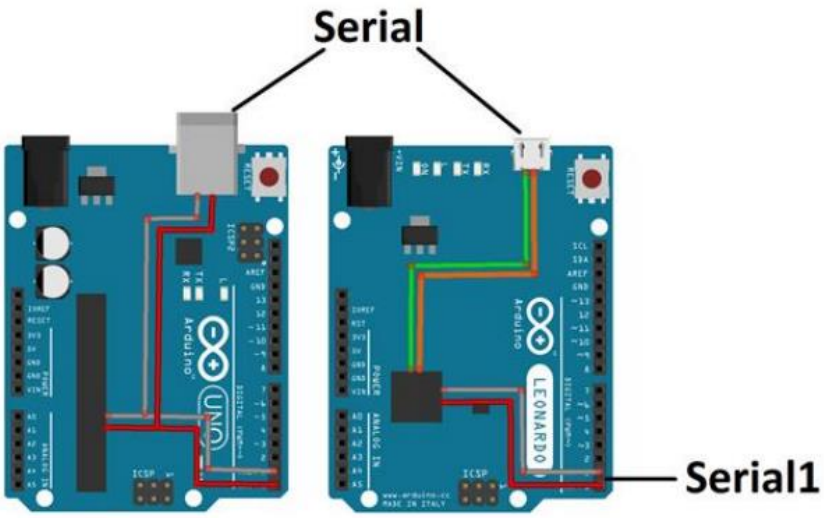


Figura 3.17: Conexión puerto serie (o serial) del Arduino Uno (izquierda) y del Arduino Leonardo (derecha).

Las características del Arduino Leonardo se describen en la *Tabla 3.11:*

Tabla 3.11 : Especificaciones técnicas Arduino Leonardo.

Microcontrolador	Atmega 32u4
Memoria Flash	32[KB] (4[KB] Bootloader)
Memoria EEPROM	1[KB]
Memoria SRAM	2.5[KB]
Frecuencia Reloj	16[MHz]
Voltaje de operación	5[V]
Pines analógicos	12
Resolución ADC entradas analógicas	10 bits
Pines digitales	7-20
N° Puertos comunicación Serie	2
N° Puertos comunicación Serie SPI	1

Debido a que el Arduino Leonardo es el reemplazante del Arduino Uno utilizado en la automatización del SETE, es conveniente la realización de una comparativa de sus

especificaciones técnicas como la realizada en la *Tabla 3.12.* Esto sirve como argumento de la elección del Arduino Leonardo, ya que posee una mayor cantidad y diversidad de dispositivos a conectar, por el contrario, su procesador no es suficientemente robusto con respecto al del Arduino uno, impidiendo explotar al máximo el rendimiento de este.

Tabla 3.12: Comparativa parámetros de Arduino Leonardo con Arduino Uno.

Parámetro	**Arduino Uno**	**Arduino Leonardo**
Procesador	ATmega328	ATmega32u4
Entradas y salidas digitales	20	20
Entradas analógicas	6	12
Salidas PWM	6	7
Puertos Serie	1 (4-5)	2 (USB y TX:R1-RX:R0)
Puertos I2C	1(SDA:A4, SCL:A5)	1(SDA:D2, SCL:D3)
Memoria programa(FLASH)	32[KB] (0.5[KB] para Bootloader)	32[KB](4[KB] para Bootloader)
Memoria datos (SRAM)	2[KB]	2.5[KB]
EEPROM	1[KB]	1[KB]

Los pines que dispone el Arduino Leonardo se ilustran en la *Figura 3.18*, en ella se muestra que existen varios pines que tienen varias funcionalidades. A destacar hay puertos digitales que disponen también de una funcionalidad como pines de entradas análogas.

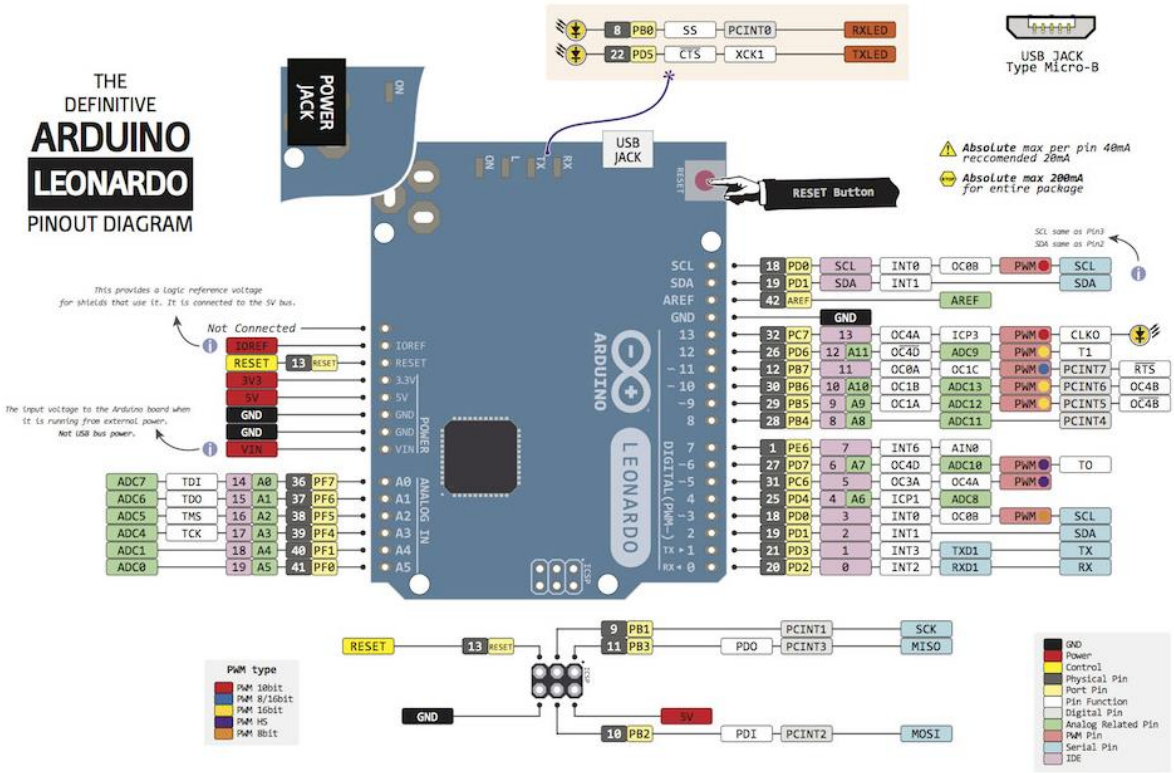


Figura 3.18 : Pines del Arduino Leonardo y funcionalidades en cada uno de ellos.

La conexión de los sensores y otros módulos al Arduino Leonardo se da a conocer en detalle en el Anexo **H**.

3.3.2.Controlador Lógico Programable (PLC).

El PLC a utilizar en la Instrumentación y Automatización de la Smart Grid es el modelo MODICON M221CE24R de la marca Schneider Electric, mismo dispositivo empleado en la Instrumentación y Automatización del SETE y documentado en el documento homónimo [4], por lo que nuevamente será utilizado en el presente proyecto debido a que dicho dispositivo no ha sido explotado en toda su capacidad, quedando disponibles una cantidad suficientes de entradas y salidas tanto análogas como digitales que cubren la demanda para la extensión del SETE en una Smart Grid, por lo que se mantiene en gran parte su configuración , tanto en sus entradas/salidas como en la comunicación con dispositivos periféricos como una placa

Arduino. También la lógica de control realizada en el programa almacenada en el archivo **Instrumentacion_y_Automatización_SETE.mdl** es utilizado como archivo base para la realización de la instrumentación y automatización de la Smart Grid, conservando gran parte de la configuración ya realizada para las entradas y salidas, protocolos de comunicación y lógica de ejecución del PLC, sin embargo la lógica de control a realizar presenta diferencias significativas con respecto al realizado para el SETE, conservando solo el procesamiento de señales de algunos sensores.

El PLC M221 permite la programación de una lógica de control secuencial o combinacional en Ladder, un lenguaje de programación ampliamente utilizado en la programación de PLC gracias a que gráficamente los estados y/o variables son representados por medio de contactos, que lo hace ser un lenguaje intuitivo para un usuario que tenga pocos conocimientos en programación. La programación del PLC es realizado por el software SoMachine, también de Schneider Electric, instancia donde se programa en Ladder el procesamiento de las señales de entradas y también la lógica de control de la Smart Grid. Dado que el programa no solo permite la programación de la lógica de control, sino también almacenar y realizar operaciones de las variables medidas por medio de registros, que pueden almacenar variables en varios formatos tales como enteros (**%MW**), decimales (**%MF**) y binarios (**%M**) principalmente. Estos registros son utilizados por el programa para la generación de la SCADA, base y requisito para la realización de la HMI.

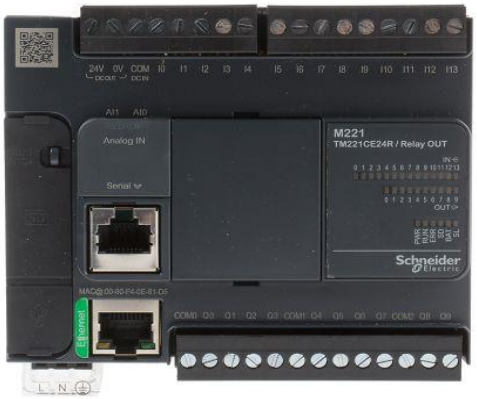


Figura 3.19: Imagen referencial del PLC Modicon M221CE24R.

Figura 3.20: Imagen referencial del módulo de expansión I/O TM3AM6 para el PLC M221CE24R.

3.3.2.1. Características principales del PLC

El PLC dispone de entradas digitales y salidas digitales de relé, que accionan los contactores bajo la lógica ON-OFF, sin embargo, la cantidad de entradas y salidas analógicas son insuficientes para los requerimientos de monitoreo y control, trayendo consigo solo 2 entradas analógicas para la lectura de sensores analógicos y ninguna salida análoga, por lo que es necesario la integración de un módulo de extensión para entradas y salidas análogas. Las especificaciones más importantes del PLC M221 se describen en la *Tabla 3.13*. El detalle de las especificaciones técnicas del PLC se da a conocer en el Anexo **B**.

Tabla 3.13 : Características principales del PLC M221

Modelo	TM221CE24R
Voltaje alimentación	220[V]AC,50-60[Hz]
N° de entradas digitales	14
N° de entradas análogas	2
N° de salidas digitales	10, tipo relé normalmente abierto
N° de salidas análogas	0
Rango señal entrada digital	0 - 24[V] DC
Rango señal entrada análoga	0 - 10[V] (Voltaje) 4- 20[mA] (Corriente)
Rango señal de salida relé	5 - 250[V] AC, 2[A] máx.
Resolución señal análoga	10 bits (10[mV] LSB)
N° de Puertos Ethernet	1
N° de Puertos Seriales	1

Debido al requisito que debe poseer SETE en modificar la velocidad de viento a través de la variación de la velocidad de giro del motor/soplador por medio de un variador de frecuencia implica el uso de una señal analógica si se requiere regular la velocidad giro del motor de manera remota como se describe en la **Sección 3.2.1**, sin embargo, dicha señal de control analógica no está disponible el PLC M221.

De acuerdo al documento de la instrumentación y automatización del SETE [4], la solución empleada fue la integración de un módulo de expansión I/O TM3AM6, del que dispone de 2 salidas y 4 entradas analógicas. Esta integración le ha significado al PLC adquirir nuevas capacidades, pudiendo controlar remotamente el motor trifásico, como también poder capturar y procesar una mayor cantidad de señales analógicas (sensores), una mejora bien recibida y necesaria para la instrumentación y automatización de la Smart Grid. En resumen, la integración del módulo de expansión TM3AM6 se seguirá manteniendo para este proyecto. Más detalle de las especificaciones técnicas se encuentra en el Anexo **C**.

Tabla 3.14: Características principales del módulo de expansión TM3AM6.

Modelo	TM3AM6
Voltaje alimentación	24[V]DC
N° de entradas análogas	4
N° de salidas análogas	2
Rango señal entrada análoga	0 - 10[V]DC (Voltaje) -10 – 10[V]DC (Voltaje) 4- 20[mA] (Corriente) 0-20[mA] (Corriente)
Rango señal salida análoga	0 - 10[V]DC (Voltaje) -10 – 10[V]DC (Voltaje) 4- 20[mA] (Corriente) 0-20[mA] (Corriente)
Resolución señal análoga	12 bits 11 bits +signo (Rango -10 a 10[V]DC)

En resumen, la integración de la placa Arduino como dispositivo de adquisición de datos como complemento al PLC y este último como dispositivo central de la instrumentación y automatización de la Smart Grid se resume en el diagrama general de relación entre las componentes que conforman el sistema de control para la Smart Grid que se ilustra en la *Figura 3.21*.

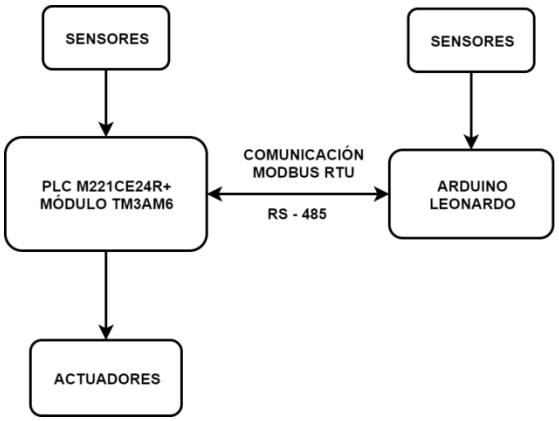


Figura 3.21: Diagrama general de relación entre las componentes que conforman el sistema de control de la Smart Grid.

El detalle de la conexión de cada una de las componentes del sistema de control se encuentran en los Anexos **F** y **G**.

3.4. Sensores.

Dado la variedad de parámetros a medir en la Smart Grid, es conveniente hacer una clasificación de los sensores que conformarán la instrumentación de la Smart Grid.

3.4.1.Corriente.

Los sensores a utilizar para la medición de la corriente son del tipo de efecto Hall. Debido a que hay fuentes que tienen una capacidad de potencia mayor que otros, deben integrarse sensores con diferentes rangos de medición para asegurar que las mediciones de las fuentes o consumos sean las correctas.

Los modelos de sensores escogidos son el ACS712-20B, ACS712-30B y ACS758-50B. En la *Tabla 3.15* se resumen las especificaciones técnicas de cada uno y la cantidad de sensores de cada modelo a integrar en la Smart Grid.

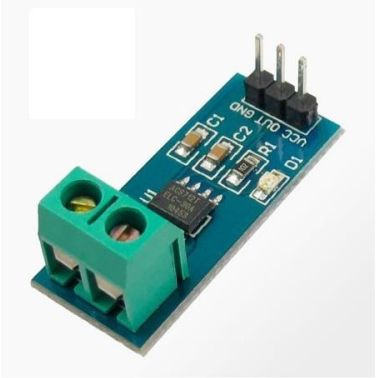


Figura 3.22: Imagen referencial sensor ACS712.

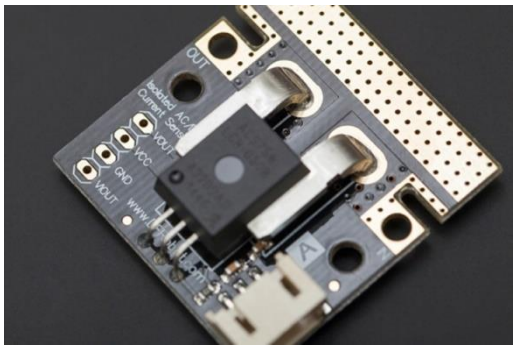


Figura 3.23: Imagen referencial sensor ACS758.

Tabla 3.15: Especificaciones técnicas sensores de corriente.

Parámetro	**ACS712-20B**	**ACS712-30B**	**ACS712-50B**
Voltaje alimentación	3.3-5[V]	3.3-5[V]	3.3-5[V]
Rango medición	-20 - +20[A]	-30 - +30[A]	-50 - +50[A]
Cantidad (a integrar en la Smart Grid)	3	1	2
Sensibilidad nominal	100[mV/A]	66[mV/A]	40[mV/A]
Voltaje máximo de aislación	2100[VAC] 500[VDC]	2100[VAC] 500[VDC]	3000[VAC] 500[VDC]

3.4.2.Voltaje AC.

Para la instrumentación de la Smart Grid, se requieren 2 sensores de voltaje AC para la medición de la potencia de la fuente de respaldo y la salida del inversor. El sensor escogido es el modelo ZMPT101B, que dispone de un transformador que reduce el voltaje para que un microcontrolador como el Arduino pueda tomar las mediciones de este sensor.

Figura 3.24: Imagen referencial sensor ZMPT101B.

En la *Tabla 3.16* se dan a conocer las especificaciones técnicas de este sensor.

Tabla 3.16: Especificaciones técnicas sensor ZMPT101B.

Parámetro	**Valore**
Voltaje alimentación	5[V]
Rango medición	0 - 250[VAC]
Voltaje de salida (medición)	0-5 [VAC] máx.- Offset 2.5[V]

3.4.3.Presión, Temperatura y Altitud.

La medición de la presión temperatura y altitud es realizado por el sensor barométrico BMP180. En la *Tabla 3.17* se ilustran las características de este dispositivo.

Figura 3.25: Imagen referencial sensor BMP180.

Tabla 3.17: Especificaciones técnicas sensor BMP180.

Parámetro	**Valor**
Voltaje operación	3.3 – 5[V]
Rango de presión	300 a 1100[hPa]
Resolución presión	0.01[hPa]
Rango altitud	0 – 9100[m]
Resolución altitud	1[m]
Rango de temperatura	-40 – 85[°C]
Resolución temperatura	0.1[°C]
Salida (protocolo de comunicación)	I2C

3.4.4. Velocidad del viento.

Para la medición de la velocidad de viento, se utilizan dos anemómetros de cazoleta modelo PCE-KW1, los cuales están instalados al frente y detrás del aerogenerador. La señal de salida de este sensor es de tipo digital.

En la *Tabla 3.18* se dan a conocer las especificaciones técnicas del anemómetro instalado

Figura 3.26: Imagen referencial del anemómetro de cazoleta PCE-KWG1.

Tabla 3.18: Especificaciones técnicas anemómetro PCE-KW1.

Parámetro	**Valor**
Cantidad	2
Rango de medición	0.9-40[m/s]
Alimentación	24[VDC] (externa)

3.4.5. Velocidad rotacional.

La velocidad rotacional del aerogenerador es medido por el sensor fotoeléctrico BR100-DDT-P, cuya salida es digital enviando un pulso cuando detecta un objeto por medio de la reflexión de la señal. En la *Tabla 3.19* se dan a conocer las especificaciones técnicas de este sensor.

Figura 3.27: Imagen referencial del sensor digital BR100-DDT-P.

Tabla 3.19: Especificaciones técnicas sensor BR100-DDT-P.

Parámetro	**Valor**
Tipo de señal	Digital
Distancia detección	100[mm]
Voltaje alimentación	12-24[V]
Rango medición	0 – 600[RPM]

3.5. Actuadores.

Las componentes que toman el rol de actuadores en el control de la Smart Grid son los contactores, por lo que la lógica de control de las componentes será del tipo ON-OFF activando o desactivando las salidas digitales de relé del PLC.

Cabe destacar que el Variador de Frecuencia también se considera como un actuador del sistema, ya que la frecuencia que fija y alimenta al motor trifásico es determinada remotamente por medio de las salidas analógicas del PLC **(%IW1.1**) explicado en la **Sección 3.2.1.** En esta sección solo se dan a conocer las características de los contactores utilizados en la Instrumentación y Automatización de la Smart Grid.

3.5.1.Contactores

Los tipos de contactores utilizados para el control de las fuentes y cargas son del tipo modular y tripolar. En cuanto a los contactores modulares utilizados, el modelo escogido es el IS2011 con una configuración de sus contactos 1NO+1NC. Este tipo de contactores fueron utilizados anteriormente en el proyecto de la instrumentación y automatización del SETE, y que en el actual proyecto, son utilizados para el control de las cargas (consumos) y algunas fuentes de energía conectadas a la Smat Grid.

En la *Tabla 3.20* se dan a conocer las especificaciones técnicas del modelo del contactor modular.

Figura 3.28: Imagen referencial contactor modular IS2011.

Tabla 3.20: Especificaciones técnicas contactor modular IS2011.

Parámetros	Valor
Lógica contactos	1NO + 1NC
Corriente máx.	20[A]
Alimentación bobina	230[VAC]
Cantidad (instalados en la Smart Grid)	8

En el caso de los contactores tripolares, su elección se debe a que son idóneos en el control de equipos o fuentes que requieren de una alta corriente. Para el desarrollo de la Smart Grid, se usan 2 unidades de este tipo de contactores, una que regula el paso de corriente de la fuente eólica hacia la batería y otra hacia el reostato, considerando que en futuras mejoras se integrarán aerogeneradores con mayor capacidad de potencia (sobre los 400[W]) en que la corriente puede llegar hasta los 50[A], capacidad que no soportan los contactores modulares.

El modelo de contactor de 3 polos elegido es el UMC50 00NC X220 de la marca Hyundai, utilizado en circuitos trifásicos, pero dada su capacidad de manejo de potencia está capacitado de controlar el paso de corriente hasta 50[A]. En la *Tabla 3.21* se dan a conocer las especificaciones técnicas de este contactor.

Figura 3.29: Imagen referencial contactor 3 polos UMC50 00NC X220.

Tabla 3.21: Especificaciones técnicas contactor 3 polos UMC50 00NC X220.

Parámetro	**Valor**
Lógica de contactos	3 x1NO (principal) 2x1NO (auxiliares)
Corriente máx.	50[A]
Alimentación bobina	220[VAC]
Cantidad (instalados en la Smart Grid)	2

3.6. Conexiones componentes de la instrumentación y automatización de la Smart Grid.

La instalación y conexión de los sensores y actuadores de la Smart Grid son realizados en 2 tableros eléctricos de tamaño 800 x 600 [mm], por lo que es necesario detallar la ubicación y descripción de cada componente que está instalado en cada uno de los tableros.

A lo largo de esta sección se describen los elementos instalados en los dos tableros. En cuanto a las conexiones de los elementos que conforman la instrumentación y automatización de la Smart Grid, se ilustran con mayor detalle en los Anexos **E, F y G**

3.6.1. Tablero N°1.

En la *Figura 3.30* se ilustra la disposición física de las componentes instaladas en este tablero, que posee el grueso de las componentes de instrumentación y automatización de la Smart Grid, principalmente el PLC M221CE24R y la placa Arduino Leonardo.

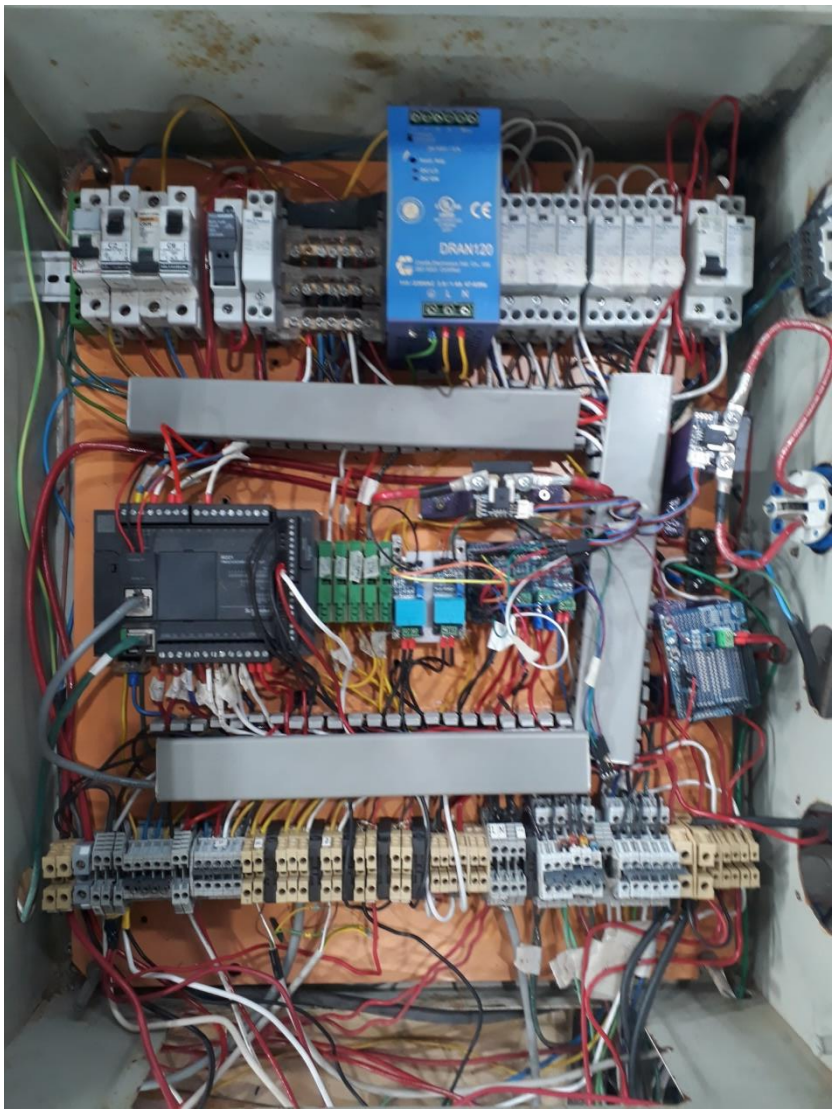


Figura 3.30: Conexiones y componentes del tablero N°1

Un diagrama equivalente que describe las componentes de este tablero y su ubicación correspondiente se ilustra en la *Figura 3.31*.

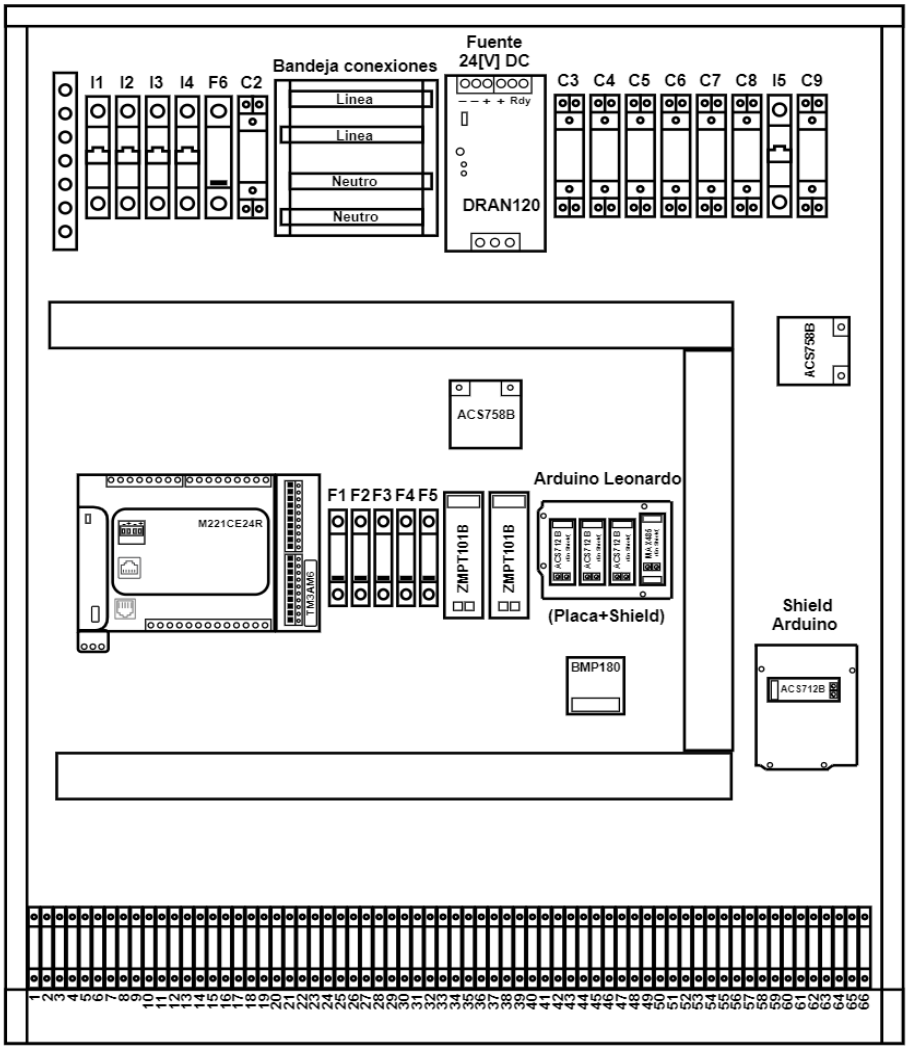


Figura 3.31: Diagrama equivalente del tablero N° 1.

En las *Tablas 3.22* y *3.23* se describe la simbología aplicada en la *Figura 3.31* para la representación de los componentes junto a una pequeña descripción.

Tabla 3.22: Descripción de algunos elementos del tablero N°1.

Elemento	Descripción
C2,C3,C4,C5,C6,C7,C8,C9	Contactores modulares IS2011
I1,I2,I3,I4,I5	Interruptores automáticos (dispositivo seguridad)
F1,F2,F3,F4,F5	Portafusibles
BMP180	Sensor de presión
ZMPT101B	Sensor de voltaje AC
ACS758B	Sensor de corriente DC

Tabla 3.23: Descripción de las borneras instaladas en tablero N°1.

N° de bornera	Descripción
1	V+ regulador de carga SF-12-24-A
2	V- regulador de carga SF-12-24-A
3	Conexión a bornera N°1 del tablero N°2 (salida sensor corriente DC ACS758B)
4	Terminal negativo batería
5	Terminal positivo (batería) alimentación ampolletas dicroicas
6	Terminal negativo (batería) alimentación ampolletas dicroicas
7	0[V]
8	0[V]
9	0[V]
10	0[V]
11	0[V]
12	Entrada digital PLC botón emergencia
13	24V botón emergencia
14	+24[V]
15	+24[V]
16	+24[V]
17	+24[V]
18	+24[V]
19	V+ Anemómetro Frontal

20	Vout Anemómetro Frontal
21	Vacío (negro)
22	V+ Sensor BR100
23	0V Sensor BR100
24	Vout Sensor BR100
25	Vacío (negro)
26	V+ anemómetro posterior
27	Vout anemómetro posterior
28	Vacío (negro)
29	V+ voltaje batería para lectura analógica PLC
30	V- voltaje batería para lectura analógica PLC
31	Vacío (negro)
32	V+ voltaje WT para lectura analógica PLC
33	V- voltaje WT para lectura analógica PLC
34	Vacío (negro)
35	I+ sensor IAC1
36	I-sensor IAC1
37	I+ sensor IDC2
38	I-sensor IDC2
39	Libre
40	Libre
41	Salida fase inversor
42	Salida neutro inversor
43	Salida analógica V+ IW0.0 PLC
44	Salida analógica V- IW0.0 PLC
45	Vacío (negro)
46	Entrada ampolleta 1 DC
47	Salida ampolleta 1 DC
48	Entrada ampolleta 2 DC
49	Salida ampolleta 2 DC
50	Entrada ampolleta 3 DC
51	Salida ampolleta 3 DC
52	Libre
53	Libre
54	Entrada ampolleta 1 AC
55	Salida ampolleta 1 AC
56	Entrada ampolleta 2 AC
57	Salida ampolleta 2 AC
58	Entrada ampolleta 3 AC
59	Salida ampolleta 3 AC

60	Entrada V+ Panel fotovoltaico
61	Entrada V- Panel fotovoltaico
62	V+ PV para lectura analógica PLC
63	V- PV para lectura analógica PLC
64	Salida Q.0.0 PLC
65	Salida Q.0.8 PLC
66	Neutro contactores

3.6.2.Tablero N°2.

En la *Figura 3.32* se ilustra la disposición física de las componentes instaladas en este tablero, que son los contactores de 3 polos a causa de su gran espacio que ocupan y un interruptor automático DC para la corriente DC proveniente desde el regulador de carga del aerogenerador.

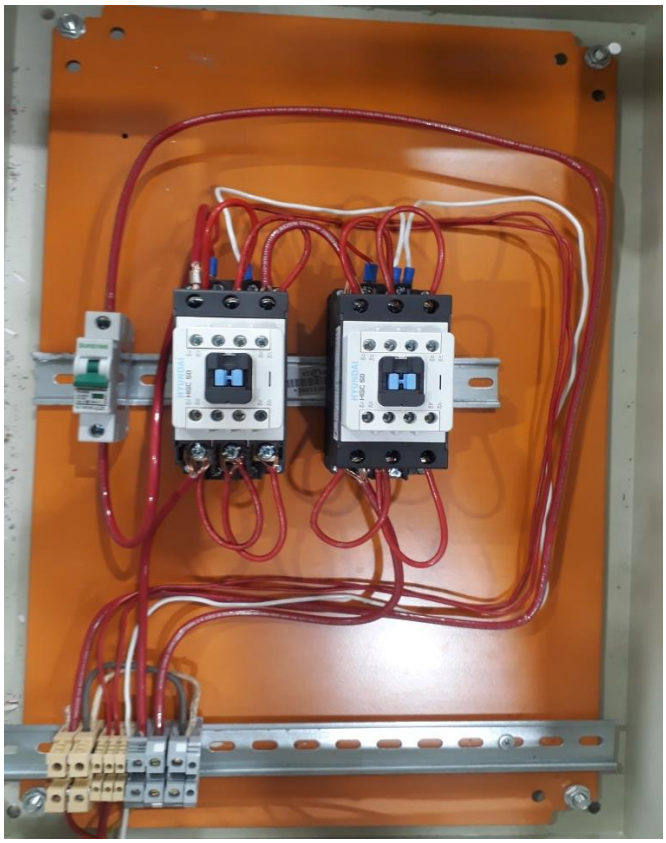


Figura 3.32: Conexiones y componentes del tablero N°2.

Un diagrama equivalente que describe las componentes de este tablero y su ubicación correspondiente se ilustra en la *Figura 3.33.*

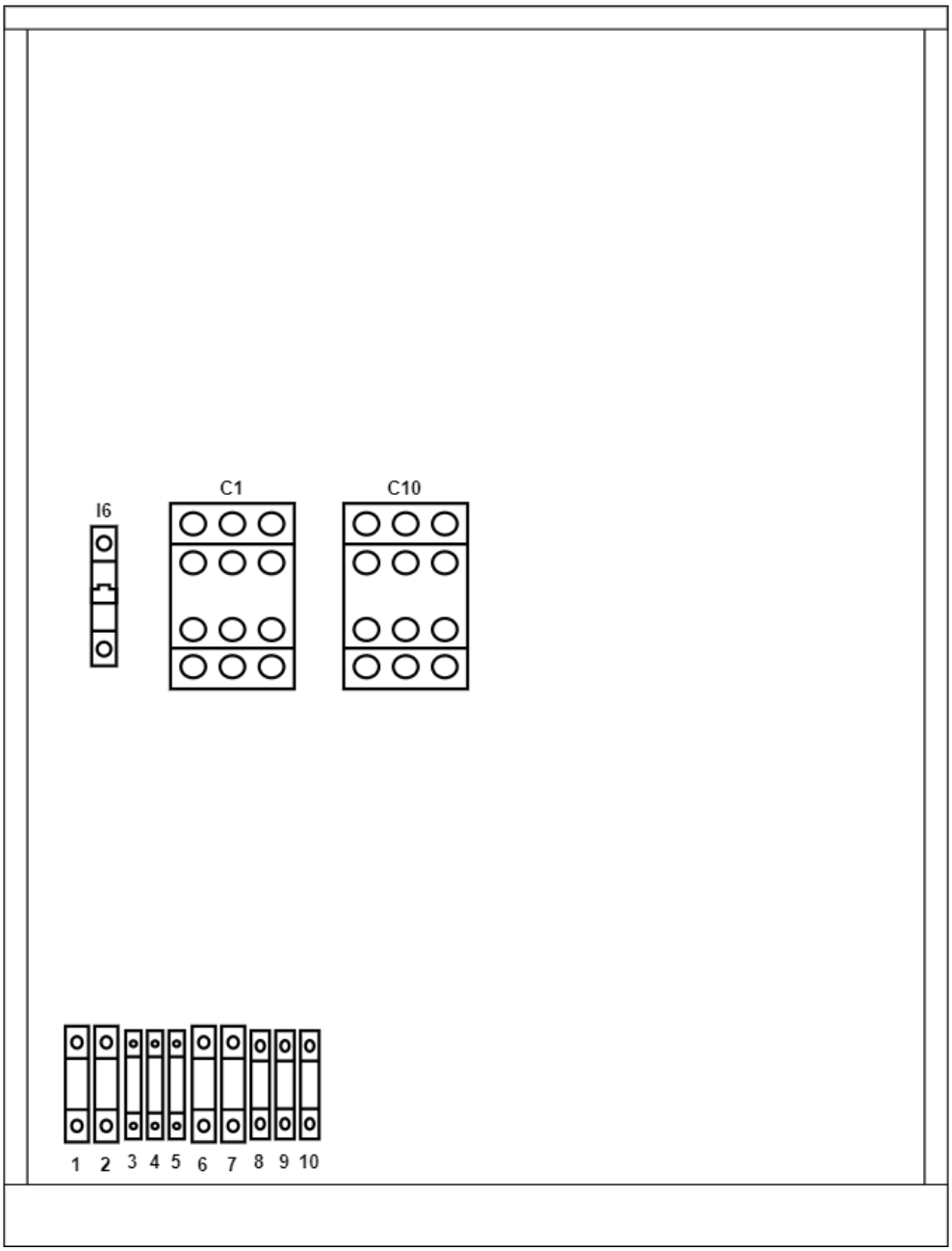


Figura 3.33: Diagrama equivalente del tablero N° 2.

En las *Tablas 3.24* y *3.25* se describe la simbología aplicada en la *Figura 3.31* para el tablero N°2

Tabla 3.24: Descripción de los contactores instalados en el tablero N°1.

Elemento	**Descripción**
C1,C10	Contactor 3 polos modelo UMC50 00NC X220
I6	Interruptor automático DC (dispositivo seguridad)

Tabla 3.25: Descripción de las borneras instaladas en tablero N°2.

N° de Bornera	**Descripción**
1	Conexión desde Bornera N°3 del tablero N°1 (terminal de salida sensor ACS758B)
2	V- bateria (tierra)
3	Entrada A1 contactor trifásico 1
4	Entrada A1 contactor trifásico 2
5	Neutro del relé de accionamiento contactores
6	Salida hacia batería sistema (o regulador de carga)
7	Salida hacia reóstato
8	V- bateria (tierra)
9	V- bateria (tierra)
10	Libre

CAPÍTULO 4

Banco de pruebas de subsistemas de la Smart Grid

En este capítulo se da a conocer los resultados obtenidos con el desarrollo de un banco de pruebas que tuvo como finalidad analizar cualitativa y cuantitativamente los diversos subsistemas que componen la Smart Grid con fuentes de energías renovables.

Uno de los objetivos consiste en comprobar la funcionalidad de la arquitectura de la red propuesta con las fuentes de energía (PV y WT) aportando energía al mismo tiempo. Otro aspecto analizado es la caracterización de los componentes a utilizar, en específico del inversor híbrido, el aerogenerador (WT) y su regulador de carga asociado, con el fin de conocer ciertas características de su funcionamiento bajo diversos regímenes de velocidad.

A partir de los resultados obtenidos del banco de pruebas, se establece la configuración del inversor híbrido que define la lógica de funcionamiento de este dispositivo en la gestión de potencia en la Smart Grid, ya que al ser un dispositivo que tiene múltiples fuentes de energía conectados para su funcionamiento, es el dispositivo que gestiona la mayor parte de la potencia consumida o generada en la Smart Grid.

4.1. Subsistemas.

La conformación del banco de pruebas emulará la topología de conexión seleccionada para la conexión de las fuentes de energía renovables.

Para la materialización de la red propuesta, se encuentran disponibles los siguientes subsistemas y sus características principales.

Inversor híbrido Mpp Solar PIP-812HS: Este dispositivo permite realizar la conversión y gestión de la potencia entregada tanto por los paneles solares (PV) o un grupo electrógeno (generador o la red eléctrica) por medio de convertidores DC-DC y AC-DC respectivamente que componen el inversor.

Más detalles de este dispositivo, ir a la **Sección 3.2.4.**

Batería de ciclo profundo: Su función es el almacenamiento de la energía proporcionadas por las fuentes de energías renovables. Debido a la configuración de la red, es el nodo central de la Smart Grid donde convergen tanto las fuentes como los consumos.

Sus especificaciones técnicas se dan a conocer en la **Sección 3.2.5**

El voltaje presente en la batería en circuito abierto, indica el estado de carga de la batería como un método sencillo para determinar el porcentaje de carga, que varía en función del tipo de batería, celdas, como también de la temperatura ambiente. Este valor permite estimar el funcionamiento de cada fuente que conformará la Smart Grid, ya que dicho valor es la variable que regula la potencia entregada para cada fuente.

En la *Tabla 4.1* se ilustra cuantitativamente el estado de carga de la batería respecto a su voltaje para una batería de ciclo profundo.

Tabla 4.1: Estado de carga de una batería de ciclo profundo en relación (aproximada) al voltaje.

Estado de carga [%]	**Voltaje[V]**
100	12.77
90	12.65
80	12.52
70	12.38
60	12.24
50	12.1
40	11.96
30	11.81
20	11.66
10	11.51
0	10.5

Aerogenerador: Este dispositivo permite la generación de electricidad a partir del movimiento del viento que mueve las aspas, que mueven el rotor compuesto por imanes permanentes, induciendo un campo magnético al estator del aerogenerador, generando potencia eléctrica. El modelo del aerogenerador utilizado en este banco de pruebas es el aerogenerador WT 400 de 400[W] en reemplazo del aerogenerador Bóreas de 120[W] que está instalado en la Smart Grid.

Las especificaciones técnicas de este subsistema se encuentran en la **Sección 3.2.2.2.**

Instrumentos de medición: En cuanto a la instrumentación necesaria para el desarrollo de las pruebas, se mencionan los siguientes instrumentos y sensores utilizados:

- Osciloscopio analógico de 2 canales modelo Tektronix TDS 210.
- Sonda de voltaje, rango de medición hasta 650[V] AC.
- Sensor de corriente LEM, rango de medición hasta 30[A].
- Multitester.

4.2. Banco de pruebas.

Debido a la variedad de subsistemas disponibles, se hace necesario desarrollar un banco de pruebas que permita comprobar tanto su funcionamiento individual como del conjunto para evaluar la factibilidad de la red. En función de lo anterior, las principales actividades a realizar del banco de pruebas son las siguientes:

- Prueba de equipos.
- Banco de pruebas solo con fuente fotovoltaica equivalente (PV).
- Banco de pruebas solo con fuente de energía eólica (WT).
- Banco de pruebas completo.

En cuanto a la arquitectura del banco de pruebas, además de los subsistemas mencionados previamente, también se incluyen otros elementos, esto es, el taladro adaptado como motor de velocidad variable para el aerogenerador, una fuente de poder DC como equivalente al panel fotovoltaico y una ampolleta incandescente como carga resistiva.

En la *Figura 4.1* se da a conocer el esquema de conexión propuesta para el banco de pruebas con los dispositivos ya mencionados:

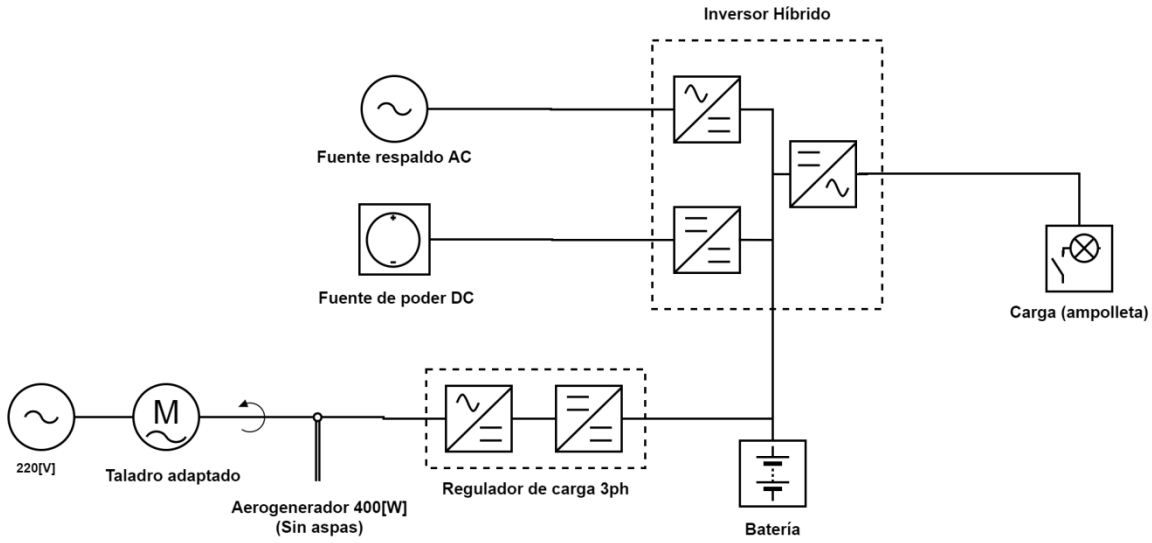


Figura 4.1: Esquema del banco de pruebas a implementar.

4.3. Pruebas de equipos

Antes de la realización del banco de pruebas, se realizan las pruebas de medición de los equipos para determinar el estado de funcionamiento de estos, como también la obtención de características de estos. A continuación se dan a conocer los resultados de dichas pruebas.

4.3.1. Inversor híbrido.

Para este dispositivo, su funcionamiento depende principalmente de la conexión de alguna fuente de energía, siendo la prioritaria el uso de la batería Ultracell UC100 disponible para la

Smart Grid. De acuerdo a su estado de funcionamiento se obtuvieron los siguientes resultados.

4.3.1.1. Potencia de consumo.

Pese a ser un dispositivo que posee convertidores estáticos que ofrecen una gran eficiencia, realiza un consumo de potencia que varía dependiendo de su estado de funcionamiento como se muestra en la *Tabla 4.2*:

Tabla 4.2: Consumo inversor híbrido ante diversos estados de funcionamiento.

Estado	**Potencia [W]**
Standby	6[W]
Encendido (sin cargas conectadas)	15[W]-30[W]
Encendido (con cargas conectadas)	50[W]

Dado estos resultados, el inversor híbrido cumple con las características que informa el fabricante en cuanto a su consumo. Cabe destacar, que la potencia de consumo del inversor depende no solo de su estado, sino también de la demanda que debe suplir y del estado de carga de la batería, que en los casos mas demandantes obliga al inversor híbrido consumir una mayor potencia a causa del funcionamiento del circuito de refrigeración integrado en el dispositivo como medida de protección.

4.3.1.2. Carga y descarga de la batería.

Dada la información entregada por el fabricante, el inversor hibrido realiza la carga mediante un algoritmo conocido como de “3 pasos “(3-Step Charge), ampliamente utilizado para la carga de baterías. Estos pasos son: **A Granel (Bulk)**, **Absorción** y **Flotación**.

A continuación se detalla cuantitativa y cualitativamente las etapas realizadas por el inversor híbrido durante el proceso de carga y descarga de la batería.

A Granel (o Bulk): Esta etapa o como su nombre lo indica, la carga de la batería se realiza con mayor intensidad en cuanto a corriente, para ello el inversor aumenta gradualmente su

voltaje hasta un voltaje límite llamado Bulk Voltage que se puede configurar en el inversor, cuyo valor es configurado a 14.1[V] dado las características de la batería. En cuanto al valor de la corriente, esta oscila entre los 3 a los 6[A], que varía dependiendo del estado de carga de la batería. Por otro lado, la duración de esta etapa de carga dependerá del estado de carga de la batería, que para este caso de pruebas, el porcentaje de carga de la batería estaba cerca del 90%, requiriendo que la batería tarde entre unos 8 a 10 minutos en llegar a los 14.1[V].

Absorción: En esta etapa la batería asimila la carga recibida, y ocurre cuando la batería está cerca del 80% de su carga total. El inversor reduce gradualmente el voltaje desde el voltaje a Granel (Bulk) hasta llegar al voltaje de flotación, hecho similar ocurre con el valor de la corriente. Cuantitativamente, el inversor realiza la disminución desde los 14.1[V] hasta los 13.5[V] que es el voltaje de flotación, valor configurado en el inversor considerando las características de la batería. En relación a la corriente, su valor disminuye desde los 6[A] hasta los 2[A]. En cuanto a su tiempo de duración, dependerá del valor del voltaje a granel (Bulk), durando para este inversor unos 5 minutos aprox.

Flotación: Es la última etapa, donde la carga de la batería sigue produciéndose indefinidamente, implicando que el voltaje de la batería se mantenga constante en el tiempo, asimismo, la corriente de carga es bastante menor que en las etapas previas. Cuantitativamente, el inversor híbrido mantiene el voltaje entre los 13.5-13.6[V], en tanto la corriente disminuye hasta los 0.5[A] manteniéndose indefinidamente con ese valor.

En resumen, los valores de voltaje y corriente en cada una de las etapas se tabulan en la *Tabla 4.3:*

Tabla 4.3: Voltajes y corrientes para los distintos estados de carga.

Etapa de carga	**Voltaje[V]**	**Corriente[A]**
A granel (Bulk)	14.1	3-6
Absorción	13.5-14.1	2
Flotación	13.5	0.5

En la *Figura 4.2* se ilustra la relación entre el voltaje, corriente y el tiempo gráficamente, identificándose con mayor claridad las etapas de carga de una batería.

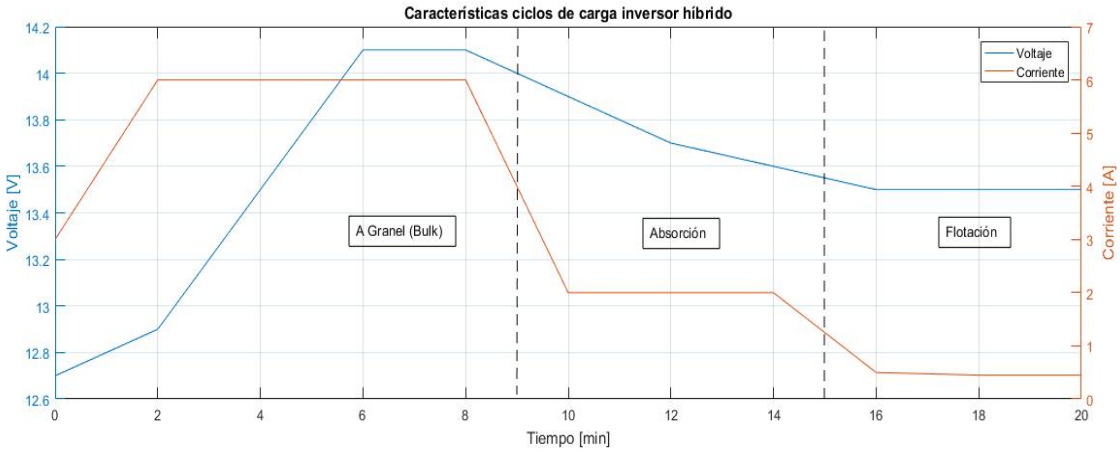


Figura 4.2: Características de los ciclos de carga del inversor híbrido.

Para efectos de documentación, se ilustra en la *Figura 4.3* la corriente de carga mediante osciloscopio, cuando el inversor está en estado de flotación:

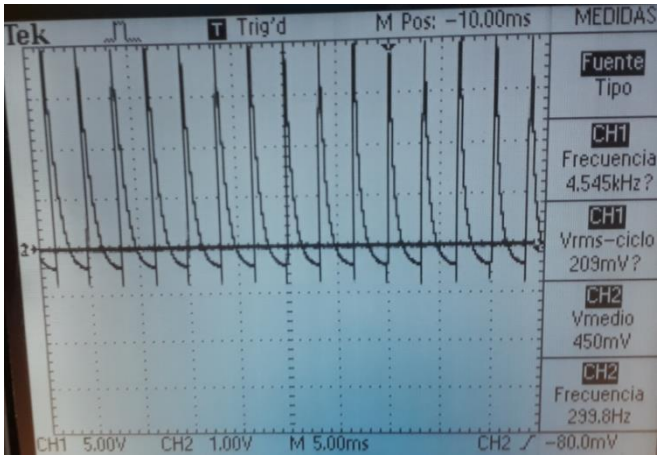


Figura 4.3: Corriente de carga de la batería en estado de flotación.

4.3.2. Aerogenerador.

Antes de la implementación del banco de pruebas completo, es necesario conocer en detalle las características del aerogenerador. Para ello se requiere que dicho elemento someta su eje a rotación, sin embargo, la imposibilidad de realizar pruebas directamente en el Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas del LER obliga a tomar otras soluciones.

La decisión óptima fue la adaptación de un taladro eléctrico de velocidad ajustable en una base de madera para su conversión como motor eléctrico, junto con una llave Allen de 5/16'' como acople entre el taladro y el aerogenerador que permite transmitir el giro al rotor del aerogenerador. En la *Figura 4.4* se ilustra el dispositivo mencionado:

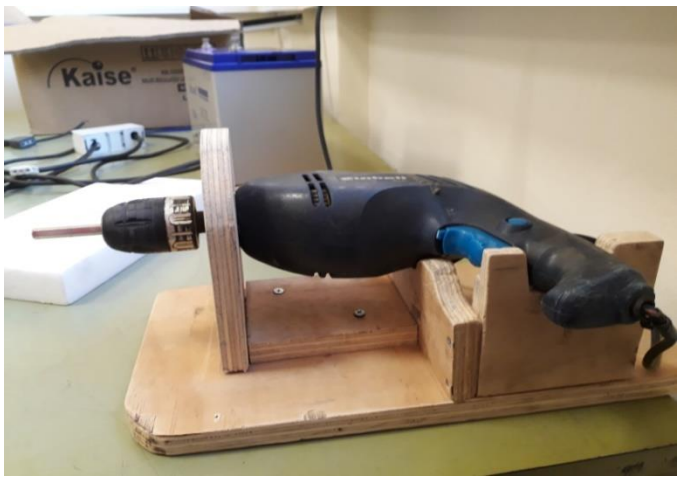


Figura 4.4: Taladro adaptado como motor eléctrico de velocidad ajustable.

En cuanto a sus características, se dan a conocer en la *Tabla 4.4.*

Tabla 4.4: Características técnicas del taladro adaptado.

Modelo	Einhell TC-ID 710 E
Potencia máx. [W]	710[W]
Alimentación [V]	230 AC , 50[Hz]
Velocidad rotación [RPM]	0-2700

Con el problema de la rotación del aerogenerador solucionado, se realizan las pruebas de funcionamiento, acoplando el taladro adaptado junto con el aerogenerador sin sus aspas sostenido por una base de plumavit usado como protector del envase del producto proveniente de fábrica, ofreciendo una mayor estabilidad y precisión en el acople como se muestra en la *Figura 4.5*:

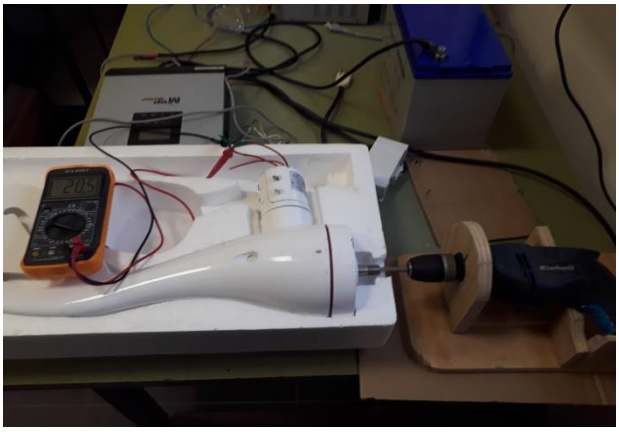


Figura 4.5: Acople entre el aerogenerador (sin aspas) y el taladro adaptado.

En cuanto a las pruebas concretas, solo se realizaron pruebas al vacío, esto es, sin conexión con el regulador de carga o carga directamente. Las pruebas junto con el regulador de carga serán detalladas en **la sección 4.5: Banco de pruebas solo con fuente de energía eólica (WT)**.

Utilizando un osciloscopio para la medición del voltaje generado entre líneas del aerogenerador trifásico, y la velocidad de rotación a partir de la frecuencia del voltaje, se obtienen los siguientes valores, tabulados en la *Tabla 4.5*:

Tabla 4.5: Valores de velocidad de giro y voltaje RMS del aerogenerador en vacío.

Velocidad [RPM]	**Voltaje RMS [V]**
0	0
120	3
454	11,1
638	15,52
902,6	22
1028,8	25
1216,6	29,6
1457,8	35,4
1795,4	43,6
2898	68,8

Gráficamente, los valores indican una relación lineal entre ambas variables, esperado si se considera que son pruebas al vacío como se ilustra en la *Figura 4.6*:

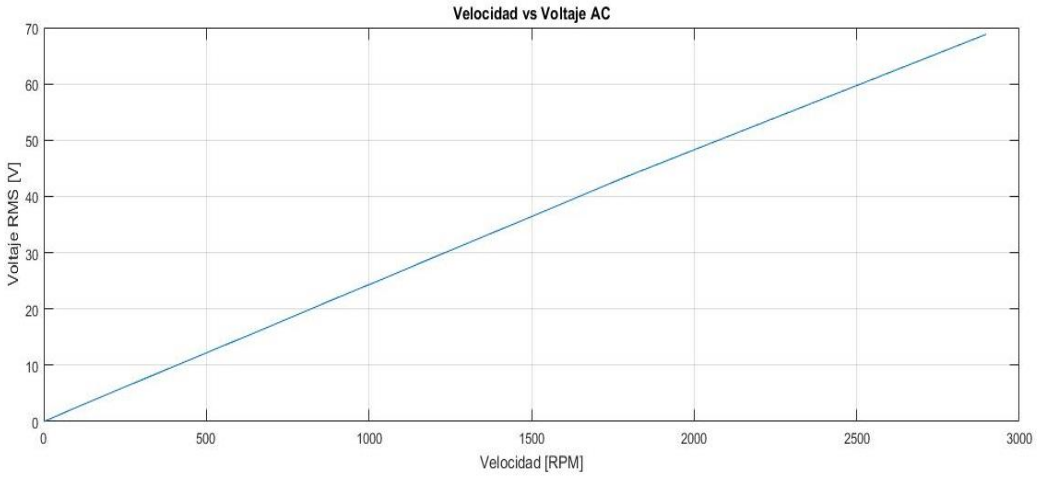


Figura 4.6: Relación entre la velocidad de giro y el voltaje línea-línea del aerogenerador.

En la *Figura 4.7*, se ilustra el voltaje línea-línea trifásico del aerogenerador medido por el osciloscopio.

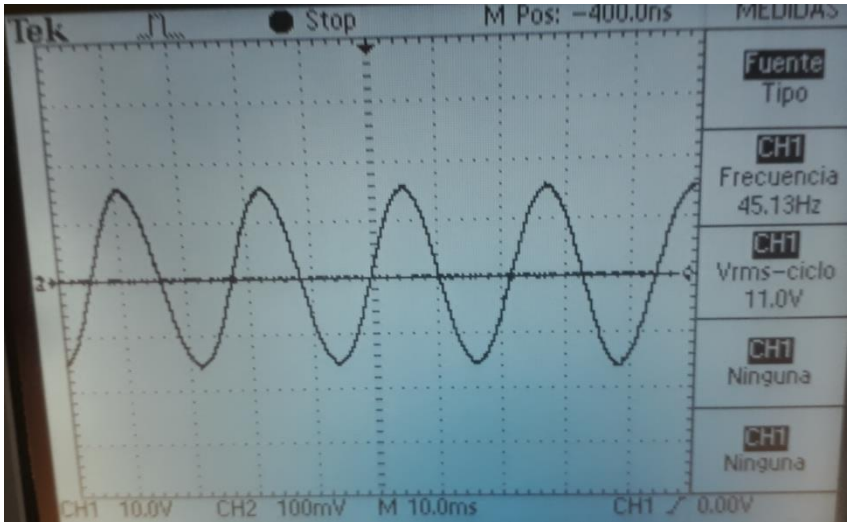


Figura 4.7: Voltaje de aerogenerador y su velocidad a 922[RPM], medido en el osciloscopio.

De los resultados obtenidos, el aerogenerador logra una alta velocidad y voltaje debido a que en la condición de vacío, implica que el generador no está generando potencia alguna, por lo que no hay un torque eléctrico asociado que se oponga al movimiento proporcionado por el taladro.

En el caso de la medición de la velocidad, el aerogenerador se sometió a bajas velocidades para determinar una relación de proporcionalidad entre la velocidad de giro del aerogenerador con respecto a la frecuencia del voltaje. Efectivamente existe una relación de proporcionalidad, en que la frecuencia del voltaje es 3 veces a la frecuencia de giro, por lo que se infiere que el generador tiene 3 pares de polos, uno para cada fase, siendo un resultado convincente a causa una característica propia de un sistema trifásico. También mencionar que la medición del voltaje y su velocidad fue realizada por la sonda de voltaje con la finalidad de evitar daños en el osciloscopio gracias a la capacidad de atenuar su ganancia en la medición,

razón por la cual la medición mostrada en el osciloscopio (*Figura 4.7*) el voltaje medido es la mitad del valor real.

4.4. Banco de pruebas solo con fuente fotovoltaica equivalente (PV).

Para la realización de esta prueba, se requieren los siguientes componentes:

-Inversor híbrido

-Batería de ciclo profundo

-Multitester.

-Fuente de poder DC, 30[V]-2[A]

La inclusión de una fuente de poder DC tiene como fin simular el aporte en potencia que ofrece un panel fotovoltaico, debido a la imposibilidad de usarlo en el laboratorio dada la necesidad de espacio y exposición solar. Pese a la baja potencia que ofrece la fuente de poder, es suficiente para comprobar el funcionamiento del inversor híbrido junto con la batería y su comportamiento ante el aporte que ofrece una fuente fotovoltaica, además de la compatibilidad en cuanto a su conexión, ya que emula en términos de voltaje, el funcionamiento de un panel fotovoltaico.

En cuanto a las pruebas, se realizaron tres tipos de mediciones.

4.4.1. Corriente de carga de la batería.

En este caso se ha medido el funcionamiento simple del inversor híbrido encendido, sin cargas consumiendo, con carga y descarga de la batería, y el efecto del aporte de la fuente de poder fotovoltaica equivalente, es decir la fuente de poder DC. En la *Tabla 4.6* se muestra los resultados ante dos situaciones: fuente encendida y fuente apagada.

Tabla 4.6: Corriente de carga de la batería ante estado de funcionamiento de fuente fotovoltaica o equivalente.

Estado fuente	**Voltaje fuente [V]**	**Corriente fuente [A]**	**Corriente carga [A]**
Apagada	0	0	-1.27
Encendida	13.3	2.13	0.5

En las *Figuras 4.8 y 4.9*, se muestra la corriente de carga hacia la batería en situación de descarga y carga respectivamente desde el inversor híbrido medidas con el sensor de corriente LEM conectado al osciloscopio:

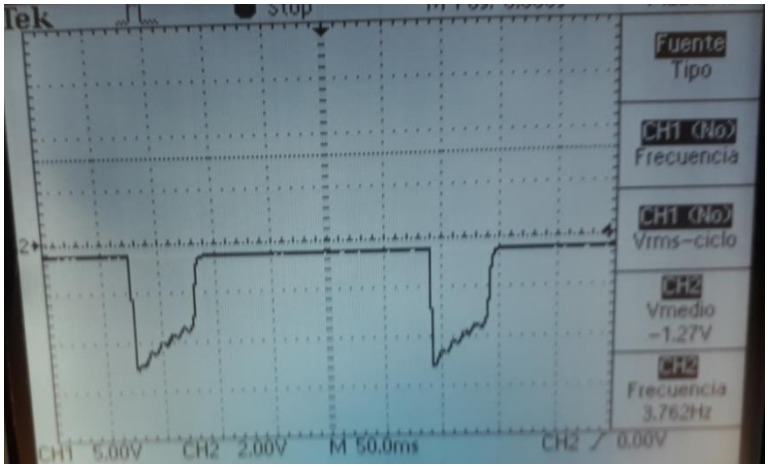


Figura 4.8: Corriente de descarga de la batería medida hacia el inversor híbrido.

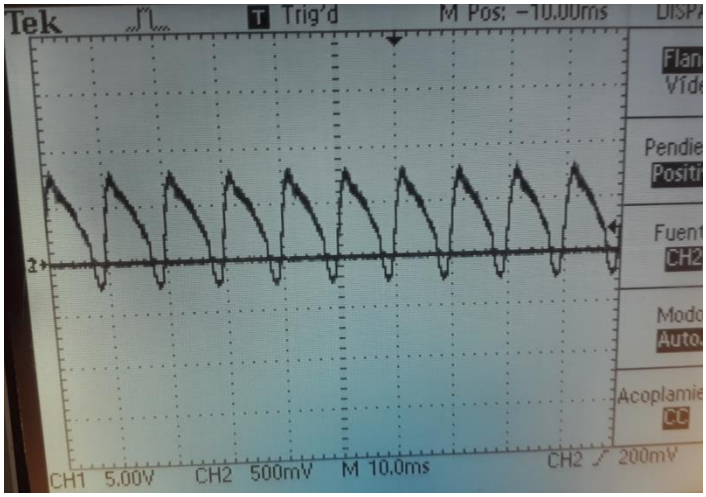


Figura 4.9: Corriente de carga de la batería medida desde el inversor híbrido.

En relación a la corriente de carga (o descarga según el caso) su valor es menor en comparativa con la corriente proveniente desde la fuente de poder, debido a que el inversor se encuentra encendido y consume potencia requerida para el funcionamiento de la pantalla, sistema de control y sistema de refrigeración si es necesario. Como se mencionó en el ítem de pruebas de equipos, el consumo del inversor híbrido cuando está encendido varía entre los 15-30[W] sin cargas conectadas, confirmando en este caso la potencia que consume el inversor híbrido.

Otro aspecto a mencionar es la capacidad de la fuente de poder DC, pese a que su capacidad máxima es de 30[V] y 2[A], la potencia máxima que entrega en las pruebas no supera más de los 30[W], dificultando realizar pruebas que permitan conocer más el inversor hibrido en su gestión de fuentes con mayor potencia.

4.4.2.Prueba de capacidad de fuente fotovoltaica equivalente.

Este tipo de pruebas es una extensión de las pruebas realizadas anteriormente para analizar la corriente de carga y descarga de la batería. Se diferencia de lo anterior en que esta serie de pruebas se utilizará una carga como consumo constante como también la variabilidad de la fuente DC equivalente como prueba de la gestión de potencia del inversor híbrido con y sin

carga consumiendo. En ambos casos, se realizan una serie de mediciones en intervalos de 2 minutos, con una duración máxima de 20 minutos cada una.

Fuente fotovoltaica variable y sin carga consumiendo: en este caso, el inversor se encuentra en modo Standby (apagado), por lo que no hay carga consumiendo potencia. En cuanto a la fuente fotovoltaica equivalente (DC), se somete a diversos cambios en su potencia en intervalos de 2 minutos de manera creciente hasta llegar a su máximo y mantenerse hasta los 20 minutos de duración de toda la prueba. Mencionar también que la batería en esta serie de pruebas se encuentra en su máxima capacidad de carga, por lo que el reto del inversor híbrido es llegar al estado de flotación para su carga indefinida.

En la *Tabla 4.7* se dan a conocer los resultados de la serie de mediciones realizadas para este escenario:

Tabla 4.7: Serie de mediciones realizadas con fuente DC variable y sin cargas.

Tiempo [min]	**Fuente fotovoltaica equivalente**			**Batería**
	Voltaje [V]	**Corriente [A]**	**Potencia[W]**	**Voltaje batería[V]**
0	13.1	0	0	12.9
2	13.1	0.2	2.62	12.89
4	13.4	0.29	3.886	12.85
6	13.1	0.6	7.86	12.85
8	13.1	1	13.1	12.88
10	13.2	1.34	17.688	12.94
12	13.3	1.72	22.876	13.01
14	13.4	2	26.8	13.12
16	13.5	2.16	29.16	13.13
18	13.6	2.15	29.24	13.17
20	13.6	2.15	29.24	13.2

De acuerdo a los resultados obtenidos, existe una relación directa entre la potencia de la fuente y el voltaje de la batería que representa el estado de carga de esta, a cuanto mayor potencia, más carga almacena la batería, sin embargo, esta relación no es del todo cierta, debido a que la potencia que consume el inversor híbrido en modo Standby es mayor a la potencia que entrega la fuente durante los primeros 4 minutos debido a su bajo aporte de esta, como efecto, el voltaje de la batería disminuye por la corriente que alimenta al inversor bajo el modo Standby. A partir de los 6 minutos, la potencia que proporciona la fuente equivalente alimenta tanto al inversor híbrido como a la carga de la batería, aumentando su voltaje progresivamente hasta los 13.2[V].

En la *Figura 4.10* se ilustra gráficamente la relación entre la potencia de la fuente, la carga de la batería (voltaje) en relación al tiempo. En ella se ve claramente un quiebre o un aumento de la carga a partir de los 6 minutos.

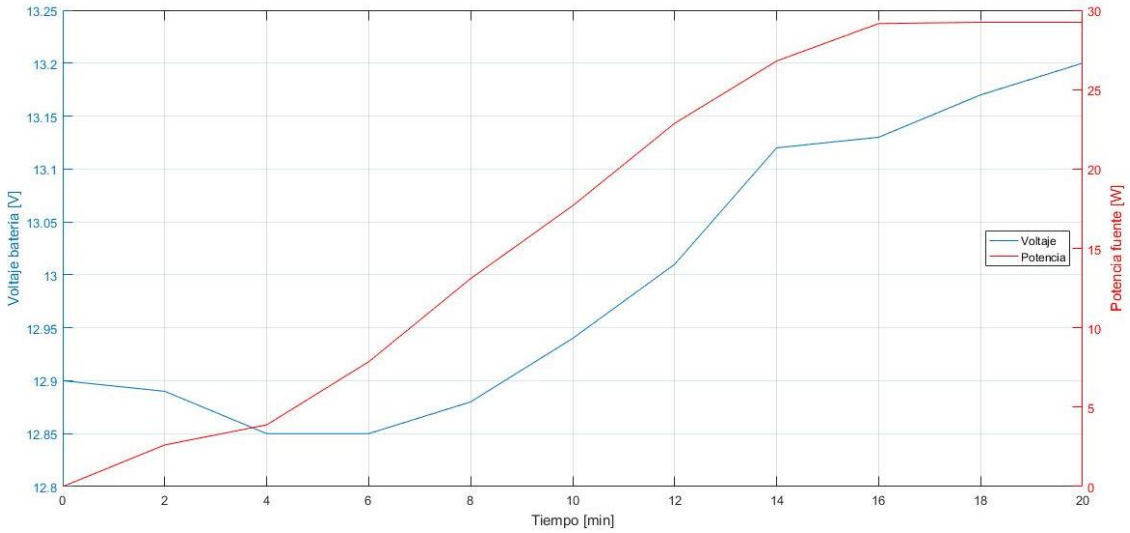


Figura 4.10: Voltaje batería y potencia de la fuente respecto al tiempo de duración de la prueba.

4.4.3.Fuente fotovoltaica variable y con carga consumiendo.

Para esta prueba, el inversor híbrido se encuentra encendido y conectado a una lámpara con una ampolleta de 80[W] que consume potencia eléctrica proporcionada por la fuente DC y la batería. En cuanto a la fuente DC que simula al panel fotovoltaico, su potencia es variada en intervalos de 2 minutos de manera decreciente hasta llegar a los 20 minutos con 0[W]. En cuanto la batería, en esta serie de mediciones su voltaje inicial es de 12.36[V], equivalente al 70% del SoC.

En la *Tabla 4.8* se da a conocer los resultados de la serie de mediciones realizadas para este escenario:

Tabla 4.8: Serie de mediciones realizadas con fuente dc variable y con carga consumiendo.

Tiempo [min]	**Fuente fotovoltaica equivalente**			**Voltaje batería[V]**
	Voltaje[V]	**Corriente[A]**	**Potencia [W]**	
0	18.3	0	0	12.36
2	12.4	2.15	26.66	12.39
4	12.4	2.15	26.66	12.39
6	12.4	2.15	26.66	12.39
8	12.4	1.8	22.32	12.38
10	12.3	1.5	18.45	12.37
12	12.23	1.25	15.2875	12.37
14	12.2	1	12.2	12.36
16	12.2	0.75	9.15	12.35
18	0.37	12.2	4.514	12.34
20	12.1	0	0	12.33

Con los datos mencionados en la *Tabla 4.8*, se ve una relación entre el voltaje de la batería y la potencia aportada por la fuente, en que a menor potencia, la batería tiene menos carga a causa del consumo conjunto de la carga con el inversor , juntos consumen aprox. 130[W]. Por lo que la fuente DC equivalente no alcanza a suplir en su totalidad la demanda, razón por la cual la batería empieza a descargarse.

En la *Figura 4.11* se ilustra la relación entre la carga de la batería (voltaje), potencia de la fuente y el tiempo de la duración de la prueba, en ella se aprecia claramente en que la disminución de la potencia de la fuente aumenta la descarga de la batería expresado en su voltaje:

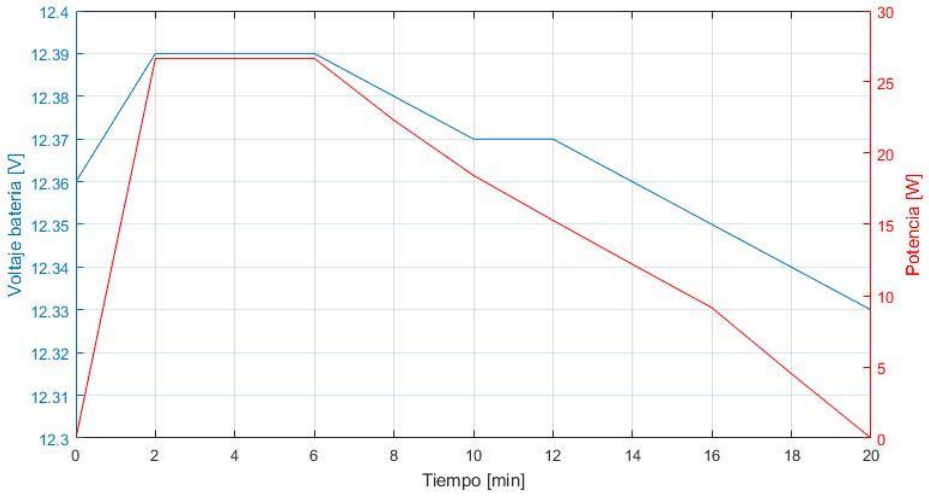


Figura 4.11: Voltaje batería y potencia de la fuente respecto al tiempo de duración de la prueba.

4.5. Banco de pruebas solo con fuente de energía eólica (WT).

En esta sección se da a conocer el procedimiento y mediciones realizadas en el banco de pruebas utilizando como fuente de energía el aerogenerador de 400[W]. Esta serie de pruebas es una continuación del trabajo realizado en la prueba de funcionamiento del aerogenerador documentado en la **Sección 4.3**. Manteniendo los mismos instrumentos empleados en esas

pruebas, incorporándose otros elementos como el sensor de corriente LEM, batería de ciclo profundo, inversor híbrido y regulador de carga.

Con los elementos conformados se realizan los siguientes tipos de pruebas:

-Funcionamiento y caracterización del regulador de carga.

-Funcionamiento del aerogenerador sin carga consumiendo.

-Funcionamiento del aerogenerador con carga consumiendo.

4.5.1.Funcionamiento y caracterización del regulador de carga.

El objetivo de esta prueba es conocer el funcionamiento del regulador de carga del aerogenerador junto con sus características para determinar su utilidad en la conformación de la Smart Grid. Para su funcionamiento, solo basta la conexión de los terminales trifásicos del aerogenerador con las terminales de entrada del mismo, y la conexión de los terminales de salida con la batería para su funcionamiento.

Por medio de la sonda de voltaje se obtuvieron algunas mediciones del voltaje del aerogenerador y la corriente de carga desde el regulador hacia la batería o el aerogenerador según sea el caso.

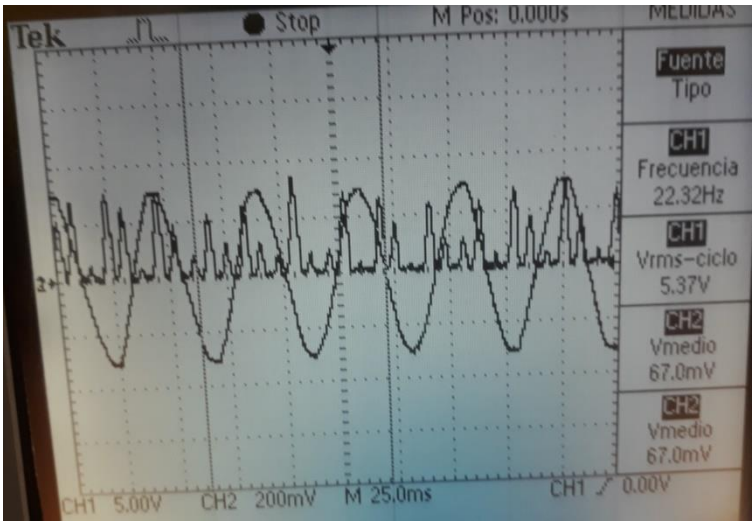


Figura 4.12: Voltaje aerogenerador (sinusoidal) y corriente de carga (crestas) del regulador de carga medidos en el osciloscopio, con una velocidad de giro aprox de 448 [RPM].

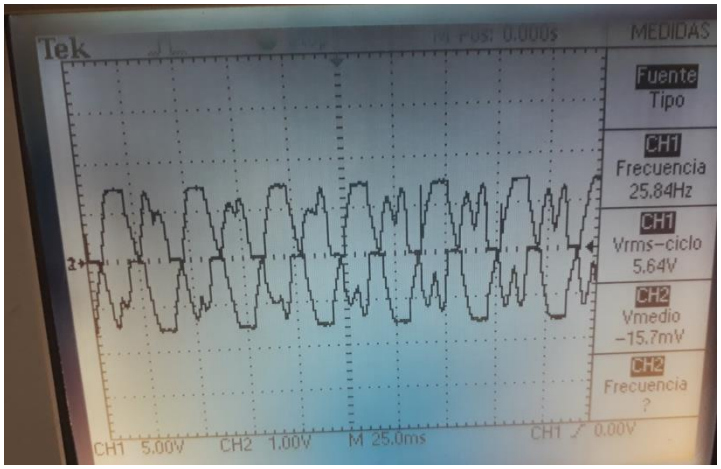


Figura 4.13: Voltaje línea-línea (sinusoidal) y corriente de carga (sinusoidal deforme) del aerogenerador medidos en el osciloscopio, con una velocidad de giro aprox. de 516 [RPM].

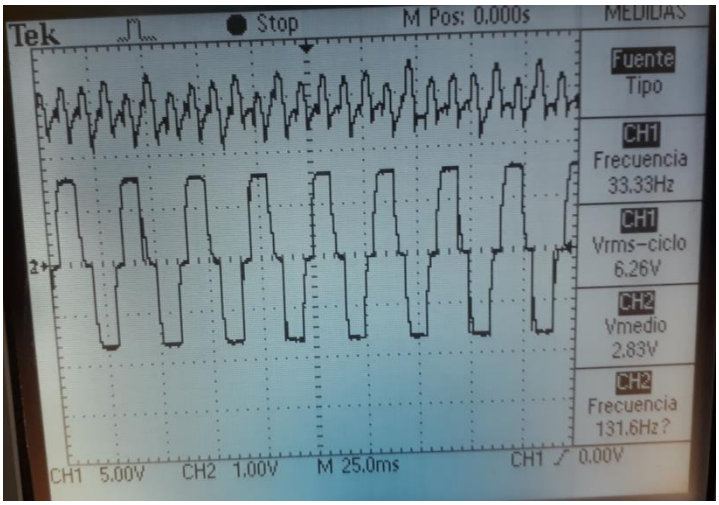


Figura 4.14: Voltaje línea-línea (sinusoidal) del aerogenerador y corriente del regulador (continua pulsante) medidos en el osciloscopio, con una velocidad de giro aprox. de 667 [RPM].

De acuerdo con las mediciones obtenidas, ilustradas en las 3 imágenes anteriores se obtienen las siguientes conclusiones acerca del regulador y su funcionamiento:

-No existe linealidad alguna en cuanto a su funcionamiento y conversión de potencia, recién a partir de los 400 [RPM] el generador empieza a generar potencia manifestada por la aparición de la corriente desde el regulador hasta la batería.

-A medida que va aumentando la velocidad de giro del aerogenerador, su forma de onda de voltaje es cada vez menos sinusoidal, asemejándose a una onda cuadrada, esto se debe a que el regulador de carga limita el voltaje de entrada en sus terminales hasta los 14.4 [V], razón por la cual su forma de onda es más cuadrada, esta característica es más notoria a velocidades de giro mayores como se ilustra en la *Figura 4.14***.**

-En cuanto la corriente, la forma de onda de corriente proveniente desde el regulador de carga es continua pulsante, y en términos de frecuencia, es 6 veces mayor dado que hay 6 pulsos de corriente en un mismo periodo para la señal de voltaje como se ilustra en la *Figura 4.14*. Esto implica que el regulador de carga posee en su interior un puente rectificador de 6 diodos junto con un circuito regulador de voltaje, incluyendo una resistencia de frenado conectada a

un transistor MOSFET, que se activará cuando la potencia que entrega el aerogenerador hacia la batería es mayor de la que puede asimilar la batería, sobre todo a altas velocidades, provocando que la potencia extra sea disipada por una resistencia que frena el aerogenerador, manteniendo el voltaje de salida (de la batería) constante.

En la *Figura 4.15* se ilustra el posible circuito que caracteriza el regulador, asi como sus formas de ondas (*Figuras 4.16 y 4.17*) simulados en el programa PSIM, como comparativa a las formas de ondas ilustradas en las *Figuras 4.12, 4.13 y 4.14*.

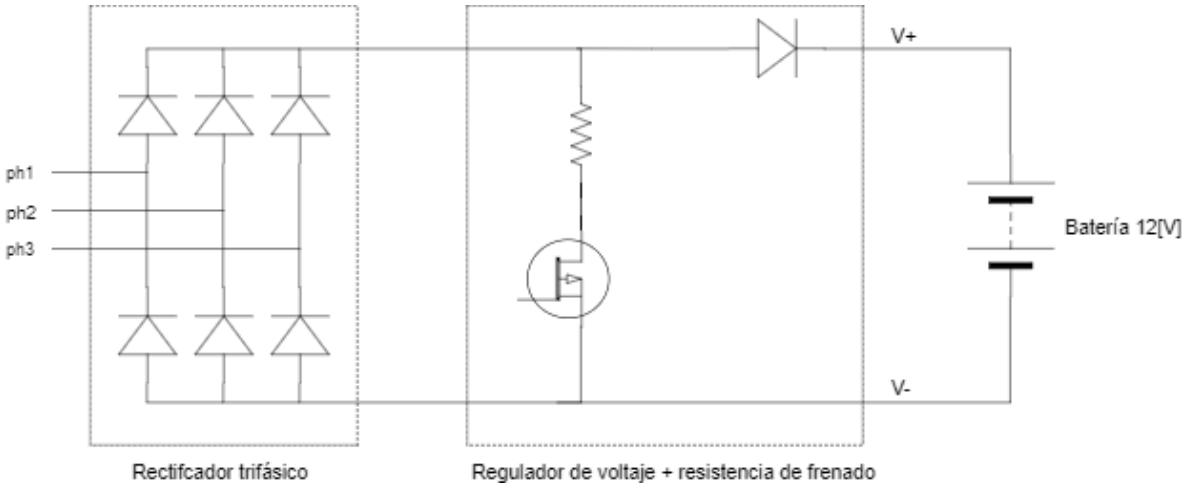


Figura 4.15: Posible circuito característico del regulador de carga del aerogenerador de 400[W].

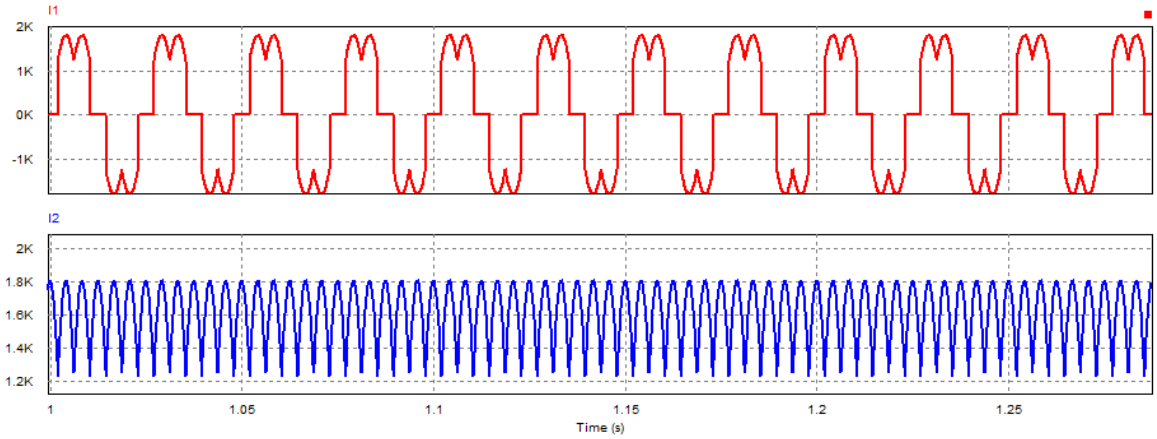


Figura 4.16: Corriente de entrada trifásica (rojo) y corriente de salida del regulador (azul), simulados en el programa PSIM.

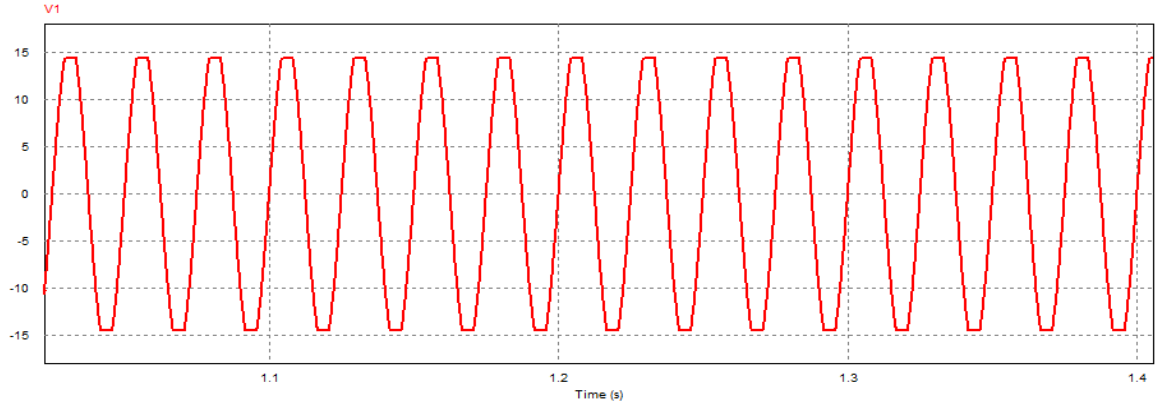


Figura 4.17: Voltaje de entrada del regulador simulado en el programa PSIM.

4.5.2. Funcionamiento del aerogenerador sin carga consumiendo.

Continuando las pruebas realizadas en la sección anterior (**4.5.1**), se realizan las mediciones tanto en el voltaje línea-línea en el aerogenerador por medio de la sonda de voltaje, el voltaje de la batería a través del multitester en modo voltaje DC, como la corriente de carga hacia la batería desde el regulador medido por el sensor de corriente LEM. Esta serie de mediciones consiste en la medición de las variables antes mencionadas bajo diversos regímenes de

velocidad de giro del aerogenerador y también ante distintos niveles de carga de la batería sin cargas conectadas.

En la *Tabla 4.9* se ilustra la serie de mediciones realizadas con la batería a su máxima carga.

Tabla 4.9: Parámetros del aerogenerador medidos con carga de la batería completa

Velocidad [RPM]	**Voltaje AC [V]**	**Voltaje DC [V]**	**Corriente [A]**	**Potencia [W]**
0	0	13.5	-0.013	-0.1755
276	6.8	13.48	0.0127	0.1712
381	9.2	13.48	0.00827	0.1115
446	10.74	13.49	0.067	0.9038
494	11.34	13.49	0.537	7.2441
541	11.6	13.6	1.2	16.32
604	11.9	13.6	1.88	25.568
628	12.3	14.23	2.13	30.31
667	12.52	14.3	2.83	40.469
680	12.28	13.71	2.96	40.582

En la *Figura 4.18* se muestra gráficamente la relación entre la potencia generada y el voltaje del aerogenerador respecto a la velocidad de giro.

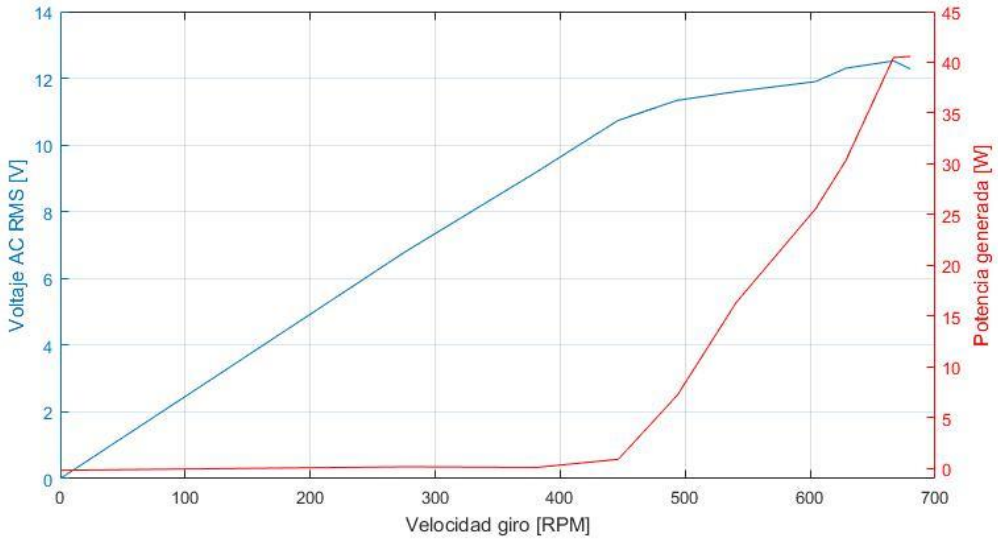


Figura 4.18: Voltaje RMS trifásico del aerogenerador y potencia generada en relación a la velocidad de giro.

Del gráfico anterior se muestra que en cuanto a la generación de potencia, marca una tendencia exponencial y que dicha generación se inicia a una determinada velocidad (3[m/s] según el fabricante), sin embargo, debido a que las mediciones son realizadas con la carga de la batería completa y con un voltaje flotante de 13.5[V], el regulador de carga limita la potencia que puede aportar el aerogenerador, limitando su velocidad de giro a 700[RPM].

En cuanto al voltaje trifásico línea-línea del aerogenerador, su magnitud es lineal respecto a su giro, sin embargo, el regulador de carga limita su voltaje pico en 14.4[V], por lo que el voltaje RMS aumenta poco a velocidades altas debido a su forma de onda más semejante a una forma de onda cuadrada como se ilustra en la *Figura 4.19.*

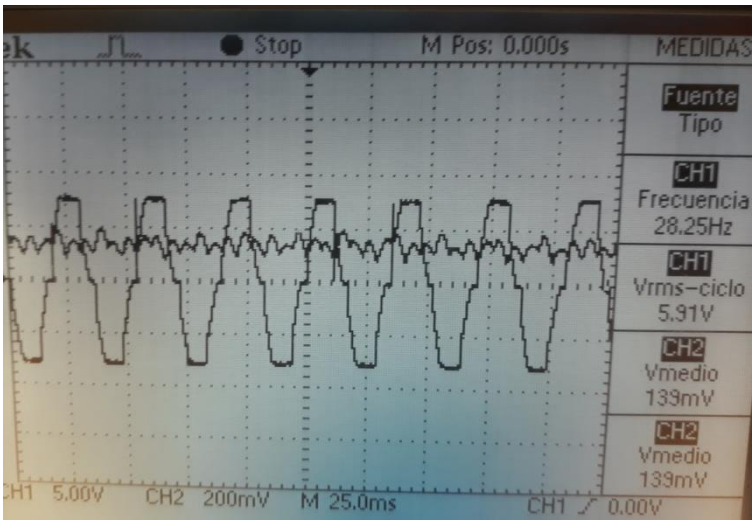


Figura 4.19: Voltaje línea-linea aerogenerador (sinusoidal) y corriente generada desde el regulador (contínua pulsante) medida en el osciloscopio con velocidad de giro de 565[RPM].

Realizando el mismo procedimiento para la serie de mediciones realizadas con carga completa en la batería, se realizan 2 series de mediciones con distinto porcentaje de carga de la batería en relación al primer caso, es decir, con 12.7 y 12.39 [V]. En la *Tabla 4.10* se muestran los resultados de ambas series de mediciones:

Tabla 4.10: Parámetros del aerogenerador medidos a distintos estados de carga de la batería.

Velocidad [RPM]	**Voltaje AC [V]**	**Voltaje DC [V]**	**Corriente [A]**	**Potencia [W]**	**Porcentaje carga**
0	0	12.32	-0.012	-0.14784	90% (12.7[V])
250	4.74	12.32	0	0	
350	8.5	12.32	0.013	0.16016	
469	10.64	12.31	0.582	7.16442	
548	10.96	12.34	1.64	20.2376	
592	11.16	12.38	2.3	28.474	
662	11.36	12.39	3.31	41.0109	
683	11.44	12.43	3.74	46.4882	
0	0	12.7	-0.015	-0.1905	65% (12.32[V])
263	6.52	12.69	-0.00026	-0.0032	
377	9.14	12.69	0.008	0.1015	
449	10.6	12.7	0.286	3.6322	
535	11.18	12.72	1.41	17.9352	
608	11.48	12.77	2.51	32.0527	
733	12.14	12.8	3.64	46.592	
838	12.28	12.87	5.52	71.0424	
870	12.22	12.91	6.21	80.1711	
982	12.3	13	7.66	99.58	

Gráficamente, en la *Figura 4.20* se muestra una comparativa de la potencia obtenida de las series de mediciones realizadas bajo diversos estados de carga de la batería.

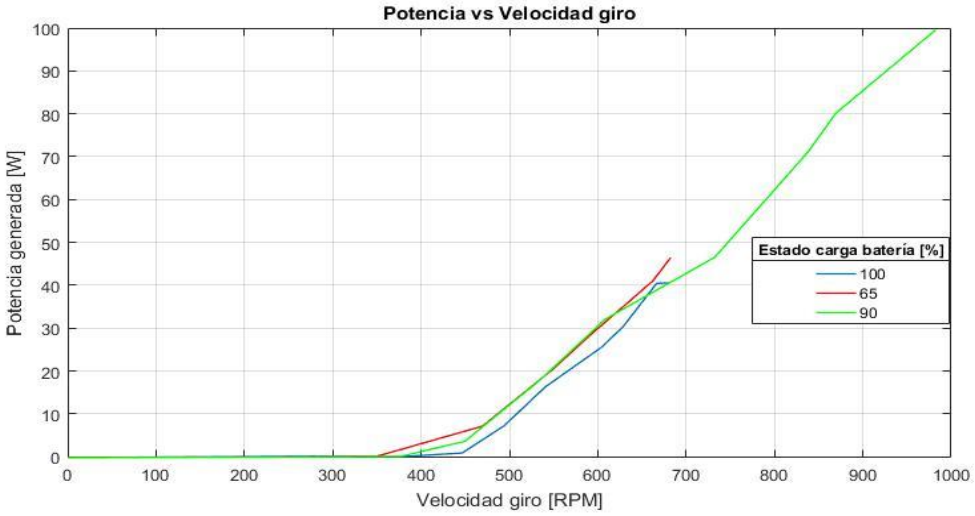


Figura 4.20: Potencia generada por el aerogenerador en diversos estados de carga de la batería.

En la *Figura 4.20* se muestra el efecto del regulador de carga en cuanto a la potencia suministrada por el aerogenerador, en que a mayor porcentaje de carga, menor es el aporte a iguales velocidades. Cabe destacar que en esta serie de mediciones, a máxima carga, el regulador de carga limita su velocidad en torno los 700[RPM], sin embargo, su velocidad sigue aumentando si el voltaje de la batería es menor a los 13.5[V], ocurriendo solo cuando el porcentaje de carga es menor a 100%, siendo mas representativo en el caso con un 90% de carga (línea verde, *Figura 4.20*) en que se descubrió el funcionamiento mas detallado del regulador de carga trabajando a mayores velocidades.

Independiente de los casos analizados para distintos estados de carga de la batería, la potencia generada por el aerogenerador tiene un comportamiento exponencial respecto a su velocidad de rotación, sin embargo debido a las limitaciones de potencia mecánica ofrecida por el taladro adaptado, además del riesgo de desgaste del eje del aerogenerador a mayores velocidades, impide la extracción de más potencia del aerogenerador para el establecimiento de una caracterización más completa, como también, un análisis de la potencia máxima que pueda soportar el regulador de carga.

Volviendo a la *Figura 4.20*, se pueden realizar algunas caracterizaciones del aerogenerador a partir de los resultados obtenidos. De partida, la relación entre la velocidad del viento y la velocidad de giro del aerogenerador se puede obtener a través de una relación de proporcionalidad con valores ya conocidos: La velocidad en la cual el aerogenerador empieza a generar es a partir de los 3[m/s] de velocidad del viento, aprox. a 350[RPM] como se da a conocer en la *Tabla 4.10*. Entonces, a velocidad nominal (13[m/s]), las palas giran a una velocidad de $\frac{13*350}{3} = 1517[RPM]$, velocidad inalcanzable con las condiciones del banco de pruebas realizado. En resumen, la relación entre la velocidad rotacional del aerogenerador y la velocidad del viento es expresado por la siguiente ecuación, donde v es la velocidad lineal del viento en [m/s] y ω es la velocidad rotacional en [RPM]:

$$v = \frac{3}{350} * \omega \qquad (4.1)$$

A través del programa MATLAB se realiza una regresión cúbica de los datos medidos como se ilustra en la *Figura 4.21*, en específico de la curva de potencia obtenida con un porcentaje de carga del 90% de la batería ahora en función de la velocidad lineal (viento) a través de la formula anterior (4.1) para la transformación de RPM a m/s:

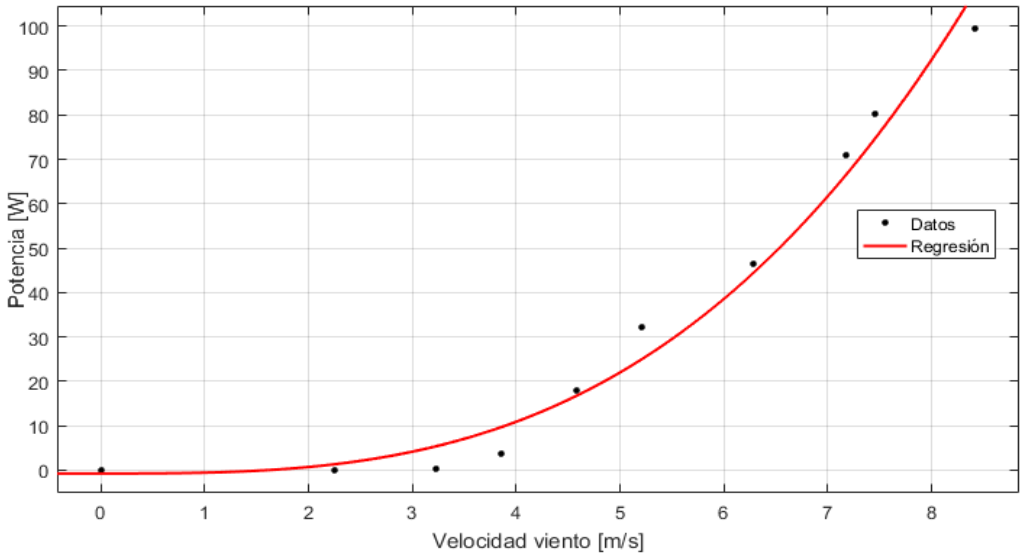


Figura 4.21: Regresión cúbica de la potencia generada en función de la velocidad del viento.

De acuerdo con la regresión cúbica realizada en MATLAB, con una correlación de 0.9784, la función representativa que relaciona la potencia generada con la velocidad del viento es:

$$P = 0.1822\, v^3 - 0.7894 \qquad (4.2)$$

La presencia de un valor constate negativo obedece a que el aerogenerador entrega potencia a partir de los 350 [RPM] o 3[m/s]. En tanto, el valor numérico junto al parámetro de la velocidad, indica numéricamente los parámetros del aerogenerador.

Teóricamente, la potencia mecánica generada por el viento se puede expresar por la siguiente formula (4.3), obtenida de [11]:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (4.3)$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia de las aspas, ρ es la densidad del aire, A es el área de barrido de las aspas, y v es la velocidad del viento.

Considerando la densidad del aire propio de las zonas litorales y el largo de las aspas de 0.6[m], tenemos que ρ = 1.2[kg/m^3] y A=1.131[m^2]. Utilizando la constante numérica de la ecuación (4.2) y relacionada con la fórmula de la potencia mecánica (4.3), tenemos que la constante C_p=0.2685, un valor dentro de los rangos esperados para un aerogenerador. Cabe destacar que el cálculo realizado es realizado por medio de la regresión realizada con los valores de la potencia eléctrica, no mecánica, por lo que en realidad el valor de C_p es mayor, ya que este incluye las pérdidas de energías mecánica y eléctrica. Considerando una eficiencia del 80%, valor nominal para un regulador de carga (incluyendo las perdidas mecánicas y eléctricas por el regulador), el valor de la constante C_p es 0.3356.

Una prueba de la estimación realizada, es evaluar la función (4.2) a velocidad nominal (13[m/s]), tenemos que a dicha velocidad la potencia teórica es de 400.29 [W], un valor muy cercano a la potencia eléctrica nominal, que es de 400[W], dándose por válida la regresión y caracterización de forma cuantitativa del aerogenerador.

4.5.3.Funcionamiento del aerogenerador con carga consumiendo.

Esta serie de mediciones, son similares a las realizadas para el caso anterior (**Sección 4.5.2**), pero diferenciándose en que se pone en funcionamiento el inversor híbrido como también la alimentación de una ampolleta de 80[W] como carga, que en conjunto con el inversor hibrido encendido, el consumo total es de 130[W].

En la *Tabla 4.11* se da a conocer la serie de mediciones realizadas considerando un porcentaje de carga de la batería en un 70% (12.4[V]):

Tabla 4.11: Parámetros del aerogenerador medidos con cargas consumiendo (130[W]).

Velocidad [RPM]	Voltaje AC [V]	Voltaje DC [V]	Corriente [A]	Potencia [W]
0	0	12.4	0	0
185	4.48	12.39	0.027	0.3345
333	8.02	12.37	0.037	0.4577
426	10.2	12.38	0.171	2.117
462	10.58	12.38	0.497	6.1529
514	10.88	12.39	1.1	13.629
563	11.12	12.39	1.82	22.55
581	11.04	12.4	2.39	29.636
623	11.24	12.41	2.99	37.106
704	11.6	12.41	3.96	49.144

En la *Figura 4.22*, se muestra gráficamente la relación entre la potencia y el voltaje DC de la batería representando el estado de carga de la batería con la velocidad de giro de la batería.

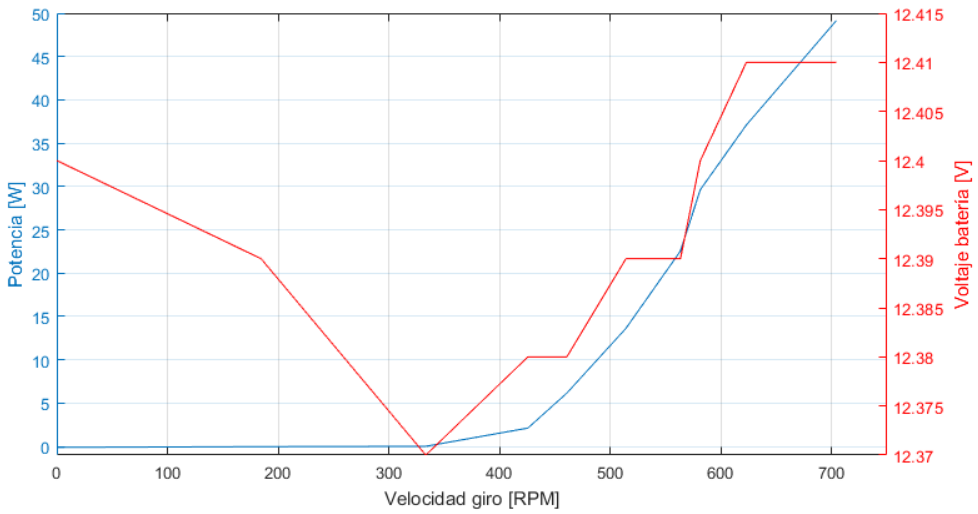


Figura 4.22: Potencia del aerogenerador generada en función de la velocidad de giro, junto con el voltaje de la batería.

Del gráfico anterior se muestra que debido al consumo de la carga conectada junto con el inversor híbrido, la batería empieza a descargarse para suplir la potencia requerida y continúa dicho comportamiento hasta el instante en que el aerogenerador empieza a entregarle potencia que la almacena la batería. A medida que la potencia del aerogenerador aumenta, el voltaje de la batería empieza a estabilizarse y es más, recupera en parte su nivel de carga previo al inicio de esta serie de mediciones.

4.6. Banco de pruebas completo.

El objetivo de esta serie de mediciones es comprobar la viabilidad de la integración de las fuentes de energía renovables ya analizadas con sus mediciones previas, tomando como elemento de importancia el uso del inversor hibrido que es sometido a diferentes escenarios de operación para garantizar su funcionamiento con la integración del aerogenerador y su regulador de carga (WT) que estará conectado con la batería. Con el banco de pruebas completo mostrado en la *Figura 4.1* se realizan 3 series de mediciones:

- Medición del sistema con el inversor híbrido apagado.

- Medición del sistema con el inversor híbrido encendido.

- Medición del sistema con cargas consumiendo.

4.6.1.Medición del sistema con el inversor híbrido apagado.

Esta serie de mediciones consiste en la conexión de las fuentes de energía renovables conectadas a un único nodo de enlace que es la batería de ciclo profundo, y con el inversor híbrido apagado con la finalidad de verificar si el esquema de conexión eléctrica a realizar puede afectar la integridad del inversor híbrido. En cuanto a las fuentes, el equivalente fotovoltaico (fuente de poder) entrega potencia constante, no así el aerogenerador, que es sometido a diversas velocidades con la finalidad de observar el efecto que podría generar en el inversor híbrido con la generación variable de potencia. Para esta prueba no se utiliza alguna carga de consumo, ya que el inversor híbrido se encuentra apagado.

En la *Tabla 4.12* se muestra una serie de mediciones realizadas a los parámetros de interés de las fuentes de energía renovables:

Tabla 4.12: Valores de los parámetros de las fuentes de energía renovables medidos con el inversor híbrido apagado.

Fuente fotovoltaica (fuente de poder DC)			**Aerogenerador**				
Voltaje [V]	**Corriente[A]**	**Potencia [W]**	**Velocidad[RPM]**	**Voltaje AC [V]**	**Voltaje DC[V]**	**Corriente [A]**	**Potencia [W]**
15.1	1.22	18.422	0	0	12.92	-0.015	-0.1938
13.4	2.13	28.542	216	5.24	13.12	-0.014	-0.18368
13.6	2.13	28.968	425	10.26	13.21	0.003	0.03963
13.6	2.13	28.968	524	11.48	13.3	0.868	11.5444
13.7	2.13	29.181	606	11.82	13.37	1.97	26.3389
13.7	2.13	29.181	646	12.04	13.68	2.76	37.7568
14	2.02	28.28	724	12.64	13.9	3.59	49.901

En la *Figura 4.23*, se muestra gráficamente la potencia que aporta cada una de las fuentes, junto al voltaje presente en la batería.

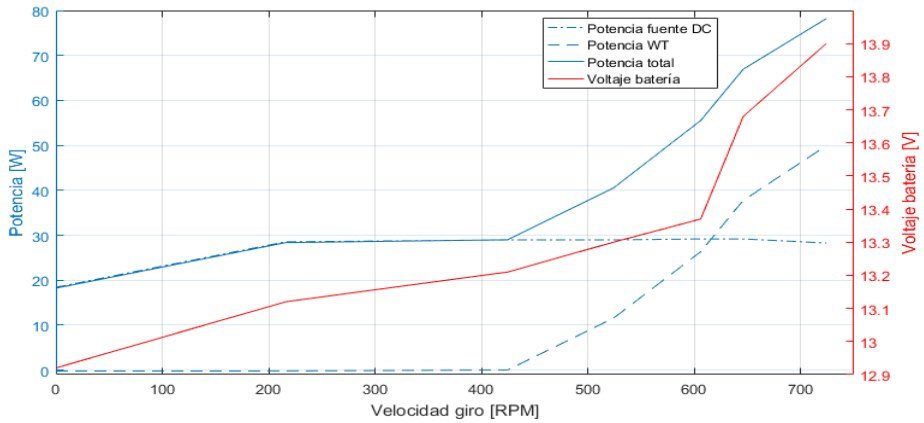


Figura 4.23: Potencia total generada por el banco de pruebas, y voltaje de la batería.

En el grafico anterior se muestra un comportamiento esperado del aerogenerador en cuanto a su potencia generada, cuya tendencia es exponencial en función a su velocidad. En cuanto al

estado de funcionamiento de la fuente de poder y del inversor, no existen anomalías, la fuente de poder DC que actúa como fuente fotovoltaica mantiene su potencia constante y el voltaje de la batería aumenta a medida que la potencia entregada en conjunto por ambas fuentes aumenta, por lo que no se produce una descarga de corriente hacia el inversor y no se ve afectado por el aporte que realiza el aerogenerador entregando potencia a la batería, sin embargo, dado el voltaje máximo que ha llegado la batería, impide que el aerogenerador entregue una mayor potencia, ya que a partir de los 13.5[V], la velocidad de giro es limitada aprox. en 700[RPM].

En resumidas cuentas, estando el inversor híbrido apagado, la integración del aerogenerador no influye en el funcionamiento de la fuente de poder DC (PV) ni en el inversor híbrido.

4.6.2.Medición del sistema con el inversor híbrido encendido.

Esta serie de mediciones son una continuación de las mediciones realizadas en el mismo sistema completamente integrado, con el inversor híbrido esta vez encendido, pero en estas mediciones no se utiliza alguna carga que consuma potencia, solo se comprueba si el inversor híbrido pueda presentar alguna anomalía en su funcionamiento.

En la *Tabla 4.13* se muestra la tabla con las mediciones realizadas a los parámetros de interés de las fuentes de energía renovables.

Tabla 4.13: Valores de los parámetros de las fuentes de energía renovables medidos con el inversor híbrido encendido.

Fuente fotovoltaica (fuente de poder DC)			**Aerogenerador**				
Voltaje [V]	**Corriente [A]**	**Potencia [W]**	**Velocidad [RPM]**	**Voltaje AC [V]**	**Voltaje DC[V]**	**Corriente [A]**	**Potencia [W]**
13.2	2.13	28.116	0	0	12.85	0.014	0.1799
13.3	2.13	28.329	308	7.44	12.9	0.02	0.258
13.2	2.14	28.248	434	10.4	12.93	0.1	1.293
13.3	2.14	28.462	608	11.76	12.99	1.34	17.4066
13.4	2.13	28.542	629	11.76	13.07	2.49	32.5443
13.5	2.14	28.89	714	12.22	13.08	3.19	41.7252
13.5	2.14	28.89	836	12.36	13.19	5.55	73.2045

En la *Figura 4.24*, se lustra gráficamente el aporte que realizan las fuentes renovables, junto con el voltaje de la batería que expresa el estado de carga.

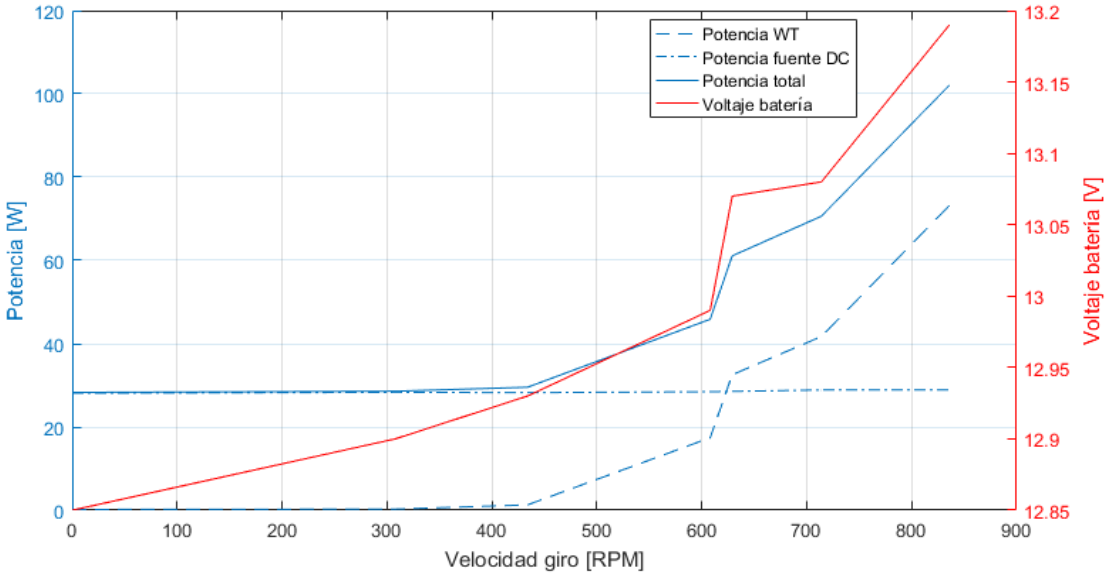


Figura 4.24: Potencia generada por el banco de pruebas total, y voltaje de la batería con el inversor híbrido encendido.

En cuanto a los resultados de estas mediciones, muestran resultados similares a los obtenidos con el inversor apagado, la potencia aportada por ambas fuentes permiten que la batería aumente más rápido su carga, además, el inversor híbrido mantiene una condición de operación normal. Esto significa que independiente del estado de funcionamiento del inversor, no se ve afectado por la integración del aerogenerador para la conformación de la Smart Grid.

4.6.3. Medición del sistema con el inversor híbrido encendido y cargas consumiendo.

Esta serie de mediciones son continuación de las mediciones realizadas en el mismo sistema completamente integrado con el inversor híbrido encendido, cuya diferencia radica en que se conecta una ampolleta de 80[W] como carga resistiva y consumo, que sumado al consumo del inversor híbrido (50[W]) suministra electricidad a las cargas con un consumo total de 130[W]. La finalidad de esta serie de mediciones es comprobar el óptimo funcionamiento del inversor híbrido ante este escenario de demanda energética, validando el esquema de conexión propuesta para la Smart Grid con la integración del aerogenerador.

En la *Tabla 4.14*, se muestran las mediciones de los parámetros de las fuentes de poder conectadas al sistema de prueba, con el voltaje de la batería inicialmente en 12.54[V], equivalente al 80% de su carga nominal.

Tabla 4.14: Valores de los parámetros de las fuentes de energía renovables medidos con el inversor híbrido encendido y alimentando una carga como consumo.

Fuente fotovoltaica (fuente de poder DC)			**Aerogenerador**				
Voltaje [V]	**Corriente [A]**	**Potencia [W]**	**Velocidad [RPM]**	**Voltaje AC [V]**	**Voltaje DC[V]**	**Corriente [A]**	**Potencia [W]**
12.6	2.14	26.964	0	0	12.54	0	0
12.5	2.14	26.75	320	7.74	12.45	0.01	0.1245
12.5	2.14	26.75	446	9.92	12.42	0.097	1.20474
12.5	2.14	26.75	525	10.94	12.44	1.42	17.6648
12.5	2.14	26.75	614	11.36	12.45	2.57	31.9965
12.5	2.15	26.875	704	11.52	12.48	4.4	54.912
12.5	2.14	26.75	942	12.14	12.51	7.31	91.4481

En tanto, en la *Figura 4.25*, se ilustra gráficamente la potencia de las fuentes y el voltaje de la batería que señala el estado de carga de la batería:

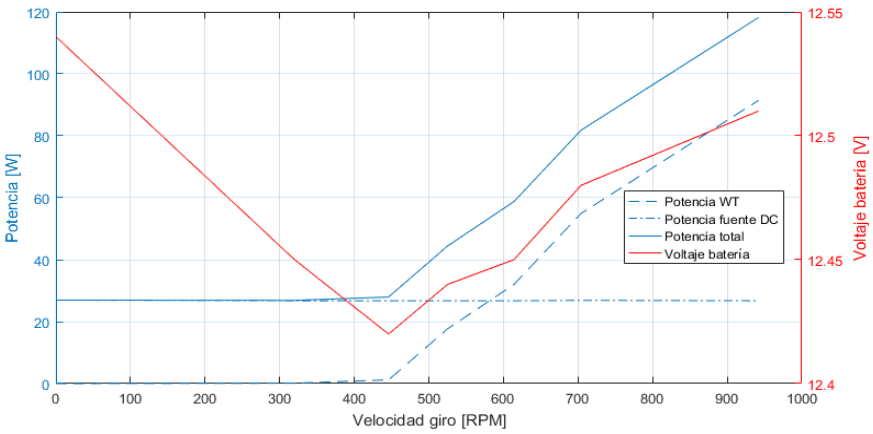


Figura 4.25: Potencia generada por el banco de pruebas total, y voltaje de la batería con el inversor híbrido encendido y cargas consumiendo.

En la *Figura 4.25*, se muestra que a causa del consumo de la ampolleta incandescente (80[W]), la potencia total de las fuentes es insuficiente para suplir de energía a la ampolleta cuando el aporte realizado por el aerogenerador es bajo, por lo que la potencia restante es suplida por la batería, cuyo efecto es la disminución de su voltaje por la corriente de descarga hacia el inversor y la carga, se suma además, a que en estas mediciones, el ritmo de estas fueron variables para ajustes en la velocidad del aerogenerador, que a bajas velocidades tomaron una mayor cantidad de tiempo, haciendo que la tasa de cambio en la descarga sea mayor. Sin embargo cuando la potencia suministrada es mayor, es suficiente para que ambas fuentes alimenten por si solos la ampolleta y cargar la batería, que se materializa en una subida del voltaje. Pese a que en la mediciones realizadas señala que la potencia máxima de ambas fuentes combinadas es de 120[W], menores a los 130[W] del consumo de la ampolleta y el inversor híbrido, esto significa que las mediciones de potencia dadas por la fuente DC y el inversor hibrido se sugieren que son erróneas, ya que poseen su propio sistema de medición que puede sufrir variaciones.

En cuanto al funcionamiento del inversor híbrido, no presenta anomalía alguna con la integración del aerogenerador ni menos en su funcionamiento para alimentar cargas. Además al utlizarse la entrada AC como fuente de respaldo, cumple su función de suplir la potencia demandada y entregar una gran cantidad de energía cuando el nivel de carga de la batería es muy bajo (por medio de la medición del voltaje de la batería), como también almacenar en la batería el excedente de energía. Con las pruebas realizadas, se da el visto bueno al uso del dispositivo como parte de la Smart Grid a implementar junto con la fuente fotovoltaica y el aerogenerador.

4.7. Análisis de resultados.

En base a los resultados obtenidos con las mediciones realizadas al banco de pruebas se obtienen las siguientes observaciones:

-El inversor híbrido posee un grado de automatismo mayor a lo pronosticado, gestionando el ingreso de la potencia de las fuentes de respaldo y fotovoltaica, que son los dos tipos de fuentes de energía a la que se conectan al dispositivo. Seleccionando el aporte de alguna de ellas o ambas, en función del estado de carga de la batería, como también la prioridad en la entrega de potencia que puedan ofrecer las fuentes, con previa configuración del usuario. Sin embargo, pese a ese grado de automatismo, no ofrece muchas posibilidades para la comunicación con otros dispositivos ni tampoco controlar otra fuente de energía de otro tipo como un aerogenerador (WT). Por ejemplo, solo posee una salida de contacto seco que puede ser empleada como entrada a un PLC indicando el estado de funcionamiento del inversor (ON/OFF) o si la batería ha llegado a un umbral de voltaje menor que implique la activación de la fuente de respaldo que cargue la batería, siendo el inversor híbrido el que toma la decisión final si la fuente de respaldo es activada. Por lo que la tarea de un control y monitoreo de todas las fuentes debe ser realizado por un dispositivo externo como un PLC.

-Las mediciones realizadas al aerogenerador de 400[W] pudieron conocer con mas detalles las características eléctricas de esta, como el regulador de carga asociado, mostrando que el diseño del regulador de carga tiene una baja complejidad tecnológica para su funcionamiento y uso en un aerogenerador de baja potencia, esto ofrece una ventaja de ser mas fácil su integración en una Smart Grid como el planeado en este proyecto. Además, el regulador de carga también limita su velocidad de giro como medida de control en la carga y seguridad, sin embargo, esta limitación en su velocidad y la poca sofisticación del banco de pruebas (taladro adaptado y llave Allen adaptada como eje) impidieron la realización de mediciones a mayores potencias, ya que uno de los aspectos pendientes en la medición fue conocer el desempeño del aerogenerador y el regulador de carga cuando la potencia es 300[W], valor límite para el regulador de carga si está conectado a un sistema de 12[V].

-El esquema de la Smart Grid propuesto e implementado en el banco de pruebas es factible con las componentes disponibles, que es comprobado con el óptimo funcionamiento del inversor híbrido en diversos estados de funcionamiento, inclusive con cargas consumiendo

4.8. Configuración final inversor híbrido.

Tomando en cuenta las pruebas de funcionamiento a las que fue sometido el inversor híbrido para mayor conocimiento de este en cuanto a su uso y comportamiento como un elemento más de la Smart Grid, es pertinente establecer una configuración final del inversor híbrido MPP Solar PIP812-HS, tal que el dispositivo debe realizar las siguientes tareas:

- Capacidad de gestión de la fuentes de energías fotovoltaica y respaldo AC (MCI), permitiendo que alguna fuente o ambas realicen el aporte de energía a la Smart Grid, dependiendo del estado de carga de la batería.
- Capacidad de limitación de los consumos, como medida de protección del dispositivo y de seguridad.

La realización de dichas tareas dependen de la configuración del inversor híbrido que puede realizarse in situ en el mismo dispositivo por medio de los botones y el display integrados en el inversor, como también utilizando el programa Watchpower en la que no solo permite configurar el inversor híbrido desde un computador, sino también realizar un monitoreo e historización de las variables del inversor híbrido. Este último medio es el realizado para la configuración del inversor híbrido como también el monitoreo de este para un mayor conocimiento y uso de este programa.

4.8.1.Programa Watchpower.

En esta sección se da a conocer una descripción breve del software Watchpower, sus funcionalidades, como también la configuración con este programa de la comunicación entre el inversor híbrido y el PC, y de la lógica de funcionamiento del inversor híbrido en la gestión de potencia de la Smart Grid.

El software Watchpower es un programa de monitorización y configuración de inversores híbridos de la marca MPP Solar, cuyas funciones principales son la configuración, monitoreo y registros de eventos del inversor híbrido a monitorear o configurar según sea el caso. A grandes rasgos, el programa ejecuta una interfaz gráfica en la que se permite monitorear el estado del inversor en tiempo real, como se muestra en la *Figura 4.26.*

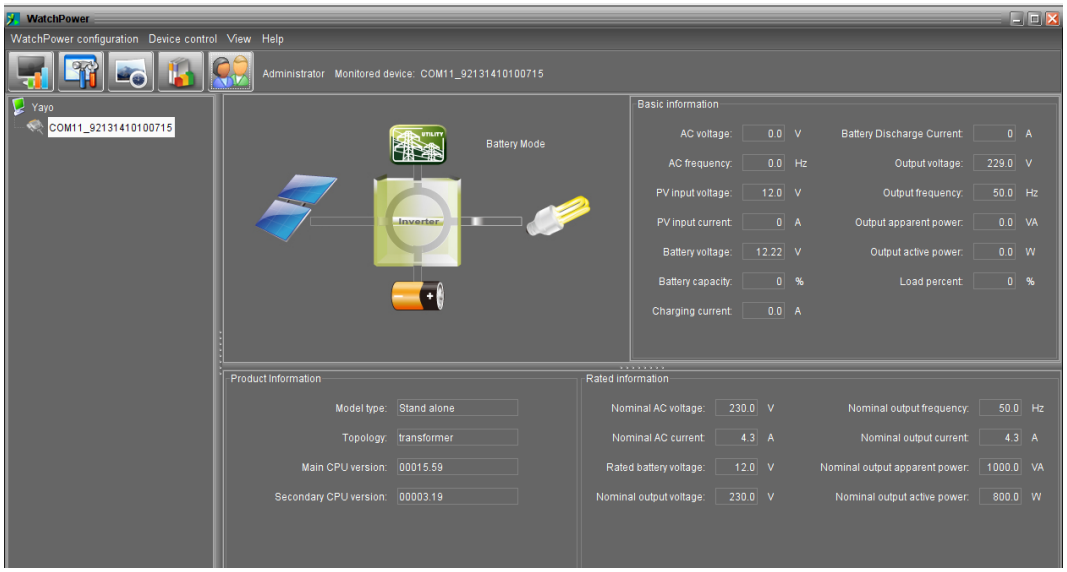


Figura 4.26: Ventana de inicio (principal) del programa Watchpower.

Sin embargo, para efectivamente monitorear y configurar el inversor híbrido en tiempo real, se debe establecer una comunicación entre el computador (donde se ejecuta el programa) y el inversor híbrido por medio de un protocolo de comunicación serie, utilizando como medio físico el estándar de comunicación RS-232, empleando un cable (incluido en el inversor híbrido) con terminales RJ-45 para la conexión con el inversor híbrido, y DB-9 para la conexión con el PC. Debido a que este último conector no se encuentra en los computadores, se conecta con un convertidor RS-232 a terminal USB.

Con la conexión física establecida entre el inversor y el computador, el siguiente paso es el establecimiento de la comunicación entre el software con el inversor, para ello se accede a la siguiente ruta desde la ventana principal: **Watchpower Configuration->Com. port plug and play setting.** En la que se abre una ventana como se ilustra en la *Figura 4.27*, seleccionando el puerto en que está conectado el inversor híbrido con la aplicación pinchando la opción **Allow scanned** y luego en **Apply** para finalizar la configuración de la comunicación a nivel de software.

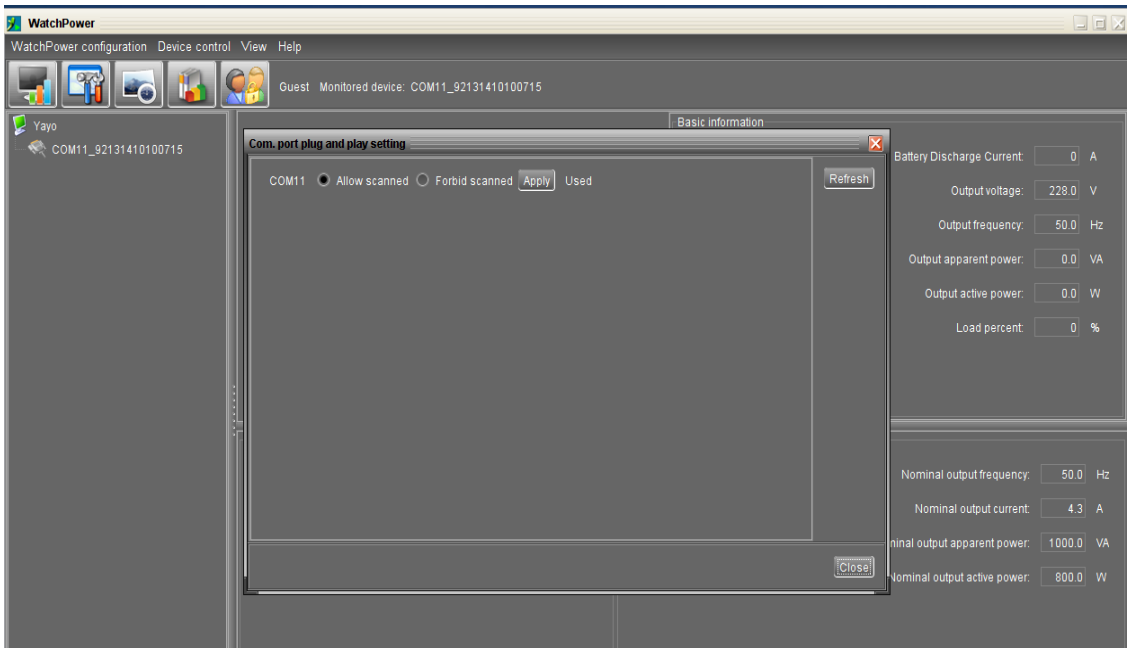


Figura 4.27: Establecimiento comunicación entre el programa con el inversor híbrido por medio del puerto N°11 (principal).

Una vez establecida la comunicación, el programa inicia el monitoreo en tiempo real del inversor hibrido, como también el registro e historización de variables del inversor pinchando el ícono **Data**, en la que se abre una ventana como se ilustra en la *Figura 4.28*. En ella se muestran una gráfica en el dominio del tiempo de las variables que son medidas por el inversor híbrido.

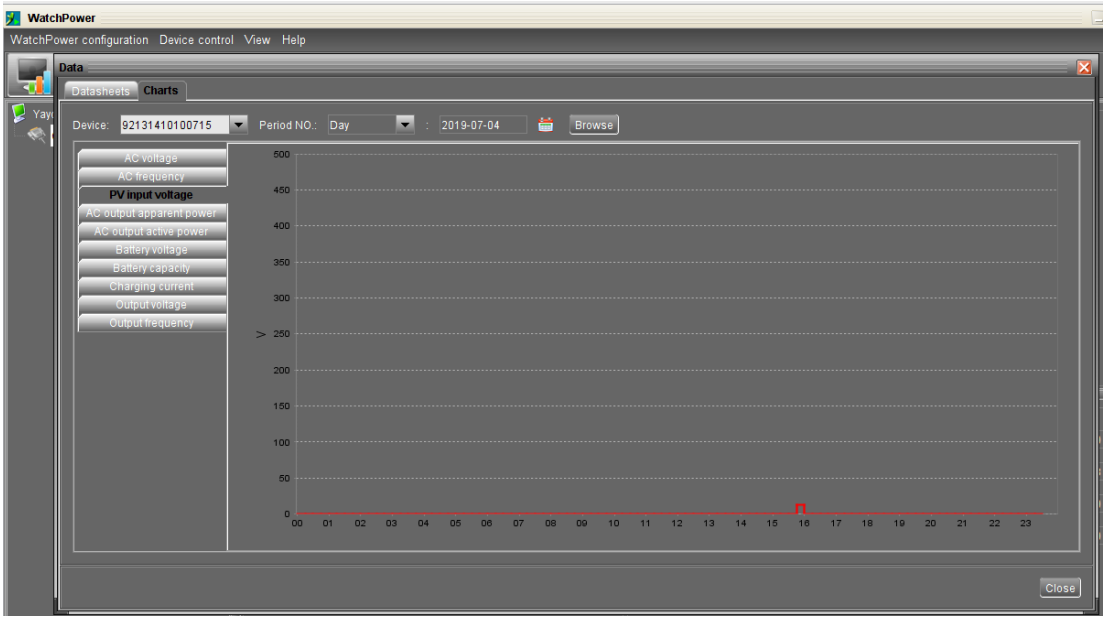


Figura 4.28: Historización y gráficas de las variables por medio del programa Watchpower.

4.8.2. Configuración Inversor híbrido.

Con la comunicación establecida entre el programa y el inversor híbrido, se puede configurar en Watchpower la lógica de funcionamiento del dispositivo, para ello el usuario debe iniciar sesión en el programa pinchando en el ícono **Login**, en la que se abre una ventana (*Figura 4.29*) en la que el usuario debe ingresar la contraseña "*administrator",* contraseña que viene por defecto en el programa. Una vez ingresada la contraseña, Watchpower habilita al usuario para configurar el funcionamiento del inversor.

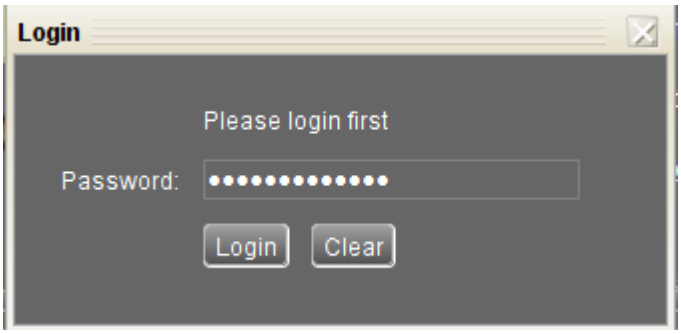


Figura 4.29: Inicio sesión usuario para configuración del inversor híbrido en el programa Watchpower.

Para la configuración del inversor, desde la ventana principal se debe pinchar el ícono **Parameters setting**, en la que se abre una nueva ventana con los parámetros a configurar del inversor híbrido como se muestra en la *Figura 4.30.*

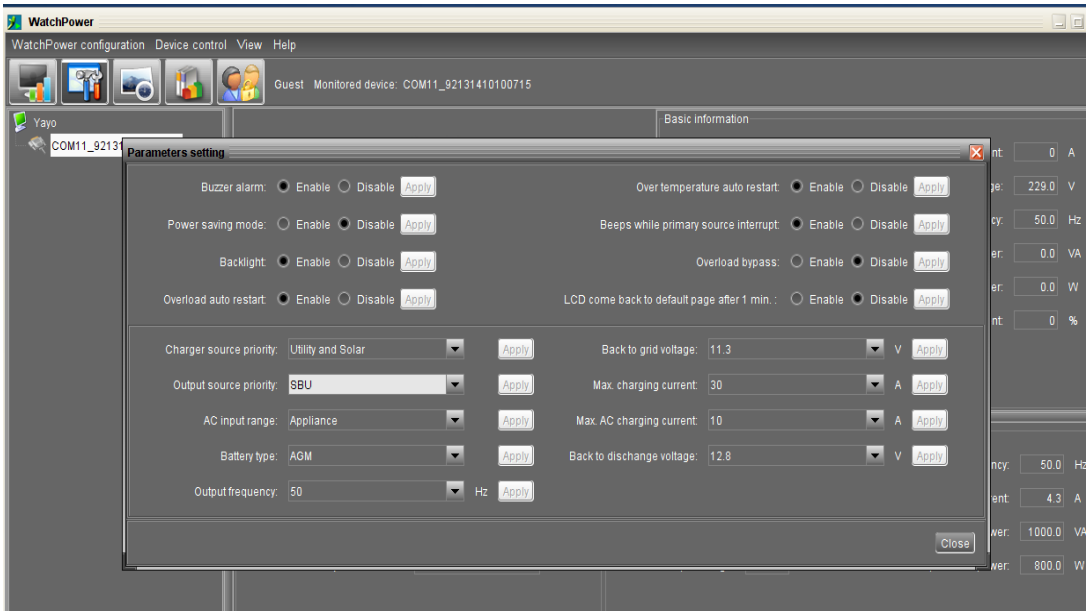


Figura 4.30: Ventana de configuración de parámetros de funcionamiento del inversor híbrido PIP812-HS.

En la *Tabla 4.15* se muestra en detalle la descripción de cada uno de los parámetros ilustrados en la *Figura 4.30*, junto con la elección realizada para la configuración del inversor híbrido como otro elemento relevante en la gestión de potencia de la Smart Grid. Mas detalles de la configuración del inversor híbrido y sus modos de operación se detalla en el documento [10].

Tabla 4.15: Configuración de los parámetros de para el funcionamiento del inversor híbrido.

Parámetro	**Descripción**	**Valor o modo seleccionado**
Charge source priority	Selecciona cual(es) fuente(s) (respaldo o PV) es(son) la(s) que cargará(n) la batería. Hay 4 opciones a escoger: -Only Solar: Solo PV cargará la batería. -Solar first: PV es la fuente prioritaria que cargará la batería. La fuente de respaldo solo cargará la batería cuando PV no está disponible. -Utility and Solar: Tanto PV como la fuente de respaldo (MCI) cargarán conjuntamente la batería. -Utility first: La fuente de respaldo es la prioritaria para cargar la batería. La fuente PV solo cargará la batería cuando la fuente de respaldo no está disponible.	Utility and Solar
Output source priority	Selecciona cual(es) fuente(s) (respaldo o PV) es(son) la(s) que alimentará(n) las cargas conectadas en la salida del inversor híbrido. Hay 3 opciones a escoger: -Solar first: PV es la fuente que suministrará potencia a las cargas. En caso de que la potencia de la fuente fotovoltaica	SBU

	sea insuficiente para alimentar las cargas, la batería es habilitada para complementar con el suministro. En el caso de la fuente de respaldo, esta suministrará potencia a las cargas cuando PV no se encuentre disponible o cuando el voltaje de la batería sea menor al parámetro "**Back to grid voltaje**". -Utility first: La fuente de respaldo alimentará las cargas como primera prioridad. En caso de que la fuente de respaldo no se encuentre disponible, la fuente fotovoltaica y la batería son las fuentes que alimentarán las cargas -SBU: PV es la fuente que suministrará potencia a las cargas. En caso de que la potencia de la fuente fotovoltaica sea insuficiente para alimentar las cargas, la batería es habilitada para complementar con el suministro. La fuente de respaldo alimentará las cargas solo si el voltaje de la batería es menor al parámetro "**Back to grid voltage**".	
AC input range	Define el rango del voltaje AC de la fuente de respaldo (MCI). Existen 2 opciones de rangos de voltaje: -Appliances: El rango de voltaje AC de la fuente de respaldo debe ser entre 90 hasta 280[V] AC. -UPS: El rango de voltaje AC de la fuente de respaldo debe ser entre 170 hasta 280[V] AC.	Appliances

Battery type	Define la forma de carga de la batería según el tipo de batería que está conectado al inversor. Las dos opciones son: AGM: Se debe seleccionar si la batería es del tipo VRLA. Flooded: Se sebe seleccionar si la batería es del tipo VLA.	AGM
Output frecuency	Define la frecuencia eléctrica del voltaje de salida del inversor. Las opciones son: -50[Hz] -60[Hz]	50[Hz]
Back to grid voltaje	Es el umbral de voltaje de la batería en la cual, el inversor híbrido habilita la fuente de respaldo (MCI) para cargar la batería y/o alimentar las cargas eléctricas si el voltaje de la batería es menor a dicho umbral	11.3[V] (Aprox. SoC del 10[%] en circuito abierto)
Max. Charging current	Corriente máxima de carga de la batería suministrada por la fuente fotovoltaica (PV) y de respaldo (MCI).	30[A]
Max. AC Charging current	Corriente máxima AC que aportará la fuente de respaldo para la carga de la batería	10[A]
Back to discharge voltaje	Es el umbral de voltaje de la batería en la cual, el inversor híbrido solo habilita el uso de la batería para el suministro de energía a las cargas si el voltaje de la batería supera dicho umbral	12.8 [V] (Aprox. SoC del 100[%] en circuito abierto)

CAPÍTULO 5

Configuración de la Smart Grid

De acuerdo con la alternativa seleccionada para la instrumentación y automatización de la Smart Grid descrita en la **Sección 3.3**, tanto el Arduino Leonardo como el PLC M221 realizarán la tarea de procesamiento de señales de entradas y salidas, a causa de poseer una capacidad robusta de realizar lecturas de múltiples señales de diversa naturaleza. La gran cantidad de variables presentes en la Smart Grid deben ser medidas para el control y monitoreo del sistema en tiempo real, sin embargo debe considerarse que las variables son de diversa naturaleza, existirán diversos sensores, cada uno de ellos con distintos modos de funcionamiento, por lo que las señales a procesar serán tanto sensores analógicos como digitales.

Los sensores analógicos miden el valor real o continuo de una variable física por medio de una conversión de la variable a medir en una señal de corriente o voltaje según sea la configuración del sensor, y en función de la magnitud de la señal de corriente o voltaje se obtiene una relación con respecto a la variable física. La magnitud de la señal analógica es medida por un microcontrolador (o dispositivo equivalente) a través de un convertidor análogo-digital (ADC). Las ventajas del sensor analógico son su gran capacidad de transmisión de la señal medida a grandes distancias y la medición real de las variables físicas, sin embargo como desventajas se menciona la susceptibilidad al ruido en las mediciones, entregando por lo general mediciones con un porcentaje de error, como también del rango de medición que varía dependiendo del sensor y que afecta a la sensibilidad del sensor al ruido.

En la instrumentación de la Smart Grid, las variables de corriente y voltaje de las fuentes de alimentación y de las cargas de consumo, como también de las variables ambientales de temperatura y presión para el aerogenerador se requieren medir con sensores analógicos ya que se desea conocer en tiempo real la magnitud de la potencia consumida o generada. Las señales de los sensores analógicos pueden ser procesadas en el PLC o el Arduino, sobre todo en este último dispositivo, ya que dispone de una mayor cantidad de entradas y también a que los sensores a emplear están configurados para su conexión directa a este dispositivo o por medio de un protocolo de comunicación serial I2C, como lo es para el sensor BMP 180, que

mide presión ambiental y temperatura, cuya información es digitalizada y enviada por un bus de datos como I2C. Un aspecto a considerar en el uso de los sensores y su conexión con el PLC o Arduino es el rango de magnitud de la señal, que para el caso del Arduino está limitado a 5[VDC] y para las entradas analógicas del PLC a 10[VDC], situación presentada para la medición del voltaje ya sea alterno como continuo, requiriendo de acondicionadores de señal que permitan reducir o amplificar el rango de magnitud de las señales a medir para ser procesados por las entradas analógicas del PLC o Arduino según sea el caso.

En el caso de los sensores digitales, su característica principal es que la variable medida es representada por una señal digital que posee solo dos niveles de estados, esto son 0 (OFF) o 1 (ON), cuya interpretación de los estados lo define finalmente el usuario. A diferencia de los sensores analógicos, los sensores con salida de señal binaria no requieren de un acondicionamiento de la señal, solo que el voltaje de la señal se encuentre dentro de los rangos de medición de las entradas digitales para el dispositivo que procese la señal, además, como la señal envía la información de forma binaria, es más inmune al ruido ya que para el dispositivo es más fácil identificar y procesar los estados 0 y 1, representados en magnitudes de voltaje 0 y VDC respectivamente. Sin embargo, como inconveniente, una señal digital envía poca información ya que está contenida en 2 niveles de voltaje, esto significa que el usuario deba conocer e interpretar el significado de la señal conociendo de antemano las características del sensor y el significado de las señales de salida digital.

Los sensores que trabajan con señales digitales son ampliamente utilizados en la medición de velocidad, cuya salida es una señal de tren de pulsos en que un controlador realiza la medición por medio de un contador de pulsos por medio de flancos o cambios de estado. En el presente proyecto, este tipo de sensores son nuevamente utilizados ya que la Smart Grid es una extensión del proyecto del SETE con mínimas modificaciones a la sección del SETE, manteniendo en parte la configuración de los sensores realizada en dicho proyecto documentado en [4], aun así, en este documento nuevamente se mostrará la configuración de los sensores de velocidad angular y de viento (anemómetros), incluyendo la modificación del procesamiento de la señal digital de estos sensores como la calibración de los anemómetros.

Se utiliza el Arduino Leonardo como interfaz de interconexión de los sensores analógicos dado la gran cantidad de entradas analógicas que dispone en comparación al PLC y por criterios económicos debido a su bajo costo, además de disponer un protocolo de

comunicación serial I2C para sensores que trabajan con dicho protocolo, ya que el PLC no dispone de puertos de comunicación I2C. Las señales procesadas deben ser enviadas al PLC por un medio de comunicación compatible tanto para el Arduino como el PLC. De acuerdo con lo documentado en [4], en la instrumentación del SETE se ha implementado la comunicación del PLC con un Arduino Uno mediante protocolo de comunicación Modbus RTU sobre RS-485, protocolo de comunicación que dispone el PLC, requiriendo de un convertidor serial RS-485 ya que el Arduino no dispone de algún puerto de comunicación que soporte ese protocolo, sin embargo, existen librerías exclusivas para la programación del protocolo de comunicación en el Arduino utilizando el convertidor serial para la comunicación bajo el protocolo Modbus. Debido al reemplazo del Arduino original por otra versión (Leonardo), se deben hacer modificaciones en las conexiones del nuevo Arduino, como también en la programación del protocolo de comunicación a causa de la integración de una mayor cantidad de sensores, detallado en la **Sección 5.2**. La necesidad de que sea el PLC el dispositivo que requiere de todas las mediciones es porque realizará el control de la Smart Grid por medio de los contactores como actuadores, además las variables deben ser almacenadas, ya que el PLC es la base y requisito para la implementación de un SCADA (Sistema de supervisión de adquisición de datos) y posteriormente la HMI (Interfaz Hombre - Máquina) requiriendo de las variables almacenadas y actualizadas por el PLC.

En este capítulo también se mostrará en detalle la medición o estimación de variables que no pueden ser medidos directamente por medio de sensores ya sea por motivos de costos y riesgos de alteración en el funcionamiento del sistema. En específico se menciona la variable del estado de carga de la batería (SoC) que es de gran relevancia para el control y monitoreo de la Smart Grid.

5.1. Configuración del PLC M221CE24R.

En esta sección se da a conocer la configuración del PLC M221CE24R tanto para las entradas como salidas analógicas y digitales para la lectura de los sensores y control de los accionamientos. Además, se detalla la configuración de los puertos de comunicación, requerido para la comunicación del PLC con el PC para la operación y supervisión remota de la Smart Grid, como la obtención de los valores de los sensores que están conectados al Arduino Leonardo.

5.1.1.Configuración I/O del PLC y del módulo de expansión.

Debido a la gran cantidad de entradas y salidas digitales del PLC, como también del módulo de expansión que se requieren utilizar, es pertinente realizar las configuraciones para cada puerto de entrada o salida de acuerdo al tipo de señal a medir y de las características de los dispositivos conectados a ellas. En esta sección se da a conocer la configuración realizada a cada grupo de entradas y salidas del PLC como también del módulo de expansión TM3AM6.

5.1.2.1. Configuración entradas digitales.

En cuanto a las entradas digitales, existen puertos de entradas digitales que poseen otras funcionalidades además de la detección de un cambio de estado de una variable digital, que son realizadas por medio de un bloque de funciones, denominados como contador de alta velocidad (HSC) y medidor de frecuencias (FC). Estas funciones solo están disponibles en algunos puertos ya que el procesamiento de estas entradas son diferentes al resto de entradas digitales.

La funcionalidad de un contador de alta velocidad permite la lectura de sensores de velocidad cuya señal de salida es un tren de pulsos, que cuenta los flancos presentes en la señal, esta modalidad permite realizar un conteo de señales digitales (sobre 100[Hz]), por ejemplo las generadas por los anemómetros. En cambio, la funcionalidad de un contador de frecuencia, permute calcular la frecuencia de una señal digital hasta 5[KHz], rango mayor al bloque de funciones HSC.

En la *Figura 5.1* se da a conocer la configuración realizada para las entradas digitales en SoMachine, siguiendo la siguiente ruta en el programa**: Configuración->MyController->entradas digitales**. Dos de ellas son utilizadas por el bloque de contador de alta velocidad (**%I0.0** e **%I0.6**), que son los puertos asignados a los anemómetros de cazoleta. Una entrada es utilizada por el bloque de función medidor de frecuencias para el sensor digital BR-100 que mide la velocidad rotacional del aerogenerador. Finalmente una entrada conectada a un botón de parada de emergencia que detectará el cambio de estado de dicho botón, tal que una vez detectada la señal a valor positivo el PLC ejecutará el programa de control de la Smart Grid, en caso contrario se detendrá la ejecución del programa.

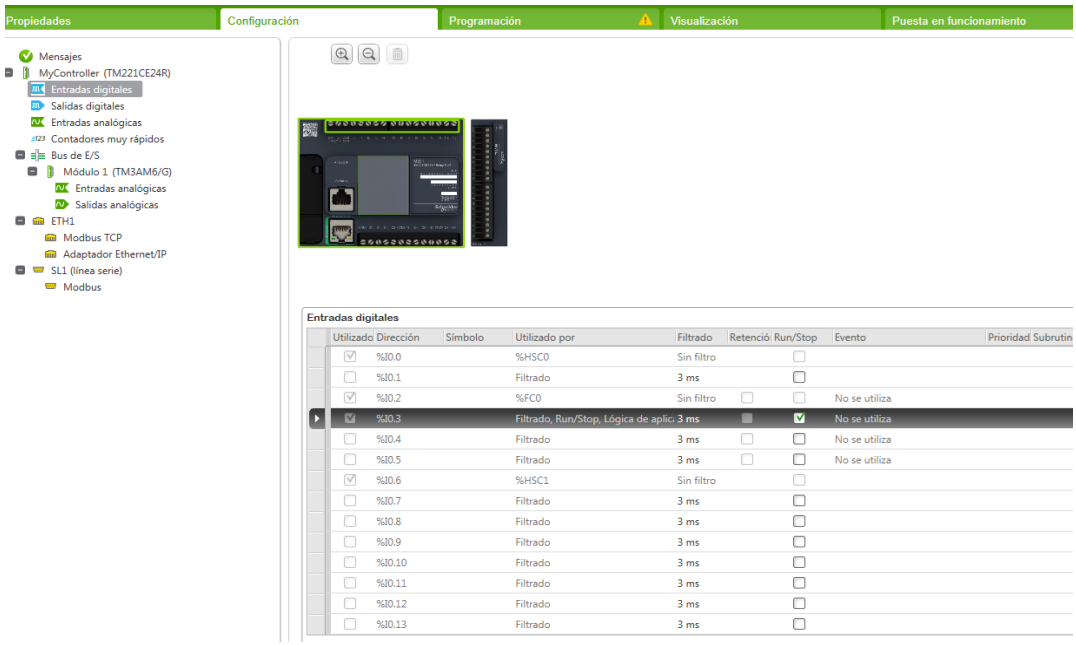


Figura 5.1 : Configuración entradas digitales en el programa SoMachine para el PLC M221.

5.1.2.2. Configuración salidas digitales (relés).

La configuración de los puertos de salida de relés del PLC no posee gran dificultad, ya que el único parámetro a configurar para cada salida es su valor inicial que puede ser 0 (OFF) o 1(ON). En la *Figura 5.2* se muestra la configuración realizada para las salidas del PLC en SoMachine desde la ventana de configuración para las I/O. A diferencia de la programación anterior realizada para el SETE (Ver documento [4]), en la presente modificación se han agregado más contactores ya que la Smart Grid requiere de mayor cantidad de actuadores por la integración de más fuentes de energía.

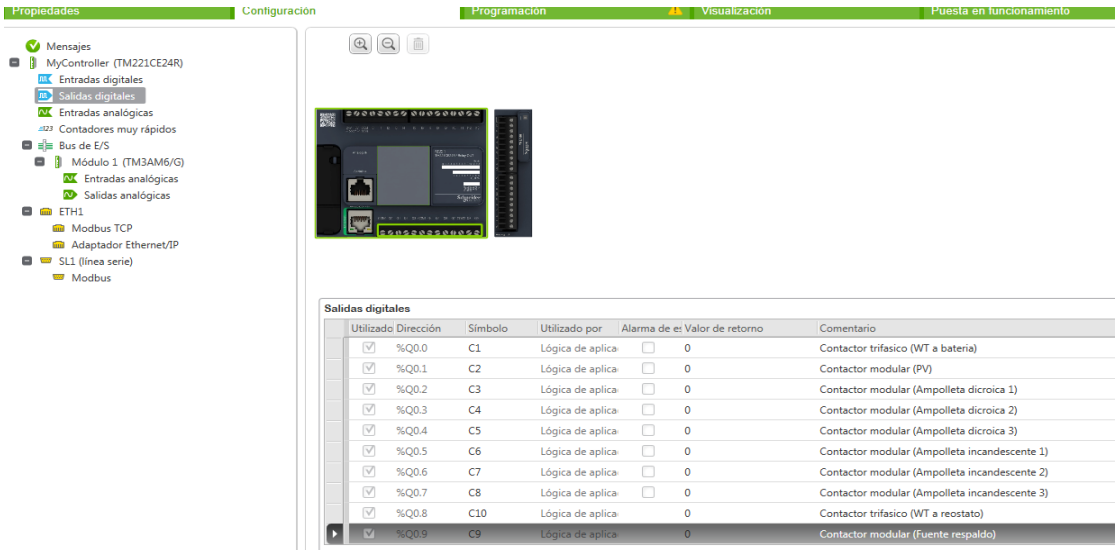


Figura 5.2 : Configuración salidas de relé en el programa SoMachine para el PLC M221.

5.1.2.3. Configuración entradas analógicas.

En la configuración de las entradas analógicas, debe tomarse en cuenta el rango de valores de voltaje que cada puerto debe medir. En general, las entradas analógicas serán utilizados para la medición de voltaje DC de la misma manera que lo realizado en el proyecto precedente [4]. Sin embargo la magnitud del voltaje a medir es mayor al rango que puede soportar cada entrada análoga, por lo que se requiere de un circuito acondicionador que se detallará en la **Sección 5.3.4** referente a la medición del voltaje DC. Considerando lo anterior, el rango de operación de las entradas analógicas debe ser configurados al valor máximo posible, esto es, hasta los 10[V].

En el caso de las entradas analógicas integrados al PLC, simbolizados por los registros **%IW0.0** e **%IW0.1**, la configuración de dichas entradas se ilustra en la Figura 5.3. Los parámetros establecidos para la configuración de ambas entradas son los siguientes.

-Tipo: 0-10[V] (Voltaje)

-Ámbito: Normal

-Valor mínimo: 0

-Valor máximo: 1000

-Nivel de filtro: 0 (no disponible)

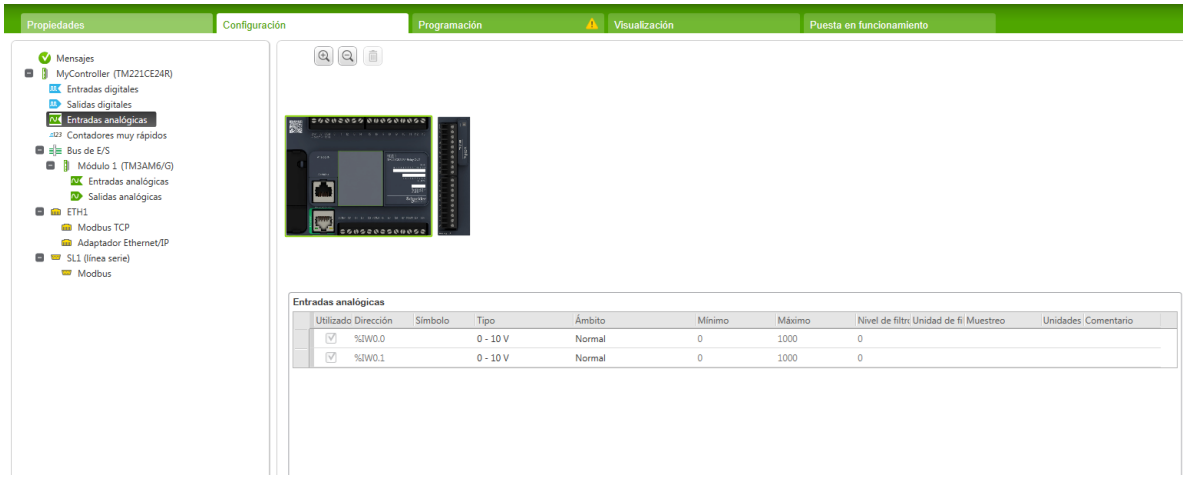


Figura 5.3 : Configuración de entradas análogas en SoMachine para el PLC M221.

La configuración del módulo de extensión TM3AM6 es similar a la realizada para las entradas analógicas del PLC, sin embargo, la configuración del módulo solo puede realizarse si este ha sido detectado por el programa y el PLC a través del bus E/S para la comunicación de los módulos. La ruta de acceso para la configuración de las I/O del módulo es: Pestaña **Configuración->MyController->Bus de E/S-> Módulo 1 (TM3AM6).**

Debido a la necesidad de disponer mayor cantidad de señales analógicas para la instrumentación de la Smart Grid, se hace obligatorio habilitar al menos una de las entradas analógicas del módulo de expansión. Los parámetros para la configuración presentan ciertas semejanzas a la configuración de las entradas analógicas del PLC (Figura 5.3), sin embargo la resolución de las señales en el módulo es mayor, como también la capacidad de filtrado de las mediciones análogas. En la *Figura 5.4* se ilustra la habilitación de la entrada analógica **%IW1.0** del módulo de expansión, en tanto los parámetros de configuración de dicha entrada son los siguientes:

-Tipo: 0-10[V] (Voltaje)

-Ámbito: Normal

-Valor mínimo: 0

-Valor máximo: 10000

-Nivel de filtro: 1

-Unidad de filtro 1x10[ms]

-Muestreo=1[ms]

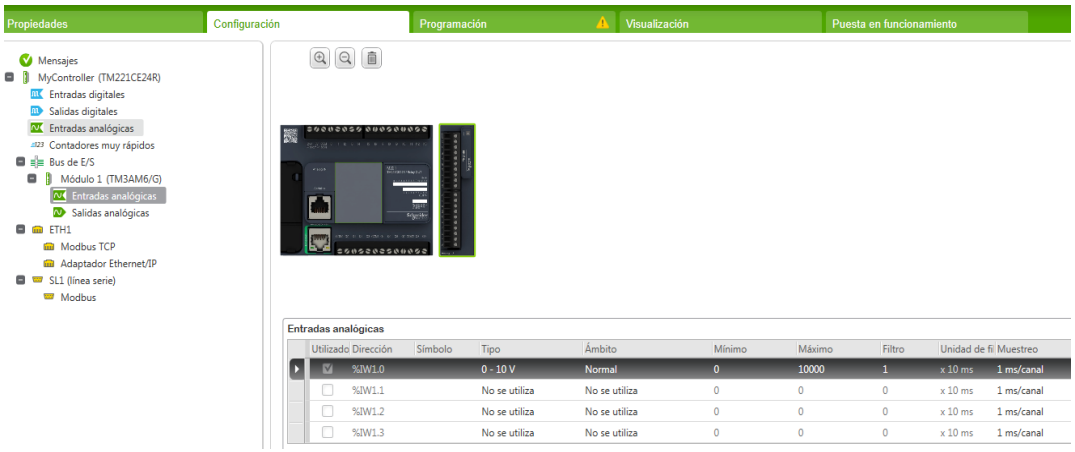


Figura 5.4: Configuración de entradas análogas en SoMachine para el módulo de expansión I/O TM3AM6.

5.1.2.4. Configuración salidas analógicas.

La configuración de las salidas análogas realizada en la instrumentación y automatización del SETE se mantiene sin modificaciones, por lo que la señal análoga **%QW1.1** es la que realizará el control remoto del variador de frecuencia. En la *Figura 5.5* que ilustra los parámetros de configuración de la salida análoga, se muestra que los valores de **%QW1.1** están limitados en un rango de 0 a 50 unidades, coincidiendo con el rango de frecuencias que puede alimentar el variador de frecuencia al motor trifásico. En resumen, los parámetros de configuración para la señal análoga de salida **%QW1.1** son los siguientes:

-Tipo: 0-10[V] (Voltaje)

-Ámbito: Normal

-Valor mínimo: 0

-Valor máximo: 10000

-Nivel de filtro: 1

-Unidad de filtro 1x10[ms]

-Muestreo=1[ms]

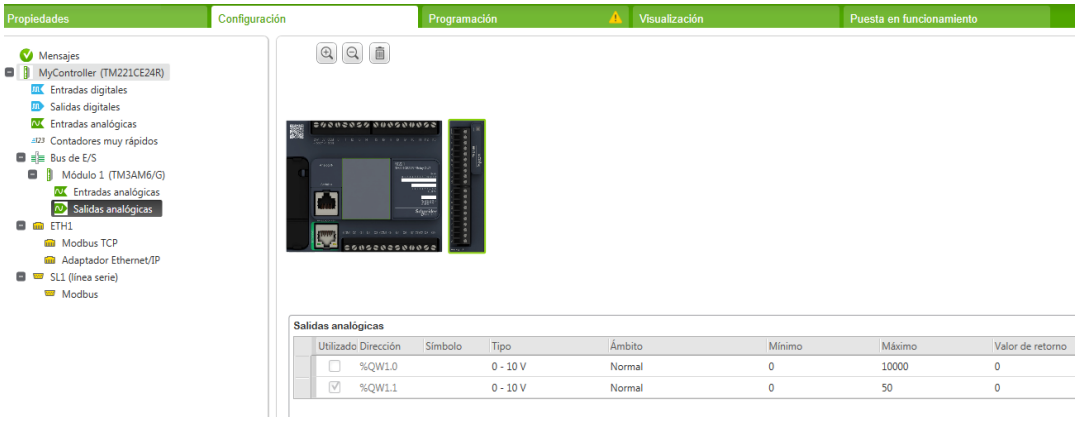


Figura 5.5 : Configuración de salidas análogas en SoMachine para el módulo de expansión I/O TM3AM6.

5.1.2. Configuración puertos de comunicación del PLC.

Como se ha descrito en la **Sección 3.3.2**, el PLC dispone principalmente dos puertos de comunicación: un puerto Ethernet para la comunicación del PLC con un computador u otro elemento perteneciente a una red de internet (intranet), y un puerto de comunicación Serial bajo el estándar RS-485 para la comunicación entre el PLC con un dispositivo vía protocolo Modbus. En esta sección se muestra la configuración realizada para ambos puertos de comunicación tomando en cuenta los dispositivos que estarán conectados al PLC.

5.1.3.1. Configuración puerto Ethernet.

El puerto Ethernet del PLC tiene como finalidad que el PLC pueda conectarse a una red o a un computador (PC), en donde de este último se puede acceder a los registros del PLC, como también la realización de la programación y la carga de este por medio del programa SoMachine. De acuerdo a lo documentado en la instrumentación y automatización del SETE [4], base del desarrollo de la instrumentación y automatización de la presente Smart Grid, la comunicación del PLC con un PC es realizada a través de una comunicación punto a punto, cuya característica principal es que cada dispositivo tiene una dirección IP asignada y fija para que el otro dispositivo pueda comunicarse.

En la *Figura 5.6* se muestra la configuración del puerto Ethernet del PLC, cuyo parámetro más importante es su dirección establecida como 172.16.0.30 de acuerdo al protocolo TCP/IP V4. Esta configuración es realizada accediendo a la ventana **Configuración->MyController->ETH1 (Ethernet).**

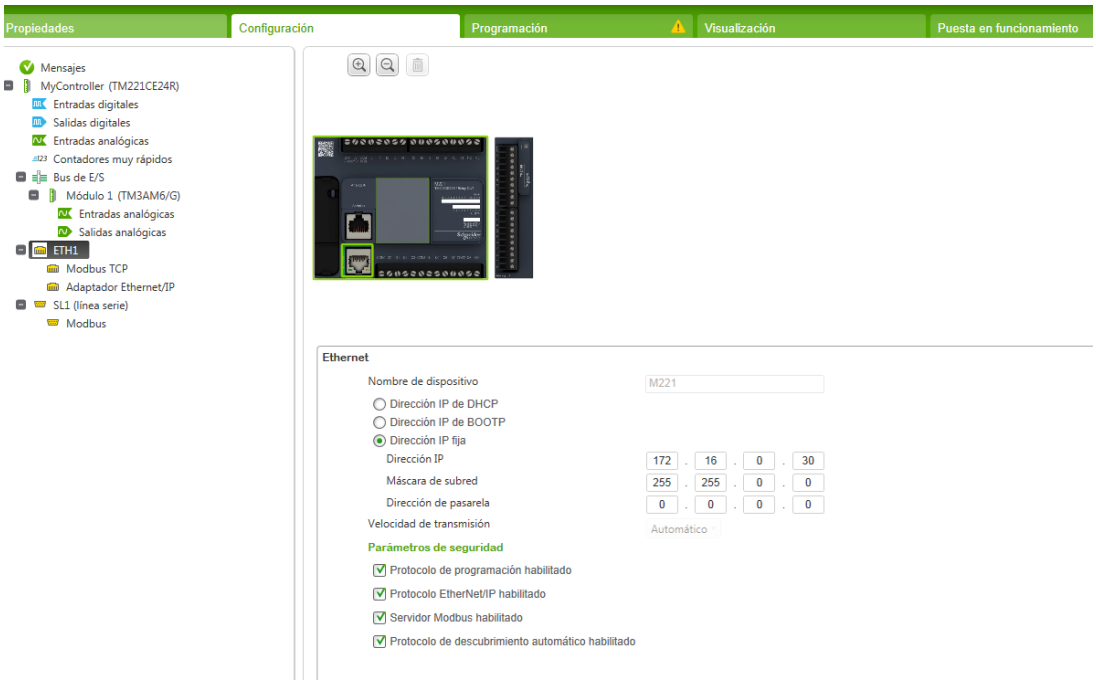


Figura 5.6: Configuración puerto Ethernet del PLC en el programa SoMachine.

En cuanto al PC que requiera conectarse directamente al PLC, vía cable Ethernet (RJ-45), la configuración a realizar consiste en la asignación fija de una dirección IP disponible y conocida para el PLC, en este caso se ha asignado la dirección 172.16.0.25. La asignación de esta dirección es realizada accediendo a las opciones **Configuración (Para el puerto Ethernet desde panel de control)-> Selección Protocolo de Internet versión 4 (IPV4)->Propiedades,** como se ilustra en la *Figura 5.7*. Esta ruta sólo es válida si el SO del PC es Windows.

Figura 5.7: Configuración dirección IP del PC para la comunicación por medio del puerto Ethernet.

5.1.3.2. Configuración puerto Serie (Modbus).

El puerto Serie incluido en el PLC permite la comunicación del PLC con un dispositivo remoto o RTU (unidad terminal remota) por medio del protocolo de comunicación Modbus, único disponible para este puerto. Pese a esta desventaja, el protocolo Modbus es ampliamente utilizado y presente en los dispositivos de control como microcontroladores, sensores etc.

El protocolo Modbus es un protocolo de comunicación clasificado dentro del nivel 2 de la escala OSI (Enlace de datos), basado en la arquitectura o relación maestro/esclavo. Este protocolo permite la comunicación y control de múltiples equipos, como también concentrar la información enviada de cada equipo que soporta este protocolo, necesario para la conformación de un SCADA. Las principales características de protocolo Modbus son.

-Comunicación asíncrona.

-Código abierto, permitiendo hacer modificaciones en la lógica de programación del protocolo.

-Fácil implementación.

Dependiendo del medio o protocolo de transmisión física en donde se utilice el protocolo, este se puede dividir en 2 tipos: Modbus RTU y Modbus TCP. El Modbus RTU es utilizado en la comunicación Serie entre dispositivos, en cambio Modbus TCP es utilizado en redes de comunicación Ethernet.

De lo documentado en proyecto base para la Smart Grid (Instrumentación y Automatización del SETE [4]), en relación a la comunicación Serie entre el Arduino con el PLC, el protocolo de comunicación empleado es Modbus RTU, utilizando como medio o protocolo de capa física el bus de comunicación RS-485 y que en el presente proyecto se ha decidido mantener la configuración hecha, dado que el nuevo Arduino es compatible con los dispositivos para la comunicación con el PLC.

Entonces, la configuración del protocolo Modbus en el puerto Serie del PLC es ilustrada en la *Figura 5.8*, se mantiene bajo los siguientes parámetros, en lo que destaca la selección del protocolo Modbus RTU dado el medio de comunicación físico ya instalado (RS-485), y también el rol de maestro del PLC en la comunicación, ya que requiere de los datos de las mediciones de los sensores conectados al Arduino Leonardo.

Ajustes protocolo.

-Modo de transmisión: RTU

-Direccionamiento: Maestra

-Timeout de respuesta: 0[ms]

-Tiempo entre tramas: 10[ms]

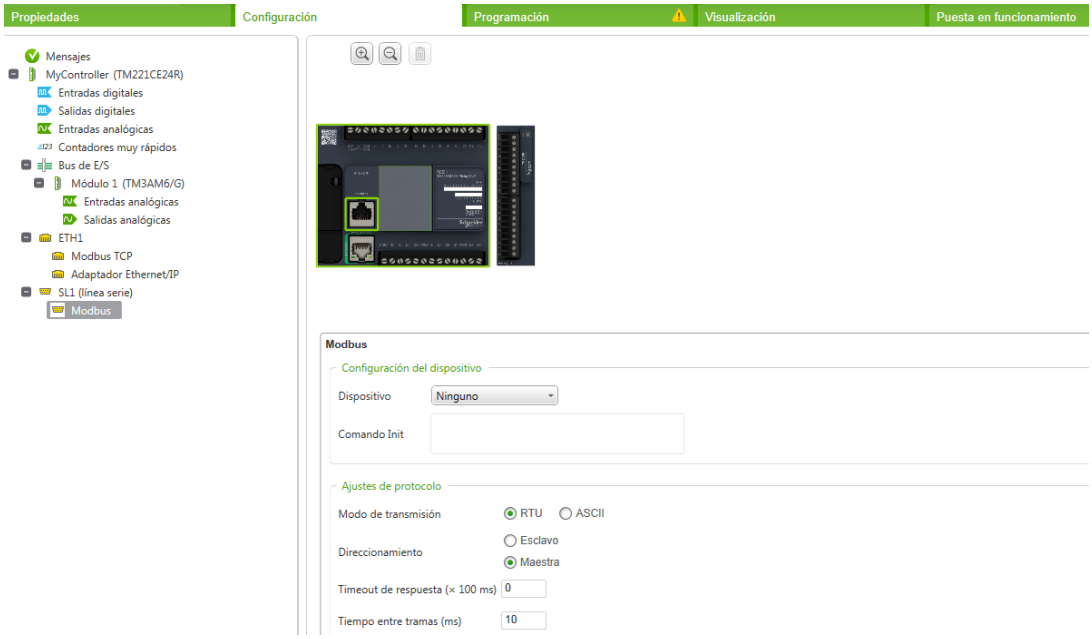


Figura 5.8 : Configuración puerto Serie del PLC en el programa SoMachine.

5.2. Configuración y programación del Arduino Leonardo.

En esta sección se da a conocer en detalle la configuración y programación del Arduino Leonardo para la lectura de los sensores compatibles con dicho controlador, como también la comunicación realizada de dicho dispositivo con el PLC M221, siendo el Arduino Leonardo, una interfaz de comunicación entre los sensores analógicos de la placa con el PLC, extendiendo la cantidad de sensores analógicos a integrar.

5.2.1.Programación Arduino Leonardo.

Una de las grandes características de las placas Arduino es que su programación es en código abierto, por lo que el usuario puede definir la forma en que compila el programa a cargarse en la placa. En el caso del Arduino Leonardo a integrar, la programación de la lectura de los sensores y la comunicación con el PLC es realizado en el lenguaje de programación C++, un lenguaje de programación ampliamente utilizado en microcontroladres caracterizado por su versatilidad, ya que permite el manejo de los registros de datos, necesario para la implementación de un protocolo de comunicación como Modbus.

La programación y carga del código en la placa Arduino se realiza en el programa llamado Arduino, una plataforma IDE en que el usuario materializa la funcionalidad que debe tener el Arduino. La realización del código se realiza en ventanas o Sketches, y como característica principal es que en el Sketch, el código presenta dos divisiones principales, llamadas `setup()` y `loop()`. Estas divisiones vienen por defecto y hacen más sencilla la programación para usuarios principiantes en el manejo de los microcontroladores, tal como se ilustra en la *Figura 5.9.*

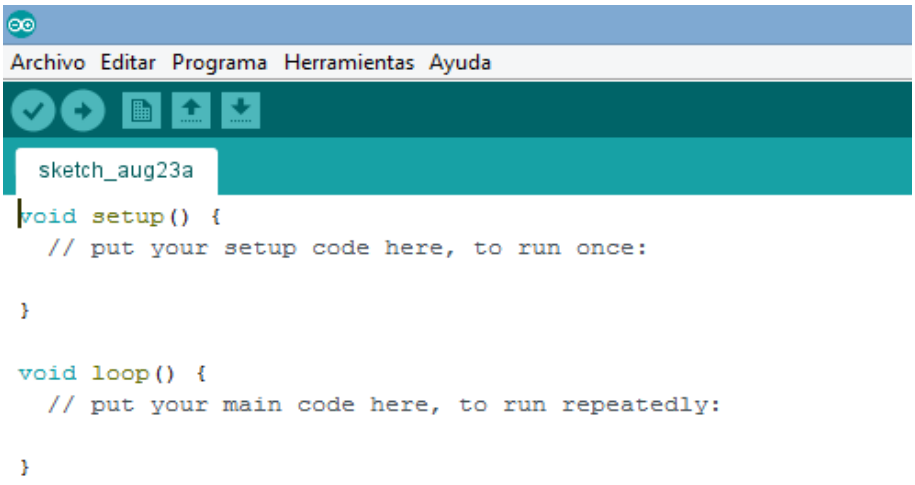


Figura 5.9: Estructura básica de la programación de una placa Arduino.

En el bloque `void setup()`, se establece la configuración general de placa Arduino, en especial de los pines análogos, digitales y bloques de comunicación, como también la

configuración inicial de funciones que son importadas desde otras librerías asociadas al código.

En el bloque `void loop()`, es donde debe estar el cuerpo del programa, ya que el código presente dentro de este bloque se ejecutará periódicamente.

Fuera de ambos bloques se pueden crear funciones genéricas dentro del mismo Sketch para ser llamados posteriormente dentro del bloque `void loop()`, esta opción permite reducir el uso de la memoria en la placa, ya que no hay necesidad de repetir la misma función varias veces dentro del bucle. Esta opción es utilizada en la programación de la lectura de los múltiples sensores conectados al Arduino

Al igual que en otros entornos IDE, el programa Arduino permite la inclusión de librerías y ser llamadas en el código principal, característica que será utilizada para la lectura de los sensores y la comunicación del Arduino con el PLC.

Antes de su compilación y carga en la Placa Arduino, se debe verificar el puerto en que está conectada la placa Arduino con el ordenador donde se realiza la programación y compilación del código, además de seleccionar la placa Arduino correspondiente en la que se realizará la descarga para la asignación de los pines sea correcta. En la *Figura 5.10* se ilustra la forma de realizar dicha tarea en el programa, accediendo a la ventana **Herramientas->Placa**, que en este caso se ha seleccionado la placa "Arduino Leonardo". En cuanto a al puerto de conexión de la placa con el PC, el programa lo asigna automáticamente, pero es necesario comprobar el puerto en que está conectado seleccionando la ventana **Herramientas->puerto** como se ilustra en la *Figura 5.11*.

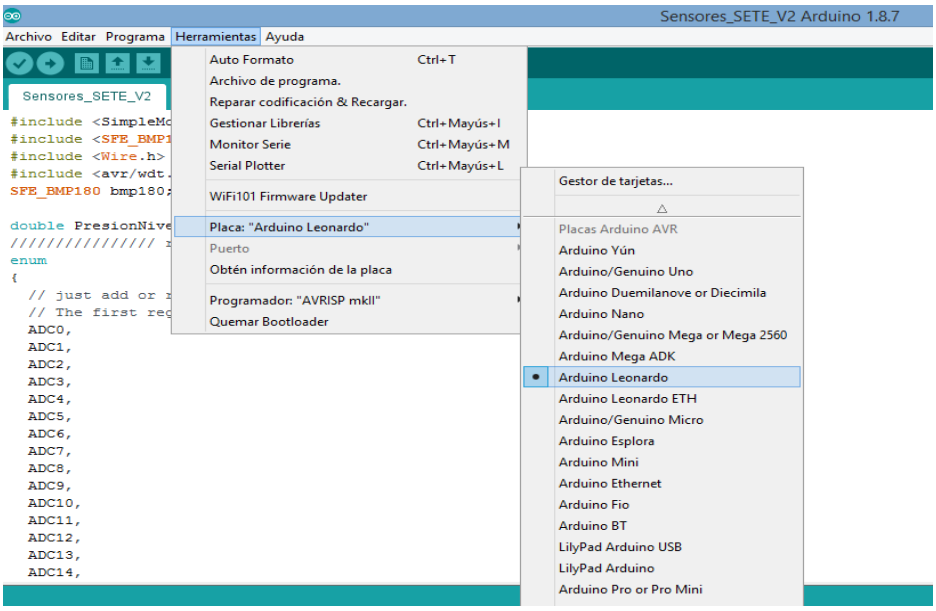


Figura 5.10: Selección de placa Arduino Leonardo para la configuración de pines.

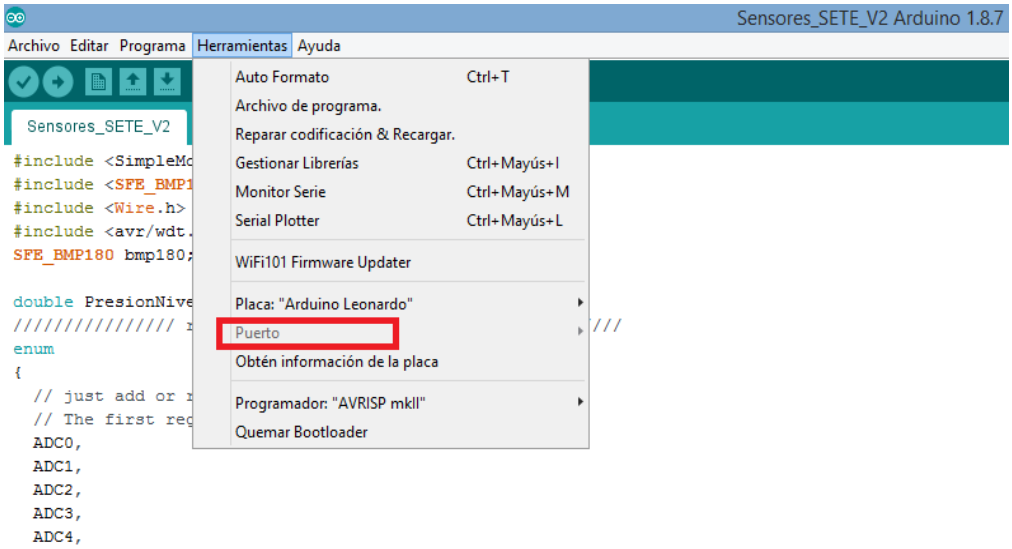


Figura 5.11: Selección o verificación de puerto de conexión entre la placa Arduino y el PC.

En el caso de la programación del Arduino Leonardo a utilizar en la instrumentación de la Smart Grid, esta debe realizar la lectura de los sensores conectados a ella y de establecer la comunicación con el PLC. Para llevar a cabo dichas tareas que debe cumplir el Arduino, la

programación de esta en el Sketch en el IDE Arduino se divide en cinco secciones identificables.

La primera sección es la inclusión de las librerías que contienen algunas funciones que serán utilizadas por el programa, cada una de ellas tiene su propio código y funciones de salida para ser utilizados en otro programa. Para el caso del presente Arduino, se incluyen las siguientes librerías:

-`<SFE_BMP180.h>`: Esta librería contiene la programación de las lecturas de datos a realizar con el sensor BMP180 de las variables presión, temperatura y altitud. El detalle de su uso en la medición de estas variables se detalla en la **Sección 5.3.3.2.**

-`<SimpleModbusSlave>`: Esta librería contiene la lógica de programación del protocolo Modbus para un dispositivo que toma el rol de esclavo, que será utilizado para el Arduino Leonardo en su comunicación con el PLC. El detalle de su uso en la comunicación del PLC con el Arduino se da a conocer en la **Sección 5.2.2.2**.

-`<Wire.h>`: Esta librería es una librería genérica que viene por defecto en el procesador del Arduino, cuya funcionalidad es la habilitación y configuración de los pines de este.

-`<avr/wdt.h>`: También es una librería generíca del procesador del Arduino, que habilita el uso del watchdog del Arduino con la finalidad de que este se reinicie por sí mismo al ocurrir alguna falla en la ejecución que provoque una detención muy larga.

En la *Figura 5.12* se ilustra la inclusión de las cabeceras de las librerías en Skecth principal.

```
Sensores_SETE_V2
#include <SimpleModbusSlave.h>
#include <SFE_BMP180.h>
#include <Wire.h>
#include <avr/wdt.h>
SFE_BMP180 bmp180;
```

Figura 5.12: Archivos de cabecera (headers) de las librerías a utilizar por el Sketch de programación del Arduino Leonardo.

La siguiente división corresponde a las variables globales del código, en ellas de destaca la presión a nivel del mar y los registros a utilizar de los sensores que serán enviados al PLC como se ilustra en la *Figura 5.13*.

```
double PresionNivelMar=1019;
//////////////// registers of your slave ///////////////////
enum
{
  // just add or remove registers and your good to go...
  // The first register starts at address 0
  ADC0,
  ADC1,
  ADC2,
  ADC3,
  ADC4,
  ADC5,
  ADC6,
  ADC7,
  ADC8,
  ADC9,
  ADC10,
  ADC11,
  ADC12,
  ADC13,
  ADC14,
  ADC15,
  ADC16,
  ADC17,
  ADC18,
  ADC19,
  TOTAL_ERRORS,
  // leave this one
```

Figura 5.13: Variables globales programación Arduino Leonardo.

La siguiente división corresponde la configuración del Arduino Leonardo en el bloque `void setup()` como se ilustra en la *Figura 5.14*, destacando la configuración de los pines, la comunicación con el PLC y la configuración del watchdog a 8[s], este último implica que el programa cargado a la placa se reiniciará a los 8[s] luego de que el programa quede detenido por una falla en la ejecución.

```
void setup()
{
  /* parameters(long baudrate,
                unsigned char ID,
                unsigned char transmit enable pin,
                unsigned int holding registers size,
                unsigned char low latency)

     The transmit enable pin is used in half duplex communication to activate a MAX485 or similar
     to deactivate this mode use any value < 2 because 0 & 1 is reserved for Rx & Tx.
     Low latency delays makes the implementation non-standard
     but practically it works with all major modbus master implementations.
  */
  modbus_configure(19200, 1, 5, TOTAL_REGS_SIZE, 0);
  bmp180.begin();
  wdt_disable();
  wdt_enable(WDTO_4S);

}
```

Figura 5.14: Configuración funcionamiento Arduino Leonardo.

La cuarta división del código corresponde al cuerpo del programa que está dentro de la función `void loop()`, en ella se ejecutará las funciones que debe realizar el Arduino de forma periódica como la lectura de los sensores y la comunicación con el PLC mediante el llamado de funciones realizadas en otras parte del código (librerías y funciones genéricas). En la *Figura 5.15* se muestra una parte del código integrado dentro del bloque `loop()`:

```
void loop()
{
  wdt_reset();
  holdingRegs[TOTAL_ERRORS] = modbus_update(holdingRegs);
  char status;
  float vac1=0;//Sensor voltaje AC Inversor
  float vac2=0;//Sensor voltaje AC Respaldo
  float iac1=0;//Sensor corriente AC Inversor
  float iac2=0;//Sensor corriente AC Respaldo
  float idc1=0;//Sensor corriente DC PV
  float idc2=0;//Sensor corriente DC amp. dicroicas
  float idc3=0;//Sensor corriente DC Bateria-Inversor
  float idc4=0;//Sensor corriente DC WT 400[W]
  float pot_inv=0;
  float pot_res=0;
  double T,P,A;
  status = bmp180.startTemperature();//Inicio de lectura de temperatura
  if (status != 0)
  {
    delay(status); //Pausa para que finalice la lectura
    status = bmp180.getTemperature(T); //Obtener la temperatura
    if (status != 0)
    {
      status = bmp180.startPressure(3);//Inicio lectura de presión
      if (status != 0)
      {
```

Figura 5.15: Bloque `Loop()` donde se ejecuta el código del Arduino Leonardo.

Finalmente, la última sección del código programado en el Arduino corresponde a la creación de funciones genéricas como se ilustra en la *Figura 5.16*, estas funciones permiten ser utilizados para los distintos sensores de corriente y voltaje integrados en la instrumentación de la Smart Grid. El detalle de las funciones realizadas para los sensores se da a conocer en la **Sección 5.3.**

```
//Funcion generica calculo voltaje AC
float read_VAC(int AINPIN, int amplitud, float valor_rms)
{
  int max_adc=0;
  int min_adc=1023;
  int adc_ac=0;
  for(int i1=0;i1<200;i1++)
  {
    adc_ac=analogRead(AINPIN);
    if(adc_ac>=max_adc)
    {
      max_adc=adc_ac;
    }
    if(adc_ac<=min_adc)
    {
      min_adc=adc_ac;
    }
  }
  return(map(max_adc-min_adc,0,amplitud,0,valor_rms*100.00)/100.00);
}
//Funcion genérica calculo corriente AC
float get_corriente_ac(int APIN, float sens, float v_medio, float offset)
{
  float v_sensorac=0;
  float corriente_ac=0;
  long tiempo=millis();
  float Imax=0;
```

Figura 5.16: Algunas funciones genéricas para las lecturas de los sensores.

5.2.2. Configuración de la comunicación del Arduino Leonardo con el PLC.

De acuerdo a lo realizado en la instrumentación y automatización del SETE [4], el protocolo utilizado para la comunicación entre el Arduino con el PLC M221 disponible es el Modbus RTU, a su vez, dicho protocolo es implementado en un bus de comunicación RS-485 para el intercambio de datos entre ambos dispositivos.

La implementación del protocolo de comunicación Modbus para dicho proyecto obedece a que este protocolo es ampliamente utilizado para la comunicación de dispositivos en el ámbito de la instrumentación, y el PLC M221 de Schneider Electric permite la comunicación

de dispositivos bajo este protocolo. En cuanto al Arduino utilizado (Arduino Uno) para el proyecto de instrumentación y automatización del SETE [4], la comunicación con otros equipos mediante protocolo Modbus es configurado mediante librerías, ya que pese a tener pines de comunicación serial, solo soporta protocolos físicos de comunicación como SPI o I2C que no los posee el PLC. Entonces, para que el Arduino pueda comunicarse con el PLC, requiere de un circuito acondicionador para comunicarse con el PLC, a través de un medio o estándar de comunicación como RS-232 o RS-485, los cuales si son compatibles para el puerto serie en el PLC M221, por ende la implementación del protocolo de comunicación Modbus RTU (Unidad de Transmisión Remota) en el Arduino Leonardo.

La solución tomada fue la integración de un circuito MAX-485 que permite la comunicación serial del Arduino con otro dispositivo mediante el protocolo de comunicación física RS-485, tomando como guía la documentación presentada en [8]. Esta solución aplicada será utilizada para la comunicación del Arduino Leonardo con el PLC para la instrumentación y automatización de la Smart Grid con algunas modificaciones a nivel físico y de programación a causa del reemplazo del Arduino Uno por la versión Leonardo que son detallados a lo largo de esta sección.

5.2.2.1. Implementación física (estándar RS-485).

El estándar RS-485 es un tipo de bus de comunicación física clasificado como nivel 1 dentro de la escala OSI (capa física), bajo este tipo de bus se realiza la transmisión física de la trama de datos entre el Arduino Leonardo y el PLC. Este tipo de estándar es compatible para el protocolo de comunicación Modbus RTU, estableciendo una comunicación punto a punto entre el dispositivo maestro (PLC) con el dispositivo esclavo (Arduino) como dispositivo remoto (RTU). Las características de este tipo de bus de comunicación son las siguientes.

- Alta tasa de velocidad de transmisión

- comunicación asíncrona.

- Resistencia a perturbaciones y ruido eléctricos.

- Capacidad de conexión multipunto, permitiendo la conexión de varios esclavos en el bus.

Físicamente el bus RS-485 contiene un par trenzado de cables, en donde se envía una señal una señal diferencial, esto es, que uno de los cables se envía la señal original y en el otro su equivalente inverso, que lo hace bastante inmune a las interferencias y admite largas distancias. En la *Figura 5.17* se detalla gráficamente el cableado del bus RS-485 utilizando solo los pines 4 (D1=A+) y 5(D0=B-) de un conector RJ-45, terminal que tiene el PLC como puerto Serie.

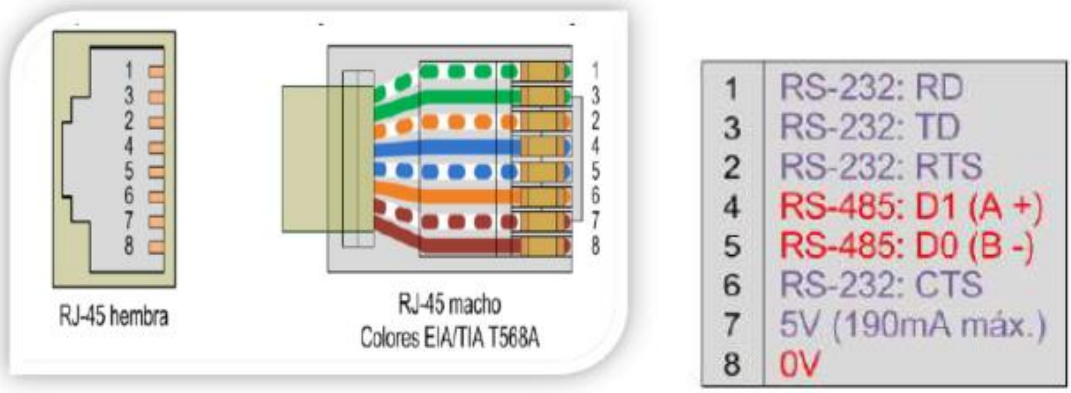


Figura 5.17: Pines a utilizar del conector RJ-45 para el estándar de comunicación RS-485(Obtenida de [7]).

En la *Figura 5.18* se muestra la conexión real entre el Arduino Leonardo y el PLC con el conector RJ-45 con ciertos ajustes para el acondicionamiento de la señal en los terminales, cuyo detalle se puede conocer en la **Sección 3.1.2.1** del documento de la Instrumentación y Automatización del SETE [4]. A mencionar, se destaca el uso de tres cables para la conexión, el par trenzado donde se transmite la información (D1 y D0) y el cable de referencia 0[V], tomando en cuenta la información entregada en [7].

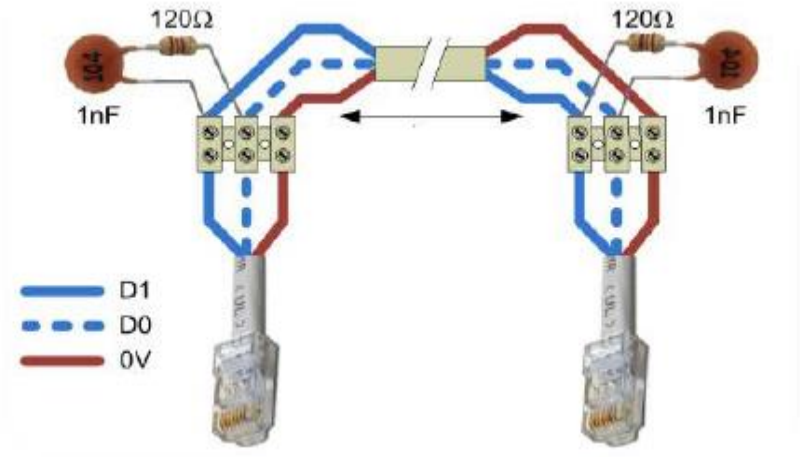


Figura 5.18: Conexión real entre el PLC y el Arduino Leonardo. (Obtenida de [7])

En cuanto al Dispositivo MAX485, su función principal es la conversión de datos desde un protocolo físico de comunicación serial como I2C (presente en el Arduino), al estándar de comunicaciones RS-485 para la compatibilidad de comunicación con el PLC, por lo que su implementación ya permite que ambos dispositivos se puedan comunicar entre sí . Debido a la relación entre el PLC como dispositivo maestro y el Arduino Leonardo como esclavo, la comunicación entre ambos dispositivos será semiduplex debido a que solo existe un único canal de comunicación, entonces el uso del canal de comunicación es alternada entre ambos dispositivos, implicando que tanto el PLC como el Arduino Leonardo tengan un comportamiento como emisor y receptor. En la *Figura 5.19* se ilustra la configuración del conversor MAX-485 para la comunicación en modo semidúplex del Arduino Leonardo con el PLC.

Figura 5.19: Configuración del conversor MAX485 en modo semiduplex para la comunicación del Arduino Leonardo con el PLC. (Obtenida de [8])

Dado la diferencia en la configuración de los pines entre el Arduino Uno y su sustituto el Arduino Leonardo (Ver *Figuras 3.17 y 3.18*), se deben realizar cambios en la conexión de algunos dispositivos que están conectados al Arduino Leonardo, en específico del sensor BMP 180 y el conversor MAX485 a causa del cambio de los pines de comunicación I2C y Serial del Arduino Leonardo con respecto al Arduino Uno.

Para el sensor barométrico BMP 180, los pines SDA y SCL deben ir conectados a los pines D2 y D3 respectivamente, dejando los pines A4 y A5 libres para ser ocupados por otros sensores con señal de voltaje. Además, dado que las conexiones de los sensores están realizadas sobre un Shield básico para Arduino, se debe modificar la conexión de la resistencia de "pull-up" conectado en paralelo entre los pines A4 y A5 hacia los pines D2 y D3 para mantener un óptimo funcionamiento del sensor como lo recomienda su fabricante (Más detalles en la **Sección 5.3.3**).

En cuanto al conversor MAX485, los pines RO(RX) y DI(TX) mantienen su conexión en los pines D0 y D1, que son los pines RX y TX del puerto serie adicional (Serial1), sin embargo, el pin DE o RE (puenteados para conexión semiduplex) debe ir al pin D5, ya que los puertos digitales D2 y D3 se encuentran ocupados para la comunicación del sensor BMP180, y es un puerto digital que no dispone la funcionalidad de convertidor ADC, por lo que se puede utilizar sin afectar la cantidad de sensores analógicos que pueden conectarse al Arduino Leonardo. En la *Figura 5.20* se muestra las conexiones realizadas de dichos dispositivos con el Arduino Leonardo.

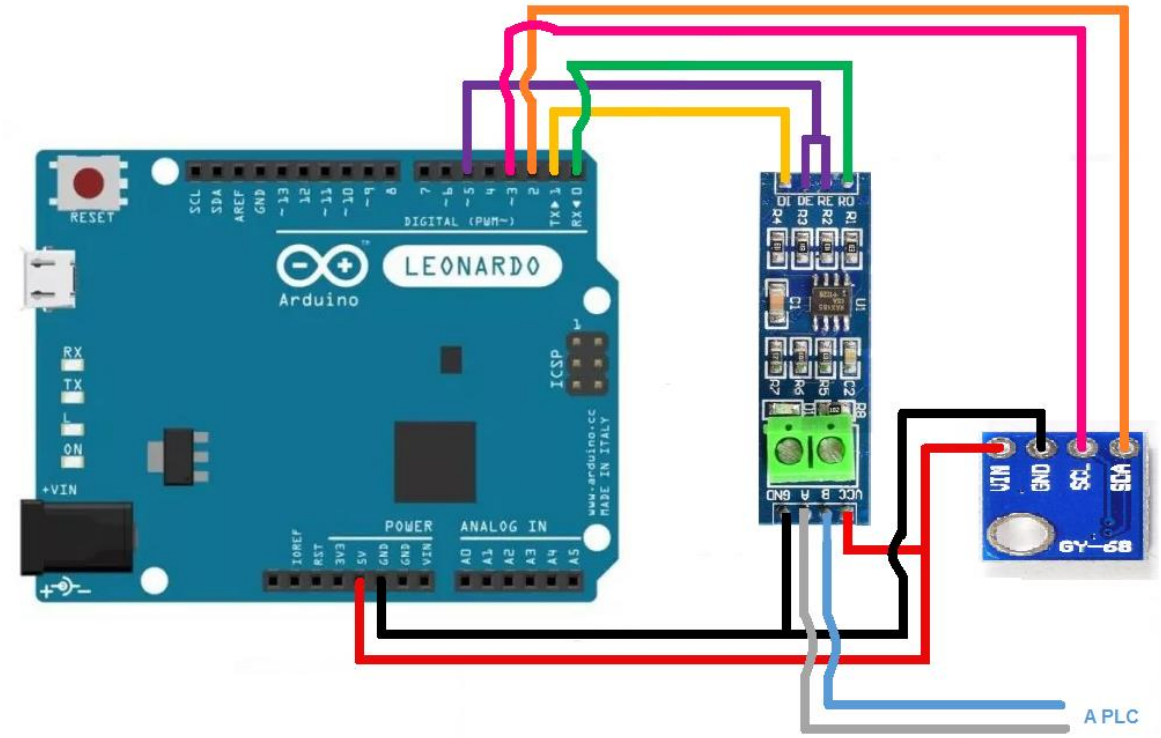


Figura 5.20: Gateway de comunicación I2C a Modbus RTU RS-485.

5.2.2.2. Programación protocolo de comunicación (Modbus RTU).

En cuanto a la programación para la comunicación del Arduino Leonardo con el PLC, no hay muchas diferencias con respecto a la programación realizada en el Arduino Uno para la comunicación con el PLC, ocupándose las mismas librerías que permiten la comunicación serial por medio del protocolo Modbus (SimpleModbusSlave) con el PLC, y la comunicación por medio de los puertos serie bajo el estándar de comunicación I2C para el sensor barométrico BMP180 (SFE_BMP_180). Sin embargo, dado que el Arduino Leonardo posee 2 puertos serie, se deben hacer cambios menores en la librería `<SimpleModbusSlave>`, esto es, reemplazar las funciones asociadas con el puerto Serial0 (`Serial.read()`, `Serial.flush()`, `Serial.begin()`, `Serial.available()`, `Serial.write()`) con las asociadas al puerto Serial1 (`Serial1.read()`, `Serial1.flush()`, `Serial1.begin()`, `Serial1.available()`,

`Serial1.write()`) con la finalidad de que los datos sean enviados por el puerto serial1 (pines TX y RX) que están conectados al conversor MAX485 para la comunicación con el PLC.

Para el envío de los datos, se utilizan registros de 1 byte para mantener coherencia con el código programado en la librería `<SimpleModbusSlave>`, manteniendo casi la misma estructura de código programado y compilado en el Arduino Uno (junto a las mismas librerías), sin embargo la cantidad de registros creados en formato `enum` para las variables aumenta a 20 (*Figura 5.21*) a causa de la cantidad de sensores adicionales que se requieren en la automatización de la Smart Grid , aunque se han eliminado algunos registros de la parte decimal de las variables presión y altitud considerando que dicha información es poco relevante en términos de precisión, lo que permite utilizar eficientemente la cantidad de registros a ser enviados hacia el PLC.

```
enum
{
  // just add or remove registers and your good to go...
  // The first register starts at address 0
  ADC0,
  ADC1,
  ADC2,
  ADC3,
  ADC4,
  ADC5,
  ADC6,
  ADC7,
  ADC8,
  ADC9,
  ADC10,
  ADC11,
  ADC12,
  ADC13,
  ADC14,
  ADC15,
  ADC16,
  ADC17,
  ADC18,
  ADC19,
  TOTAL_ERRORS
```

Figura 5.21: registros de formato enum utilizado por las variables medidas de los sensores conectados al Arduino Leonardo.

En cuanto a la configuración del protocolo de comunicación Modbus desde el sketch de programación del Arduino Leonardo, se mantiene casi la misma configuración realizada para el Arduino Uno como dispositivo esclavo, variando la cantidad de registros que son enviados, y estableciendo el pin de habilitación de la comunicación en el pin digital D5 como se ilustra en la *Figura 5.22*.

```
void setup()
{
  /* parameters(long baudrate,
                unsigned char ID,
                unsigned char transmit enable pin,
                unsigned int holding registers size,
                unsigned char low latency)

     The transmit enable pin is used in half duplex communication to activate a MAX485 or similar
     to deactivate this mode use any value < 2 because 0 & 1 is reserved for Rx & Tx.
     Low latency delays makes the implementation non-standard
     but practically it works with all major modbus master implementations.
  */

  modbus_configure(19200, 1, 5, TOTAL_REGS_SIZE, 0);
  bmp180.begin();

}
```

Figura 5.22: Configuración del protocolo Modbus en el Arduino Leonardo.

En el caso del PLC, dado que toma el rol de maestro en la comunicación con el Arduino, este requiere los datos del Arduino Leonardo para su lectura, que es realizado a través del bloque de funciones **%READ_VAR0**, permitiendo leer los datos de un dispositivo conectado al puerto de comunicación serial (SL) del PLC. Dicho bloque posee varios parámetros de entrada y salida para su funcionamiento, entre los que se destacan Execute, Abort, Busy, Done, Aborted y Error (ver *Figura 5.23*). El bloque realiza la lectura de datos con la activación del bit **%M10**, y dicha lectura es realizado cada 1[s] gracias a un bit del sistema (bobina **%S6**) que es un reloj una base de 1[s], actualizando en ese mismo periodo de tiempo los valores de los registros provenientes del Arduino Leonardo.

En cuanto al bloque de funciones, es configurable, y ha presentado cambios en su configuración anterior para la instrumentación del SETE debido al aumento en la cantidad de registros configurados en el Arduino Leonardo a causa de una mayor cantidad de sensores

conectados. En la *Tabla 5.1*, se muestran las propiedades configurados del bloque **%READ_VAR0**.

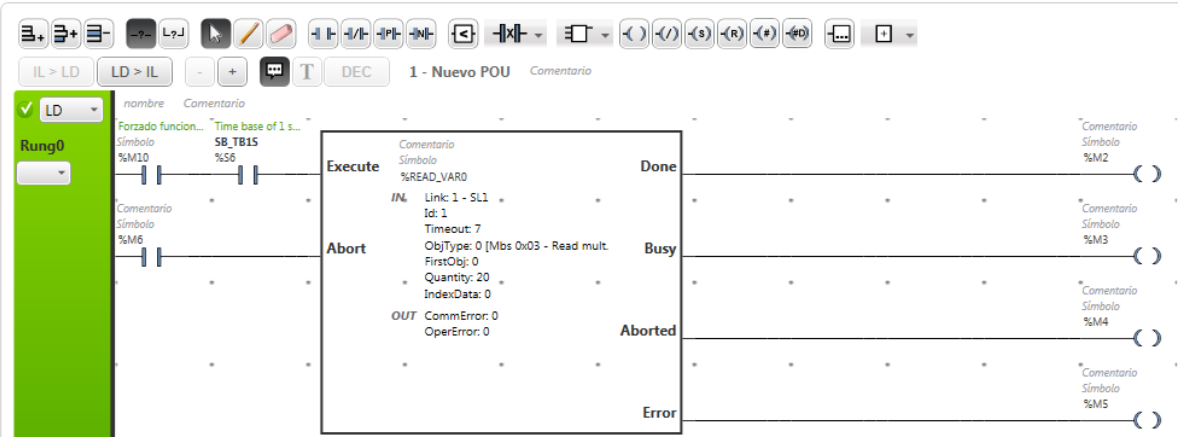


Figura 5.23: Bloque %READ_VAR programado en SoMachine en lenguaje Ladder.

Tabla 5.1: Propiedades del bloque %READ_VAR0.

Parámetro	Valor	Descripción
Timeout	7	Duración (x 100 [ms]) del tiempo de espera para la entrega de datos desde el esclavo (Arduino Leonardo) hacia el Maestro (PLC). Expirado ese tiempo, nuevamente el PLC solicitará el envío de datos al esclavo.
ObjType	0 [Mbs 0x03Read mult.words(holding reg)]	Valor entero indica la característica de la trama que debe leer el maestro, en este caso, el valor 0 indica que el maestro lee una trama de múltiples registros.
FirstObj	0	Indica la dirección de memoria (formato %MW) en donde se empezará almacenar consecutivamente los registros leídos, similar a una pila de datos.
Quantity	20	Cantidad de registros a leer desde el canal de comunicación Serial (protocolo Modbus RTU)

5.3. Configuración y calibración de sensores, y lectura de variables.

En esta sección se da a conocer la configuración, calibración y uso de los sensores que son utilizados para la instrumentación y automatización de la Smart Grid. Debido a los diversos tipos de variables físicas, los tipos de sensores son variados en cuanto a su funcionamiento, por lo que se es necesario describir para cada variable, el funcionamiento del sensor asociado, y además tanto el PLC como el Arduino Leonardo son dispositivos a los que son conectados los sensores para su procesamiento y almacenamiento de las variables medidas, es necesario dar a conocer el procesamiento de la información leída por los sensores según el tipo y a que

dispositivo está conectado, por lo que se muestra a lo largo de esta sección la programación realizada tanto en Ladder para el PLC, como en C+ para el Arduino Leonardo.

Cabe destacar como el desarrollo de la Smart Grid es una extensión del SETE ya realizada y documentada en [4], los componentes asociados a la instrumentación de esta serán utilizados manteniendo gran parte de la configuración realizada en ellos.

El detalle de las conexiones de los sensores con el PLC y Arduino Leonardo da a conocer en detalle en los Anexos **G** y **H** respectivamente.

5.3.1. Medición de velocidad rotacional [RPM].

5.3.1.1. Descripción.

La velocidad rotacional del aerogenerador es medido por el sensor digital BR100-DDT-P cuyo principio de funcionamiento se basa en que el sensor genera un pulso cada vez que detecta una reflexión del rayo emitido por este. En cuanto su implementación en el SETE (y su uso para este proyecto) el sensor se encuentra conectado en las cercanías de la zona de corte de las aspas del aerogenerador, por lo que el sensor cuenta o envía el pulso correspondiente cada vez que detecta el cruce de un aspa con el rayo generado por el sensor.

El esquema de conexión de este sensor se ilustra en la *Figura 5.24*, en tanto sus especificaciones técnicas más relevantes están indicadas en la *Tabla 3.19* de la **Sección 3.4.5**.

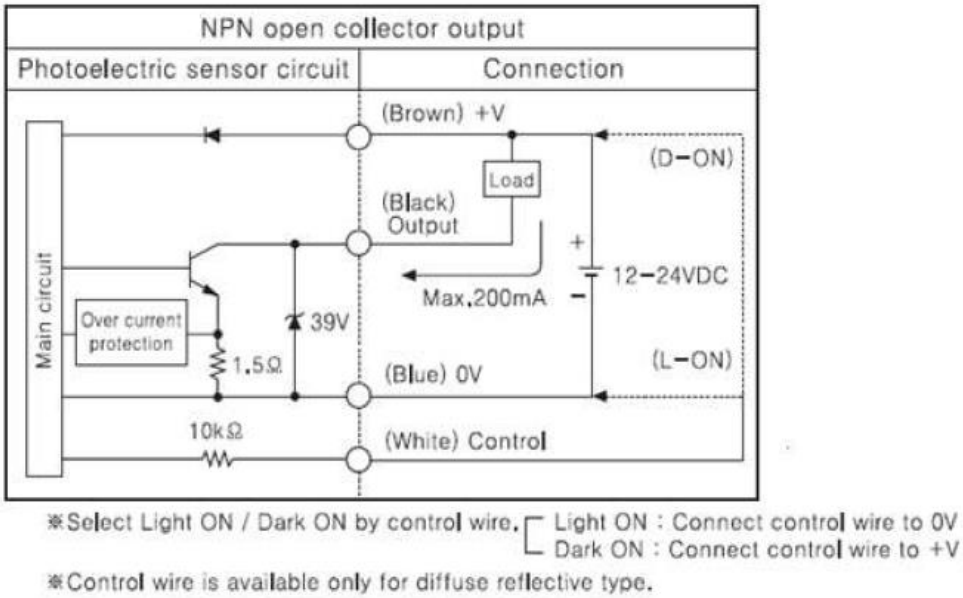


Figura 5.24: Diagrama de conexión señal de salida del sensor BR-100DDT para la medición de la velocidad rotacional.

5.3.1.2. Calibración sensor BR100.

La calibración del sensor fue realizada para la instrumentación del SETE y está documentado en la sección 3.1.3 en el documento homónimo [4]. Eso sí, a partir de los resultados obtenidos de la calibración, que destaca la configuración en el PLC que el conteo debe durar 2[s] para una mejor lectura a bajas velocidades, la función que relaciona el número de vueltas de la turbina eólica con la cantidad de pulsos contados por el sensor se expresa en la ecuación 5.1.

$$RPM\left[\frac{rev}{min}\right] = \frac{cuentas}{2[s]} \cdot \left(\frac{60[s]}{1[min]}\right) \cdot \frac{1}{6} \qquad (5.1)$$

Sin embargo, dicha función es solo válida para la medición del aerogenerador Bóreas de 120[W] que tiene 6 aspas, razón por la cual en la función 5.1 existe un factor de proporcionalidad de 1/6. Dado que a futuro se va a integrar un aerogenerador de 400[W] (Ir a **Sección 3.2.2.2** para sus características), esta dispone de solo 3 aspas, por lo que en la futura integración de dicho aerogenerador, se debe modificar la función 5.1 implementada en

SoMachine reduciendo el factor a 1/3 para el conteo de revoluciones, por lo que la nueva función para conteo de vueltas del aerogenerador se expresa en la ecuación 5.2

$$RPM\left[\frac{rev}{min}\right] = \frac{cuentas}{2[s]} \cdot \left(\frac{60[s]}{1[min]}\right) \cdot \frac{1}{3} \qquad (5.2)$$

5.3.1.3. Programación lectura de datos sensor BR100.

El conteo de los pulsos de este sensor es realizado en una de las entradas digitales del PLC, en estricto rigor, la señal de salida de pulsos del sensor está conectado con el puerto de entrada **%I0.2**, ya que es un puerto que permite ser utilizado para el conteo de pulsos por medio de un bloque de funciones llamado contador rápido (**%FC0**), que realiza un conteo progresivo cada vez que detecta un flanco positivo en la entrada **%I0.2.**

En la *Figura 5.25* se muestra la programación en lenguaje Ladder de la medición obtenida para este sensor, en lo que se destaca la actualización cada 2 segundos por medio de un temporizador, del valor del conteo de pulsos denominado **%FC0.V**. En el renglón de programación 9 (Rung9) es realizada la función del conteo de revoluciones aplicando la ecuación 5.1, y es almacenada por el registro **%MW100 (CONTADOR).**

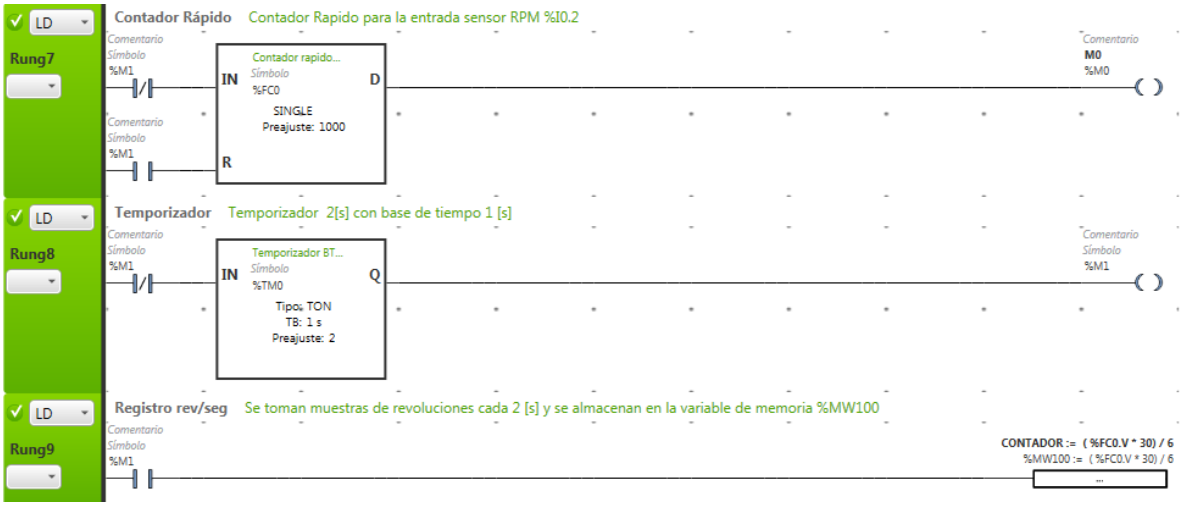


Figura 5.25: Programación en Ladder por medio del programa SoMachine de la lectura de los pulsos del sensor BR100 para la medición de las RPM del aerogenerador de 120[W].

5.3.2. Medición de velocidad del viento.

5.3.2.1. Descripción.

La medición de la velocidad del viento es realizado por los anemómetros de cazoleta modelo PCE-KWG1, uno de ellos está instalado adelante del aerogenerador y el otro detrás de este para determinar la potencia mecánica a partir de la diferencia de velocidad presente en esos puntos del aerogenerador.

La medición de la velocidad del viento se obtiene por medio de la frecuencia de los pulsos generado a causa del giro de los anemómetros en la que se cierra o se activa un relé y genera la señal de pulsos. Una de las ventajas de este tipo de anemómetro es que no dispone de elementos digitales para la medición, solo requiriendo de una alimentación continua apropiada, ya que la señal de salida está conectada en serie con la entrada junto con el relé que es accionado constantemente por el giro de las hélices del anemómetro como se muestra en el diagrama de conexión de los puertos de salida del anemómetro (*Figura 5.26*).

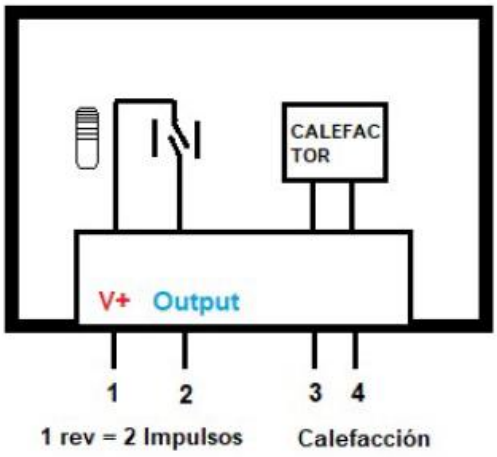


Figura 5.26: Diagrama de conexión de los pines de salida del anemómetro PCE-KWG1.

Las especificaciones técnicas del sensor están adjuntadas en la *Tabla 3.18* de la **sección 3.4.4** y la conexión del sensor al PLC se da a conocer en el Anexo **G**

5.3.2.2. Calibración anemómetros.

El objetivo de la calibración es obtener una función que relacione la frecuencia de los pulsos con la velocidad del viento presente en el anemómetro utilizando como un medidor de referencia un anemómetro de filamento.

Ambos anemómetros han sido calibrados realizando el conteo de la frecuencia de los pulsos medidos por las entradas **%I0.0** e **%I0.6** del PLC en función de la velocidad medida por un anemómetro de filamento como dispositivo de referencia para la obtención de la relación de la velocidad del viento en función de la frecuencia de pulsos.

El procedimiento realizado consiste en la variación de la velocidad de giro del motor y ventilador de viento modificando la velocidad del VDF por medio de la HMI realizada para la Smart Grid[4], estableciendo un conjunto de 10 mediciones de la frecuencia de pulsos y velocidad del viento, para distintas velocidades de giro del motor.

Para el caso del anemómetro ubicado al frente del aerogenerador (Anemómetro 1), la serie de mediciones obtenidas de la frecuencia de pulsos para distintas velocidades del viento se adjuntan en la *Tabla 5.2*.

Tabla 5.2: Datos de medición de velocidad del viento y frecuencia de pulsos del anemómetro 1.

Frecuencia pulsos [Hz]	Velocidad viento [m/s]
0	0
6	0.9
15	2.4
40	4.3
63	6.7
102	10.7
139	13.6
151	15
156	15.4
160	15.8

A partir de los datos obtenidos de la *Tabla 5.2*, se realiza una regresión lineal de la forma $y = m \cdot x$ utilizando el programa MATLAB que puede realizar la regresión lineal de forma proporcional. En la *Figura 5.27*, se muestra la regresión realizada para el conjunto de datos.

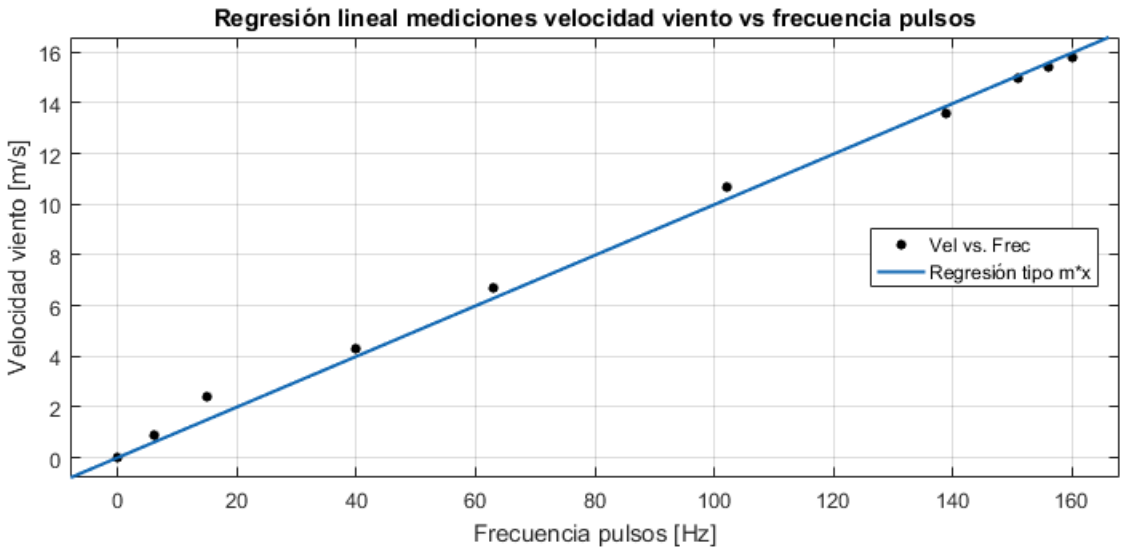


*Figura 5.27: Regresión lineal del tipo m*x (Lineal-proporcional) para las mediciones realizadas con el anemómetro 1.*

De los resultados de la regresión, el coeficiente de correlación entre las variables es de 0.9883, un valor convincente para validar la regresión de forma lineal-proporcional que relaciona ambas variables. En tanto, la expresión que representa la regresión realizada se expresa como.

$$v(f)\left[\frac{m}{s}\right] = 0.1193 \cdot f \quad (5.3)$$

En el caso del anemómetro 2 (posterior), el conjunto de datos medidos de la frecuencia de pulsos y velocidad del viento se adjuntan en la *Tabla 5.3*.

Tabla 5.3: Datos de medición de velocidad del viento y frecuencia de pulsos del anemómetro 2.

Frecuencia pulsos [Hz]	Velocidad viento [m/s]
0	0
6	0.9
18	2.7
39	4.8
62	7.3
87	11.5
101	12.8
110	13.4
132	14.6
137	15.9

De los datos obtenidos de las mediciones de la velocidad del viento y frecuencias de pulsos, nuevamente se realiza la regresión lineal bajo el mismo tipo de regresión aplicada al anemómetro 1. En la *Figura 5.30* se ilustra un gráfico de la regresión realizada para el conjunto de datos de la *Tabla 5.3* .

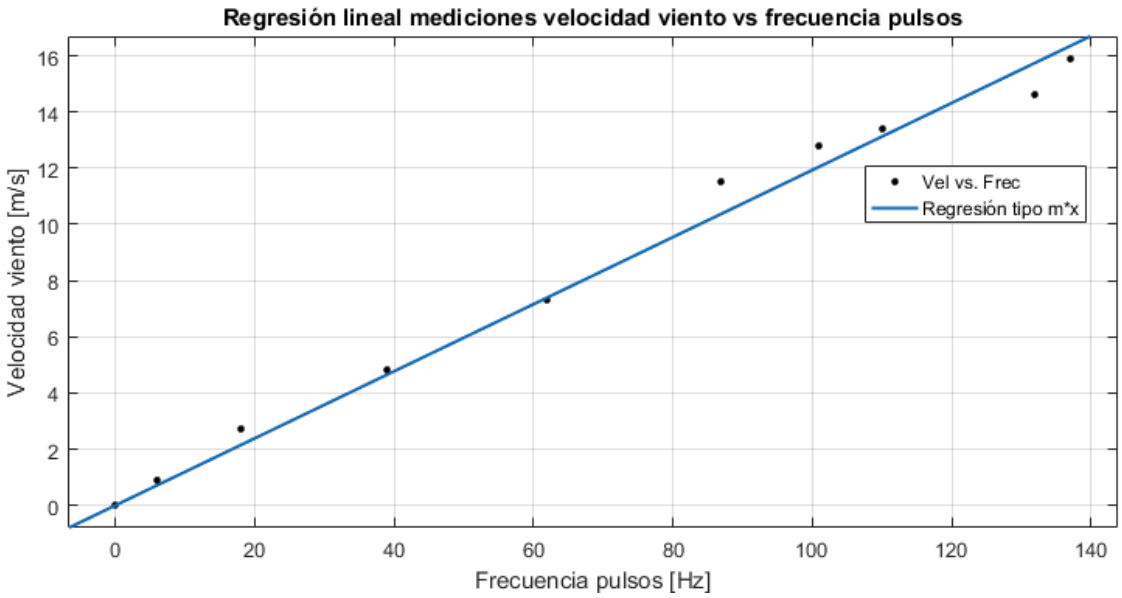


*Figura 5.28: Regresión lineal del tipo m*x (Lineal-proporcional) para las mediciones realizadas con el anemómetro 2.*

De los resultados de la regresión, el coeficiente de correlación entre las variables es de 0.9956, lo que indica que existe una gran linealidad y proporcionalidad de las variables velocidad del viento con la frecuencia de pulsos. En tanto la función que representa la regresión realizada se expresa como.

$$v(f)[\frac{m}{s}] = 0.09985 \cdot f \qquad (5.4)$$

5.3.2.3. Programación de lecturas de los anemómetros.

Dado que la señal de salida de los anemómetros son pulsos de señales de voltaje DC, propios de una señal digital, la señal de cada uno de ellos están conectados en los puertos de entradas **%Q0.0** y **%Q0.6** debido a que dichos puertos tienen la capacidad de medir la frecuencia de las señales digitales mediante el bloque de funciones HSC (High Speed Counter) configurado como medidor de frecuencias en el programa SoMachine, que mide la frecuencia de señales digitales de hasta 100[KHz].

En la figuras *5.29* y *5.30* se ilustran la integración de estos bloques en la programación en Ladder de la lectura de los datos en el PLC de los anemómetros 1 y 2 respectivamente. El valor de la frecuencia de los anemómetros 1 y 2 son almacenados en los registros **%MW150** y **%MW200** respectivamente.

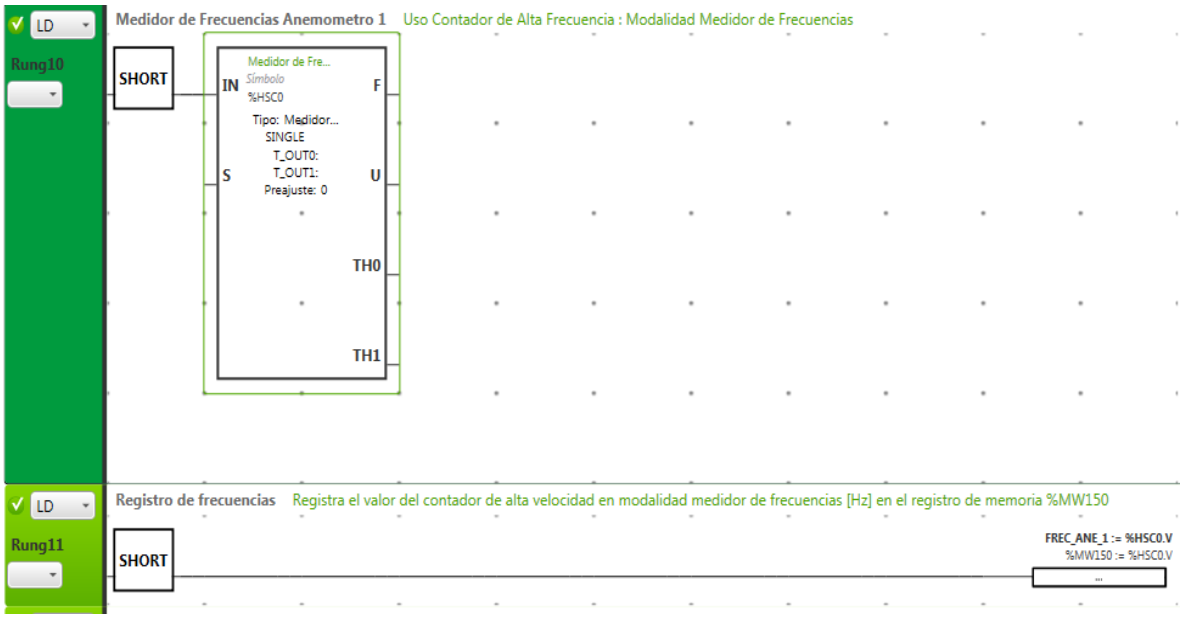


Figura 5.29: Lectura de la frecuencia de pulsos del anemómetro 1 por el bloque %HSC0.

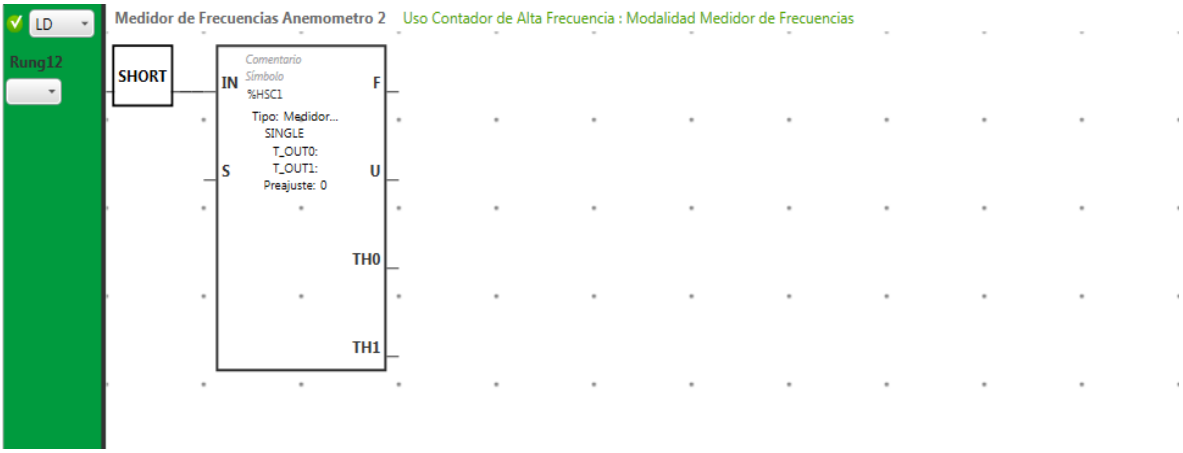


Figura 5.30: Lectura de la frecuencia de pulsos del anemómetro 2 por el bloque %HSC1.

Los registros **%MW150** y **%MW200** que contienen las frecuencias medidas de los anemómetros son utilizados por los registros **CAL_ANEM_1 (%MF68)** y **CAL_ANEM_2 (%MF70)** respectivamente que calculan la velocidad del viento a partir de la frecuencia de pulsos. En ellos se aplican las funciones 5.3 y 5.4 obtenidas de las regresiones lineales-proporcionales realizadas para los 2 anemómetros como se muestra en la *Figura 5.31*.

Figura 5.31: Cálculo de la velocidad de viento a partir de la frecuencia de pulsos para cada uno de los anemómetros.

5.3.3. Medición de Presión, temperatura y altitud.

5.3.3.1. Descripción.

La medición de estas tres variables físicas es realizada por el sensor barométrico BMP180, que en su interior se compone de un dispositivo piezoeléctrico que mide la presión. Además, este sensor también realiza la medición de la temperatura ambiente, y a partir de la medición de estas variables el sensor realiza una estimación de la altitud.

En la *Figura 5.32* se muestra un diagrama de conexión recomendada por el fabricante y que ha sido aplicada para este sensor, destacándose el uso de una resistencia pull-up de 10[kΩ]. Las especificaciones técnicas de este sensor se dan a conocer en la *Tabla 3.17 de la* **Sección 3.4.3.**

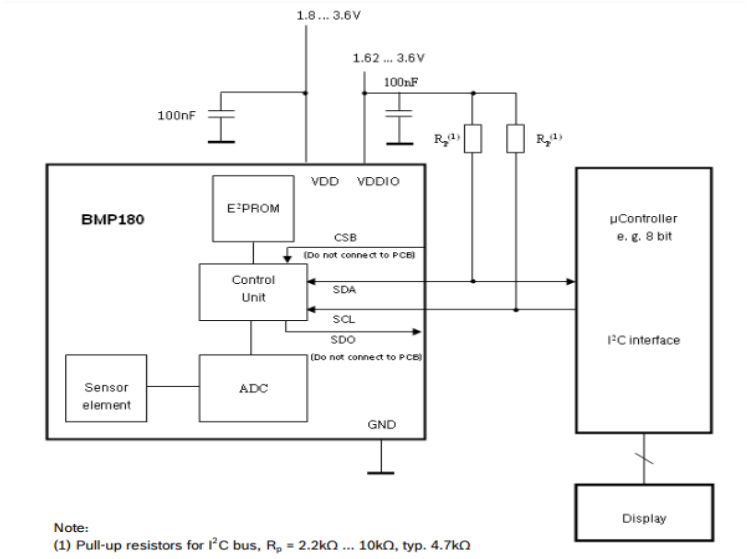


Figura 5.32: Esquema de conexión recomendada para el sensor BMP180.

Una de las grandes características de este sensor, que los datos obtenidos de las mediciones de las 3 variables son enviados en una trama de datos empleando el protocolo de comunicación I2C, protocolo que si lo dispone el Arduino Leonardo en los pines digitales 2 y 3 (SDA y SCL respectivamente). La conexión de este sensor al Arduino Leonardo se ilustra en la *Figura 5.20.*

5.3.3.2. Programación lecturas del sensor BMP180.

Debido al protocolo de comunicación que utiliza el sensor para el envío de datos hacia el Arduino Leonardo, se hace necesario el empleo de alguna librería que realice la tarea de obtener los datos enviados por el sensor. Afortunadamente se dispone de la librería `<SFE_BMP180.h>` que extrae los datos enviados por el protocolo I2C para este modelo de sensor, y que dispone de 3 funciones principales que son utilizadas para su uso en el skecth de programación del Arduino como se ilustra en la *Figura 5.33*, que entregan las mediciones de presión, temperatura y altitud en formato numérico flotante.

- `bmp180.getTemperature(T)`: Esta función entrega la medición de temperatura en [°C] y es guardado en la variable T.

- `bmp180.getPressure(P,T)`: Esta función entrega la medición de la presión en [mb], cuyo valor es dependiente del valor de la temperatura T y es guardado en la variable P.

- `bmp180.altitude(P,PresionNivelMar)`: Esta función entrega la medición de la altitud, a partir de la presión diferencial entre el medido por el sensor y el valor de referencia que es la presión a nivel del mar, cuyo valor es de 1019[mb]. El resultado obtenido es almacenado en la variable A.

```
double T,P,A;
status = bmp180.startTemperature();//Inicio de lectura de temperatura
if (status != 0)
{
  delay(status); //Pausa para que finalice la lectura
  status = bmp180.getTemperature(T); //Obtener la temperatura
  if (status != 0)
  {
    status = bmp180.startPressure(3);//Inicio lectura de presión
    if (status != 0)
    {
      delay(status);//Pausa para que finalice la lectura
      status = bmp180.getPressure(P,T);//Obtenemos la presión
      if (status != 0)
      {
        //-------Calculamos la altitud--------
        A = bmp180.altitude(P,PresionNivelMar);
        int Ent_T = (int)(T);
        int Dec_T = (int) 1000*(T-Ent_T);
        holdingRegs[ADC0] = Ent_T;
        holdingRegs[ADC1] = Dec_T;
        int Ent_P = (int)(P);
        holdingRegs[ADC2] = Ent_P;
        int Ent_A = (int)(A);
        holdingRegs[ADC3] = Ent_A;

      }
    }
```

Figura 5.33: Lectura de las variables medidas por el sensor BMP180 en el skecth de programación del Arduino Leonardo.

5.3.4. Medición del voltaje DC.

5.3.4.1. Descripción.

La medición del voltaje DC no requiere de algún sensor específico ya que las entradas analógicas del PLC permiten obtener una medición precisa de una señal de voltaje continuo,

sin embargo su limitante es el rango de voltaje de entrada máximo que permite las entradas analógicas tanto en el PLC como en el módulo de expansión, en que la señal de voltaje a medir no supere los 10[V], rango de valor definido como norma para los sensores analógicos con señal de voltaje.

En la Smart Grid correspondiente, El voltaje DC está presente en la batería y en el panel fotovoltaico (PV), y las magnitudes de esos voltajes exceden el voltaje máximo de entrada de los puertos de entradas analógicas del PLC por lo que no se debe realizar directamente la medición de voltaje DC de esas componentes desde las entradas analógicas. La solución a esa problemática es reducir la magnitud del voltaje a medir a través de un circuito divisor de voltaje como acondicionador de señal, que es realizado por 2 resistencias en serie R1 y R2 y la salida de este acondicionador es el voltaje de una de las resistencias en serie (R1), la cual es la señal a medir por algún puerto de entrada analógico.

La función que representa el divisor de voltaje se da a conocer en la ecuación 5.5.

$$V_{out} = V_{in} \cdot \frac{R2}{R1+R2} \qquad (5.5)$$

En el caso de las variables a medir, para el caso del voltaje de la batería y el voltaje DC del regulador de carga del aerogenerador, el rango del voltaje en estas componentes no supera los 15[V], pero superan con creces el rango máximo del voltaje de entrada de los puertos de entradas analógicas del PLC. Considerando los rangos de la señal de voltaje, los valores de las resistencias seleccionados para cada divisor de voltaje son R1=5.1[KΩ] y R2=10[KΩ]. Siguiendo la expresión 5.5, el voltaje de salida del divisor es aprox. 10/15 del voltaje real a medir, limitando el voltaje que a 10[V].

La implementación de los divisores de voltaje para la medición de los voltajes del regulador y batería están instalados en los bornes de conexión del tablero N°1 (ir a *Tabla 3.23*). En la *Figura 5.34* se muestra un diagrama que representa el divisor de voltaje con los valores de resistencias correspondientes para las mediciones del voltaje del regulador y batería.

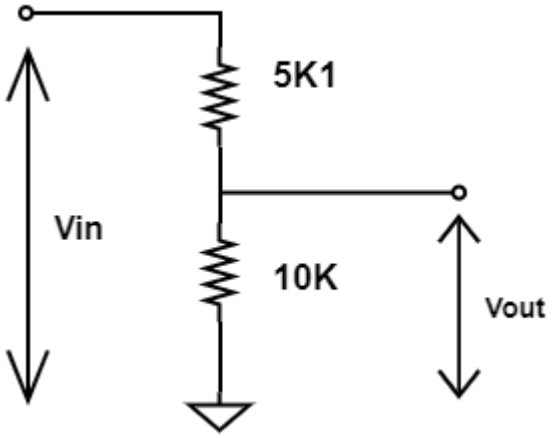


Figura 5.34: Diagrama de conexión de un divisor de voltaje para mediciones del voltaje DC en la batería y regulador de carga (WT).

En el caso de la medición del voltaje del panel fotovoltaico, la magnitud del voltaje DC es mayor que el de la batería llegando incluso hasta los 23[V] cuando está en circuito abierto. Esto implica la realización de un divisor de voltaje como el realizado en la *Figura 5.35*. Sin embargo, los valores de las resistencias cambian para hacer una reducción más significativa de la escala de voltaje desde 0-25[V] a 0-10[V].

Los valores de las resistencias acordes para la reducción a dicha escala son: R1= 5.1[kΩ] y R2=3.3[kΩ], por lo que el voltaje de salida del divisor de voltaje es aprox. 2/5 del valor real aplicando la expresión 5.6. En la *Figura 5.35* se muestra el diagrama de conexión del divisor de voltaje aplicado para el panel fotovoltaico. En cuanto a su implementación física, el divisor está instalado en un par de bornes de conexión del tablero N°1 (ver *Tabla 3.23*).

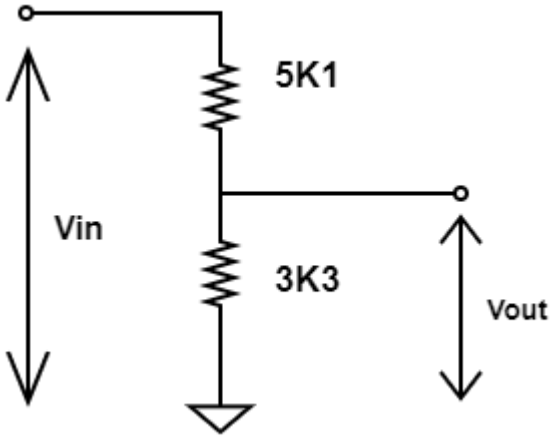


Figura 5.35: Diagrama de conexión de un divisor de voltaje para mediciones del voltaje DC del panel fotovoltaico.

5.3.4.2. Calibración.

Debido a que la medición de los voltajes DC se realiza directamente en los puntos de medición utilizando solo un divisor de voltaje, las señales de voltaje DC son fácilmente procesadas por el PLC para entregar un valor numérico correspondiente. En el caso de la medición del voltaje de la batería y del aerogenerador, las calibraciones de las mediciones obtenidas por las entradas analógicas del PLC están configuradas como parte del desarrollo de la instrumentación del SETE y documentado en la **Sección 4.3.4.1** del documento homónimo [4].

El método de calibración de las entradas analógicas del PLC fue realizado mediante una serie de pares mediciones entre el voltaje medido por un multitester y el valor numérico entero entregado por el PLC de la entrada analógica, y a partir de estas se obtiene una regresión por mínimos cuadrados para obtener la función lineal correspondiente como los ilustrados en la *Figura 5.36*.

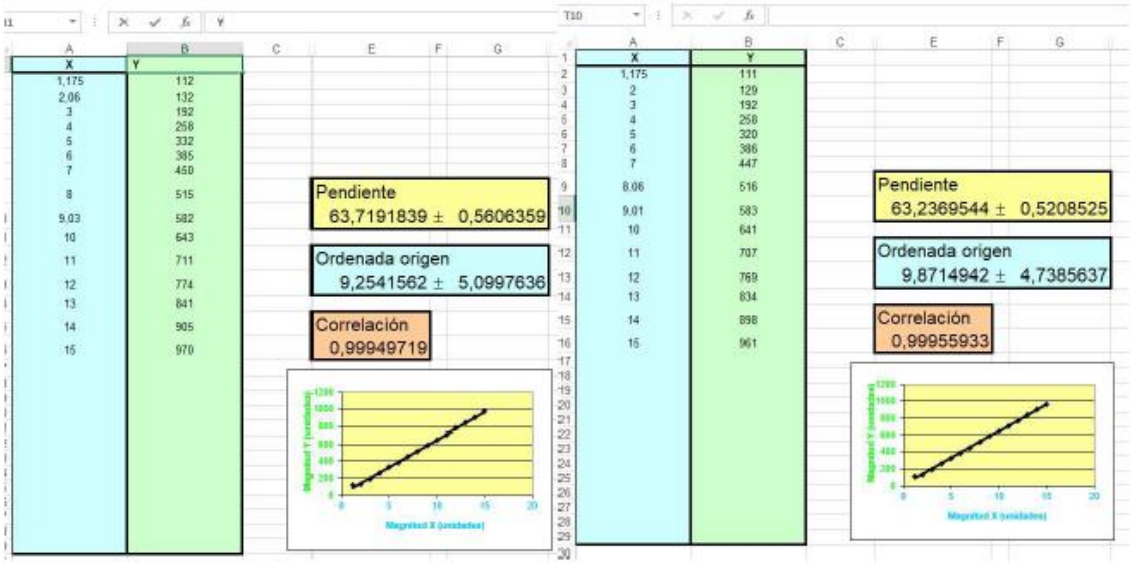


Figura 5.36: Datos obtenidos de la calibración y regresión por mínimos cuadrados para las mediciones de voltaje de la batería y aerogenerador.

Las funciones que representan la relación entre el valor obtenido de los convertidores análogo digital de cada una de las entradas analógicas del PLC y el voltaje medido para el voltaje de la batería y aerogenerador se expresan en las funciones 5.6 y 5.7 respetivamente.

$$V_{bat} = \frac{\%IW0.0 - 9.254}{63.719} \qquad (5.6)$$

$$V_{WT} = \frac{\%IW0.1 - 9.871}{63.2369} \qquad (5.7)$$

En el caso del voltaje del panel fotovoltaico, se realiza el mismo procedimiento ilustrado en la *Figura 5.36* para la medición del voltaje DC, obteniéndose pares de datos de mediciones, que son el valor (en formato **%MW**) del ADC de la entrada **%IW.1.0** que mide la salida del divisor de voltaje implementado (*Figura 5.35*) que es la asignada para la medición del voltaje del panel fotovoltaico.

Tabla 5.4: Valores del ADC de la entrada %IW1.0 y el voltaje medido de referencia obtenidos para la medición del voltaje de PV.

Valor ADC %IW1.1	**Voltaje**
0	0
124	0.32
288	0.738
495	1.263
688	1.752
960	2.44
1321	3.36
1709	4.35
1993	5.07
2286	5.82
2666	6.78
3153	8.02
3633	9.24
4163	10.59
4511	11.48

Realizando la regresión lineal de los pares de datos obtenidos, la expresión que relaciona el voltaje medido y el valor obtenido del ADC es representada por la función 5.8.

$$V_{PV} = 0.002543 \cdot \%IW1.0 + 0.002177 \qquad (5.8)$$

5.3.4.3. Programación lectura de voltajes en SoMachine.

Dado que las mediciones de los voltajes DC se obtienen directamente desde las entradas analógicas del PLC, no hay una lógica de programación de importancia para el registro de los valores del voltaje DC, solo el registro de datos en otros formatos numéricos para la ejecución de operaciones, ya que los valores obtenidos directamente de las entradas analógicas no pueden usarse para hacer operaciones con ellos.

En la *Figura 5.37* se ilustra la programación realizada, en la que los voltajes de la batería WT y PV están almacenados por los registros **%MF321**, **%MF237** y **%MF239** respectivamente,

en las cuales se realizan el cálculo del voltaje con las funciones 5.6, 5.7 y 5.8 respectivamente para cada voltaje.

Figura 5.37: Programación en Ladder de las lecturas de voltaje continuo (DC) de la batería, aerogenerador y panel fotovoltaico.

5.3.5.Medición del voltaje AC.

5.3.5.1. Descripción.

La medición del voltaje AC se realiza en la salida AC del inversor híbrido y en la Entrada AC de esta, que es el puerto de conexión para una fuente de respaldo AC. Los dos sensores AC instalados para la instrumentación de la Smart Grid son modelo ZMPT101B, un sensor que tiene un transformador para disminuir el voltaje medido a valores del rango que trabaja el Arduino, esto es de 0 a 5[V]. La señal entregada por este sensor es sinusoidal, por lo que se debe programar un algoritmo que pueda medir la señal alterna por medio de los valores peak to peak medidos de la señal.

Las especificaciones técnicas del sensor de voltaje AC están adjuntadas en la *Tabla 3.16* de la **sección 3.4.2**

5.3.5.2. Calibración y programación mediciones en Arduino.

En la programación del Arduino Leonardo para la lectura del sensor de voltaje, se realiza un algoritmo que permite el cálculo del valor peak-to-peak del voltaje de salida del sensor en valores enteros (0-1023), misma solución empleada para uno de los sensores AC ZMPT101 instalados para la instrumentación del SETE [4], pero con algunas modificaciones para la realización de una función genérica que pueda ser utilizado por los 2 sensores AC instalados.

Usando el nuevo sensor ZMPT101B integrado, con un voltaje medido RMS de 216[V], el valor obtenido del valor peak to peak de la señal de salida del sensor ZMPT101B medido en valores enteros por el convertidor ADC del Arduino es de 264 unidades. Mediante la función `map()` se puede establecer una relación lineal entre el valor "peak-to-peak" (en unidades) y el voltaje real medido en RMS con el par de mediciones realizadas ([0,0] y [264,216]) suficientes para la conformación de una función lineal.

En la *Figura 5.38* se muestra la creación de una función genérica llamada `read_VAC(int AINPIN, int amplitud, float valor_rms)`, cuyos parámetros de entrada son el pin del conversor ADC utilizado por el sensor `(AIPIN)`, valor peak-to-peak en valores enteros del voltaje de salida del sensor (`amplitud`) realizado en la calibración y el valor RMS real del voltaje asociado al valor peak-to-peak (`valor_rms`) también obtenido de la calibración.

```
//Funcion generica calculo voltaje AC
float read_VAC(int AINPIN, int amplitud, float valor_rms)
{
  int max_adc=0;
  int min_adc=1023;
  int adc_ac=0;
  for(int i1=0;i1<200;i1++)
  {
    adc_ac=analogRead(AINPIN);
    if(adc_ac>=max_adc)
    {
      max_adc=adc_ac;
    }
    if(adc_ac<=min_adc)
    {
      min_adc=adc_ac;
    }
  }
  return(map(max_adc-min_adc,0,amplitud,0,valor_rms*100.00)/100.00);
```

Figura 5.38: Programación función genérica para la lectura de la señal de salida del sensor de voltaje AC ZMPT101B.

Con las calibraciones obtenidas, los valores de los parámetros de la función `read_VAC()` para los sensores ZMPT101B instalados en la Smart Grid se muestran en la *Tabla 5.5*.

Tabla 5.5: Valores de Ios parámetros de entrada de la función `read_vac()` *para cada uno de los sensores ZMPT101B calibrados.*

Variable medición	AIPIN	amplitud	Valor_rms
Voltaje AC cargas AC (VAC 1)	3	197	175.5
Voltaje AC fuente respaldo AC (VAC 2)	4	264	216

Con los valores de los parámetros de entrada de la función prototipo `read_VAC()` determinados, se utiliza dicha función dentro del ciclo `loop()` del Sketch de programación del Arduino (*Figura 5.39*). Posteriormente los resultados son enviados al PLC, donde son guardados en los registros **%MF36** para VAC_1 y **%MF42** para VAC_2.

```
vac1=read_VAC(3,197,175.5); //Lectura sensor VAC RMS de inversor
if(vac1<175)//Elimina variaciones del ADC del arduino
{
  vac1=0;
}
if(vac1>250)
{
  vac1=250;
}
int Ent_VAC1 = (int)(vac1);
int Dec_VAC1 = 10000*(vac1-Ent_VAC1);
holdingRegs[ADC4] = Ent_VAC1;
holdingRegs[ADC5] = Dec_VAC1;
vac2=read_VAC(4,264,216.0); //Lectura sensor VAC RMS fuente respaldo
if(vac2<175)//Elimina variaciones del ADC del arduino
{
  vac2=0;
}
if(vac2>250)
{
  vac2=250;
}
int Ent_VAC2 = (int)(vac2);
int Dec_VAC2 = 10000*(vac2-Ent_VAC2);
holdingRegs[ADC6] = Ent_VAC2;
holdingRegs[ADC7] = Dec_VAC2;
```

Figura 5.39: Uso de la función `read_VAC()` *en el skecth de Arduino para la lectura de los sensores de voltaje AC ZMPT101B*

5.3.6. Medición de la corriente DC.

5.3.6.1. Descripción.

A causa de la configuración de la Smart Grid, donde la conexión de las fuentes de potencia utilizan como bus DC los bornes de la batería, lo que implica el uso de una cantidad importantes de sensores, y cada uno con rangos de medición distintos. Los modelos de sensores utilizados son ACS712-20B, ACS712-30B y ACS758-50B de efecto Hall, con rangos de medición de ±20, ±30 y ±50 [A] respectivamente.

5.3.6.2. Calibración y programación mediciones en Arduino.

Para la calibración del sensor, dado su comportamiento lineal en la relación corriente/voltaje, solo basta la medición de dos pares de datos para obtener la sensibilidad real del sensor a partir de la ecuación 5.9.

$$I_{med} = \frac{V_{sensor} - V_{offset}}{sensibilidad} \qquad (5.9)$$

Evidentemente, el primer par de datos a tomar en cuenta el valor de la señal de voltaje del sensor cuando la corriente es 0[A], que es el voltaje offset del sensor y que es dependiente de la alimentación que recibe dicho dispositivo, y el otro par de datos es la medición del voltaje de salida del sensor para un valor de la corriente DC medida por un amperímetro. Este método fue anteriormente utilizado en la instrumentación del SETE y documentado en [4] para los sensores ACS712B-20 y que también son usados para la instrumentación y automatización de la Smart Grid.

Aplicando el método para todos los sensores de corriente (inclusive los de corriente AC), las sensibilidades reales para cada una de las corrientes se muestran en la *Tabla 5.6.*

Tabla 5.6: Valores de sensibilidades reales de los sensores de corriente para la calibración.

Sensor	**Sensibilidad real[A/V]**
ACS712-20B (IDC1)	0.096997
ACS712-20B (IDC2)	0.09805128
ACS712-20B (IAC1)	0.0994815
ACS712-30B (IAC2)	0.066209
ACS758-50B (IDC3)	0.04020101
ACS758-30B (IDC4)	0.04056604

En cuanto a las lecturas de los sensores del voltaje realizado por el Arduino, es realizado por una función genérica llamada `get_corriente(int n_muestras, int AIPIN, float sensibilidad, float v_medio, float vcc),` cuyos parámetros de entrada son la cantidad de muestras a obtener de la medición (`n_muestras),` pin de entrada análogica del Arduino Leonardo donde está conectado el sensor (`AIPIN),` sensibilidad real del sensor obtenido de la calibración (`sensibilidad`), valor medio del sensor medido cuando la

corriente es 0 (`v_medio`) y por último, el valor del voltaje de alimentación que recibe el sensor (`vcc`).

Con los parámetros de entrada, la función utiliza la ecuación 5.9 para el cálculo de la corriente y posteriormente este valor es almacenado y utilizado para el cálculo del valor promedio de la corriente medida, definido por el parámetro `n_muestras` , dicha operación en estricto rigor, realiza un filtro para que la medición sea más "limpia". En la *Figura 5.40* se ilustra la función `get_corriente()` programada en el IDE Arduino.

```
//Funcion genérica cálculo corriente DC
float get_corriente(int n_muestras, int AIPIN, float sensibilidad, float v_medio, float vcc)
{
  float v_sensor=0;
  float corriente=0;
  for(int i2=0;i2<n_muestras;i2++)
  {
    v_sensor=analogRead(AIPIN)*vcc/1023;
    corriente+=(v_sensor-v_medio)/sensibilidad;
  }
  return corriente/n_muestras;
}
```

Figura 5.40: Programación función genérica para la lectura de los sensores de que miden corriente continua.

Con los datos numéricos de las calibraciones realizadas para cada sensor que mide la corriente continua, los valores de los parámetros de entrada para el cálculo de la corriente y el registro donde son almacenados los valores en el PLC para cada sensor se dan a conocer en la *Tabla 5.7*.

Tabla 5.7: Valores de los parámetros de entrada de la función get_corriente() para cada uno de los sensores que miden corriente continua. Y el registro almacenado en el PLC para cada dato del sensor correspondiente.

Sensor	**n_muestras**	**AIPIN**	**sensibilidad**	**v_medio**	**Vcc**	**Registro almacenado en PLC**
IDC1	200	0	0.096997	2.5	5	%MF112
IDC2	200	1	0.09805128	2.5	5	%MF118
IDC3	200	6	0.04020101	2.485	5.02	%MF124
IDC4	200	8	0.04056604	2.509	5.01	%MF130

En la *Figura 5.41* se muestra algunas funciones para la medición de corriente DC aplicadas en el sketch principal de programación del Arduino Leonardo.

```
idc1=get_corriente(200,0,0.096997,2.5,5); //Calculo corriente DC sensor ACS712-20[A](PV)
if(idc1<0.1)//Elimina variaciones del ADC del arduino en Vcc/2
{
  idc1=0;
}
int Ent_IDC1 = (int)(idc1);
int Dec_IDC1 = 10000*(idc1-Ent_IDC1);
holdingRegs[ADC12] = Ent_IDC1;
holdingRegs[ADC13] = Dec_IDC1;
idc2=get_corriente(200,1,0.09805128,2.5,5); //Calculo corriente DC sensor ACS712-20[A](Alim dicroicas)
if(abs(idc2)<0.3)//Elimina variaciones del ADC del arduino en Vcc/2
{
  idc2=0;
}
int Ent_IDC2 = (int)(idc2);
int Dec_IDC2 = 10000*(idc2-Ent_IDC2);
holdingRegs[ADC14] = abs(Ent_IDC2);
holdingRegs[ADC15] = abs(Dec_IDC2);
idc3=get_corriente(200,6,0.04020101,2.485,5.02); //Calculo corriente DC sensor ACS75850B-50[A](linea bateria inversor hibrido)
if(abs(idc3)<0.3)//Elimina variaciones del ADC del arduino en Vcc/2
{
  idc3=0;
}
int Ent_IDC3 = (int)(idc3);
int Dec_IDC3 = 10000*(idc3-Ent_IDC3);
holdingRegs[ADC16] = Ent_IDC3;
holdingRegs[ADC17] = Dec_IDC3;
```

Figura 5.41: Programación en Arduino de lecturas de los sensores de corriente DC.

5.3.7.Medición de la corriente AC.

5.3.7.1. Descripción.

La medición de la corriente alterna es realizada en los mismos componentes a las que se les mide el voltaje alterno, esto es, la fuente de respaldo y las ampolletas incandescentes (cargas AC). Los sensores que realizan las mediciones de la corriente alterna son los sensores ACS712-20B y ACS712-30B, siendo el primero un sensor utilizado previamente en la instrumentación del SETE para la medición de la corriente alterna de las ampolletas incandescentes (cargas AC).

5.3.7.2. Calibración y programación mediciones en Arduino.

En cuanto a la calibración de estos sensores, ambos ya se encuentran calibrados en cuanto a la determinación de la sensibilidad real en ambos sensores ilustrada en la *Tabla 5.6.* Para la medición de la corriente alterna utilizando los sensores, se aplica un método similar al realizado para la medición del voltaje AC, esto es, determinar la magnitud de la corriente a partir de los valores peak to peak de la señal de voltaje que entrega el sensor de corriente (pin OUT) y utilizando la sensibilidad del sensor y el valor offset del sensor para conversión de la señal de voltaje a su equivalente de la corriente, aplicando la expresión 5.10.

Las lecturas de los sensores de corriente AC son realizadas por una función prototipo llamada `get_corriente_ac(int APIN, float sens, float v_medio, float offset)`, cuyos parámetros de entrada son el puerto de la entrada analógica del Arduino a la que está conectado el sensor (`APIN`), sensibilidad real del sensor (`sens`), voltaje de la señal de salida del sensor cuando la corriente es 0[A] (`v_medio`) y un valor referencial de la corriente analógica para ajuste y compensación de errores de medición (`offset`). A destacar, se programa la duración de la búsqueda de los valores pico de la señal a los 60[ms], tiempo suficiente para detectar al menos 3 valores mínimos y máximos considerando que la señal alterna tiene un periodo de 20[ms] (o 50[Hz]).

En la *Figura 5.42* se ilustra la función `get_corriente_ac()` programada en el entorno IDE del Arduino.

```
//Funcion genérica calculo corriente AC
float get_corriente_ac(int APIN, float sens, float v_medio, float offset)
{
  float v_sensorac=0;
  float corriente_ac=0;
  long tiempo=millis();
  float Imax=0;
  float Imin=0;
  while(millis()-tiempo<60)
  {
    v_sensorac=analogRead(APIN)*5.0/1023;
    corriente_ac=0.9*corriente_ac+0.1*((v_sensorac-v_medio)/sens);
    if(corriente_ac>=Imax)
    {
      Imax=corriente_ac;
    }
    if(corriente_ac<=Imin)
    {
      Imin=corriente_ac;
    }

   }
   return(((Imax-Imin)/2)-offset);
 }
```

Figura 5.42: Programación función genérica para la lectura de los sensores de que miden corriente alterna.

Los valores de los parámetros de entrada para el cálculo de la corriente alterna y el registro donde son almacenados los valores en el PLC para cada sensor de corriente que mide corriente alterna se dan a conocer en la *Tabla 5.8*.

Tabla 5.8: Valores de los parámetros de entrada de la función `get_corriente_ac()` *para cada uno de los sensores que miden corriente alterna. Y el registro almacenado en el PLC para cada dato del sensor correspondiente.*

Sensor	**AIPIN**	**Sensibilidad**	**V_medio**	**offset**	**Registro almacenado en PLC**
IAC1	2	0.099481865	2.5	5	%MF48
IAC2	5	0.066209	2.5	5	%MF54

En la *Figura 5.43* se muestran las funciones para la medición de corriente AC aplicadas en el sketch principal de programación del Arduino Leonardo.

```
iac1=get_corriente_ac(2,0.099481865,2.5,0.012)*0.7071;//lectura sensor corriente AC RMS inversor (ACS712-20[A])
if(iac1<0.1)//Elimina variaciones del ADC del arduino
{
  iac1=0;
}
int Ent_IAC1 = (int)(iac1);
int Dec_IAC1 = 10000*(iac1-Ent_IAC1);
holdingRegs[ADC8] = Ent_IAC1;
holdingRegs[ADC9] = Dec_IAC1;
iac2=get_corriente_ac(5,0.066209,2.5,0.015)*0.7071;//lectura sensor corriente AC RMS respaldo (ACS712-30[A])
if(iac2<0.1)//Elimina variaciones del ADC del arduino en Vcc/2
{
  iac2=0;
}
int Ent_IAC2 = (int)(iac2);
int Dec_IAC2 = 10000*(iac2-Ent_IAC2);
holdingRegs[ADC10] = Ent_IAC2;
holdingRegs[ADC11] = Dec_IAC2;
```

Figura 5.43: Programación en Arduino de lecturas de los sensores de corriente Alterna.

5.4. Estimación del Estado de carga (SoC) de la batería.

Para el control y monitoreo de la Smart Grid se requieren monitorear variables que no pueden ser directamente medidas por sensores ya sea por motivos económicos (disponibilidad) o técnicos que no permiten obtener las medición en tiempo real, en estos casos la solución a realizar es el cálculo de las variables por medio de funciones que requiere de otras variables para la medición, lo que en estricto rigor es una estimación de la variable como una solución rápida y eficiente desde el punto de vista económico, sin embargo, esto es a expensas de la precisión en el control y monitoreo del sistema.

En relación al sistema, las variables a requerir y que son estimados son el estado de carga de la batería (SoC), y el balance del sistema, variables de gran importancia para el control del sistema, ya que definen el flujo y gestión de potencia del sistema. En esta sección se muestra en detalle los problemas y soluciones tomadas en cuenta en la estimación de la carga de la batería, debido a que es una problemática que aún en la actualidad sigue con el desarrollo de mejores métodos de estimación de la carga de la batería. Gran parte del análisis y soluciones para el cálculo del SoC se ha tomado como referencia el documento [7], referente a la estimación de carga de baterías.

5.4.1.Introducción y problemas.

El propósito de una batería es el almacenamiento de energía eléctrica sacando provecho de las propiedades electroquímicas de los elementos que lo conforman, por lo que es evidente conocer cuantitativamente la energía almacenada en la batería a causa de que debe alimentar cargas cuando se requiera con la finalidad de determinar la capacidad de la batería en suplir la demanda requerida.

La medición de la energía almacenada o estado de la carga (SoC) en una batería se puede obtener a partir de ciertos parámetros presentes en ella, tales como temperatura, voltaje, capacidad nominal, corriente y densidad electrolítica. Sin embargo, la medición de estas variables para la determinación del estado de carga (SoC) presenta ciertas dificultades a causa de la naturaleza electroquímica ya que las prestaciones de la batería varían constantemente por su forma de uso y su degradación a lo largo del tiempo. Los inconvenientes presentes a mencionar son los siguientes.

5.4.1.1. Problemas con la estimación del SoC mediante la temperatura

La medición de la carga de la batería por medio de la temperatura por medio del efecto Joule, en que la corriente que circula por un conductor produce calor en él a medida que su magnitud aumenta. Sin embargo también se debe considerar que la temperatura ambiente es un factor que determina la capacidad nominal de la batería, por lo que una variación de temperatura ambiente afecta de manera significativa la capacidad de la batería, y por ende la medición del SoC es errónea. En la *Figura 5.44* se ilustra un gráfico de la capacidad nominal de la batería en función de la temperatura ambiente para la batería VRLA Ultracell UC-100, modelo de la batería a emplear en la Smart Grid. Se aprecia que una menor temperatura ambiente disminuye significativamente la capacidad nominal de la batería.

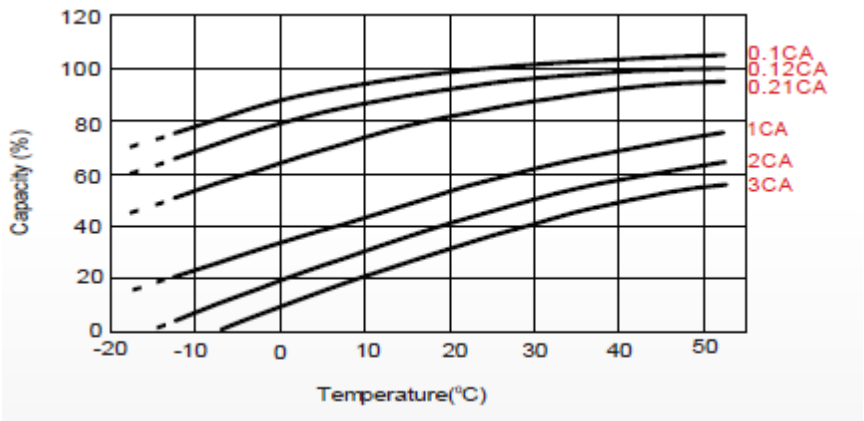


Figura 5.44: Capacidad nominal de la batería en función de la temperatura ambiente.

5.4.1.2. Problemas con la estimación del SoC mediante el voltaje de la batería

La medición del SoC por medio del voltaje de la batería puede hacerse directamente por medio de los terminales de esta sin afectar su funcionamiento, por lo que se puede obtener una curva de relación entre el SoC v/s voltaje de la batería. Sin embargo, en ciclos de carga o descarga de la batería se producen variaciones significativas del voltaje de la batería a causa del efecto memoria presente por la cristalización de los componentes químicos en las celdas de las baterías, que reduce la capacidad nominal de la batería, además trae consigo que la batería presente un fenómeno de histéresis manifestado en el voltaje una vez terminado un ciclo de carga o descarga donde el voltaje de la batería en estado estacionario es diferente al comienzo del ciclo. En la *Figura 5.45* se muestra a modo de ejemplo, un gráfico del SoC de la batería vs voltaje, en la que esta es sometido a ciclos de carga y descarga de 10 minutos de duración con pausas de 1 minuto.

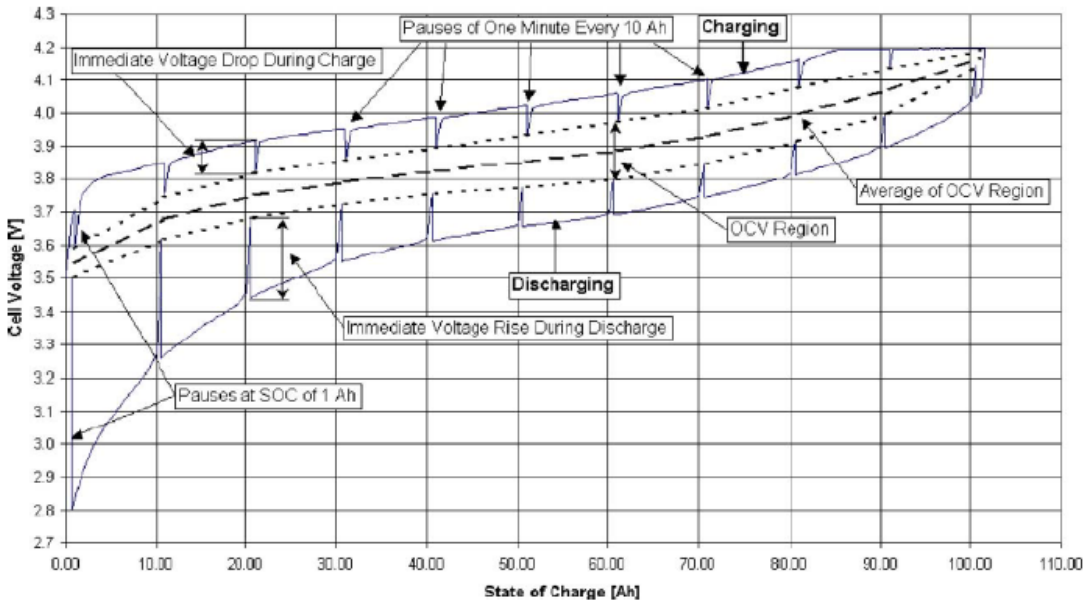


Figura 5.45: *Relación entre el SoC y el voltaje de una batería con ciclos de carga y descarga (Obtenida de [5)].*

En resumen, la estimación del SoC en función del voltaje de la batería es un método simple y barato, pero solo es válida y precisa cuando la batería se encuentre en reposo o circuito abierto.

5.4.1.3. Problemas con la estimación del SoC mediante la corriente.

La estimación del SoC mediante la corriente es factible solo si hay sensores de corriente conectados a las líneas que están conectadas a la batería, con la finalidad de obtener la corriente neta de la batería que indica si hay descarga o carga de la batería. La determinación del SoC en porcentaje [%], es realizado mediante un contador de carga (Contador de Coulomb) materializado en la integral de la corriente neta que entrega la batería, representado en la expresión 5.10.

$$SoC = SoC_0 + \frac{100 \cdot \int_0^t I d\tau}{C_N} \qquad (5.10)$$

Donde C_N es la capacidad nominal de la batería (en [Ah]), SoC_0 el valor inicial del SoC en [%], e I es la corriente neta de la batería.

Sin embargo, si las mediciones de la corriente presentan un porcentaje de error, entonces en el contador de carga los errores se acumulan a lo largo del tiempo y la medición del SoC medido será cada vez más errónea.

En resumen, la estimación del SoC por medio de la corriente es un método más preciso en comparación con el voltaje ya que la estimación no depende del estado de funcionamiento de la batería (carga o descarga), sin embargo, es un método poco preciso si se requiere medir el estado de la carga de la batería en prolongados periodos de tiempo, con regímenes de carga y descarga aleatorios que afectan en la estimación por la modificación de la capacidad nominal de la batería que se va deteriorando a lo largo del tiempo.

5.4.1.4. Problemas con la estimación del SoC por medio de la composición electrolítica de las baterías.

La medición del SoC a través de la densidad electrolítica de la batería es un método preciso y simple que solo puede ser realizado en baterías tipo VRLA como el utilizado en la Smart Grid, debido a que la relación entre la concentración electrolítica y el SoC de la batería es bastante lineal como se ilustra en la *Figura 5.46*. Sin embargo, la medición de la densidad electrolítica debe realizarse con la batería en estado de reposo, lo que implica la desconexión de la batería del sistema, sumado a que se debe asegurar la hermeticidad de la batería por la necesidad de implementar un sensor de pH, por lo que una medición en tiempo real del estado de la carga de la batería con este método no es posible.

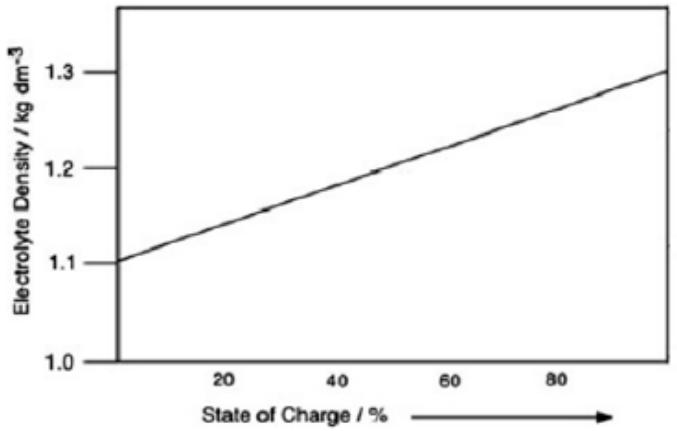


Figura 5.46: *Relación entre la densidad electrolítica y el SoC voltaje de la batería [5].*

En resumen, debido a la imposibilidad de medir el SoC en tiempo real, sumado al costo de los sensores que midan la densidad electrolítica, lo hace ser un método poco utilizado.

5.4.1.5. Alteración de la capacidad nominal de la batería.

La capacidad nominal de la batería es afectada por la temperatura ambiente como ya se vio en la **Sección 5.4.1.1**, pero también se ve afectada por la cantidad de ciclos de carga y descarga y la profundidad de estas (DoD), manifestadas en la cantidad de corriente de carga o descarga de la batería. Una mayor cantidad de ciclos y magnitudes de corriente de carga o descarga reducen notablemente la capacidad nominal de carga, como también la vida útil de la batería. Esta variación de la capacidad nominal trae consigo que el error de estimación del SoC mediante la integral de la corriente sea mucho mayor, ya que es una de las variables a requerir para dicha estimación (Ec. 5.10).

En las *Figuras 5.47 y 5.48* se ilustran unas gráficas de la variación de la capacidad nominal de la batería en función de la corriente de descarga y ciclos de carga y descarga respectivamente.

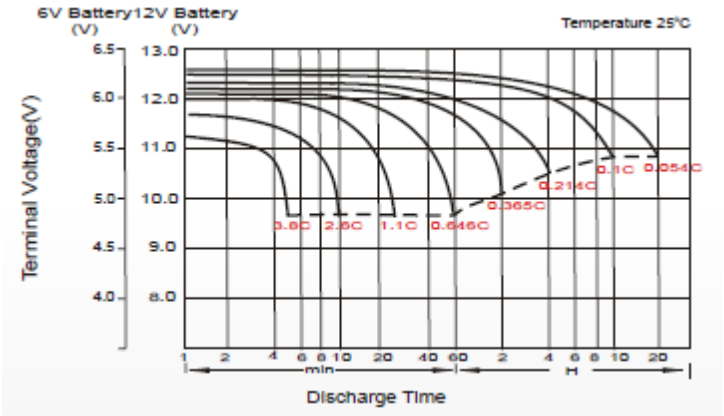


Figura 5.47: *Variación de la capacidad nominal de la batería (manifestado en la duración del tiempo de descarga) en relación a la corriente de descarga de la batería.*

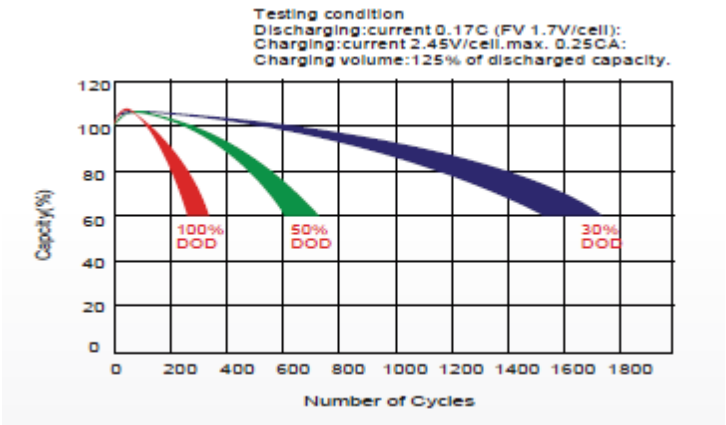


Figura 5.48: *Capacidad nominal de la batería en función de la cantidad de ciclos de carga y descarga de la batería, y de la profundidad de descarga (DoD).*

5.4.2. Alternativas de solución.

En función de la capacidad de los sensores integrados en la Smart Grid y de las prestaciones a nivel de programación y cómputo del PLC como del Arduino Leonardo, los métodos a considerar para la estimación del SoC de la batería son los siguientes:

5.4.2.1. Estimación del SoC por medio del voltaje de la batería.

En lo visto en la **Sección 5.4.1.2**, la estimación del SoC por medio del voltaje es el método más sencillo y directo, en que se puede obtener una función del SoC dependiente del voltaje en circuito abierto de la batería (V_{oc}) midiendo valores del voltaje en estado estacionario ante distintos valores del SoC. Sin embargo este método pierde mucha precisión si la batería está sometida a ciclos de cargas y descargas, además de las características ambientales y de uso que degrada la capacidad de la batería, por ende sus valores nominales pierden validez para la estimación del SoC.

Este método solo es útil si la batería está en reposo o estado estacionario. En el caso de la presente Smart Grid es factible realizarlo, ya que el voltaje de la batería es medido por alguna de las entradas analógicas del PLC, y dicha variable está almacenada en el registro

%MF237, por lo que se puede utilizar como una variable de un bloque de funciones definido por el usuario en el programa SoMachine.

5.4.2.2. Estimación del SoC por medio de la integral de la corriente.

Esta alternativa es tomada en cuenta debido a que todas las líneas conectadas a la batería tienen sensores de corriente, permitiendo obtener la corriente neta que entrega la batería al sistema, variable que utilizada para realizar el conteo de carga como se indica en la función 5.10, en la que se obtiene el SoC de la batería de manera inmediata y sin ser afectado por las perturbaciones como sucede con la estimación mediante el voltaje. Sin embargo, como se explica en la **Sección 5.4.1.3**, la gran desventaja de este método es que su precisión depende de que el error de medición de los sensores sea bajo, en caso contrario el error es acumulativo y a lo largo del tiempo la diferencia es cada vez mayor, además de que la capacidad nominal de la batería no es un valor fijo, sino que depende de las condiciones de uso de la batería.

La implementación de este método es posible en la instrumentación y automatización de la Smart Grid, ya que se conoce por medio de los sensores el valor la corriente neta de la batería, además por medio del programa SoMachine dispone de recursos o bloques de funciones que permiten realizar una integración con sumatorias.

5.4.2.3. Estimación del SoC con métodos mixtos de voltaje y corriente.

Las variables de voltaje y corriente son las variables más importantes y fáciles de medir en una batería, y además cada una de ellas permite estimar el estado de la carga por sí mismo, pero también cada variable y su método asociado presenta inconvenientes en la estimación, requiriendo de otros métodos que atenúan los errores presentes en la estimación de la carga.

Una solución a tomar en cuenta para la estimación del SoC es unificar los métodos del voltaje y corriente en uno solo. De acuerdo a lo documentado en [5] y [6], un método realizado es la mezcla entre el método del voltaje de la batería en circuito abierto con el método de la integral de la corriente, en la que los errores presentes en uno de ellos, son atenuados por el otro.

En la *Figura 5.49* se muestra un diagrama de proceso de la estimación mixta del SoC, en ella se utiliza el método de voltaje modificado, en la que presenta un lazo de control utilizando

como planta un bloque del modelo de la batería, cuyas variables de entrada son el SoC y la corriente neta de la batería. La función de salida del modelo de la batería es el voltaje estimado de la batería que es utilizada para el control por realimentación de la variable real de la batería, controlando el voltaje de la batería y el SoC ante bruscas variaciones. En resumen, el control realimentado permite mitigar los errores producidos y acumulados de la integral de corriente.

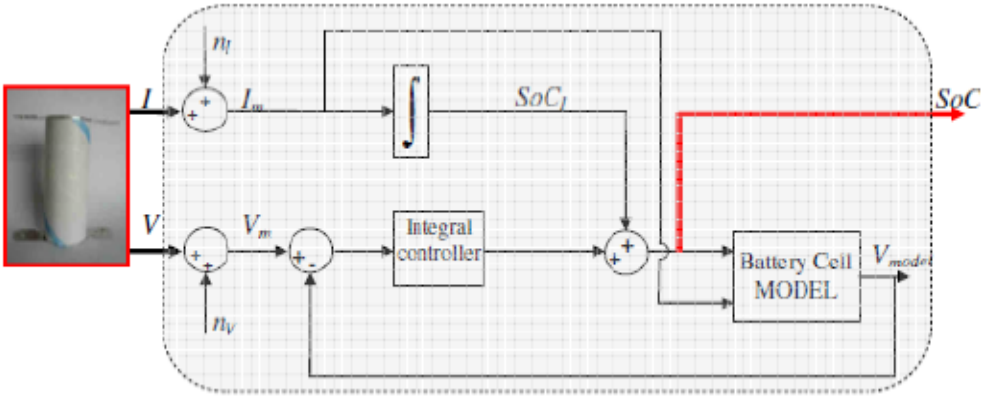


Figura 5.49: Diagrama de algoritmo de estimación mixto del SoC (Obtenido de [6]).

La implementación de una solución mixta como la indicada en la *Figura 5.49* tiene sus pros y contras a nivel de programación, donde se presentan las mayores dificultades pese a que las mediciones tanto de corriente como de voltaje de la batería están disponibles. El programa SoMachine permite la realización de bloque de funciones simples de operaciones matemáticas, sin embargo, la realización de una función que modela la batería es poco probable, ya que se requiere de funciones recursivas para la generación de una función de salida que depende de una integral o derivada, requiriendo de una cantidad significativa de recursos de memoria y de calculo que el PLC no puede brindar. En cuanto al control realimentado como el ilustrado en la *Figura 5.51* tampoco es posible realizar debido a que la planta a controlar es un modelo matemático de la batería, no una planta física, por lo que no es posible configurar en un bloque PID (que si lo dispone el programa) una salida de tipo "virtual" por medio de un registro, esta solo puede ser una salida de tipo analógica.

En resumen, este método es mas preciso que los métodos anteriores ya que trabajan de forma complementaria, sin embargo, requiere de una capacidad de procesamiento y computo que el PLC no lo puede brindar, por lo que este tipo de método solo se puede implementar en un equipo que dispone de un DAQ (Tarjeta de Adquisición de Datos) y de un programa que permita realizar el modelo y procesamiento de las señales como LabView o Matlab/Simulink.

5.4.3. Alternativa seleccionada.

Tomando en cuenta lo realizado en la instrumentación de la Smart Grid y de las limitaciones de cómputo del PLC y el Arduino Leonardo, finalmente la alternativa escogida es un método de estimación mixta como el presentado en la **Sección 5.4.2.3**, pero con profundas diferencias, ya que se utilizan también los métodos de estimación de voltaje y corriente de forma complementaria, pero manteniendo las características principales de cada uno de ellos. En la *Figura 5.50* se ilustra un esquema del método de estimación mixto a implementar, tomando como referencia lo realizado en [6]. Destacándose que la estimación entregada por cada método y el aporte conjunto de ambos es regulada por una lógica de control por estados.

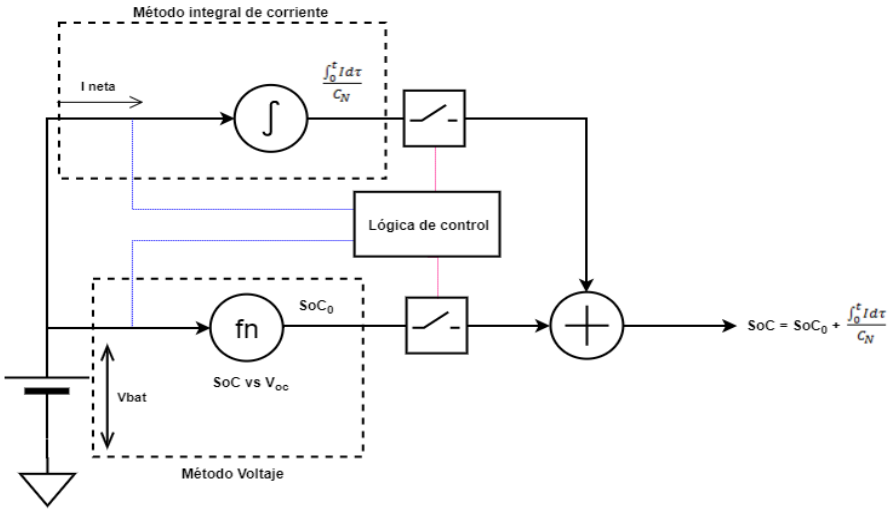


Figura 5.50: Diagrama del método de estimación mixto del SoC a implementar.

En cuanto a la lógica de control, esta define el funcionamiento de este método sacando provecho de las ventajas y mitigando los inconvenientes de cada uno de los métodos de

estimación del SoC (voltaje e integral de corriente). Las características del funcionamiento del método mixto seleccionado son los siguientes:

- Si la batería se encuentra en reposo, esto es, que su corriente neta es 0[A], el valor del SoC es solo el estimado por el método de voltaje, que es obtenido mediante una función que relaciona el SoC con el voltaje en circuito abierto (V_{oc}), curvas conocidas para una batería tipo VRLA.

- Si la batería es cargada o descargada, entra en funcionamiento el método de la integral de la corriente y el método del voltaje deja de ser aporte mientras la corriente neta de la batería sea distinto de 0, aunque el método de voltaje entrega un valor del SoC inicial al momento del funcionamiento de la integral llamado SoC_0 que es el valor del SoC en circuito abierto justo antes del ciclo de carga o descarga. Este valor es considerado un valor de referencia o inicial para la integral de corriente, evitando que el error de este método sea mayor a lo largo del tiempo.

- Después de un ciclo de carga o descarga, el método de la corriente sigue funcionando pero el valor del SoC se mantiene estable dado que la corriente neta es 0, por ende el valor de la integral es el último valor calculado cuando la corriente es distinta de 0. En este escenario, el método del voltaje solo entrará luego de 5[min] si en ese lapso de tiempo no hay corriente neta circulando por la batería, si dicha condición se cumple, el método de la integral es desactivado y el valor de la integral es puesto a 0 y en consecuencia, el valor del SoC es solo el estimado del voltaje en circuito abierto (SoC_0). El tiempo de espera y actualización del SoC en estado estacionario luego de un tiempo se debe al efecto de histéresis presente en la batería manifestada en la variación del voltaje es mitigado luego de un tiempo de reposo de algunos minutos.

La implementación de este método de control es factible realizarlo en la programación del PLC, ya que no requiere de muchos recursos computacionales, además, la descripción dada del funcionamiento del sistema implica que la lógica de control asociada debe ser del tipo secuencial, ya que en función del estado de funcionamiento de la batería se selecciona uno o

ambos método de estimación del SoC. El detalle de la implementación del método en el programa SoMachine se da a conocer a continuación.

5.4.4. Implementación método de estimación del SoC.

La implementación del método de estimación del SoC seleccionado es realizada en el programa SoMachine utilizando el lenguaje de programación Ladder para la lógica de control, además se utilizan bloques de funciones para los métodos de estimación del voltaje como de la corriente. En esta sección se describe la programación realizada para cada uno de ellos de forma individualizada y la lógica de control que unifica y controla este método de estimación mixta.

5.4.4.1. Estimación del SoC por medio del voltaje en circuito abierto (V_{oc}).

De acuerdo al tipo de batería VRLA presente en la arquitectura de la Smart Grid, los datos de los pares de datos de la carga de la batería y el voltaje en circuito abierto nominales presentes en la *Tabla 4.1* (Relación entre voltaje de la batería y SoC) son utilizados para la realización de una función del SoC dependiente del voltaje por medio de un gráfico de regresión.

La regresión del par de datos es realizado en el programa Matlab, y de acuerdo al grafico ilustrado en la *Figura 5.51*, la relación entre el SoC [%] y el voltaje de la batería [V] no es estrictamente lineal, donde la linealidad se pierde en los valores extremos de la batería. De acuerdo a las opciones de regresión disponibles en el programa, el tipo de regresión que más precisión entrega para el conjunto de datos es del tipo gaussiano como se muestra en la *Figura 5.51*, siendo la función mas representativa para el conjunto de datos del SoC v/s voltaje.

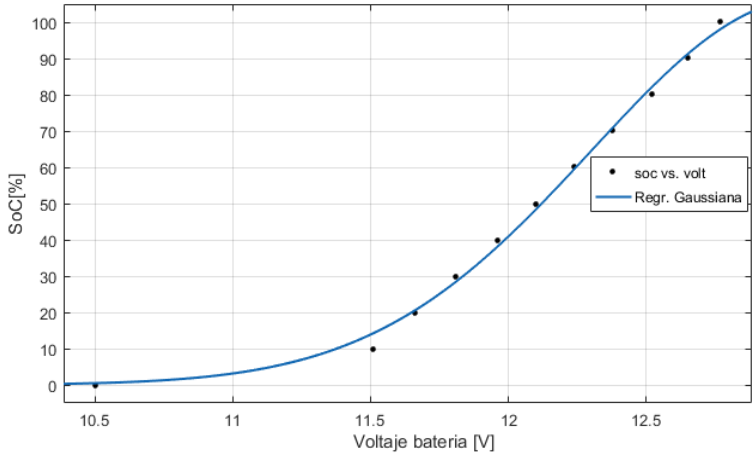


Figura 5.51: Regresión gaussiana para el conjunto de datos SoC vs voltaje batería.

De la regresión realizada, la función obtenida que relaciona el SoC con el voltaje de la batería en circuito abierto se muestra en la ecuación 5.11:

$$SoC(V_{oc}) = 107.1 \cdot e^{\frac{-(V_{oc}-13.1)^2}{1.16^2}} \qquad (5.11)$$

La función obtenida es del tipo gaussiana y su correlación es de 0.9957, un valor bastante alto de la regresión considerando que la relación del SoC con V_{oc} no es lineal. Cabe considerar que está regresión solo es representativa del SoC para el V_{oc} cuyos rangos de valores comprenden entre los 10.5 hasta los 12.8 [V].

En el programa SoMachine se realiza la función (5.11) obtenida de la regresión, utilizando registros y bloques de funciones. En la *Figura 5.52* se ilustra la función que determina el SoC en función del voltaje de la batería en circuito abierto, en lo que se destaca el uso de múltiples registros debido a las limitantes presentes en el programa, en que en cada función almacenada en un registro no pueden haber más de 5 operandos en él, por lo que el registro asignado a la estimación del SoC es el **%MF92**. También es de destacar que el valor del SoC nunca será mayor a 100% ya que esta limitación lo realiza un comparador si el valor del registro **%M92** es mayor a 100, dejando fijo a ese valor como se ve en el renglón 70 (Rung70).

Figura 5.52: Implementación de la función del SoC en función del voltaje en el programa SoMachine.

5.4.4.2. Estimación del SoC por medio de la integral de la corriente

En función de las características de funcionamiento del método mixto de la estimación del SoC explicado en la **Sección 5.4.3**, la precisión del método de la corriente dependerá del valor inicial del SoC que es proporcionado por el método del voltaje en circuito abierto de la batería en reposo, como también de la precisión de los sensores de corriente que miden la corriente neta de la batería, dado que el error de medición es acumulativo a lo largo del tiempo.

En cuanto a las variables y funciones requeridas para la estimación del SoC por medio de la integral de la corriente, en el programa SoMachine existen bloques y funciones que permiten realizar dichas operaciones. En el caso de la corriente neta, esta corresponde a la suma total de las corrientes que entran o salen de la batería, y en el programa todas estas variables están medidas y guardadas en registros. En la *Figura 5.53* se muestra la creación de la variable corriente nueva con el registro **%MF86** replicando la expresión (5.12), siguiendo la conexión de la arquitectura de la Smart Grid y la orientación de los sensores:

$$I_{neta} = I_{WT} + I_{inv} - I_{cargasDC} \quad (5.12)$$

Figura 5.53: Creación de la variable corriente neta de la batería (%MF86) en SoMachine.

En cuanto al desarrollo de la integral propiamente tal, en SoMachine no existe alguna función que realice una integral, aun así, es posible usar otros recursos disponibles del programa para realizar la integral, sin embargo se debe considerar que las variables registradas y operaciones del PLC son del tipo discreto, por lo que es necesario realizar una aproximación o equivalente discreto de la integral.

El equivalente discreto de una integral definida y base matemática de esta es la suma de Riemann, en que el cálculo de la integral por medio de esta suma se realiza dividiendo la función en múltiples secciones rectangulares del ancho de la variable independiente *x* y altura *f(x)*, obteniendo el área correspondiente en cada uno de ellos y el resultado de la integral es la sumatoria de cada una de dichas áreas. Matemáticamente la integral se expresa la función (5.13).

$$s(x) = \sum_{i=1}^{n} \Delta_i \cdot f(x_i) \qquad (5.13)$$

Esta sumatoria puede realizarse de manera discreta en SoMachine sacando provecho de la forma en que se ejecuta el código del programa de manera secuencial, esto es, que una variable puede actualizarse y aumentar progresivamente su valor por si mismo de forma recursiva, como una función de suma acumulativa que se puede realizar en otros lenguajes de programación (por ejemplo, a+=b equivalente a a=a+b). Entonces, de forma discreta, la suma de Riemann se define como en (5.14):

$$s[x] = \sum_{i=1}^{n} \Delta x_i \cdot f[x_i] \qquad (5.14)$$

Donde $\Delta x_i = x_i - x_{i-1}$ es el ancho de la partición.

Tomando en cuenta la capacidad limitada de realizar funciones recursivas en SoMachine por medio de registros, la suma de Riemman se puede establecer como una función recursiva tipo $a = a + b$, utilizando un registro a donde se irá acumulándose el resultado de la sumatoria y la variable b como el cálculo del área de la sección dividida de la función. Considerando que la integral es realizada en dominio del tiempo, la sumatoria de Riemann como función recursiva a realizar en SoMachine se resume en la expresión (5.15).

$$s[t] = \sum_{i=1}^{n} \Delta t_{i-1} \cdot f[t_{i-1}] + \Delta t_i \cdot f[t_i] \qquad (5.15).$$

Utilizando la ecuación 5.11 del SoC, la integral de la corriente para el SoC definida como una función recursiva de la sumatoria de Riemann, la función equivalente se representa en la siguiente expresión (5.16).

$$\frac{\mathbf{100} \cdot \int_0^t I d\tau}{C_N} \triangleq \left(\frac{100}{C_N}\right) \cdot \sum_{i=1}^{n} \Delta t \cdot I[t_{i-1}] + \left(\frac{100}{C_N}\right) \cdot \Delta t \cdot I[t_i] \qquad (5.16)$$

Donde Δt es el periodo de tiempo de evaluación y cálculo de la integral que es realizado en el programa (o sumatoria) de la función, $I[t_i]$ es el valor de la corriente en el instante t_i y C_N es la capacidad nominal de la batería en Ah.

El valor de la capacidad nominal de la batería instalada en la Smart Grid es de 100[Ah] $C_N = 100[Ah]$, $I[t]$ es la corriente neta, definida en el programa con el registro **%MF86**. Sin embargo, el valor de Δt es mas complicado de obtener, ya que el PLC no dispone de una variable que indique el tiempo requerido de ejecución que toma un bloque de funciones, la solución tomada fue el uso de la misma función recursiva sumando consecutivamente un valor entero y para luego determinar el conteo total realizado entre dos instantes de tiempo y obtener el periodo aproximado que toma la función recursiva. Por dicho método, tenemos que la integral tarda aprox. $\Delta t = 2.346[ms]$ en realizar la operación entre dos datos consecutivos. Con las constantes definidas numéricamente, la función a implementar en SoMachine tomando como referencia la expresión (5.16) se muestra en la siguiente expresión (5.17).

$$\frac{\mathbf{100} \cdot \int_0^t I d\tau}{C_N} \triangleq \left(\sum_{i=1}^{n} \left(\frac{0.002346}{3600}\right) \cdot I[t_{i-1}]\right) + \left(\frac{0.002346}{3600}\right) \cdot I[t_i] \qquad (5.17)$$

Cabe mencionar que la división de Δt por 3600 obedece a esta tiene como unidad de tiempo el segundo, por lo que se debe realizar la conversión a hora a causa de la variable de la

capacidad de carga de la batería se representa en unidades de [Ah] para que exista concordancia con las unidades de medida del SoC que es en [%].

En SoMachine, el registro o variable que se utiliza para la sumatoria de Riemann es el **%MF750** que almacenará recursivamente la suma acumulada. En la *Figura 5.54* se muestra la programación realizada para implementación de la integral por medio de la función definida en (5.17).

Figura 5.54: Integral de la corriente neta realizada en el programa SoMachine.

5.4.4.3. Implementación de la lógica de control.

De acuerdo a las características de funcionamiento del método de estimación mixto descritas en la **Sección 5.4.3**, la lógica de control debe ser del tipo secuencial debido a que el uso combinado o individual de cada método de estimación del SoC dependerá de ciertos estados o condiciones de la batería medibles por medio del voltaje o la corriente.

En la *Figura 5.55* se muestra un diagrama Grafcet equivalente de la lógica de control para el funcionamiento del método mixto de estimación del SoC, dividiéndose en 3 estados, que representan las condiciones de funcionamiento de la batería, cuya descripción y características son las siguientes:

-S1: Representa el estado de reposo (o estacionario) de la batería, en ella no hay carga circulando, por ende el voltaje se mantiene estable. Si la batería se encuentra en este estado, el SoC estimado solo es el aportado por el método de voltaje actualizándose el valor del SoC cada 5 minutos, ya que dicho valor es tomado como el valor inicial del SoC para la integral corriente si la corriente neta de la batería es distinto de 0[A].

-S2: Representa el estado de carga o descarga de la batería, por lo que el método de la integral es el que realiza la estimación del SoC, sin embargo , utiliza el valor inicial del

SoC calculado por el método del voltaje actualizado cada 5[min]. Por lo que en estricto rigor el método de estimación está funcionando complementariamente.

-S3: Representa el estado de transición de la batería desde su carga/descarga al reposo. Se ha considerado este estado ya que a causa del efecto memoria de la batería y la histéresis del voltaje de esta, el método de voltaje pierde bastante precisión si es utilizado inmediatamente después de un ciclo de carga o descarga de la batería. Mientras esta transición ocurra (esto es, corriente neta 0[A]), el valor del SoC es el aportado por el método de la corriente, pero como no hay corriente neta, el valor del SoC se mantiene estable hasta que pasado 5 minutos de reposo de la batería, se vuelve al estado S1. En caso de que nuevamente la batería comience a cargarse o descargarse se repite el procedimiento del estado S2.

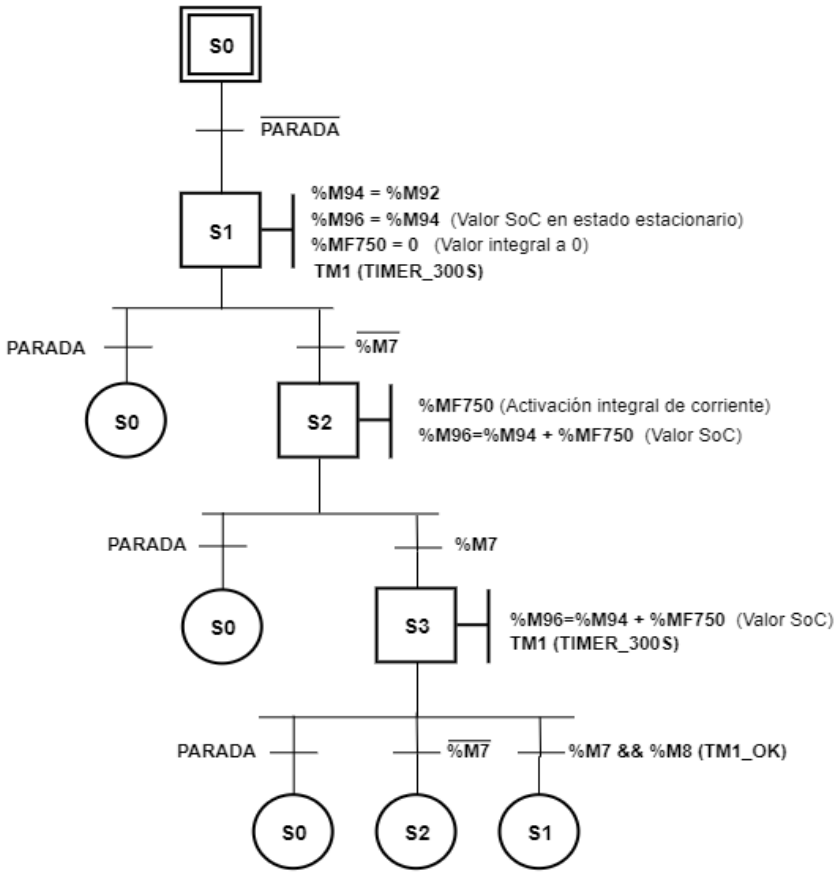


Figura 5.55: Grafcet equivalente de la lógica de control por estados de la estimación del SoC por método mixto.

En las *Figuras 5.56 y 5.57* se ilustra la programación de la lógica de control en Ladder por medio del programa SoMachine. Entre los recursos utilizados en la programación se ilustra el uso de un comparador que activa la bobina **%M7** cuando la corriente neta de la batería (**%MF86**) es igual a 0 (ver *Figura 5.56*), y un temporizador etiquetado como **%TM1** que es activado cuando **%M7 =1** y que reinicia su conteo utilizando su mismo valor de salida cada 300[s] o 5[min] (ver *Figura 5.57*).

A destacar, que la actualización de las variables o registros ocurren si dicho registro se encuentra conectado directamente con el terminal de alimentación como es interpretado en la programación en Ladder, en caso contrario, el registro no pierde el valor, pero no puede ser

actualizado. Valiéndose de esta característica otorgada de Ladder, se realiza la actualización del SoC en intervalos de 5[min] (**%MF94=%M92**) y la puesta a valor 0 de la integral (**%MF750=0**).

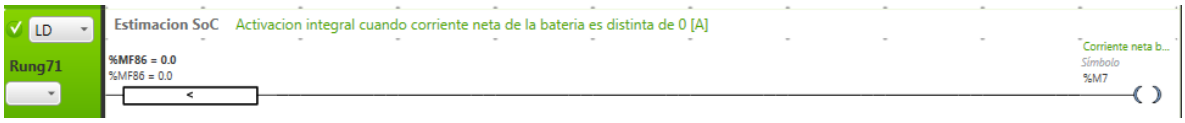


*Figura 5.56: Detección de corriente neta de la batería cuando es 0[A], determinada por el estado de la bobina **%M7.***

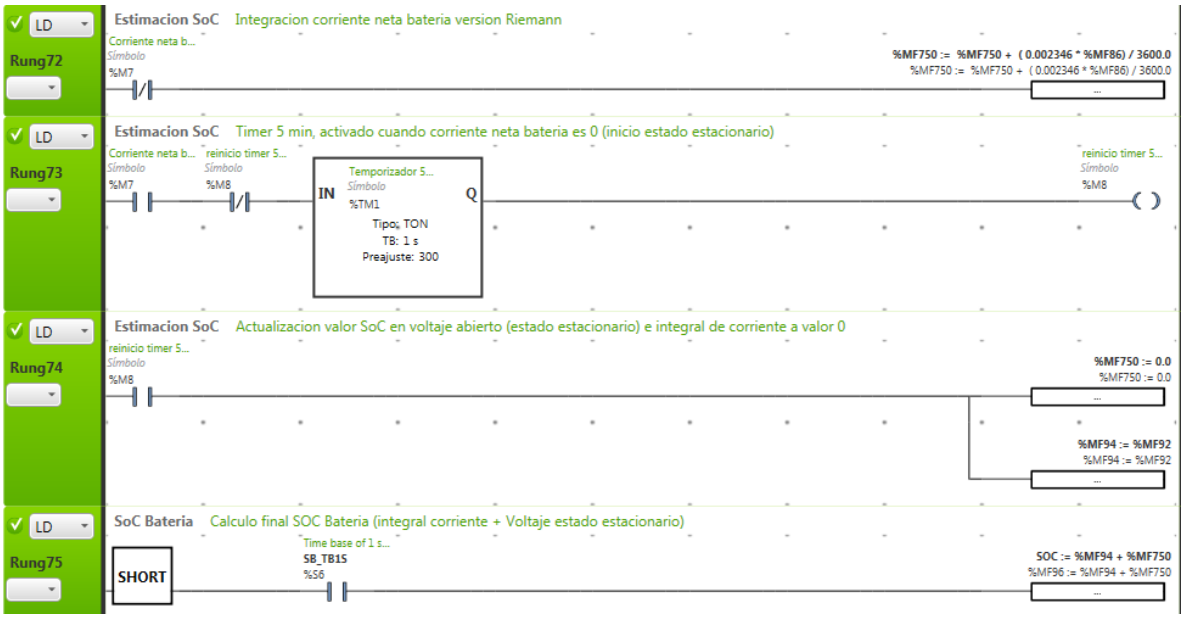


Figura 5.57: Programación de la lógica de control del método de estimación del SoC en Ladder, destacándose el uso de un temporizador.

La elección de un tiempo de espera y actualización del SoC en 5 minutos luego de un ciclo de carga/descarga de la batería se debe a que es el tiempo aproximado que le toma a la batería en estabilizar el voltaje. En la *Figura 5.58* se muestra la medición del voltaje de la batería (**%MF237**) utilizando la opción de trazado en SoMachine, de una prueba de la medición del

tiempo de estabilización en que la batería suministra una corriente de 4[A] a una de las ampolletas dicroicas durante 1[min], y luego de la descarga, el voltaje de la batería tarda unos 3 a 4 minutos en estabilizar el voltaje.

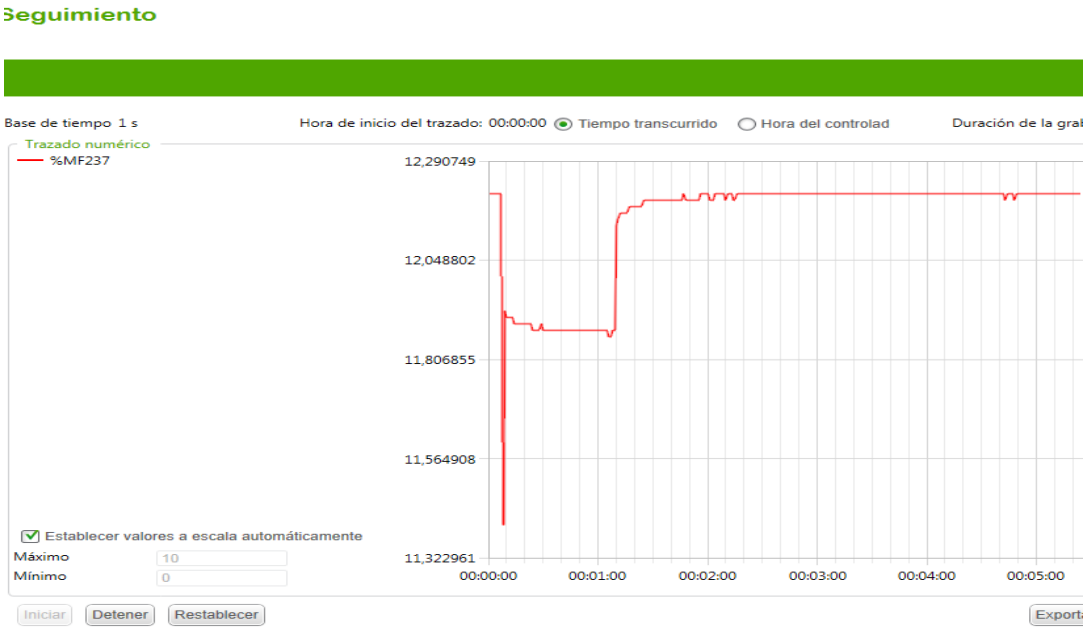


Figura 5.58: Voltaje de la batería ante una descarga de 1[min] con una corriente de 4[min] para muestra del tiempo de estabilización del voltaje.

CAPÍTULO 6

Automatización de la Smart Grid

En este capítulo del documento se da a conocer el sistema de control propuesto para la Smart Grid como también su implementación, para ello se han considerado las características de la red a controlar, como también las limitaciones presentes para el PLC como en el Arduino para la lectura de los datos.

Uno de los requisitos para el control de la Smart Grid es que el usuario pueda iniciar el funcionamiento y detención del sistema desde la HMI como forma de controlar globalmente el sistema, además de que también disponga de una parada de emergencia como elemento de seguridad. En cuanto al funcionamiento, el usuario puede seleccionar 2 modos de control para la gestión de potencia de la Smart Grid, estos son: **Manual** y **Automático**.

En el modo de control manual, cada fuente y consumo es controlado por el usuario sin limitaciones (solo limitado a la potencia de cada fuente y/o el funcionamiento del inversor híbrido), permitiendo seleccionar cual(es) fuente(s) inyectarán potencia a la Smart Grid. El control manual se realiza a través de la interfaz HMI pulsando unos botones asociados a cada fuente (PV, WT o Respaldo).

En el modo de control automático, la gestión de la potencia tanto de fuentes como consumos dependerá principalmente del estado de la carga de la batería (SoC) como del balance de potencia del sistema. Dependiendo de determinados valores de ambas variables, se limita el aporte de las fuentes o se permite activar los consumos.

En los siguientes ítems se da a conocer los detalles de la concepción y ejecución del sistema de control para la Smart Grid. A grandes rasgos la programación del control del sistema se realiza mediante lógica de contactos (Ladder) utilizando el programa SoMachine de Schneider Electric, compatible con el modelo de PLC ya disponible y utilizado previamente para la automatización del SETE [4].

6.1. Selección estado de la Smart Grid y modos de control.

La realización de la puesta en marcha de la Smart Grid como de los modos de control se realizan en la HMI de la Smart Grid a través de botones como objetos gráficos implementados en la interfaz, permitiendo al usuario realizar el control total del sistema con solo pulsar algunos botones. En cuanto a la lógica de control, para la puesta en marcha del sistema (partida), solo basta pulsar el botón asociado a la partida del sistema. Una vez pulsado, habilita los modos de control (manual o automático), activando por defecto el modo de control manual, aun así, el usuario puede seleccionar entre el modo de control automático o manual mientras el botón de partida del sistema esté pulsado.

Como medida de seguridad se ha implementado un botón de parada de emergencia tanto en la HMI de la Smart Grid como uno físico conectado en una de las entradas digitales del PLC cuyo propósito es detener todo el funcionamiento de la Smart Grid deshabilitando la generación y consumo de potencia como también la ejecución del PLC. Como requisito, mientras se mantenga activado algún botón de emergencia (físico o de la HMI), no puede permitir el funcionamiento del sistema, por lo que para poner en marcha el sistema los botones asociados a la parada emergencia deben estar desactivados. Si ningún botón de partida o parada de emergencia se encuentra activado, el sistema quedará detenido, inhabilitando la comunicación entre el Arduino y el PLC, hasta que nuevamente se pulse el botón de partida del sistema. En la *Figura 6.1*, se muestra un Grafcet equivalente de la lógica de control para el funcionamiento general del sistema y modos de control junto con la descripción de los estados en la *Tabla 6.1*.

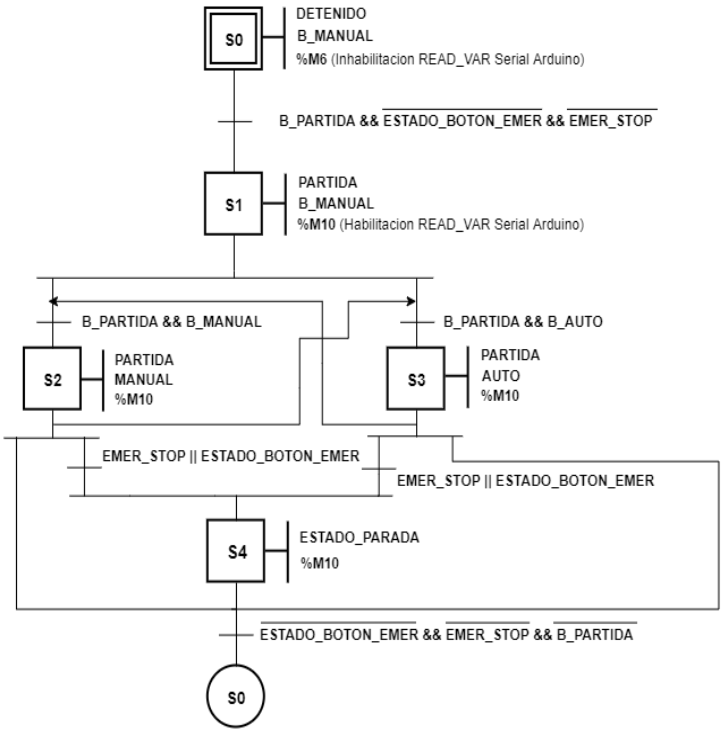


Figura 6.1: Grafcet equivalente para el control global de la Smart Grid (partida sistema y modos de control).

Tabla 6.1: Descripción estados de la Smart Grid.

Estado	Descripción
S0	La Smart Grid se encuentra detenida (Standby), a la espera de la partida por parte del usuario.
S1	Partida del sistema, selección por defecto modo de control manual
S2	Modo de control manual
S3	Modo de control automático
S4	Parada de emergencia

6.1.1.Parada de emergencia.

En cuanto a la programación de la lógica de control, se ha tomado como prioridad la parada de emergencia dado que su activación provocará la inhabilitación de las cargas (ampolletas), las fuentes de energía que aportan a la Smart Grid, como también inhabilita los modos de

control (manual o auto), esto se materializa en la desactivación de todos los contactores (estado OFF). En la *Figura 6.2* se muestra la programación del estado de parada de emergencia en Ladder, en ella se muestra que una vez activada la parada de emergencia, se produce un reset de todos los estados de funcionamiento como también los modos de control.

Figura 6.2: Programación parada de emergencia en el programa SoMachine.

Figura 6.3: Pulsador de parada de emergencia conectado con el PLC.

Cabe destacar que el botón de emergencia físico (pulsador parada de emergencia, *Figura 6.3*) está conectado con la entrada digital **%I0.3** del PLC y su lógica de funcionamiento es por lógica negativa o normalmente cerrado (NC), es decir, una vez pulsado, la entrada **%I0.3** cambia de 1 a 0, razón por la cual se ha hecho un renglón en la programación (Rung1) exclusivo para el tratamiento de la lógica del estado del botón por medio de un bobina negada. Además la entrada **%I0.3** está configurada con una función de detención del PLC, es decir, que detectado el cambio de estado de 1 a 0 de la entrada, la ejecución del PLC se detendrá (más detalle, ver **Sección 5.1.1: Configuración I/O PLC y módulo de expansión**). La lógica de funcionamiento del botón de parada de emergencia obedece a que en condiciones normales de funcionamiento, los botones están normalmente cerrados para permitir el paso de energía, y ante una emergencia desenergizar. Es decir, el botón de parada de emergencia, una vez pulsado, desenergiza la Smart Grid en su conjunto a través de la lógica de control programada en el PLC.

En cuanto al botón de parada de emergencia establecido como objeto gráfico de la HMI de la Smart Grid, su función lógica cuando es pulsado modifica el estado del botón, esto es, que el estado lógico (1 o 0) del botón pulsado es el inverso del estado previo, emulando la lógica "push to ON – push to OFF" para un mismo botón. Además se incluye en la configuración un piloto para el botón, resultando "encendido" visualmente cada vez que se pulsa el botón o su equivalente físico. Una gran diferencia de funcionalidad con respecto al pulsador de parada de emergencia, es que este botón (de la HMI) no realiza la detención del funcionamiento del PLC, que solo puede realizarse por un cambio de estado de las entradas digitales del PLC. En la *Figura 6.4* se muestra la configuración del botón de parada de emergencia en la HMI realizado en el programa Vijeo Designer:

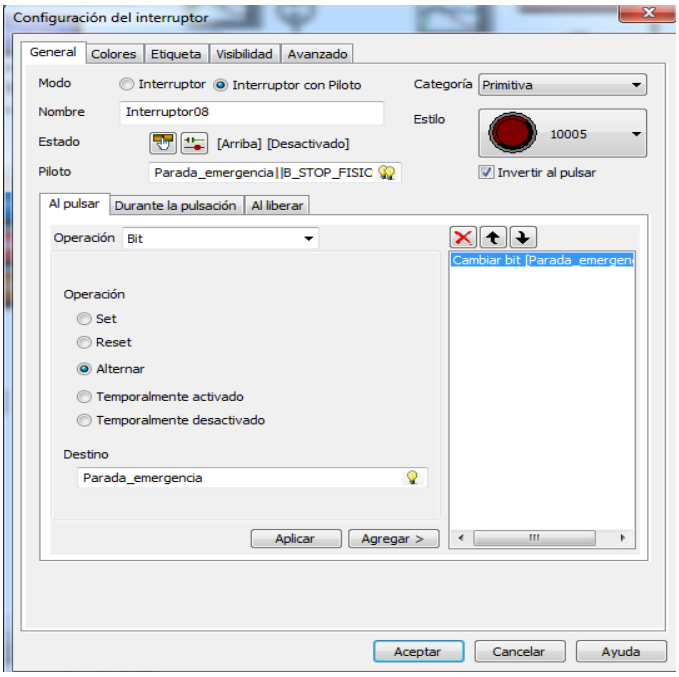


Figura 6.4: Configuración botón de parada de emergencia de la HMI en el programa Vijeo Designer.

6.1.2.Partida del sistema.

Para la programación de la puesta en marcha del sistema, esta es iniciada por un botón de partida como objeto gráfico de la HMI del SETE, una vez pulsado habilita por defecto el modo de control manual y en consecuencia el uso de las fuentes de generación y consumo como también la habilitación de la comunicación serial entre el Arduino Leonardo con el PLC a través del bloque **%READ_VAR**. Cabe destacar que el sistema solo se pondrá en marcha si los botones de parada de emergencia (botón de emergencia de la HMI y pulsador de parada de emergencia) se encuentran desactivados, lo que significa que el sistema debe estar previamente en estado detenido tal como lo indica el Grafcet de la programación (*Figura 6.1*). En la *Figura 6*.5 se muestra la programación en Ladder de la partida de la Smart Grid, una vez pulsado, activa los bits correspondientes a la partida del sistema y la habilitación del Bloque **READ_VAR (%M10)**.

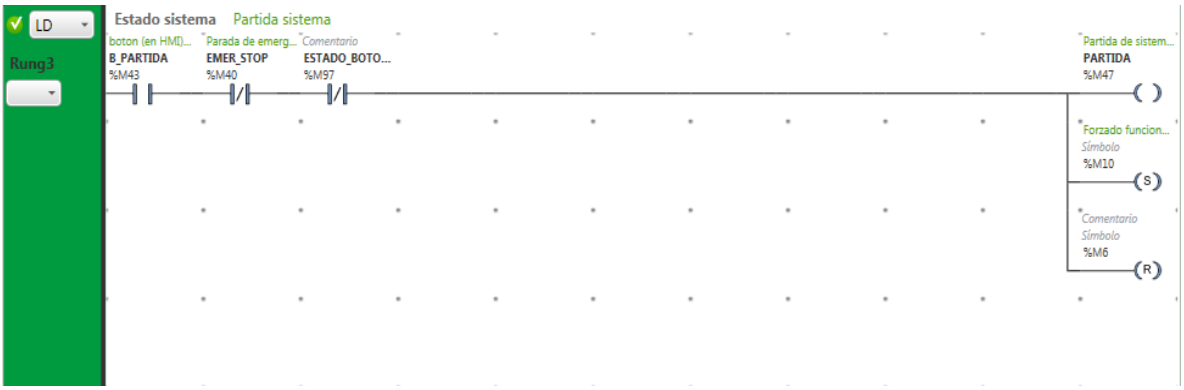


Figura 6.5: Programación partida del sistema en el programa SoMachine.

El botón de partida del sistema configurado como objeto gráfico de la HMI de la Smart Grid tiene una lógica de funcionamiento similar al botón de parada de emergencia de la HMI, esto es, cada vez pulsado cambia el estado del bit (**%M43 B_PARTIDA**) asociado al botón, emulando la lógica "push to ON-push to OFF" para un mismo botón. Al igual que el botón de parada de emergencia de la HMI, también posee un piloto que "ilumina" el botón cuando es pulsado **(%M43=1**). En la *Figura 6.6* se muestra la configuración para este botón en el programa Vijeo Designer.

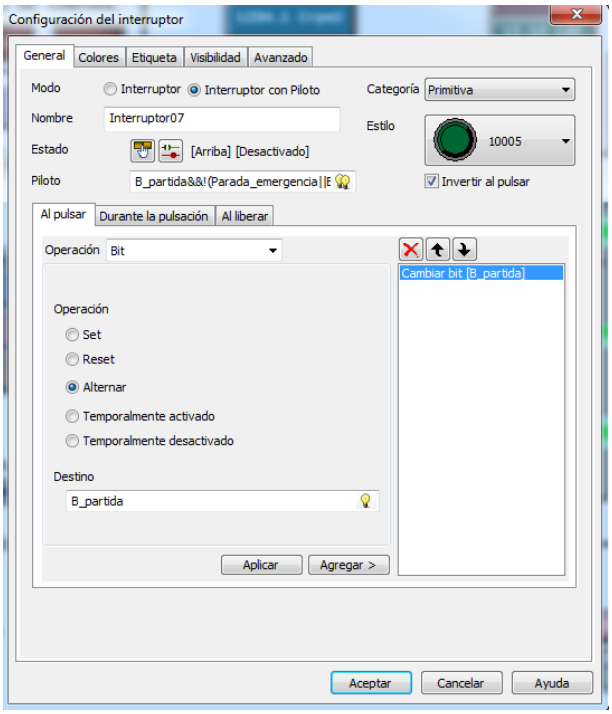


Figura 6.6: Configuración botón de partida del sistema en el programa Vijeo Designer.

6.1.3.Detención del sistema.

Si ningún botón de emergencia es pulsado y tampoco el botón de partida, el sistema quedará en estado detenido tal como se puede inferir a partir del Grafcet equivalente de la lógica de control (*Figura 6.1*), deshabilitando los modos de control, activación de las cargas (ampolletas) y la comunicación serial entre el Arduino y el PLC, mismas acciones realizadas cuando se pulsa la parada de emergencia. Sin embargo, la gran diferencia entre la parada de emergencia y la detención, en que en este último, el PLC seguirá ejecutando el programa y el sistema estará listo para iniciar su partida. En resumen, el estado de detención es un paso intermedio y obligado entre la parada de emergencia y la partida del sistema. En la *Figura 6.7* se muestra la programación en Ladder del estado detenido la Smart Grid.

Figura 6.7: Programación estado detenido del sistema en el programa SoMachine.

6.1.4. Selección modos de control.

La selección de los modos de control también se realiza mediante botones como objetos gráficos en la HMI, llamados **MANUAL** y **AUTO** que están asociados a los bits **B_MANUAL (%M45)** y **B_AUTO (%M46)** respectivamente. Una vez pulsado un botón, el bit asociado cambia a valor 1 y activa el modo de control respectivo (**MANUAL** y **AUTO**) siempre y cuando se haya activado la partida del sistema como lo indica la transición de estado ilustrada en el Grafcet (*Figura 6.1*). En la *Figura 6.8* se muestra la programación de la elección de los modos de control realizado por el PLC.

Figura 6.8: Programación en Ladder de la selección de los modos de control realizado en el programa SoMachine.

En cuanto a la configuración de los botones, la lógica de funcionamiento difiere de la aplicada para los botones de parada de emergencia y partida, por lo que son configurados con una lógica de set y reset, esto es, una vez pulsado el botón, el valor del bit asociado a dicho botón es puesto a 1 mientras que el bit del botón contrario es puesto a 0, esto permite que siempre quede seleccionado solo un modo de control, por lo que nunca ambos modos de control se ejecutarán a la vez. En la *Figura 6.9* se muestra a modo de ejemplo la configuración realizada para los botones **MANUAL** y **AUTO** realizados en el programa SoMachine.

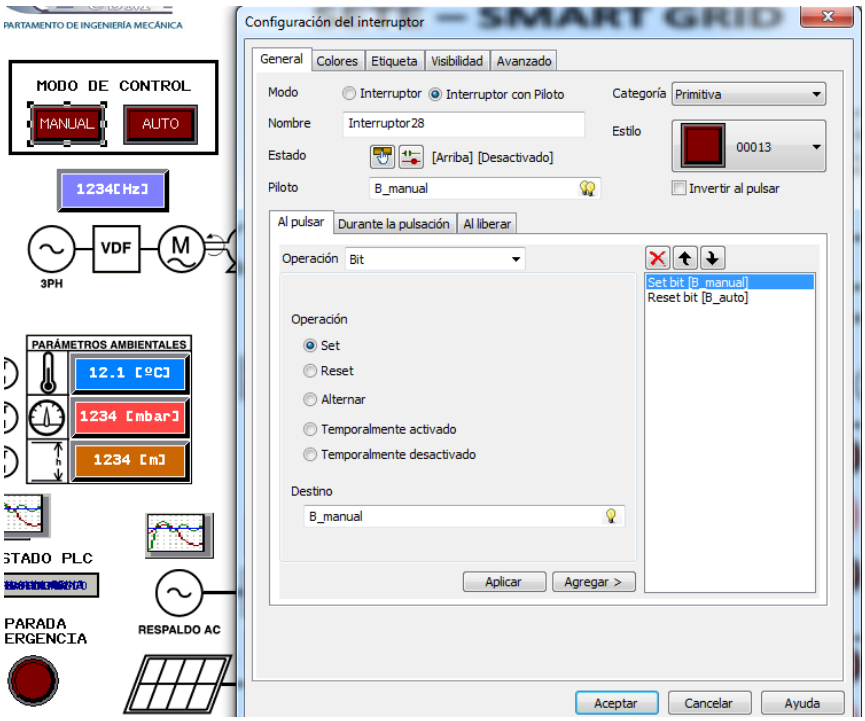


Figura 6.9: Configuración del botón de modo de control automático en el programa Vijeo Designer.

6.2. Modo de control automático

En este modo de control, el flujo de energía que aportan las fuentes de energía (WT, PV y respaldo) y lo consumido por las cargas dependerá principalmente de 2 variables, que son el estado de carga de la batería (SoC) (Descrito en la **Sección 5.4.4**) y el balance de potencia del sistema (Que se detallará en esta sección). Dichas variables permitirán o inhabilitarán la activación de los contactores cuya función será de actuadores del sistema de control, que controlarán el flujo de energía bajo la lógica ON-OFF. Este modo de control toma como referencia en su concepción, la lógica de control del SETE detallada en el documento [4].

En el caso de la selección automática de las fuentes de energías renovables (PV y WT) estas dependen del estado de la carga de la batería (SoC), en la que una o ambas fuentes aportarán potencia al sistema. Como requisito de funcionamiento en este modo, ambas fuentes aportarán potencia al sistema sin limitaciones hasta que el SoC llegue al 80% de carga de la batería, dicho valor es a causa de que para el común de las baterías se cargan sin limitaciones de potencia hasta un 80% de su carga nominal. Una vez superado dicho umbral, el sistema de control realiza una comparación de la potencia aportada de las fuentes de energía renovable habilitando el aporte de ambas fuentes en una ventana de tiempo de 10[s], posterior a ese tiempo es activado solo **la fuente que entrega mayor potencia o solo una fuente de energía disponible según sea el caso**, con la finalidad de limitar paulatinamente la carga de la batería, volviéndose a repetir en un periodo de 1[min] el procedimiento descrito. Cuando el SoC supere el 95%, el ciclo de la comparación mantiene su duración, pero el resultado de la comparación es que solo es activada **la fuente de energía que aporte menor potencia o la única disponible al momento de activarse la ventana de comparación**, disminuyendo aún más la potencia de la carga de la batería. Para el caso de la fuente de respaldo AC, como su nombre lo indica, solo se activará cuando **el estado de la carga de la batería sea bajo**, esto es, menor al 30% y se desactivará cuando el valor del SoC llegue al 80%. Cabe mencionar como la fuente de respaldo es conectada al inversor híbrido, es este dispositivo el que toma la decisión final de que dicha fuente inyecte potencia a la Smart Grid, ya que posee un algoritmo de gestión diferente y que no está enlazado con el PLC por incompatibilidad de comunicación entre ambos equipos.

En el caso del control de las cargas, la activación de estas dependerá tanto del estado de carga de la batería como del balance del sistema. Por lo general las cargas permanecerán habilitadas hasta que el estado de carga de la batería sea bajo (menor al 30%), una vez superado dicho umbral se inhabilitan progresivamente las cargas cada vez que el SoC sea más bajo y que el balance de potencia del sistema sea negativo. Una conjunción de estados entre el valor del SoC y el balance de potencia del sistema inhabilitarán una mayor o menor cantidad de ampolletas. Por ejemplo, si el SoC es menor a 10% y el balance de potencia es negativo, ninguna carga puede activarse, pero si el balance es positivo, solo una carga es habilitada, sucesivamente, si el SoC es menor a 20% pero mayor a 10%, pero a la vez si el balance es negativo, son habilitados solo 2 cargas, y en caso de que sea positivo se habilitan 3 cargas, cuando el SoC es superior al 20% pero inferior a 30% solo se habilitan 4 cargas si el balance es negativo, 5 si es positivo, finalmente cuando el SoC es igual o mayor al 30% todas las cargas quedan habilitadas para el consumo de potencia eléctrica. La habilitación del consumo de la carga **no significa que la carga consuma inmediatamente potencia**, ya que es el usuario que decide si activar la(s) carga(s) que se encuentre(n) habilitada(s), el sistema de control solo actuará de manera directa **para restringir el consumo**, evitando que la carga sea activada por el usuario.

Debido a que la activación de fuentes o consumos depende que las variables estén en ciertos rangos de valores, es idóneo el uso de comparadores para las variables de interés, esto trae consigo que la programación del sistema y su lógica de control sea en mayor parte combinacional debido a que diversos estados o condiciones deben habilitar una carga o fuente al mismo instante, más aún, considerando lo aleatorio de la potencia de las fuentes de energía que en determinados momentos deben ser comparadas entre ellas.

En el Anexo **D** se muestra un diagrama de flujo resumiendo la descripción de los requisitos y características principales del sistema de control cuando es activado el modo de control automático en la Smart Grid, ilustrando con más detalles las fuentes o cargas involucradas dependiendo de los valores del SoC y el balance de potencia del sistema. En las siguientes subsecciones se muestra con mayor detalle la programación del sistema de control y la activación de las fuentes como de los consumos.

6.2.1. Control automático fuentes.

Debido a que la activación de las fuentes depende del SoC y de la comparación resultante de la potencia de las fuentes PV y WT, es conveniente establecer en la lógica de control comparadores entre las variables involucradas, y también con respecto a valores constantes como umbrales para el caso de la variable del SoC. Considerar también que la evaluación de las fuentes y su activación se realiza periódicamente cada 1[min], materializado en otra condición a tomar en cuenta para la activación de las fuentes según sea el caso. Como se mencionó anteriormente, la lógica de control debe ser mayoritariamente combinacional, por lo que es válido que la programación sea realizada en lenguaje Ladder o lógica de contactos usando bits y bobinas como elementos en la programación. Por medio del programa SoMachine se realiza la programación de la lógica de control, que también tiene como herramientas la inclusión en la programación Ladder bloques de funciones y comparadores dentro de los renglones (Rung) donde se colocan los contactos y bobinas, posibilitando la realización de un control combinatorio y discretizando los rangos de las variables por medio de estados representados en bits.

6.2.2. Comparación de variables.

Debido a que tanto el estado de carga de la batería como las variables de potencia de las fuentes WT y PV deben ser comparados durante la ejecución del modo de control automático, es imprescindible que en la programación de la lógica de control se utilicen una función de comparación de variables.

Para el caso del estado de carga (SoC), hay 3 valores que definen umbrales de operación, estos son 30, 80 y 95%, en que superando o bajando dichos valores, activan o desactivan las fuentes de energía según sea el caso. El objetivo de la programación a realizar en SoMachine es que cada vez que el sistema llegue a esos valores, se activen bits discretizando el estado de carga de la batería, esto es, si se supera el 80% de carga, se activa un bit indicando que la carga está sobre lo normal; en el caso de que el SoC supere el 95% Se activa otro bit

indicando que la carga de la batería es muy alta, y en caso de que el SoC supere el 30% se activa otro bit que indica que la carga de la batería no es lo suficientemente baja para limitar los consumos.

En el programa SoMachine se realiza la comparación del SoC con respecto a varios valores utilizando para ellos bloques de comparación, que permite comparar valores en formato entero (**%MW**) o decimal (**%MF**), en cada renglón de la programación el comparador está conectado a una bobina de activación, activando un bit si el resultado de la comparación es correcto. En *la Figura 6.10*, se ilustra la programación realizada de la comparación del SoC, activándose los bits **SOC_ALTO (%M25), SOC_NORM (%M26) y SOC_BAJO (%M27)** si supera los umbrales del 95%,80% y 30% respectivamente utilizando un renglón (Rung) para cada umbral de activación.

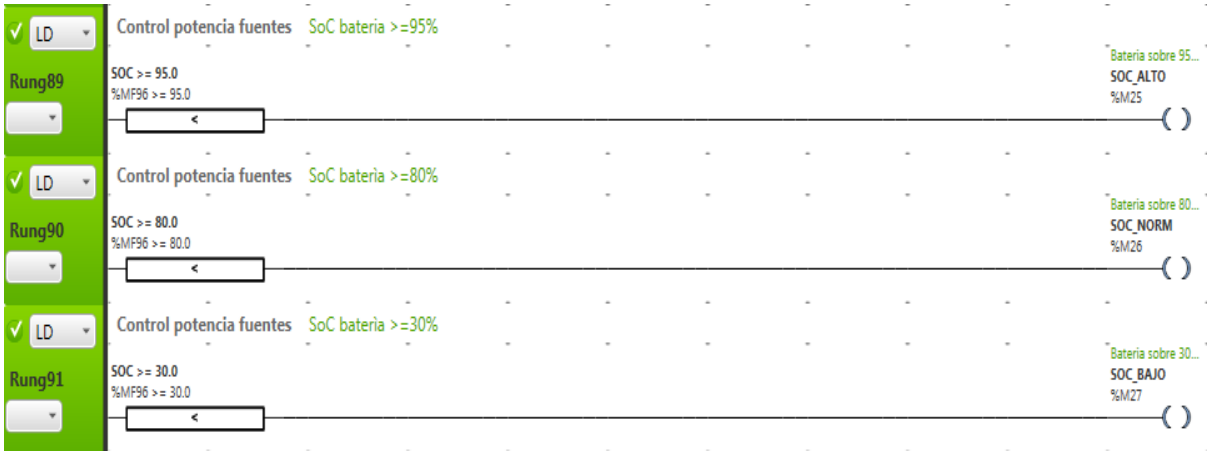


Figura 6.10: Activación de bits de umbrales del estado de carga de la batería para el control automático de las fuentes de energía en el programa SoMachine.

Para el caso de las potencias de las fuentes PV y WT, estas deben compararse entre sí, cuyo resultado es la determinación de la fuente que aporta menor o mayor potencia según sea el caso. Sin embargo la comparación de estas fuentes no debe hacerse directamente a causa de la variabilidad en las mediciones de los parámetros de interés como lo es el voltaje y corriente para ambas fuentes, pero con mayor variabilidad presente para el aerogenerador. La solución a esta problemática es que la comparación a realizar debe tener una histéresis, cuya finalidad es evitar que el resultado de la comparación se produzcan cambios de estados muy rápidos, ya que sin la implementación de la histéresis, la activación de los contactores serán

muy rápidos disminuyendo notablemente la vida útil de estos y también produciendo fallas en las mediciones de los sensores del Arduino porque necesita de un tiempo para la ejecución de las lecturas sin cambios bruscos en las variables a medir(500 [ms]).

La solución a implementar es programar una comparación que emule el funcionamiento de un comparador de Schmitt, este tipo de comparador funciona cuando la diferencia entre las variables a comparar supera un cierto umbral, denominado voltaje de histéresis o $\frac{\Delta}{2}$, una vez superado, el comparador realizará el cambio de estado, a diferencia de un comparador normal que actua cuando una de las dos variables sea mayor que la otra aunque la diferencia sea mínina, en cambio, el comparador con histéresis disminuye las conmutaciones del comparador haciendo que el control sea mas "lento", característica irrelevante como requisito de control para este sistema. En la *Figura 6.11* se muestra la salida de un comparador con histéresis en una gráfica XY, destacando que el cambio de estado positivo ocurre cuando la diferencia sea mayor a U (flecha hacia arriba), y el cambio de estado negativo cuando se supera el umbral de –U (flecha hacia abajo).

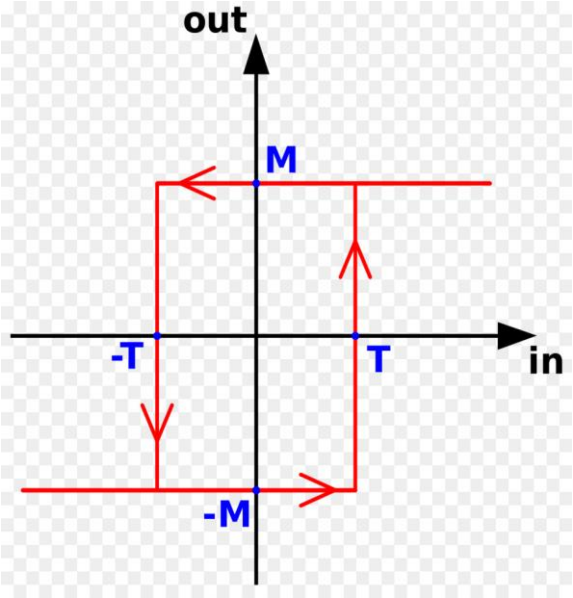


Figura 6.11: Señal de salida de un comparador con histéresis.

Matemáticamente a nivel de programación, la histéresis puede expresarse bajo las siguientes inecuaciones (6.1 y 6.2) o comparaciones de los valores X e Y a modo de ejemplo, tomando como referencia las variables T como umbral de diferencia entre los valores a comparar y M como el valor de la comparación de forma binaria (1 o 0) como se muestran en la *Figura 6.11*:

$X - Y \geq T \rightarrow M = 1$ (6.1)

$X - Y < -T \rightarrow M = 0$ (6.2)

La implementación de un comparador con histéresis en el programa SoMachine es posible dado que solo se requiere como elementos de cálculo comparadores y sumadores, disponibles como bloque de funciones en la programación. El objetivo de la comparación es determinar cuantitativamente por medio de estados representados en bits cual fuente está aportando menor potencia con respecto a la otra, y dado la inclusión de un comparador con histéresis, se deben realizar dos comparaciones entre las potencias para la implementación de la histéresis siguiendo como referencia las inecuaciones 6.1 y 6.2, ya que la histéresis puede programarse sumando a cada variable la holgura (delta) y debe compararse con respecto a la otra variable sin tener incluida la holgura.

Para la simplificación de la programación y su lógica solo se necesita saber cuál de las dos fuentes aporta menor potencia con respecto a la otra. Usando las variables de potencia del aerogenerador, simbolizado por la variable **POT_WT** y la potencia del panel fotovoltaico, simbolizado por la variable **POT_PV**. Tomando una holgura $\frac{\Delta}{2}$ o de 2 unidades de potencia [W] como histéresis, equivalente al 2% respecto a la capacidad de potencia de las fuentes de energía renovables, los comparadores con histéresis para las fuentes PV y WT se pueden expresar mediante las siguientes inecuaciones.

Para fuente WT:

$POT_WT + 2 \leq POT_PV$ (6.3)

Para fuente PV:

$POT_PV + 2 \leq POT_WT$ (6.4)

Para la comprobación del control con histéresis a implementar en la programación, se ha realizado una simulación de esta en el programa Simulink empleando las inecuaciones empleadas previamente. Utilizando señales con ruido para las fuentes de energía renovables con la finalidad de representar con mayor fidelidad la variable de las mediciones (sobre todo para la potencia del aerogenerador) se compara ambas señales y se obtienen las comparaciones con y sin histéresis como se ilustrado en la *Figura 6.12*. Ahí se muestra que en la comparación con histéresis las conmutaciones son menores cuando ambas señales son muy similares en sus valores con respecto los valores de las comparaciones sin la histéresis implementada.

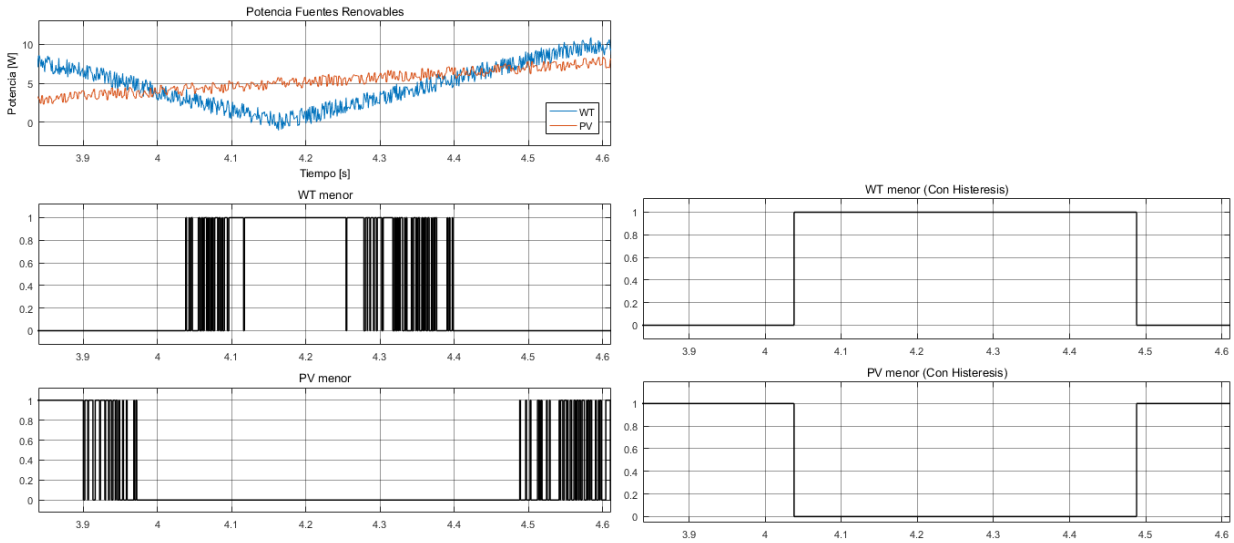


Figura 6.12: Simulación de comparación de señales de potencia WT y PV realizado en el programa MATLAB/Simulink, con los resultados de las comparación sin histéresis (izq.) y con histéresis (der.).

En cuanto a la implementación de la comparación con histéresis en el programa SoMachine, los registros asociados a las potencias WT y PV serán comparados, esto es, los registros **POT_WT (%MF78)** y **POT_PV (%MF59)** respectivamente, además dichos registros les serán sumados la holgura de 2 unidades para la histéresis. En la *Figura 6.13*, se muestra la programación de la creación de nuevos registros, llamados **POT_WT_HIS** y **POT_PV_HIS**, que incluyen la holgura o diferencia mencionada. En la *Figura 6.14* se muestra la programación de la comparación de ambas potencias con la histéresis incluida, cuyo

resultado es la activación de las bobinas o bits **WT_MENOR (%M22)** y **PV_MENOR (%M23)** si la potencia del aerogenerador o del panel fotovoltaico es menor respectivamente. Cabe mencionar que las comparaciones se realizarán cada 1 segundo a causa que las variables de las potencias (incluyendo **POT_WT_HIS** y **POT_PV_HIS**) dependen de la activación del bit **%M14**, que se activa cada 1[s], la finalidad es evitar que la ejecución de la comparación sea menor al tiempo de lectura de los sensores del Arduino para evitar errores en las lecturas, como también de reducir las conmutaciones rápidas de los actuadores.

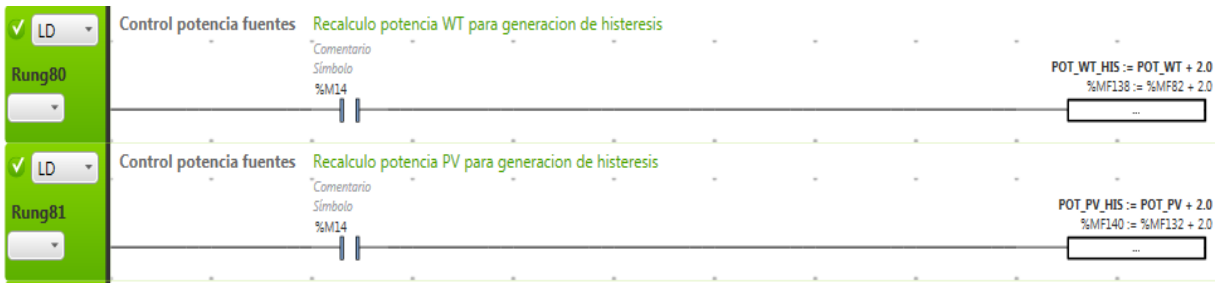


Figura 6.13: Generación de la histéresis para las potencias WT y PV respectivamente en el programa SoMachine.

Figura 6.14: Comparación de las potencias POT_WT y POT_PV con la histéresis incluida.

Cabe destacar que si una de las dos potencias es mayor que la otra, basta que solo una indique cual es menor, la cual su inverso lógico indica cual fuente aporta mayor potencia, sin embargo, por efecto de la histéresis en determinados escenarios, las variables **PV_MENOR** y

WT_MENOR tendrán el mismo valor, sobre todo cuando los valores de los registros **POT_PV** y **POT_WT** sean bastantes similares, o que ambos valores sean 0. Dichos escenarios se han tomado en cuenta implementando más comparadores en la programación para discriminar de mejor manera la comparación de las fuentes de energía renovables.

En el caso de que ambas fuentes sean similares, se ha establecido una nueva variable llamado **POT_RENOV**, que registra la el aporte de ambas fuentes de energías renovables, y si dicho valor es menor a 5 unidades, entonces se activará una bobina llamada **POT_RENOV_BAJO** como se ilustra en la *Figura 6.15*, la activación de este bit entrará en juego en la activación de las salidas, ya que se ha determinado como un criterio de la activación de los contactores asociados a las fuentes mientras la potencia aportada por ambas fuentes sea menor a 5[W], seguirán aportando sin limitaciones. Si supera ese umbral se ha definido otro criterio en que si ambas fuentes son similares en potencia, solo quedará activa la fuente de energía fotovoltaica ya que es una fuente de energía mucho más estable en cuanto a variaciones y que se encuentra implementada en la configuración de los comparadores. En el caso de la comparación de la fuente WT con la histéresis incluida, debe ser **menor o igual** respecto a la fuente PV (ver *Figura 6.13*). La descripción más detallada y la aplicación de estos requerimientos se detallarán en la **Sección 6.2.4: Lógica de control fuentes.**

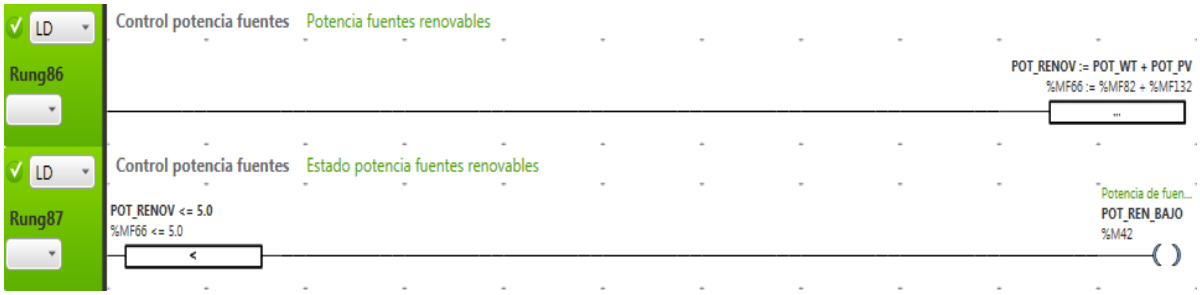


Figura 6.15: Programación criterio potencia de energía renovables menor a 5[W].

En el caso que una de las fuentes o ambas no entreguen energía al sistema (0[W]) estos escenarios deben ser considerados, ya que de acuerdo a lo definido en el sistema de control, aunque el SoC sea mayor al 80%, debe habilitarse la fuente de energía que se encontrase disponible si hay alguna que no está aportando energía. En la *Figura 6.16*, se muestra la

implementación para la detección de este estado cuando alguna fuente no está aportando potencia, utilizando bloques de comparación para la comparación de los registros **POT_WT** y **POT_PV** con respecto al valor 0, que activarán las bobinas **P_WT_0** y **P_PV_0** respectivamente una vez que los valores a comparar son iguales a 0 como se ilustra en la *Figura 6.16*. Los bits **P_WT_0** y **P_PV_0** serán utilizados para la programación de la lógica de control que se detallará en la **Sección 6.4.2** ya que el resultado de estos activará o desactivarán las salidas de los contactores asociados a las fuentes de energía.

Figura 6.16: Programación de detección de fuente renovable cuando no está entregando energía a la Smart Grid.

6.2.3.Programación de evaluación periódica.

Una de las características del sistema de control cuando es seleccionado el modo de control automático, es que una vez superado el 80% del SoC, debe producirse una evaluación y selección de solo una fuente de energía que aportará potencia a la Smart Grid y que dicho proceso sea periódico de cada 1[min], además dentro de este periodo, los 10[s] serán una ventana de evaluación en la cual ambas fuentes aportarán potencia y serán comparadas. La lógica de control que puede resumir estos requisitos se representa por un diagrama Grafcet equivalente (*Figura 6.17*), que resume las acciones a realizar periódicamente tomando como elemento central un timer de programación.

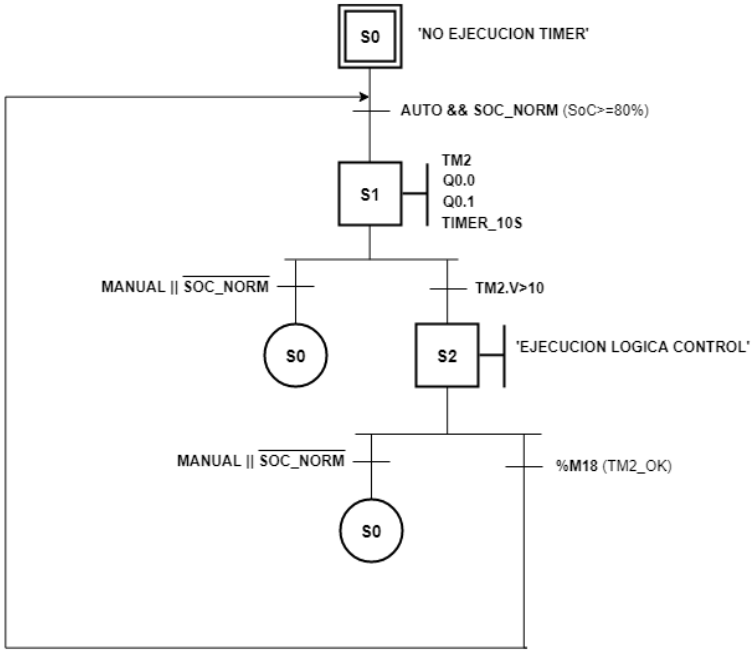


Figura 6.17: Diagrama Grafcet de la lógica de control para la ejecución periódica de la evaluación de las fuentes en modo de control automático.

La materialización de la lógica de control se realiza en el programa SoMachine se ilustra en la *Figura 6.18*, utilizando como elemento central un timer de programación denotado simbólicamente como **%TM2.** Este timer es accionado cuando su entrada es positiva (**AUTO=1 && SOC_NORM=1**), una vez activada, iniciará un conteo hasta 60[s] reiniciándose nuevamente por medio su misma salida utilizando un bit negado de esta **(%M18**), en que llegando a ese valor, el valor de la entrada del contador es llevado a 0. Cuando es activado este timer, también se activa un contador asociado al timer representado por el registro **%TM2.V**, y que es comparado con un valor entero de 10, si el valor del registro igual o menor a 10, se activará una bobina denominada **TIMER_10S**, esto tiene como fin indicar a la lógica de control a implementar que una vez activado se activa la ventana de evaluación de las fuentes, en consecuencia, las salidas asociados a las fuentes de energía renovables **%Q0.0** y **%Q0.1** deben activarse.

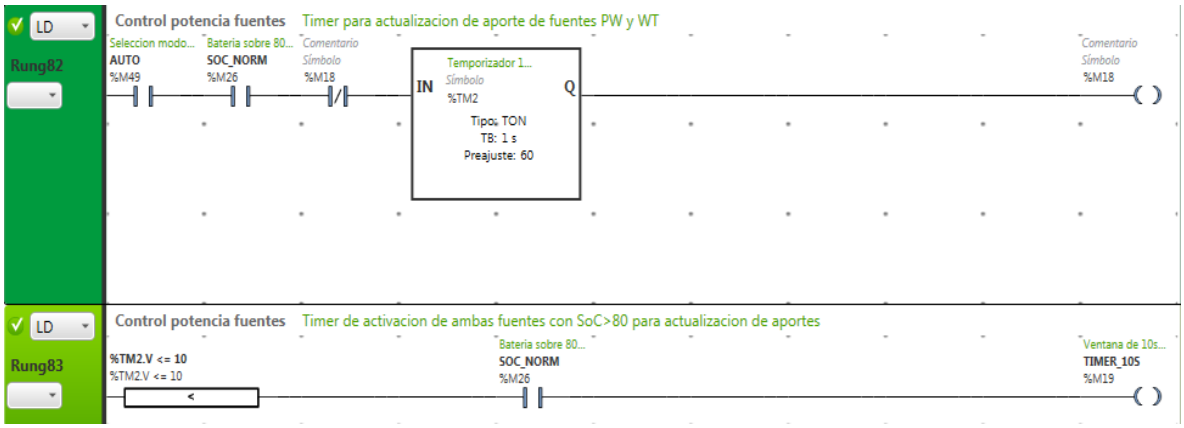


Figura 6.18: Programación de la ejecución periódica de la evaluación de las fuentes.

En la *Figura 6.19* se muestran las gráficas de trazado de los registros **%TM2.V** y **%M19** (**TIMER_10S**) que son el valor del contador del Timer **%TM2** y el bit de activación de la ventana de tiempo de evaluación de las fuentes. Estas gráficas son obtenidas a partir de la ejecución del PLC una vez superado el umbral del 80%, se muestra claramente la duración del contador hasta los 60[s] reiniciándose nuevamente cada 1 minuto, y la activación de la ventana de tiempo de 10[s] (**%M19**).

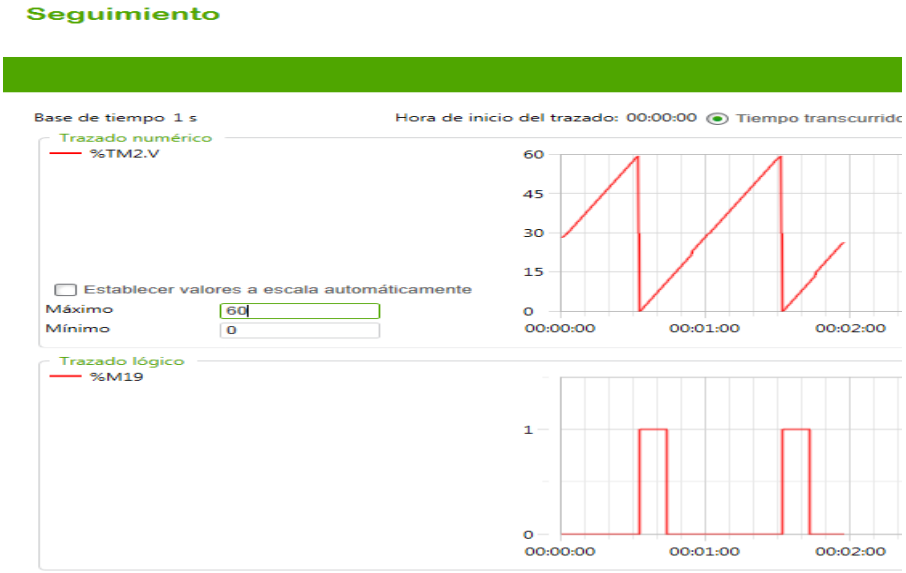


Figura 6.19: Gráfica de contador del timer %TM2.V y ventana de tiempo de 10[s] (%M19) obtenido de la ventana de trazado del programa SoMachine.

6.2.4.Lógica de control de activación de las fuentes de energía renovables.

Tal como se menciona al inicio de la **Sección 6.2**, la lógica de control característica a implementar es del tipo combinacional a causa de que las salidas deben activarse inmediatamente ante diversos cambios de estados que representan cualitativamente ciertas condiciones de funcionamiento de la Smart Grid para su funcionamiento, destacan principalmente la comparativa y magnitud de la potencia eléctrica de las fuentes de energía renovables, estado de la carga y la periodicidad de la evaluación y actualización del estado de la red. En función de dichos estados se realizará la lógica correspondiente para la activación de las salidas del PLC asociadas a las fuentes de energía renovables.

Para la simplificación de la lógica de control, esta se divide en dos grupos de variables lógicas, el primer grupo tendrá como función de salida un par de bits, que indicarán la activación de la fuente de mayor o menor potencia, o ambas, según sea el caso, y el segundo grupo tomará la salida del primer grupo como entradas, junto con los resultados de la comparación de las potencias de las fuentes de energía renovables. El resultado de la lógica combinacional de este grupo de datos (o estados) será la activación de las salidas **%Q0.0** y **%Q0.1** del PLC, asociados a las fuentes WT y PV respectivamente.

El primer grupo de datos combinacionales, tomará las siguientes variables binarias que representan ciertas condiciones de funcionamiento de la Smart Grid, en función de los valores combinacionales de esas variables se definen las funciones o valores de salida, denominados como fuente de **Menor** y **Mayor** potencia, con la finalidad de cumplir con requisitos para la ejecución de la lógica de control definido al comienzo de esta sección (**6.2**). A continuación se detallan las siguientes variables del primer grupo que definirán la lógica de las salidas combinaciones:

- **a**: SoC sobre el 95%, representado por la variable binaria **%M25 (SOC_ALTO).**
- **b**: SoC sobre el 80%, representado por la variable binaria **%M26 (SOC_NORMAL).**
- **c**: Potencia del aerogenerador es 0[W], representado por la variable binaria **%M16 (POT_WT_0)**.
- **d**: Potencia del panel fotovoltaico es 0[W], representado por la variable binaria **%M17 (POT_PV_0).**
- **e**: Activación ventana de evaluación de 10[s], representado por la variable binaria **%M19 (TIMER_10S).**

La combinación de los valores de las variables binarias y los valores de salida de las variables menor y mayor que deben obtenerse, siguiendo la lógica de programación se detallan en la siguiente tabla de verdad (*Tabla 6.2*). Cabe mencionar que la en la tabla se han omitido algunas combinaciones en determinados casos, por ejemplo, si el SoC es menor al 80%, esto significa que las variables **a** y **b** son 0, por ende se deben poner en uno las salidas mayor y menor sin importar las combinaciones de valores de las variables **c, d** y **e.**

Tabla 6.2: Tabla de verdad de variables binarias para el control mediante lógica combinacional.

Variables					**Salidas**	
a	**B**	**c**	**d**	**e**	**Menor**	**Mayor**
1	1	0	0	0	1	0
1	1	0	0	1	1	1
1	1	0	1	0	0	1
1	1	0	1	1	1	1
1	1	1	0	0	0	1
1	1	1	0	1	1	1
1	1	1	1	0	1	1
1	1	1	1	1	1	1
0	1	0	0	0	0	1
0	1	0	0	1	1	1
0	1	0	1	0	0	1
0	1	0	1	1	1	1
0	1	1	0	0	0	1
0	1	1	0	1	1	1
0	1	1	1	0	1	1
0	1	1	1	1	1	1
0	0	-	-	-	1	1

A partir de las combinaciones de las entradas y los valores de la salida definidas en tabla de verdad es conveniente obtener las funciones canónicas de cada salida en función de las combinaciones de las entradas requiriendo del uso del algebra booleana y sus propiedades para la generación de una función lógica simplificada para cada una de las entradas. Las expresiones (6.5) y (6.6) representan las funciones lógicas equivalentes para las salidas lógicas **Mayor** y **Menor**.

$$Menor = a \cdot b \cdot \overline{c} \cdot \overline{d} \cdot e + b \cdot \left(\overline{c} \cdot d + c \cdot \overline{d}\right) + b \cdot c \cdot d \cdot e + \overline{a} \cdot b \cdot \overline{c} \cdot \overline{d} + \overline{a} \cdot \overline{b} \quad (6.5)$$

$$Mayor = \overline{a \cdot \overline{c} \cdot \overline{d} \cdot \overline{e}} \quad (6.6)$$

Las funciones booleanas pueden implementarse en la programación del PLC a través de lógica de contactos (Ladder) en el programa SoMachine, disponiendo de bobinas y contactos negados para la programación. En las *Figuras 6.20 y 6.21* se ilustran la programación realizada para las funciones de salida binarias **Menor** y **Mayor**, simbolizadas por las variables binarias **MENOR_POT (%M29)** y **MAYOR_POT (%M28)**, que indican de forma binaria si debe activarse la fuente de menor o mayor potencia respectivamente. Cabe mencionar que para la función lógica de la variable **MAYOR_POT**, es realizado con lógica inversa por medio de una bobina negada llamada **NO_MAYOR (%M15)**, emulando la función booleana obtenida (Función 6.6), y cuando su valor es 0, se activará la bobina **MAYOR _POT** y el valor de esta variable será 1 (ON).

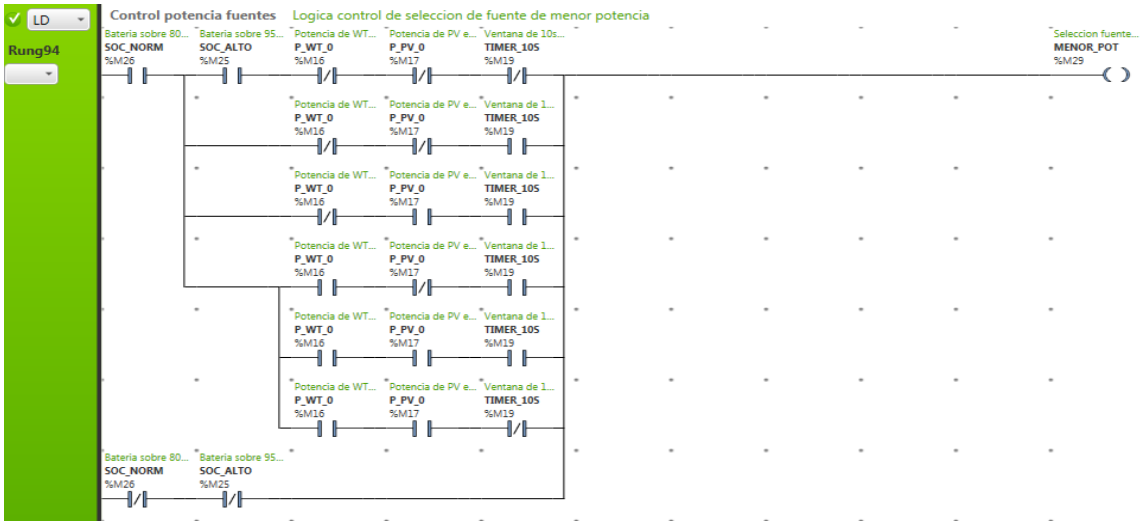


Figura 6.20: Función booleana de la variable binaria Menor implementada en el programa SoMachine.

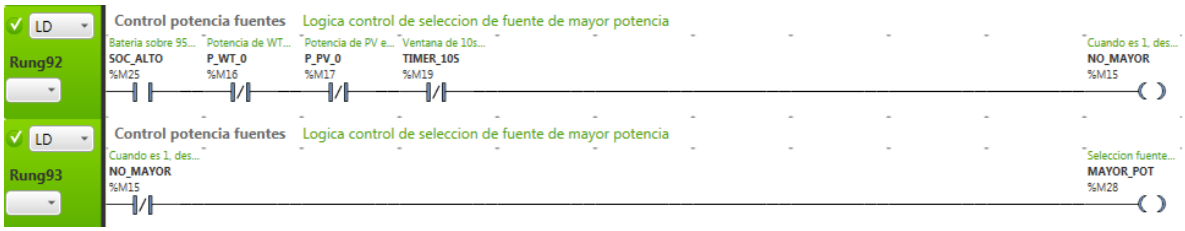


Figura 6.21: Función booleana de la variable binaria Mayor implementada en el programa SoMachine.

El segundo grupo de variables binarias son los que activarán en definitiva las salidas **%Q0.0** y **%Q0.1**, que permitirán el aporte de potencia de las fuentes WT y PV respectivamente, que dependerá de las funciones booleanas definidas previamente indicando cualitativamente que tipo de fuente debe activarse, si la de mayor, menor potencia o ambas, y también de la comparación cuantitativa de las potencias de las fuentes de energía renovables. En resumen, estas se componen de las siguientes variables binarias:

- **f**: Selección fuente de menor potencia, representado por la variable binaria **%M29 (MENOR_POT).**

- **g**: Selección fuente de mayor potencia, representado por la variable binaria **%M28 (MAYOR_POT).**

- **h**: Potencia del aerogenerador (WT) es menor o igual que la potencia del panel fotovoltaico (PV), representado por la variable binaria **%M22 (WT_MENOR).**

- **i**: Potencia del panel fotovoltaico (PV) es menor que la potencia del aerogenerador (WT), representado por la variable binaria **%M23 (PV_MENOR).**

- **j**: Potencia combinadas de las fuentes de energía renovables es menor a 5[W], representado por la variable binaria **%M42 (POT_REN_BAJO).**

Dependiendo de la combinación de ciertos valores de este conjunto de variables, se activarán 2 variables binarias denominados **Q0** y **Q1**, que representan la activación de las salidas **%Q0.0** y **%Q0.**1 del PLC. En la *Tabla 6.3*, se muestra la tabla de verdad correspondiente con las combinaciones de entradas y los valores que deben producirse para las variables de salida **Q0** y **Q1.**

Tabla 6.3: Tabla de verdad de variables binarias para la activación de las salidas asociadas a las fuentes de energía renovables mediante lógica combinacional.

Variables					**Salidas**	
f	**g**	**h**	**I**	**j**	**Q0**	**Q1**
0	0	0	1	-	0	0
0	0	1	0	-	0	0
0	0	0	0	-	0	0
0	1	0	1	-	1	0
0	1	1	0	-	0	1
0	1	0	0	1	1	1
0	1	0	0	0	0	1
1	0	0	1	-	0	1
1	0	1	0	-	1	1
1	0	0	0	1	1	1
1	0	0	0	0	0	1
1	1	1	0	-	1	1
1	1	0	1	-	1	1
1	1	0	0	-	1	1

A partir de las combinaciones de las variables de entrada y los valores de salidas que debe tener la lógica de control para la actuación de los contactores C1 (**%Q0.0**)y C2 (**%Q0.1**), las funciones booleanas canónicas que representan las variables de salida **Q0** y **Q1** se dan a conocer en las expresiones 6.7 y 6.8:

$$Q0 = \overline{f} \cdot g \cdot \overline{h} \cdot \left(i + \overline{i} \cdot j\right) + f \cdot \overline{g} \cdot \overline{i} \cdot \left(h + \overline{h} \cdot j\right) + f \cdot g \cdot \left(\overline{h} + h \cdot \overline{i}\right) \quad (6.7)$$

$$Q1 = \overline{f} \cdot g \cdot \overline{i} + f \cdot \overline{g} \cdot \overline{h} + f \cdot g \cdot \left(\overline{h} + h \cdot \overline{i}\right) \quad (6.8)$$

Al igual que para las funciones booleanas Menor (**MENOR_POT**) y Mayor (**MAYOR_POT**), las funciones booleanas **Q0** y **Q1** también pueden ser implementadas en la programación de la lógica de control a través del programa SoMachine por medio de la lógica

de contactos. En las *Figuras 6.22 y 6.23* se muestran la programación realizada de las funciones **Q0** y **Q1**, representadas en las variables binarias **SIM_Q0 (%M30)** y **SIM_Q1 (%M31)** respectivamente. Cabe mencionar que la activación de estas variables (bits) también dependerá de que el modo de control automático está seleccionado (**AUTO=1**), en caso contrario, tanto **SIM_Q0** como **SIM_Q0** quedarán desactivados (OFF). Otro aspecto a mencionar es que estas variables no activan directamente las salidas **%Q0.0** (**SIM_Q0**) y **%Q0.1** (**SIM_Q1**) del PLC, sin que antes el modo de control manual se encuentre desactivado, evitando errores en la lógica de control, por lo que solo se activa la salidas **%Q0.0** cuando **SIM_Q0=1**, y **%Q0.1** cuando **SIM_Q1=1** (Más detalles en **Sección 6.3.1 Control manual fuentes de energía**).

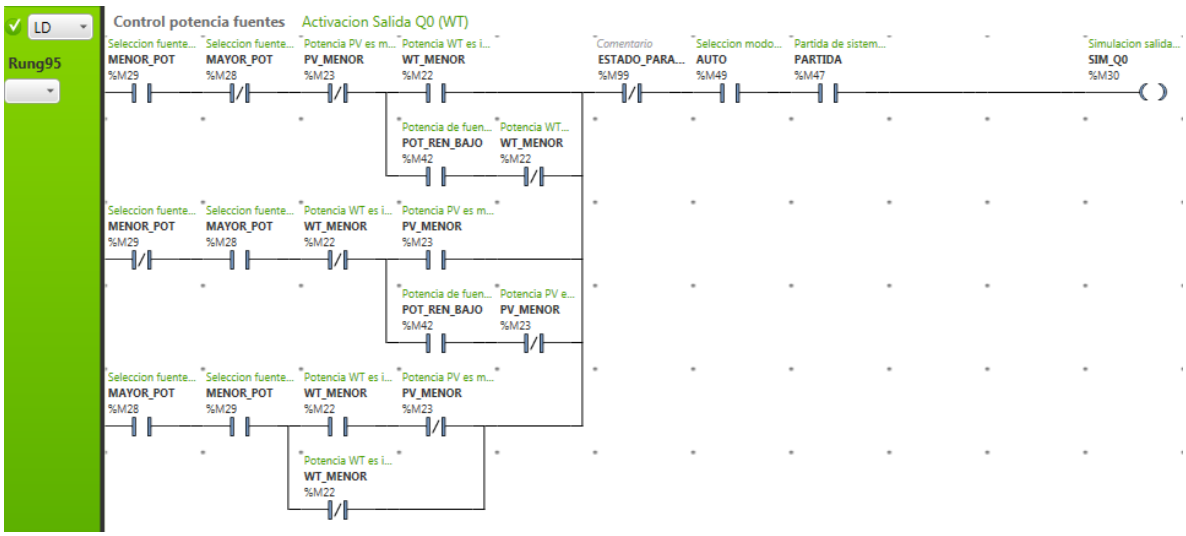


*Figura 6.22: Lógica de control de activación de salida %Q0.0 del PLC asociado al contactor C1 (WT) en modo de control automático, por medio de la variable **SIM_Q0**.*

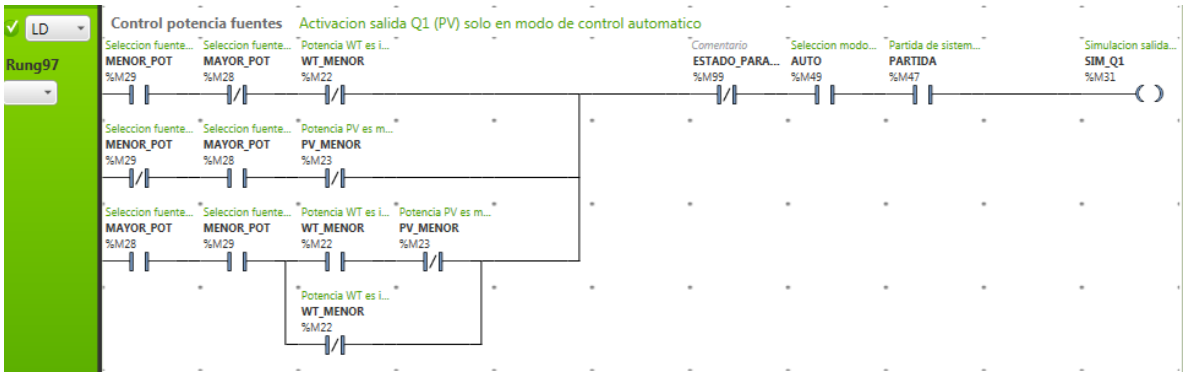


*Figura 6.23: Lógica de control de activación de salida %Q0.1 del PLC asociado al contactor C2 (WT) en modo de control automático, por medio de la variable **SIM_Q1**.*

6.2.5.Lógica de control de activación de la fuente de respaldo.

A diferencia del control de las fuentes de energías renovables que dependen de numerosos estados y variables que definen la activación de los contactores correspondientes, en el caso de la fuente de respaldo su activación dependerá solo del estado de carga de la batería. A partir del diagrama de flujo (Anexo **D**) ilustrado como un resumen de la lógica del sistema de control a implementar, la fuente de respaldo solo aportará potencia cuando el SoC sea menor al 30% y dejará de hacerlo cuando el SoC sea igual o mayor al 80%.

La lógica de control a utilizar para el control de la fuente de respaldo puede ser del tipo secuencial ya que solo se requiere saber de dos estados del SoC: cuando es mayor al 30% y menor al 80%, que marcan los umbrales de activación y desactivación de la fuente de respaldo, similar a un control con histéresis, en que una vez superado el umbral se produce un cambio de estado a partir de un estado previo, característica esencial de un control secuencial.

La lógica de control secuencial de esta fuente puede describir mediante un diagrama Grafcet como se ilustra en la *Figura 6.24*, resumiendo el control del sistema en dos estados de funcionamiento: activación de la fuente de respaldo a través del contactor C9 cuando el SoC sea inferior al 30% (S1) y su desactivación cuando supere el 80% (S2).

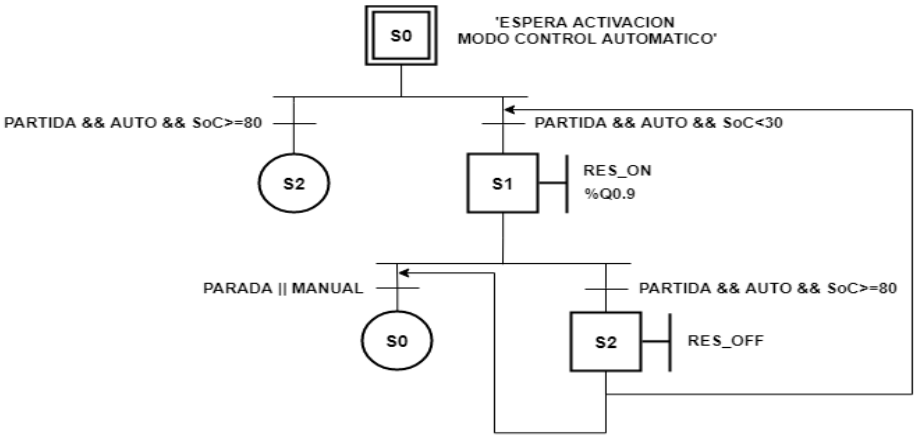


Figura 6.24: Grafcet equivalente de la lógica de control propuesta para la fuente de respaldo en modo de control automático.

En el programa SoMachine se realiza la programación de la lógica de control de la fuente de respaldo como se ilustra en la *Figura 6.25*, utilizando como elementos de programación bobinas **SET** y **RESET** que realizarán los cambios de estados de las variables **RES_OFF (%M11)** y **RES_ON (%M12)**, cuyas funciones serán de memoria al mantener activado el contactor a la espera de que el SoC haya superado uno de los umbrales de operación.

Si el SoC es menor a 30%, la variable binaria **SOC_BAJO (%M27)** cambia a 0, por ende su equivalente negado representado en un contacto normalmente cerrado se mantiene activado cuando el SoC es menor a 30%, por ende se activará la bobina **SET** de la variable **RES_ON**, y el valor de esta variable cambia a 1. Además, la bobina **RESET** de la variable **RES_OFF** es activada, por lo que su valor cambia a 0.

En cambio, si el SoC es mayor al 80%, la bobina **SET** de la variable **RES_OFF** es activada, por ende la variable **RES_OFF** cambia a 1. Por otra parte, la bobina **RESET** de la variable **RES_ON** es activada, por lo que el valor de la variable **RES_ON** cambia a 0. La activación de la fuente de respaldo dependerá de la variable binaria **SIM_Q9 (%M13)** que activará el contactor C9 por medio de la activación de la salida **%Q0.9** del PLC. Al igual que lo realizado de la activación de los contactores C1 y C2 para las fuentes de energía renovables en este modo de operación, la activación de esta depende de que se encuentre activado el modo de control automático (**AUTO=1**) y que el sistema esté funcionando (**PARTIDA= 1**)

como se muestra en el renglón 100 (Rung 100) de la programación en la *Figura 6.25*, en caso contrario la salida **%Q0.9** será activada solo en el modo de control manual.

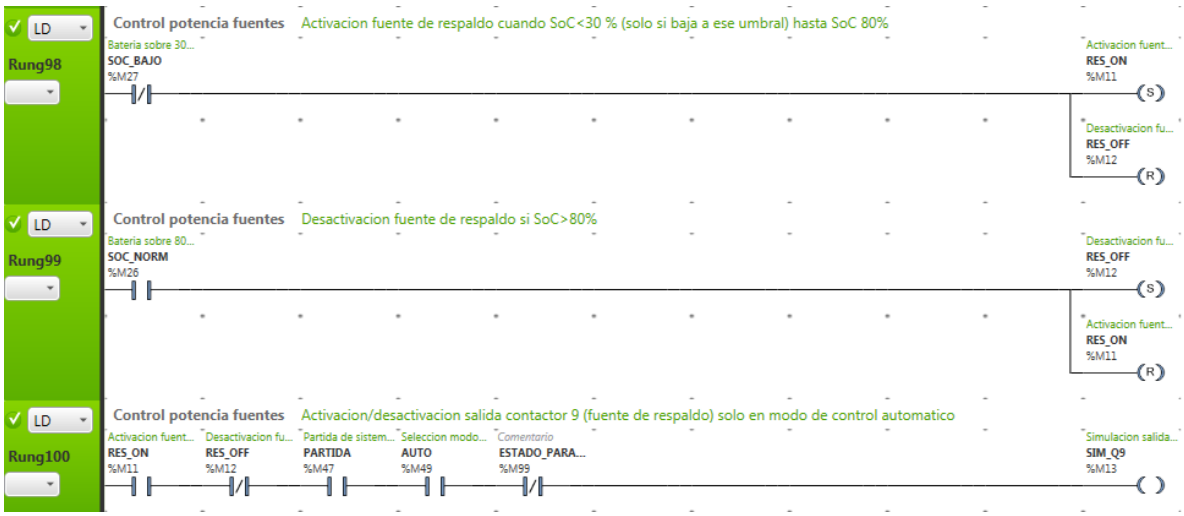


Figura 6.25: Lógica de control de la fuente de respaldo implementado en el programa SoMachine en lenguaje de contactos.

6.2.6.Lógica de control de las cargas (consumos).

A diferencia del control de las fuentes de energía que dependen de múltiples variables y condiciones para su activación, la habilitación de las cargas dependerá de solo dos variables, que son el **estado de carga de la batería (SoC)** y el **balance de potencia del sistema (ΔP)**. Como se mencionó en la descripción de las características del sistema de control a implementar en modo de control automático, la habilitación de las cargas queda condicionado bajo ciertos rangos del SoC y que el balance de la carga sea positivo o negativo cualitativamente, por lo que el uso de comparadores se hace nuevamente necesario para la determinación de estados que determinen en que rango de valores se encuentra el SoC y la cuantificación "ON-OFF" del balance de la carga. Estas características o requisitos implican que la lógica de control de las cargas debe ser del tipo combinacional, ya que la habilitación debe producirse considerando el estado actual del sistema.

La generación de la lógica de rangos de valores del SoC y el balance de la carga se realiza mediante lógica de contactos (Ladder) por medio de comparadores y bobinas en SoMachine,

de la misma manera que para la generación de variables o estados para el control de las fuentes de energía renovables (**Sección 6.2.2**).

Para el caso del SoC, se han definido 3 umbrales de rangos de activación/desactivación de las cargas, estos son 30,20 y 10%. Estos umbrales son activados por medio de comparadores, y activarán bits, por ende las cargas (consumos) cada vez que el SoC es mayor a dichos valores, discretizando cuantitativamente el estado de la carga por medio de rangos de valores de 30, 20 y 10%.

En el programa SoMachine se realiza la comparación del SoC con respecto a los valores mencionados utilizando bloques de comparación. Por ejemplo, en el caso de que el SoC sea superior al 30%, se activa la bobina **SOC_BAJO (%M27)**, variable ya programada y utilizada en el control de las fuentes. Si el SoC es mayor al 20%, se activa la bobina o variable denominada **SOC_BAJO_BAJO (%M36)**. Si el SoC es superior al 10%, se activa la bobina denominada **SOC_MUY_BAJO (%M37)**. En la *Figura 6.26*, se ilustra la programación realizada de la comparación del SoC con los valores 20 y 10%, utilizando un renglón (Rung) para cada umbral de activación.

Figura 6.26: Programación en Ladder de los umbrales del 20 y 10% del SoC en el programa SoMachine, para el control automático de las cargas o consumos.

En cuanto al balance de potencia del sistema, solo es necesario conocer cuando su valor es positivo o negativo, requiriendo solo de una comparación del balance de potencia respecto al valor 0. El balance de potencia es la diferencia de potencia entre las fuentes de generación (WT, PV y fuente de respaldo) y la potencia de las cargas, sin contar la batería al ser un elemento de almacenamiento. El balance puede definirse por la siguiente expresión:

$$\Delta P = P_{WT} + P_{PV} + P_{RES} - P_{LOAD} \qquad (6.9)$$

La fórmula (6.9) es implementada en la programación del control utilizando bloques de funciones matemáticas utilizando las variables a requerir, esto es: la potencia del aerogenerador (**POT_WT**), potencia del panel fotovoltaico (**POT_PV**), potencia activa de la fuente de respaldo(**POT_ACT_RES**) y la potencia total de las cargas (**POT_INV** + **POT_DC**). En la *Figura 6.27* se ilustra la programación de la función del balance de potencia a partir de las variables mencionadas, representado por la variable **BALANCE_SIST (%M60).**

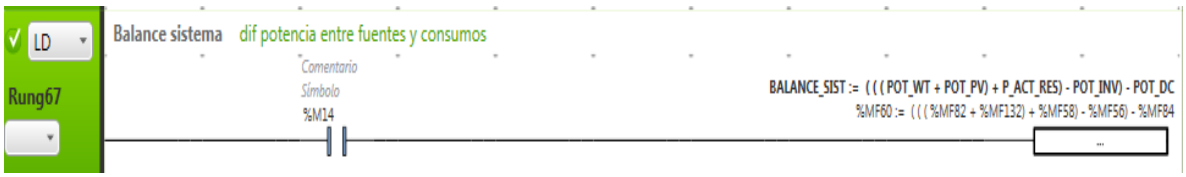


Figura 6.27: Implementación de la función balance del sistema en SoMachine.

El siguiente paso es la comparación de variable **BALANCE_SIST** con el valor 0 para determinar si la potencia neta del sistema es positiva o negativa por medio de un comparador que activará una bobina denominada **STATUS_PNETA (%M24)** como se ilustra en la *Figura 6.28*. Si el balance es **mayor a 0**, entonces se considera que el balance de potencia del sistema es positivo, por ende, el valor variable binaria **STATUS_PNETA** es 1 (ON), si el balance es **menor a 0**, entonces se considera que el balance es negativo y **STATUS_PNETA** cambia a valor 0 (OFF).

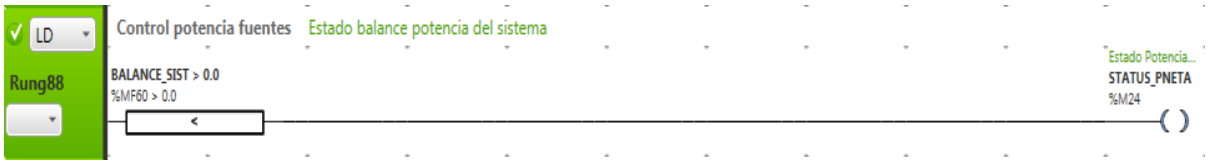


Figura 6.28: Estado del balance de potencia del sistema en SoMachine.

Definidas y realizadas las comparaciones para las variables SoC y balance de potencia, las variables o estados binarios que definirán la habilitación de las cargas de acuerdo mediante lógica combinacional son las siguientes:

- a: Balance de potencia del sistema, representado por la variable binaria **%M24 (STATUS_PNETA).**

- b: SoC mayor o igual a 30%, representado por la variable binaria **%M26 (SOC_BAJO)**

- c: SoC mayor o igual a 20%, representado por la variable binaria **%M36 (SOC_BAJO_BAJO)**.

- d: SoC mayor o igual a 10%, representado por la variable binaria **%M37 (SOC_MUY_BAJO).**

En función de la combinación de valores de estas variables, habilitarán o restringirán el consumo de potencia de las ampolletas (cargas) siguiendo la descripción de las características y/o requisitos del sistema de control para el accionamiento de las carga como se indica al comienzo de la **Sección 6.1**. En general y por sentido común, una disminución del SoC implica que se deben deshabilitar el consumo de las cargas progresivamente, y si el balance de potencia es negativo, la restricción debe ser más fuerte, que se materializa en la deshabilitación de las salidas del PLC asociados a los contactores conectados a las ampolletas para su activación. En la *Tabla 6.4*, se ilustra la tabla de verdad para las combinaciones de valores de las variables de entradas (a,b,c y d), y 6 funciones de salida, una para cada carga cuyos valores siguen los requerimientos de la habilitación de las cargas dependiendo de los umbrales del SoC y balance del sistema.

Tabla 6.4: Tabla de verdad de las variables binarias para la habilitación de las cargas.

Variables				**Restricciones activación cargas**	**Salidas**					
a	**b**	**c**	**d**		**C3**	**C4**	**C5**	**C6**	**C7**	**C8**
1	1	-	-	0	1	1	1	1	1	1
0	1	-	-	0	1	1	1	1	1	1
1	0	1	-	1	1	1	1	1	1	0
0	0	1	-	2	1	1	1	1	0	0
1	0	0	1	3	1	1	1	0	0	0
0	0	0	1	4	1	1	0	0	0	0
1	0	0	0	5	1	0	0	0	0	0
0	0	0	0	6 (Todas)	0	0	0	0	0	0

A partir de la *Tabla 6.4*, aplicando las propiedades del algebra booleana, las funciones canónicas que representan cada una de las salidas para la habilitación de las cargas se describen en las siguientes ecuaciones:

$C3 = a + b + c + d$ (6.10)

$C4 = b + \overline{b} \cdot c + \overline{b} \cdot \overline{c} \cdot d$ (6.11)

$C5 = b + \overline{b} \cdot c + a \cdot \overline{b} \cdot \overline{c} \cdot d$ (6.12)

$C6 = b + \overline{b} \cdot c$ (6.13)

$C7 = b + a \cdot \overline{b} \cdot c$ (6.14)

$C8 = b$ (6.15)

Cada una de estas funciones son implementadas en el programa SoMachine por medio de lenguaje de contactos que materializan las operaciones booleanas de cada función, y si su valor es verdadero (ON) cada función activará una bobina llamada **ACT_Ci**. En total son 6 bobinas que se activarán, una para cada función, llamadas **ACT_C3 (%M32)** (*Figura 6.29*), **ACT_C4 (%M33)** (*Figura 6.30*), **ACT_C5 (%M34)** (*Figura 6.31*), **ACT_C6 (%M35)** (*Figura 6.32*), **ACT_C7 (%M38)** (*Figura 6.33*) y **ACT_8 (%M39)** (*Figura 6.34*). Una vez activados, habilitarán la activación de las salidas digitales del PLC, estos son **%Q0.2, %Q0.3, %Q0.4, %Q0.5, %Q0.6 y %Q0.7** respectivamente, que activan los contactores asociados a cada carga. Esto no significa que activado **ACT_Ci** la carga es activada inmediatamente, sino que es finalmente el usuario el que debe hacerlo manualmente. **ACT_Ci** solo habilita o deshabilita la activación de las salidas del PLC el consumo (Mas detalle ir a la **Sección 6.3.2**). Cabe destacar que la activación de todas las salidas del PLC asociados a las cargas independiente del modo de control, dependerá no solo de **ACT_Ci**, sino también de que el sistema esté en marcha (**PARTIDA=1**) y que no esté activado la parada de emergencia (**ESTADO_PARADA_EMER=0**), en caso contrario **ACT_Ci** es puesto a 0.

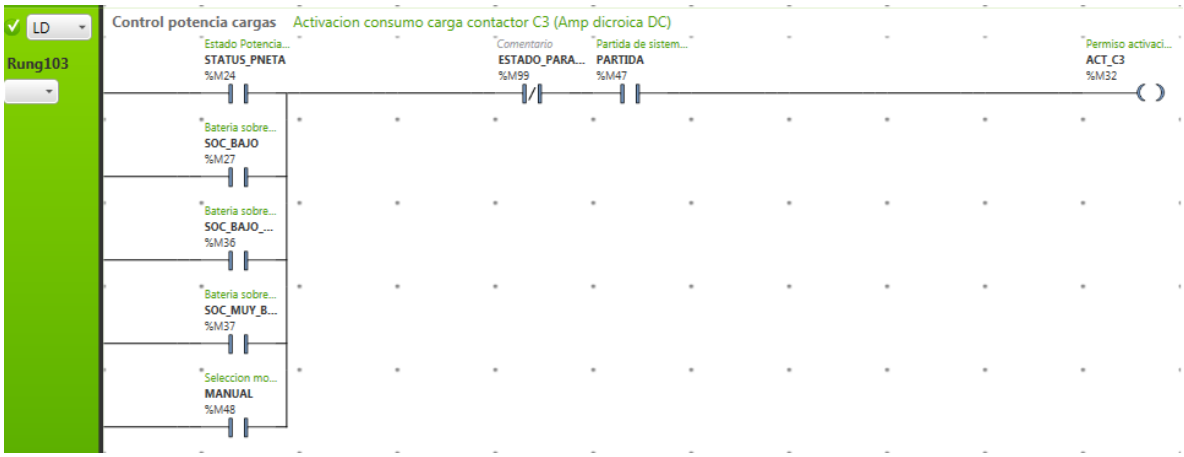


Figura 6.29: Habilitación de contactor C3 programado en SoMachine.

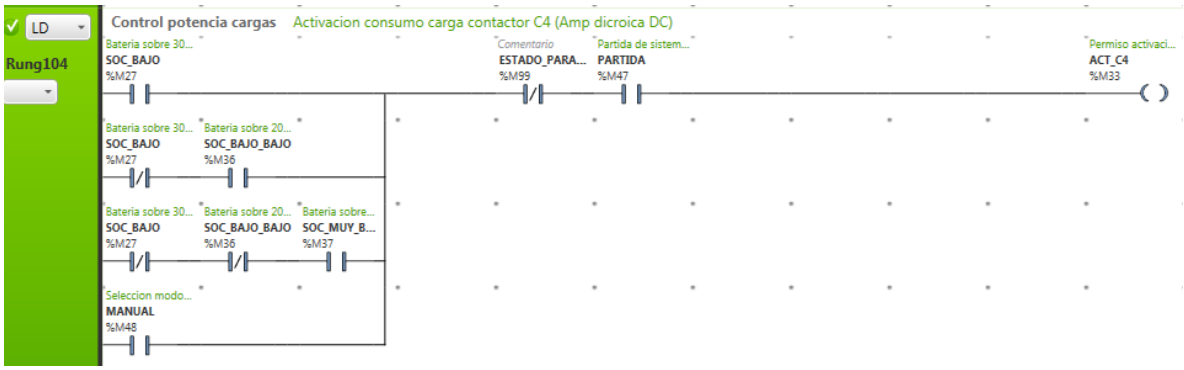


Figura 6.30: Habilitación de contactor C4 programado en SoMachine.

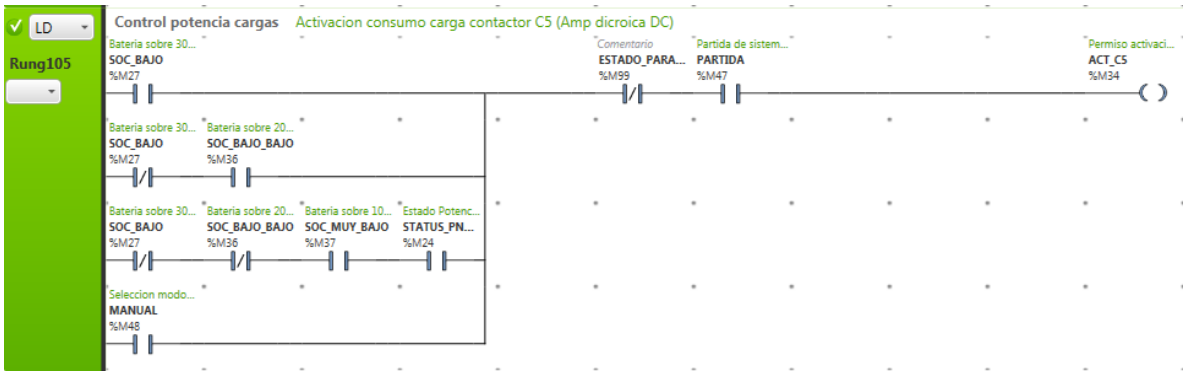


Figura 6.31: Habilitación de contactor C5 programado en SoMachine.

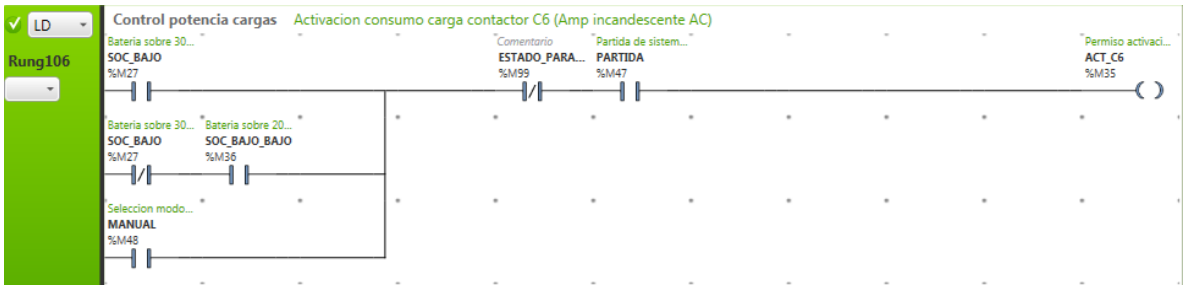


Figura 6.32: Habilitación de contactor C6 programado en SoMachine.

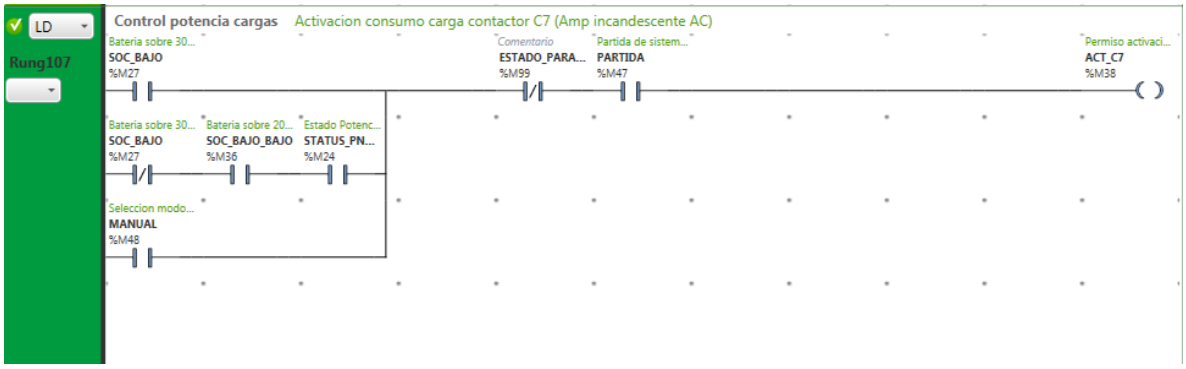


Figura 6.33: Habilitación de contactor C7 programado en SoMachine.

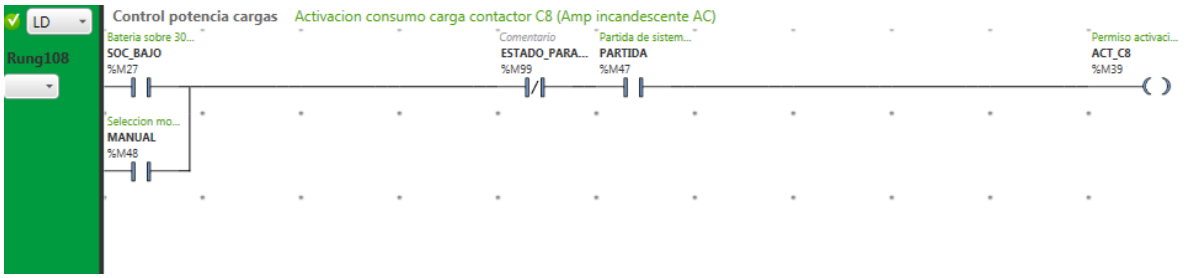


Figura 6.34: Habilitación de contactor C8 programado en SoMachine.

6.3. Modo de control manual y activación de contactores.

Como se ha descrito anteriormente, el objetivo del modo de control manual es que el usuario pueda controlar las fuentes de energía y los consumos solo con la limitante de que una vez accionada la parada de emergencia se corta el flujo de energía en el sistema. Esto se materializa en un control simple de los elementos por medio de los contactores, en que el usuario selecciona cual contactor conectado junto a la fuente de energía o carga activar.

La activación manual de los contactores se realiza por medio de botones en la HMI como objetos gráficos al igual que lo realizado para la partida y parada de emergencia del sistema, cada contactor tiene 2 botones asociados (a excepción de los contactores 1 y 10 que se activan de manera complementaria y nunca conjunta), uno para activación y otro para desactivación del contactor, por lo que cada par de botones estarán asociados a un solo bit. Además cada botón tendrá la lógica de funcionamiento "push to ON – push to OFF" tomando como referencia, el desarrollo documentado en [9], haciendo más intuitivo para el usuario la activación de los contactores, ya que puede cambiar el estado de ellos con solo apretar un mismo botón 2 veces.

La lógica de la activación "push to ON – push to OFF" para los botones asociados al contactor implica realizar una lógica de accionamiento del contactor, tal, que el cambio de estado ocurra cuando se pulsa uno de los botones, por lo que la utilización de estados y transiciones se hace obligatorio, propio de un control secuencial. En cuanto a la programación general para el accionamiento de los contactores, es realizada mediante lenguaje Ladder a causa de su simplicidad para la programación de estados y transiciones utilizando bits y bobinas. La actuación de los contactores tiene como características generales en que cada contactor tiene su propio bit de actuación para los botones, etiquetado con el nombre de **PUSH_Ci**, donde **i** es el contactor correspondiente (a excepción de C10 que dependerá de la activación de C1) en que una vez pulsado se activa la salida del PLC correspondiente al contactor **Ci**. También se incluye en la programación una bobina etiquetado como **PUSH_Ci_1ST_TIME** que indica el estado cuando es pulsado por primera vez el botón de actuación para el contactor **Ci** en que la salida asociada para el contactor **Ci** se encuentra activada. A la vez se incluye también la bobina **PUSH_Ci_2ST_TIME** que señala el estado cuando es pulsado por segunda vez el botón de actuación para el contactor

Ci, por lo que **PUSH_Ci** vuelve a activarse a través del usuario, pero en este estado la salida para el contactor **Ci** se desactiva. Finalmente otra bobina llamada **RESTART_CYCLE**, una vez activada reinicia el ciclo de la lógica de control de la activación de los contactores, manteniendo el estado de desactivación de estos a la espera de que nuevamente se vuelva pulsar un botón (**PUSH_Ci** activado) para volver activar la salida para el contactor correspondiente. Cabe destacar que la secuencia lógica de activación/desactivación de los contactores solo se pondrá en marcha si la partida del sistema se encuentra activada (**PARTIDA=1**).

Pese a la descripción que describe ciertas características de la lógica de control para todos los contactores, no todos poseen la misma lógica de control a causa de que los contactores asociados a las fuentes de consumo (ampolletas) y los contactores asociados a las fuentes de energía se diferencian en que su funcionamiento dependerá de otras condiciones que no comparten en común. A modo de ejemplo, el control manual de las fuentes y por ende el control manual de los contactores asociados a las fuentes de energía, dependerá de que el usuario haya seleccionado el modo de control manual para poder ser efectivamente controlados, y en cuanto a los contactores asociados a las cargas (ampolletas) su activación es limitada si el SoC de la batería es muy bajo cuando el sistema está funcionando en modo de control automático (ver **Sección 6.2.6**). Considerando lo anterior, en las siguientes secciones se da a conocer con mayor detalle la lógica de control para cada grupo de contactores a través de un diagrama Grafcet y su implementación mediante lógica de contactos en el programa SoMachine.

6.3.1. Control manual fuentes de energía.

De la descripción introductoria dada de la lógica de control general para la activación de los contactores, se agrega también que la transición entre estados solo es posible si el modo de control manual se encuentra activado (**MANUAL=1**), en caso contrario se reiniciará el ciclo de control del sistema, manteniéndose indefinidamente en el estado **RESTART_CYCLE**.

En la *Figura 6.35* se ilustra el Grafcet equivalente de la lógica de control de la actuación de los contactores asociados a las fuentes de energía (C1, C2 y C9). Cuando es pulsado alguno

de los dos botones asociados a cada contactor **Ci (con i={1,2,9})**, **PUSH_Ci** es activado y la salida del PLC asociada al contactor correspondiente es activado (**C1->%Q0.0, C2->%Q0.1, C9->%Q0.9**), y a la vez se produce un cambio de estado a **PUSH_Ci_1ST_TIME** indicando que el botón asociado al contactor **Ci** ha sido pulsado por primera vez, además de la activación de otra bobina que realiza un enclavamiento del estado de activación de la salida correspondiente. Cuando nuevamente es pulsado el botón**, PUSH_Ci** se vuelve activar y se realiza el cambio de estado a **PUSH_Ci_2ND_TIME**, indicando que el botón ha sido accionado por segunda vez y la salida correspondiente al contactor **Ci** se desactiva. Después del pulsado del botón se produce otro cambio de estado a **RESTART_CYCLE**, manteniendo la salida desactivada pero a la espera de que nuevamente **PUSH_Ci** vuelva activarse para activar la salida correspondiente.

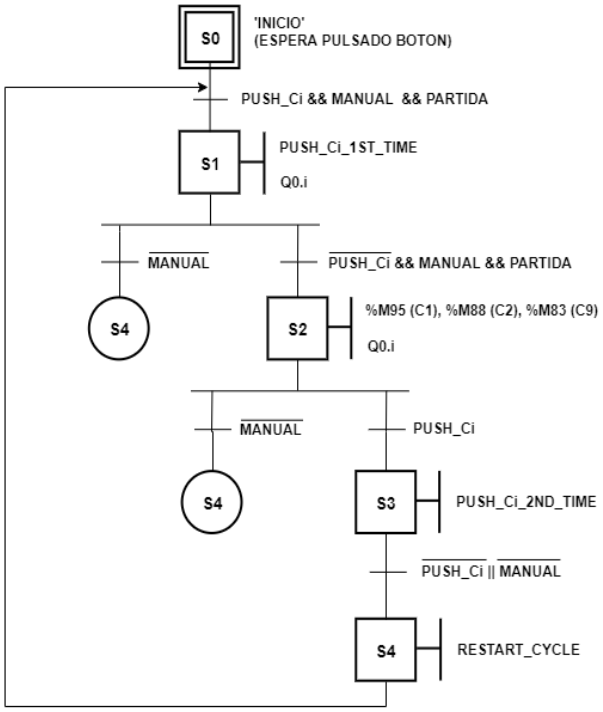


Figura 6.35: Grafcet equivalente de la lógica de control de la actuación de los contactores asociados a las fuentes de energía (Ci, con i={1,2,9}).

Como se ha mencionado anteriormente, la programación de esta lógica de control es realizado en Ladder en el programa SoMachine como se ilustra en las *Figuras 6.36, 6.37 y 6.38* para la actuación de los contactores C1 (Aerogenerador), C2 (Panel fotovoltaico) y C9 (Fuente de respaldo AC) respectivamente.

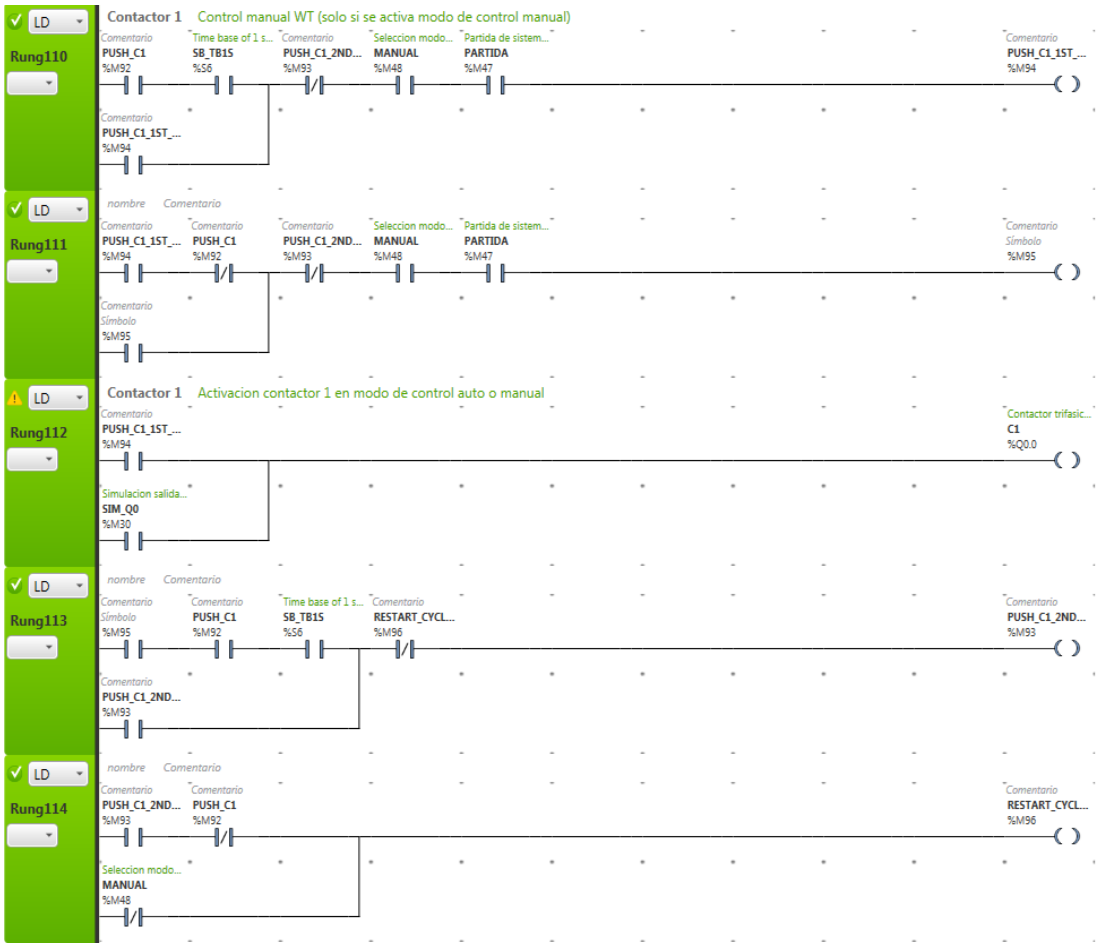


Figura 6.36: Programación en Ladder actuación del contactor C1 (WT) en el programa SoMachine.

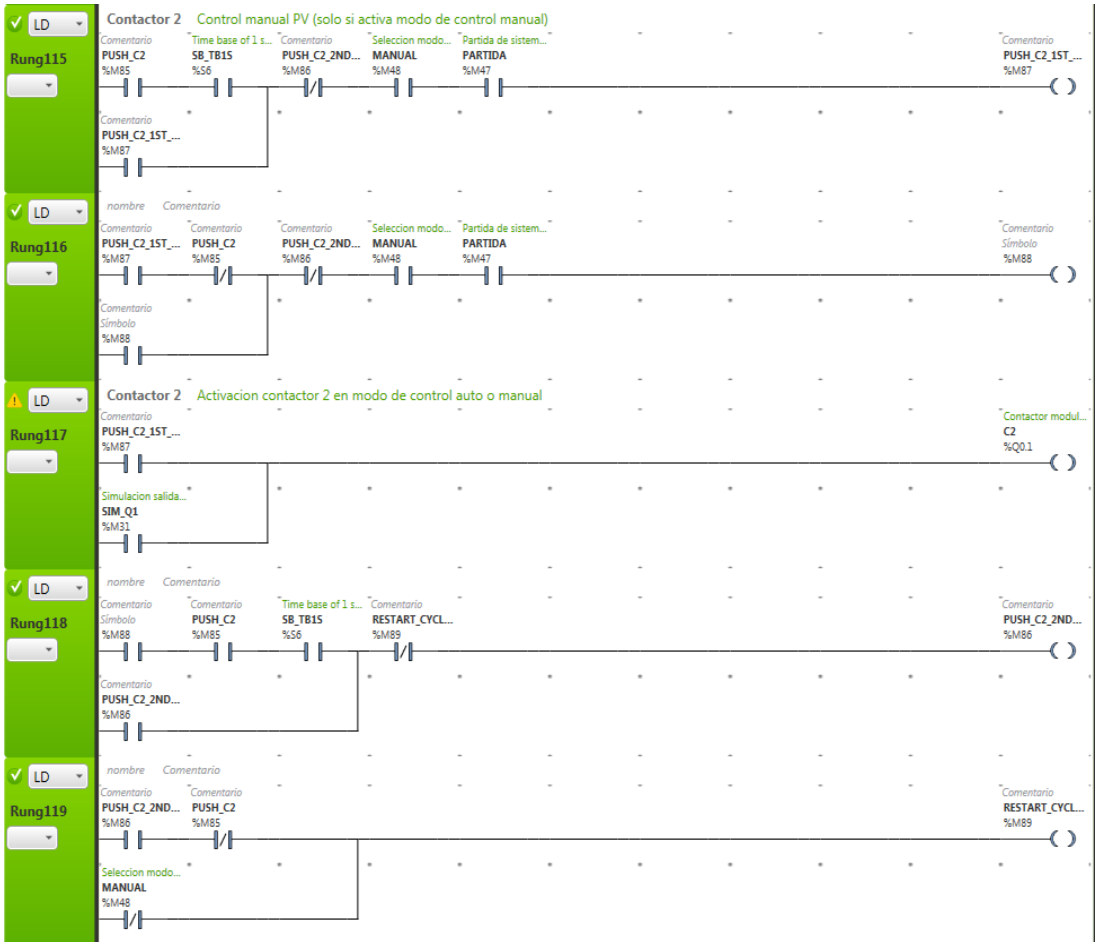


Figura 6.37: Programación en Ladder actuación del contactor C2 (PV) en el programa SoMachine.

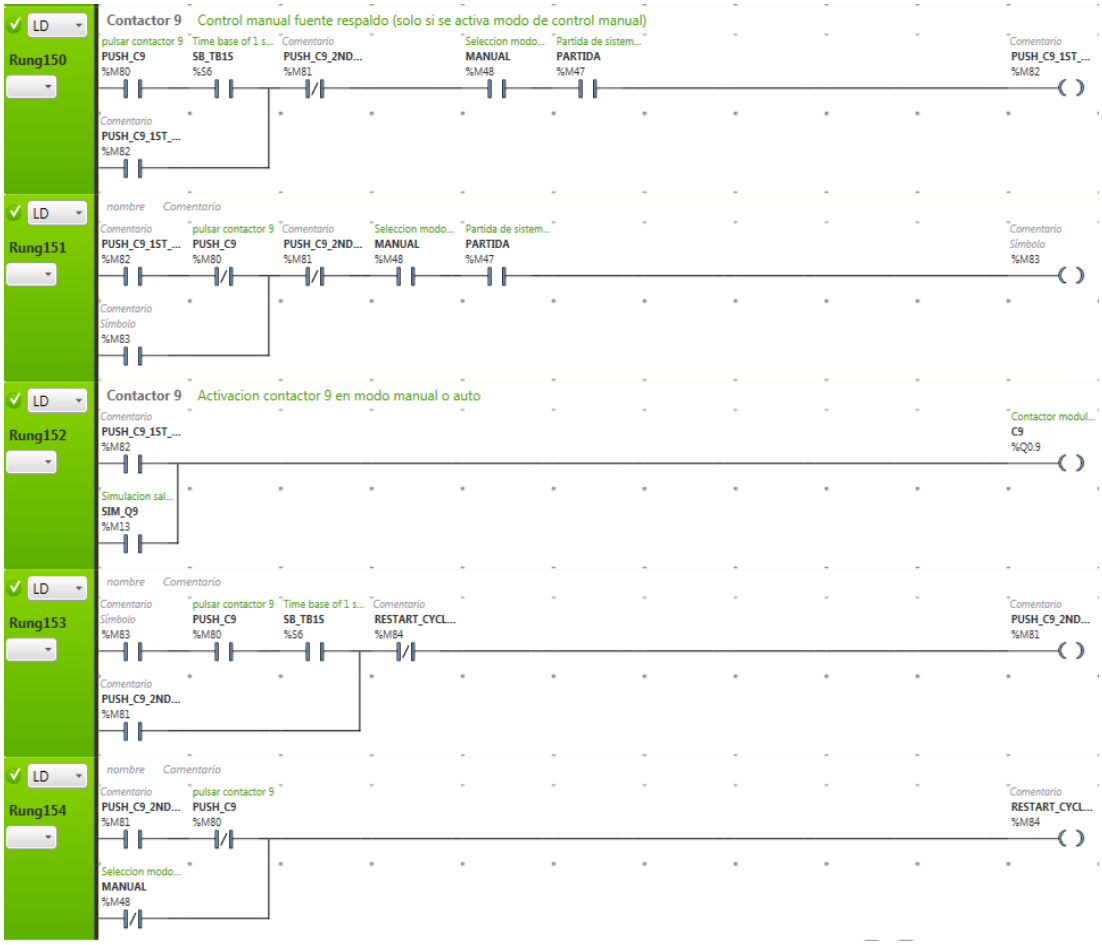


Figura 6.38: Programación en Ladder actuación del contactor C3 (Respaldo AC) en el programa SoMachine.

De las figuras precedentes (*6.36, 6.37 y 6.38*), se da a conocer un detalle de las salidas de relé del PLC, en que pueden ser activados a partir del pulsador desde el control manual (**PUSH_Ci_1ST_TIME=1**) o también desde el bit de salida para la activación de los contactores desde control automático denotados por los bits **SIM_Q0** para C1, **SIM_Q1** para C2 y **SIM_Q9** para los contactores C1, C2 y C9 respectivamente. Dado la lógica de programación de la selección entre los modos manual y automático detallada en la **Sección 6.1.4**, solo uno de los modos entra en funcionamiento y nunca ambos, por lo que estará activado solo un bit de control que activa la salida. A modo de ejemplo, para el contactor C1,

solo se activará efectivamente **PUSH_C1_1ST_TIME** si es activado el modo de control manual y se pulse uno de los botones asociados al contactor C1 (**PUSH_C1=1**) por lo que la salida es activada, mientras que **SIM_Q0** estará desactivada, ya que su activación dependerá de que se haya seleccionado el modo de control automático como se describe en la **Sección 6.2.4.**

Cabe mencionar que a causa de la condición del aerogenerador de solo suministrar potencia a la batería o al reóstato en la Smart Grid pero no a los dos elementos a la vez, se establece que la salida **%Q0.8**, asociada al contactor conectado con el reóstato (C10) tenga una lógica de funcionamiento tal que sea el inverso de la activación del contactor C1, esto es, que activada la salida **%Q0.0**, la salida **%Q0.8** asociado a C10 (reóstato) se desactiva. Este funcionamiento es válido para todo modo de control, por lo que la salida **%Q0.8** se activará solo si no es activada manualmente C1 (**PUSH_C1_1ST_TIME =0**), la partida del sistema esté activado (**PARTIDA=1**) y que el bit de activación de C1 en modo de control automático se encuentre apagado (**SIM_Q0 =0**). En la *Figura 6.39* se muestra la programación de la activación de la salida **%Q0.8** para el contactor asociado al reóstato.

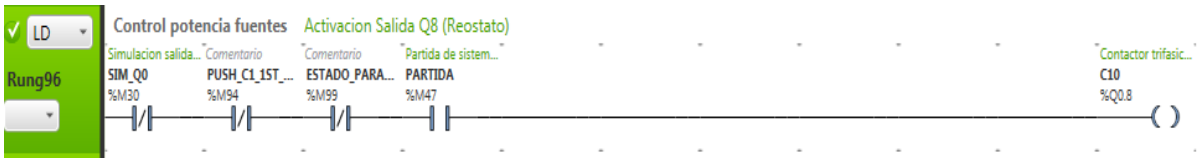


*Figura 6.39: Programación activación salida **%Q0.8** asociado a C10 en el programa SoMachine.*

En cuanto a la configuración de los botones que controlan la activación de todos los contactores (a excepción de C10), como su lógica de funcionamiento es “push to ON – push to OFF” la configuración será similar a lo realizado para los botones de partida y parada de emergencia. En la *Figura 6.40* se muestra la configuración de los botones como objeto gráfico en el programa VijeoDesigner mediante lógica de SET y RESET.

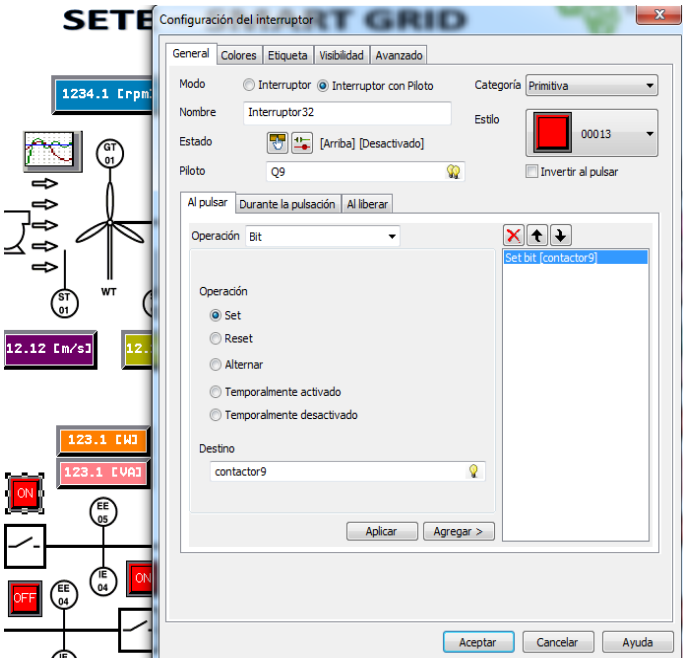


Figura 6.40: Configuración botón de activación de los contactores en el programa Vijeo Designer.

6.3.2. Activación y desactivación manual de cargas.

A diferencia de la activación de las fuentes de energía que dependen de que previamente se haya seleccionado el modo de control manual, la activación de las cargas para su consumo solo dependerá de que la batería no posea un porcentaje de carga bajo (<30%) como se detalla en la **Sección 6.2.6** y que lógicamente esté activado la partida del sistema para la habilitación de las cargas, por lo que en estricto rigor, la lógica de control del accionamiento de los contactores es similar tanto en modo de control manual como en modo automático.

En cuanto a la lógica de control de los accionamientos, es similar al realizado para los contactores asociados a las fuentes de energía descrito en la **Sección 6.3.1** manteniendo la base de la lógica de estados y transiciones, las únicas diferencias presentes son que las transiciones se producen efectivamente si hay una habilitación de consumo de las cargas cuando el sistema está funcionando en modo de control automático descrito en la **Sección**

6.2.6 por medio del bit **ACT_Ci** cuando está activado, esto es, **ACT_Ci=1 (con i={3,4,5,6,7,8})** asociado cada bit **ACT_Ci** correlativamente con un contactor asociado a las cargas (C3,C4,C5,C6,C7,C8), y en caso que **ACT_Ci=0**, se reinicia la lógica de control quedado indefinidamente en el estado **RESTART_CYCLE** a la espera de que nuevamente se pulse un botón (**PUSH_Ci=1**) y que nuevamente se habilite el consumo de la carga correspondiente si el sistema está en modo de control automático (**ACT_Ci=1)**. Una vez dadas las condiciones de accionamiento, se activa la salida del **%Q0.i-1** del PLC correspondiente al contactor Ci cuando es pulsado el botón (**PUSH_Ci=1**) y **PUSH_Ci_1ST_TIME** es activado. En la *Figura 6.41* se muestra el diagrama en Grafcet de la lógica de control para el accionamiento de los contactores asociados a las fuentes de consumo.

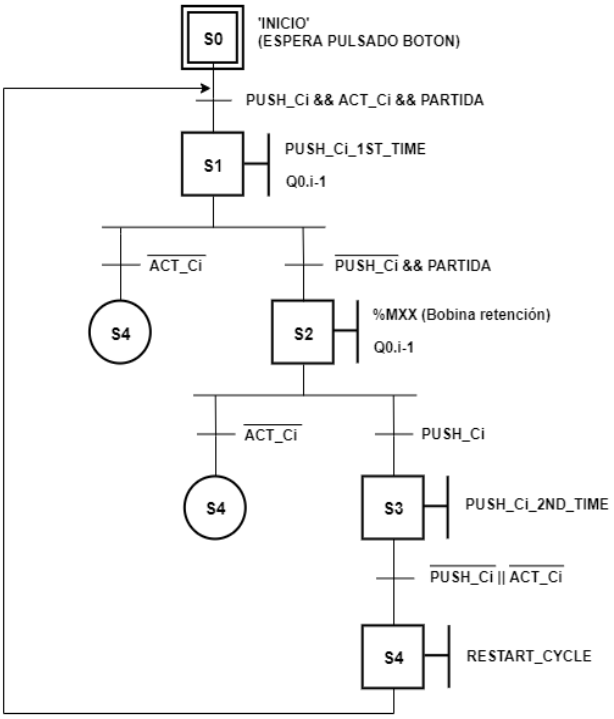


Figura 6.41: Grafcet equivalente de la lógica de control de la actuación de los contactores asociados a las fuentes de consumo (Ci, con i={3,4,5,6,7,8}).

En cuanto a la programación de la actuación de los contactores de las cargas, es realizado en lenguaje de contactos (Ladder) al igual que en la programación de la actuación de los contactores asociados las fuentes de energía. En la *Figura 6.42* se muestra a modo de ejemplo, la programación en Ladder de la actuación del contactor C3, que controla el encendido/apagado de una ampolleta dicroica. Para los otros contactores asociados a las cargas, el formato de la programación es idéntico.

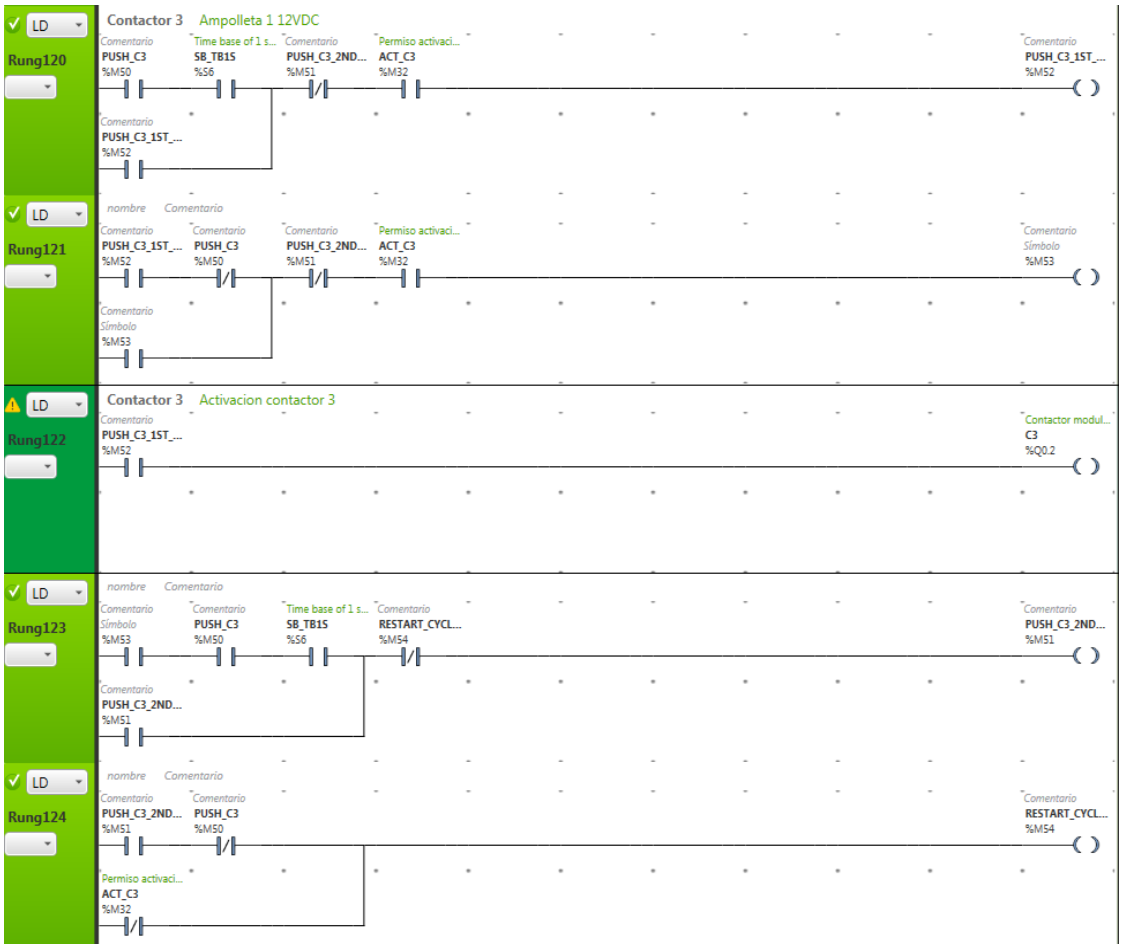


Figura 6.42: Programación en Ladder actuación del contactor C3 (Ampolleta dicroica 12[V]) en el programa SoMachine.

Cabe destacar que en la programación de la actuación de todos los contactores, existe otro bit que va en serie con el bit **PUSH_Ci** para cada contactor, identificado como **SB_TB1S (%S6)** que es un bit del sistema del PLC, cuya característica es un reloj con una frecuencia de 1[hz] y un ciclo de trabajo de 50%, esto es, que su valor es 1 en 500[ms] y 0 en los otros 500[ms] restantes. El propósito de su integración es evitar que los cambios de estado del contactor sean tan rápidos, con la finalidad de que no sucedan cambios bruscos de voltaje o corriente en los instantes en que el Arduino hace la lectura de los sensores (aprox. 500[ms]) como una medida para evitar que dicho microcontrolador tenga problemas en la ejecución de su código, por lo que la activación rápida de los contactores no se puede realizar continuamente a partir de los 500[ms]. Esta similar medida es aplicada en las variables del sistema almacenadas y tratadas por el PLC pero utilizando otra variable binaria llamada **%M14.**

CAPÍTULO 7

Sistema SCADA – HMI

El propósito de un sistema de control no sólo es lograr que un sistema esté funcionando dentro de los rangos definidos por el usuario, sino también poder ver en tiempo real las variables que están presentes en el sistema y operarlas de forma remota si es requerido, requiriendo de sistemas SCADA y HMI que permiten supervisar de forma remota unn planta y operar de forma remota a través de un dispositivo respectivamente

Un SCADA o Supervisión, Control y Adquisición de datos, son una serie de tareas que realiza un programa de control para la supervisión remota de un proceso, en ella se produce el registro y uso de las variables obtenidas del sensor para el HMI y realiza el control del proceso mediante un dispositivo remoto como un PLC.

El HMI o Interfaz Hombre Máquina es un medio donde el usuario se "comunica" con el sistema de control, que por lo general puede ser una pantalla, botones o un PC, permitiendo al usuario supervisar y controlar un proceso desde dichos dispositivos.

En el caso del proyecto de Instrumentación y Automatización de la Smart Grid, el programa SCADA con el que se realiza la HMI al sistema es el programa Vijeo Designer de la marca Schneider Electric, misma marca del PLC M221 y también utilizado para la automatización del SETE [4]. Dicho programa instalado en un PC, permite que este dispositivo sea el nexo entre el usuario y el sistema de control físico representado por el PLC, en que el usuario pueda obtener y almacenar datos obtenidos desde el PLC como también realizar el control del sistema desde una interfaz física.

Cabe destacar que dicho programa está diseñado para el diseño de interfaces en pantallas táctiles, por lo que su uso en un PC solo se limita a la ejecución de una simulación final del programa con una duración máxima de 1[h].

En este capítulo se dan a conocer las tareas relacionadas a la edición de la interfaz realizada para el control y supervisión remota de la Smart Grid desde un PC.

7.1. Creación y configuración de panel Virtual.

Para la creación de un nuevo proyecto y creación de un panel, se debe seguir los siguientes pasos de acuerdo a lo indicado por el fabricante.

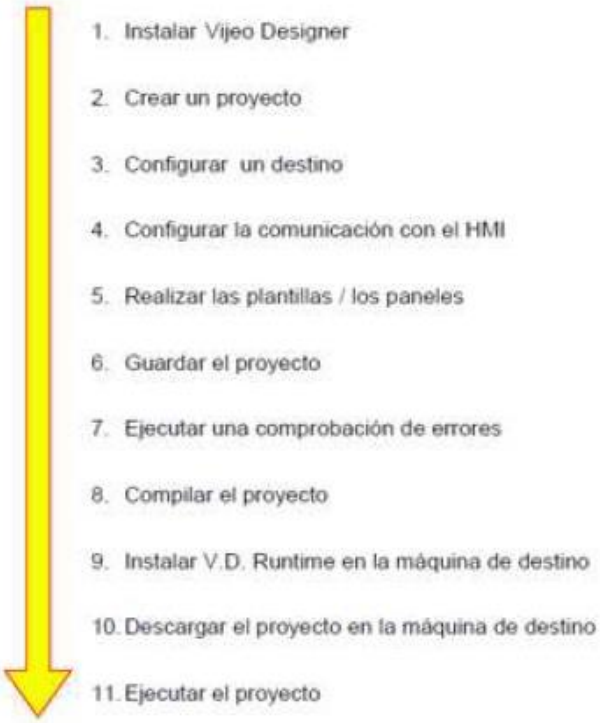


Figura 7.1: Pasos a ejecutar en el desarrollo de un nuevo proyecto de Vijeo Designer.

Dado que el programa Vijeo Designer también fue utilizado para la creación de la HMI-SCADA del Sistema de Ensayos de Turbinas Eólicas (SETE) [4] e instalado en el PC que se utiliza también para la instrumentación de la Smart Grid, se omiten los pasos 1 y 2.

En cuanto a la configuración del destino, a causa de que la Smart Grid trabaja con los mismos elementos de la instrumentación y automatización instalados para el SETE, en especial el PLC M221 del que se solicita los datos para el monitoreo y control remoto, se ha decidido crear un nuevo proyecto a partir de uno existente llamado **HMI Smart Grid V1**, tomando como base al archivo **prueba_2,** que es el proyecto realizado para el SCADA-HMI del SETE.

Pese a la creación de un nuevo trabajo a partir del existente, se ha decidido configurar el destino donde se ejecutará la HMI realizada, en este caso, al ser un programa orientado a las pantallas táctiles, tiene una resolución limitada respecto a una pantalla de un PC. El objeto o destino que ofrece una mejor resolución es el XBTG7340, con una resolución de 1024x768 píxeles como se muestra en la *Figura 7.2*, en la configuración del destino para el proyecto HMI Smart Grid.

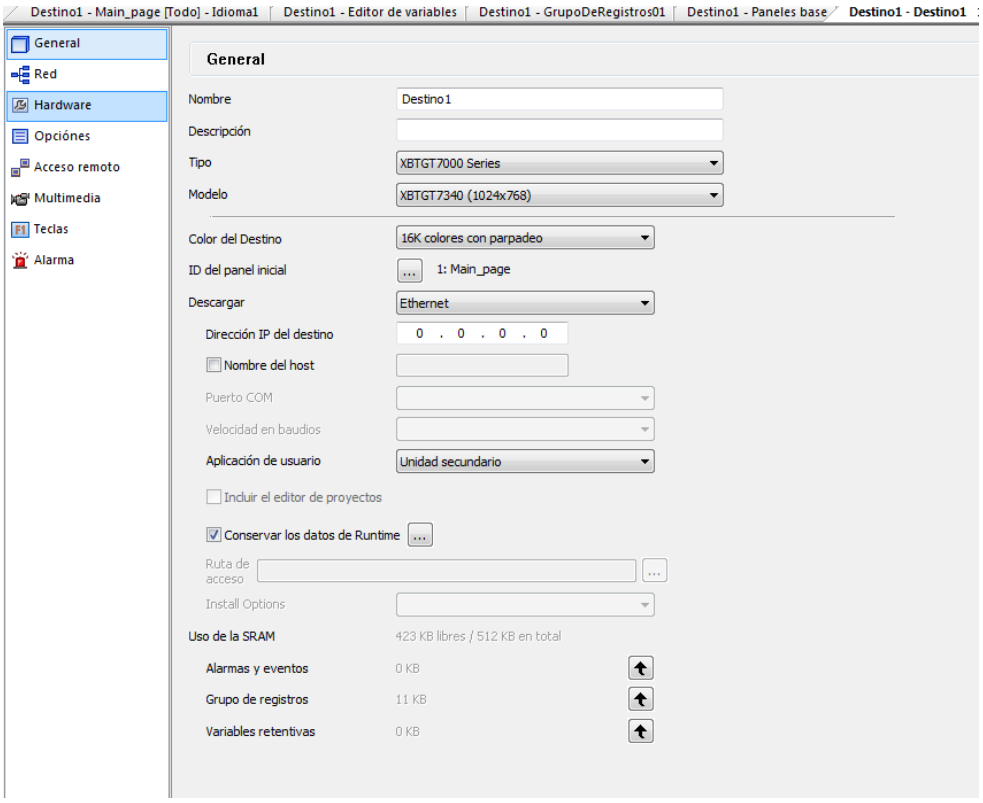


Figura 7.2: Configuración de destino para el proyecto de la HMI de la Smart Grid.

En cuanto a la configuración de Red, no hay cambios algunos ya que el único dispositivo conectado con el PC es el PLC M221CE24R, y su dirección IP (172.16.0.30) ha sido asignada estáticamente sin cambios desde la instalación del Software Vijeo Designer.

Más detalles de la instalación y configuraciones realizadas para los destinos, ir a la **Sección 5.1** del documento de la Instrumentación y Automatización del SETE [4].

7.2. Edición y ejecución de paneles (interfaces) en Vijeo Designer.

Configurado el destino se procede al desarrollo del proyecto, abriendo el proyecto correspondiente donde el Software Vijeo iniciará el programa en modo de edición. En este modo de trabajo se configura la HMI propiamente tal como se ilustra en la *Figura 7.3*.

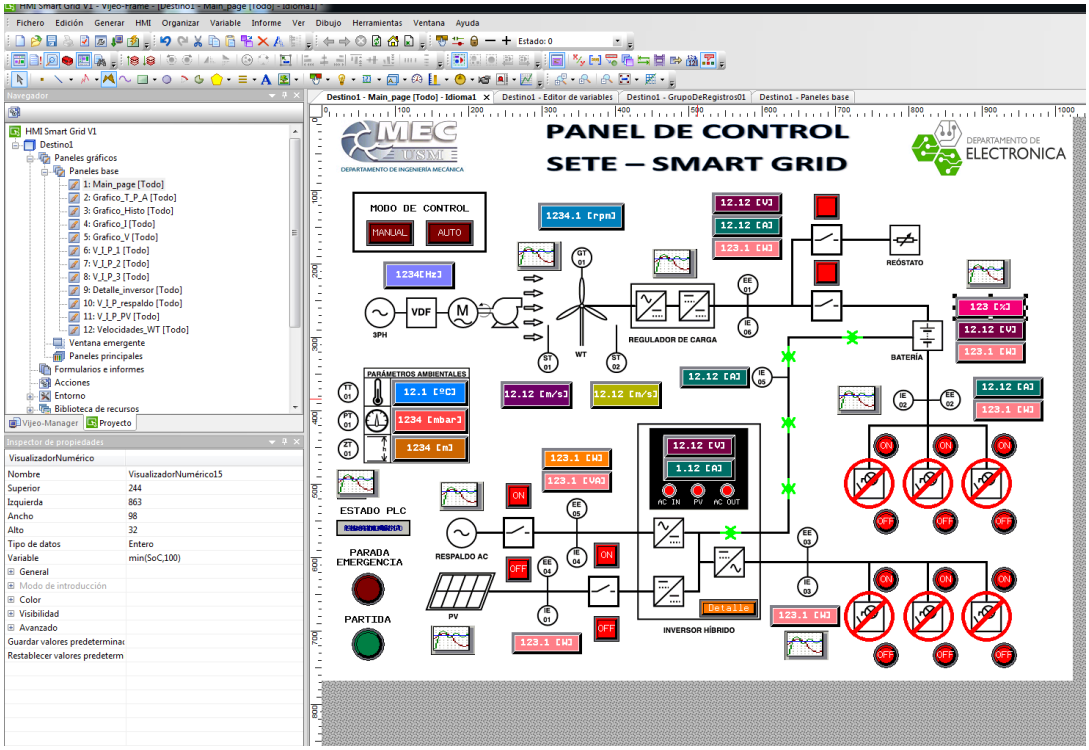


Figura 7.3: Modo de edición del programa Vijeo Designer para el panel principal (Main_page) de la HMI del sistema conjunto SETE-Smart Grid.

En relación a la interfaz HMI editada para la Smart Grid, utiliza algunos objetos gráficos y variables utilizados en la creación de la HMI para el SETE (ver *Figura 7.3*) como por ejemplo displays gráficos y botoneras. Sin embargo, dado una mayor cantidad de sensores y variables a medir presentes en la Smart Grid, hay una mayor cantidad de variables que deben ser visualizadas, por ende el programa debe capturar una mayor cantidad de variables, hasta 64 variables distintas a almacenar como lo indica las *Figuras 7.4* y *7.5*, las cuales se pueden editar, borrar y agregar en la opción **Variables** desde la ventana de **Navegador**.

	Nombre	Tipo de datos	Origen de datos	Grupo de escan...	Dirección de di...	Grupo de alarm...	Grupo de regist...
1	ACT_C3	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M32	Desactivado	Ninguno
2	ACT_C4	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M33	Desactivado	Ninguno
3	ACT_C5	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M34	Desactivado	Ninguno
4	ACT_C6	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M35	Desactivado	Ninguno
5	ACT_C7	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M38	Desactivado	Ninguno
6	ACT_C8	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M39	Desactivado	Ninguno
7	altitud	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF28	Desactivado	GrupoDeRegistr...
8	anemo1	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF68	Desactivado	GrupoDeRegistr...
9	anemo2	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF70	Desactivado	GrupoDeRegistr...
10	B_auto	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M46	Desactivado	Ninguno
11	B_inv	BOOL	Interno			Desactivado	Ninguno
12	B_manual	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M45	Desactivado	Ninguno
13	B_partida	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M43	Desactivado	Ninguno
14	B_PV	BOOL	Interno			Desactivado	Ninguno
15	B_respaldo	BOOL	Interno			Desactivado	Ninguno
16	B_STOP_FISICO	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M97	Desactivado	Ninguno
17	balance_sistema	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF60	Desactivado	GrupoDeRegistr...
18	BATSTATUS	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%S75	GrupoDeAlarm...	Ninguno
19	contactor1	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M92	Desactivado	Ninguno
20	contactor2	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M85	Desactivado	Ninguno
21	contactor3	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M50	Desactivado	Ninguno
22	contactor4	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M55	Desactivado	Ninguno
23	contactor5	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M60	Desactivado	Ninguno
24	contactor6	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M65	Desactivado	Ninguno
25	contactor7	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M70	Desactivado	Ninguno
26	contactor8	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M75	Desactivado	Ninguno
27	contactor9	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M80	Desactivado	Ninguno
28	Estado_PLC	Integer	Externo	EquipoModbus01	%SW6	Desactivado	Ninguno
29	Frecuencia	Integer	Externo	EquipoModbus01	%MW300	Desactivado	Ninguno
30	IAC1	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF48	Desactivado	GrupoDeRegistr...

Figura 7.4: Primer grupo de variables leídos por el programa Vijeo Designer.

30	IAC1	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF48	Desactivado	GrupoDeRegistr...
31	IAC2	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF54	Desactivado	GrupoDeRegistr...
32	IDC1	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF112	Desactivado	GrupoDeRegistr...
33	IDC2	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF118	Desactivado	GrupoDeRegistr...
34	IDC3	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF124	Desactivado	GrupoDeRegistr...
35	IDC4	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF130	Desactivado	GrupoDeRegistr...
36	Parada_emergencia	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%M40	Desactivado	Ninguno
37	pot_activa_respaldo	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF58	Desactivado	GrupoDeRegistr...
38	potencia_aerogenerador	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF82	Desactivado	GrupoDeRegistr...
39	potencia_bateria	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF136	Desactivado	GrupoDeRegistr...
40	potencia_cargas_DC	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF84	Desactivado	GrupoDeRegistr...
41	potencia_inversor	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF56	Desactivado	GrupoDeRegistr...
42	potencia_PV	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF132	Desactivado	GrupoDeRegistr...
43	potencia_respaldo	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF134	Desactivado	GrupoDeRegistr...
44	presion	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF26	Desactivado	GrupoDeRegistr...
45	Q0	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%Q0.0.0	Desactivado	Ninguno
46	Q1	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%Q0.0.1	Desactivado	Ninguno
47	Q2	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%Q0.0.2	Desactivado	Ninguno
48	Q3	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%Q0.0.3	Desactivado	Ninguno
49	Q4	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%Q0.0.4	Desactivado	Ninguno
50	Q5	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%Q0.0.5	Desactivado	Ninguno
51	Q6	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%Q0.0.6	Desactivado	Ninguno
52	Q7	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%Q0.0.7	Desactivado	Ninguno
53	Q8	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%Q0.0.8	Desactivado	Ninguno
54	Q9	BOOL	Externo	EquipoModbus01	%Q0.0.9	Desactivado	Ninguno
55	rpm	Integer	Externo	EquipoModbus01	%MW100	Desactivado	GrupoDeRegistr...
56	SoC	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF96	Desactivado	GrupoDeRegistr...
57	temp	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF24	Desactivado	GrupoDeRegistr...
58	V0	Integer	Externo	EquipoModbus01	%MW210	Desactivado	Ninguno
59	V1	Integer	Externo	EquipoModbus01	%MW220	Desactivado	Ninguno
60	V_PV	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF239	Desactivado	GrupoDeRegistr...
61	V_WT	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF321	Desactivado	GrupoDeRegistr...
62	VAC1	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF36	Desactivado	GrupoDeRegistr...
63	VAC2	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF42	Desactivado	GrupoDeRegistr...
64	Vbat	REAL	Externo	EquipoModbus01	%MF237	Desactivado	GrupoDeRegistr...

Figura 7.5: Segundo grupo de variables leídos por el programa Vijeo.

Una vez terminada la edición de las paneles gráficos que conforman la HMI, se procede a la ejecución del programa ejecutando la opción Simular como se muestra en la *Figura 7.6*, el Software Viejo ejecutará otro programa llamado Vijeo Runtime, el cual validará el programa si no tiene errores en la programación/edición, y luego se ejecutará y simulará la interfaz HMI en el PC por tiempo limitado.

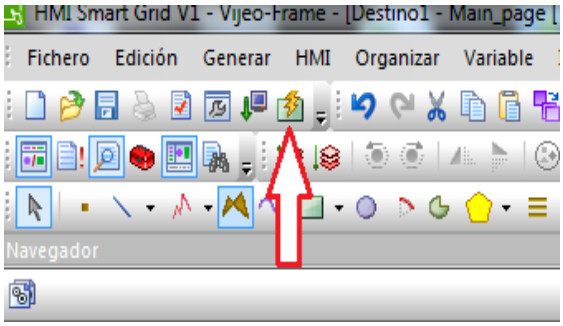


Figura 7.6: Pulsado ejecución de la HMI configurada

Una vez ejecutado el programa, el panel principal que se ejecuta de la HMI del SETE se muestra en la *Figura 7.7*

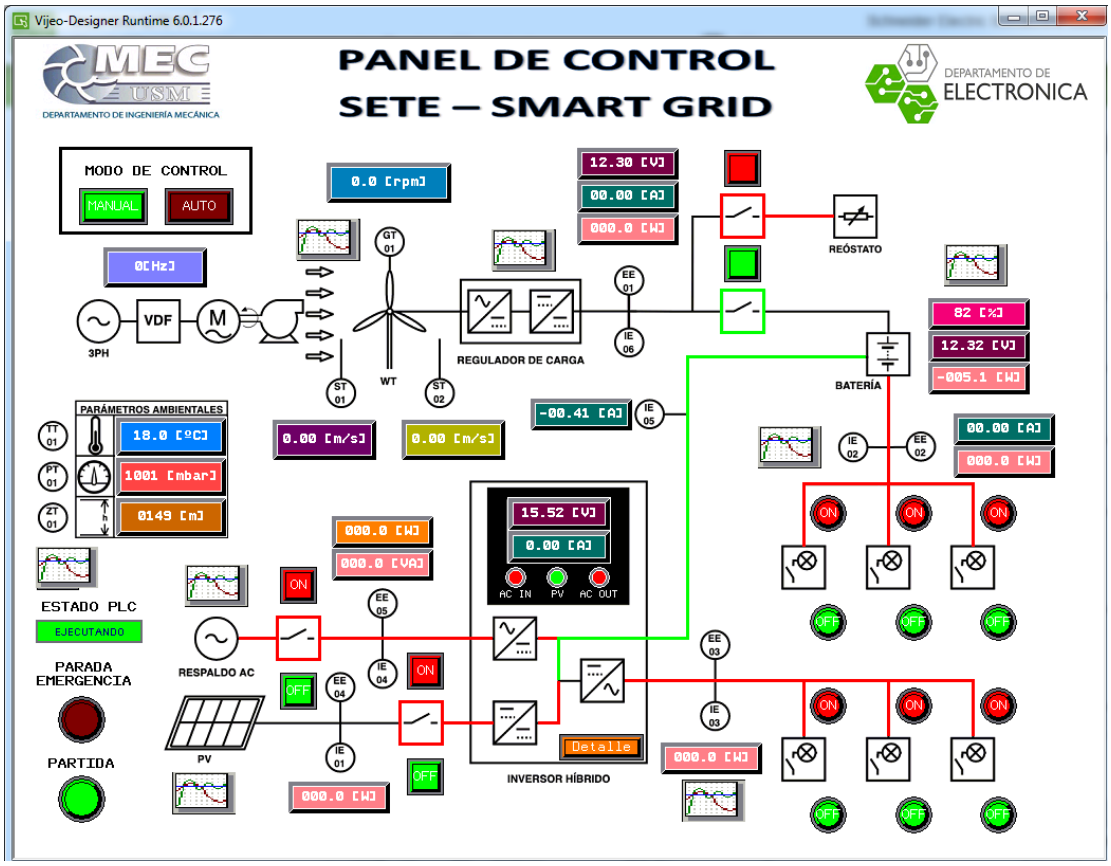


Figura 7.7: Panel principal HMI del sistema conjunto SETE-Smart Grid.

A partir del panel principal de la HMI del sistema SETE-Smart Grid, se puede acceder a los otros paneles que tienen gráficos de historización de las variables de interés, controlar los actuadores (VDF y contactores) e iniciar el funcionamiento del sistema y detenerlo cuando sea necesario.

Dada la cantidad de elementos gráficos que conforman el panel principal, es conveniente realizar una división del panel principal por sectores o elementos que contengan elementos gráficos.

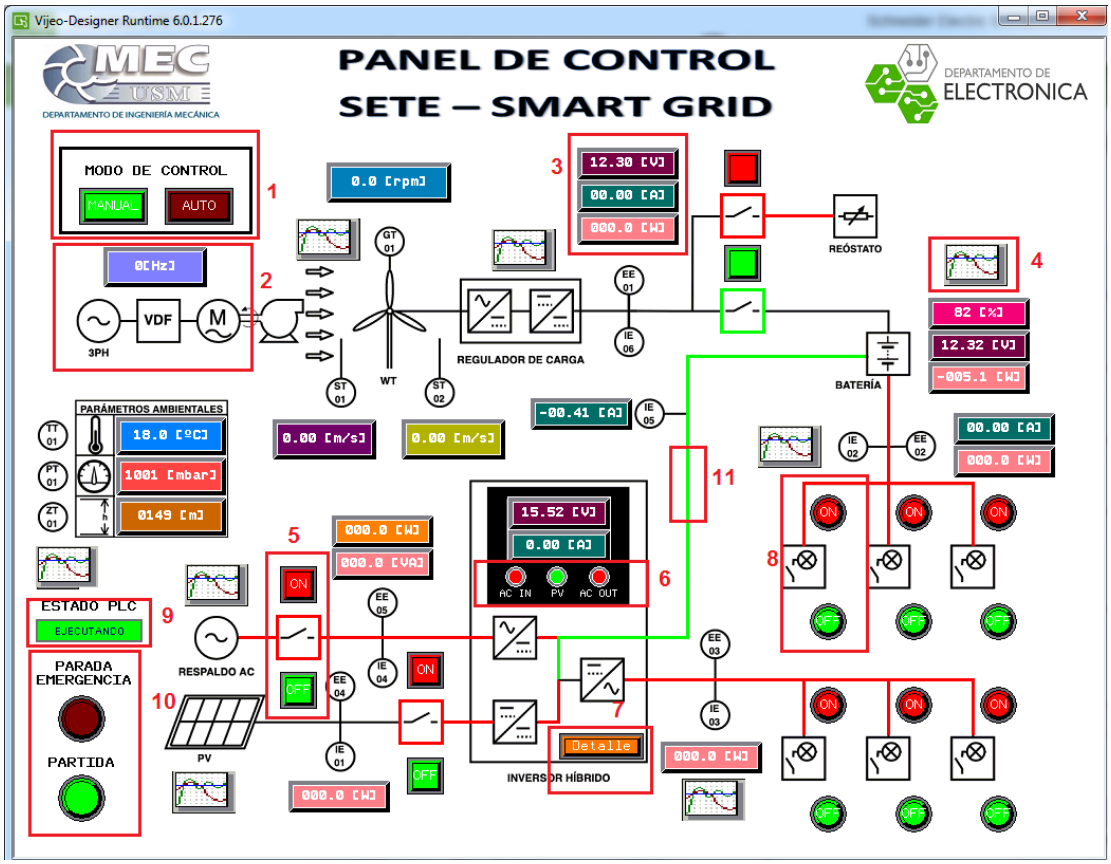


Figura 7.8: Divisiones del Panel de control principal del sistema SETE-Smart Grid.

Cada una de las divisiones contiene elementos gráficos que realizan una función específica dentro de la HMI. En la *Tabla 7.1* se describe los elementos y características de cada uno de ellos que están contenidos dentro de los bloques.

Tabla 7.1: Descripción de objetos gráficos que conforman la HMI del SETE-Smart Grid.

Recuadro	**Descripción**
1	Botones para selección de modo de control automático o manual (Ver configuración en **Sección 6.1.4**)
2	Botón configurado como ejecutor de un pop-up o equivalente, en que se despliega un teclado numérico como se ilustra en la *Figura 7.9*, en donde el usuario define la frecuencia eléctrica del motor trifásico, haciendo un control remoto del variador de frecuencia
3	Display de lectura de variables de voltaje, corriente y potencia
4	Símbolo de historización, una vez pulsado se abre un panel que contiene gráficos de histogramas de un grupo de variable, generalmente asociados todos a un mismo elemento o fuente. (*Figura 7.10*)
5	Grupo de interruptores, que desactivan o activan las fuentes de energía cada vez que el usuario pulsa uno de los dos botones. (Ver configuración en **Sección 6.3.1**)
6	Botones que una vez pulsados muestran las variables de corriente y voltaje de las fuentes de respaldo, PV y salida AC del inversor cuando uno de los botones asociados a dichas fuentes es pulsado.
7	Botón configurado para abrir el panel correspondiente al detalle de las variables involucradas en el inversor híbrido (Ver *Figura 7.11*), incluido el balance de potencia neta.
8	Interruptor eléctrico para activación y desactivación de la carga
9	Indicador del estado de funcionamiento del PLC, este indicador señala los 4 estados de funcionamiento del PLC: -DETENIDO -EJECUTANDO -SOLO ALIM. USB -DESBORDE WATCHDOG
10	Botones de parada de emergencia y partida del sistema. (Ver configuración en **Secciones 6.1.1 y 6.1.2**)
11	Representación del flujo de potencia con una línea animada por estados de color: -Si la línea está parpadeando en verde, hay voltaje en la línea pero no corriente circulando. -Si la línea está coloreada en verde, hay flujo de potencia transmitiéndose por esa via (corriente distinto de 0[A]). -Si la línea está coloreada en rojo, no hay flujo de potencia y la vía se encuentra completamente desenergizada. La programación de este recurso de animación es realizada por un recurso de color como se ilustra en la *Figura 7.12*

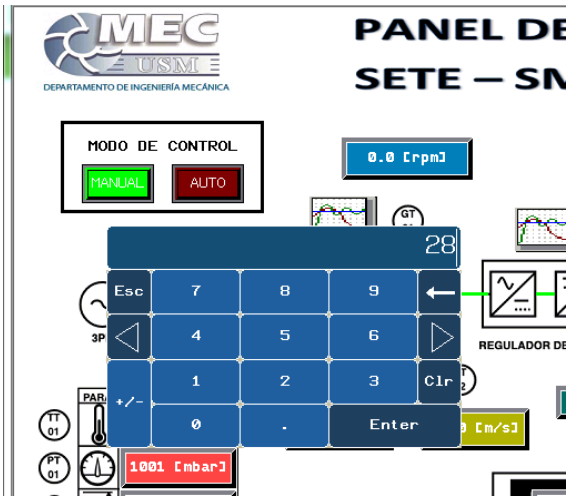


Figura 7.9: Despliegue de Display Numérico para la digitación de la frecuencia eléctrica del motor trifásico.

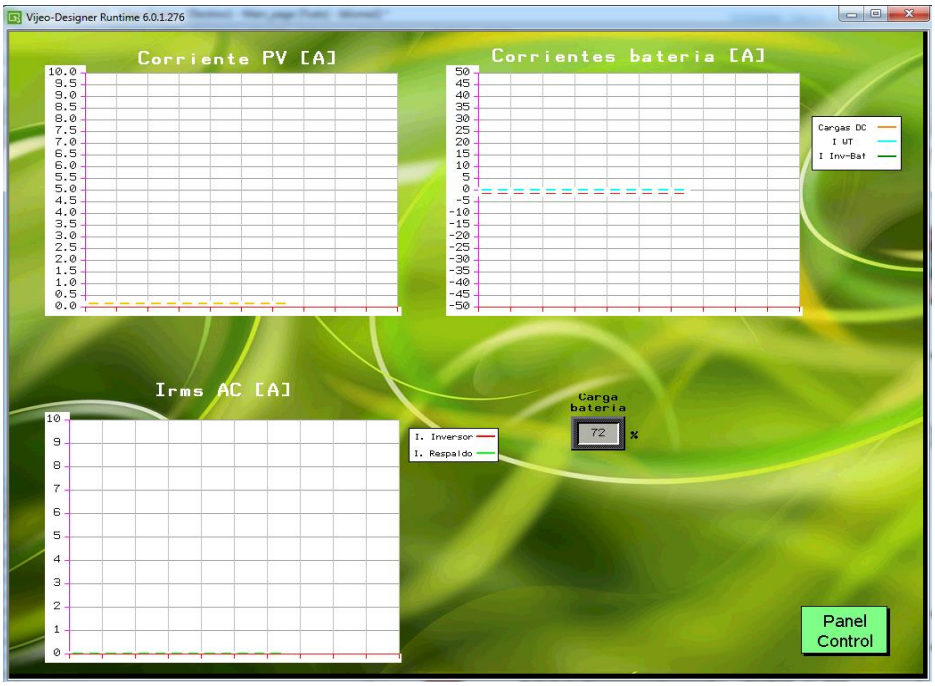


Figura 7.10: Panel gráfico de histogramas de las corrientes de la Smart Grid.

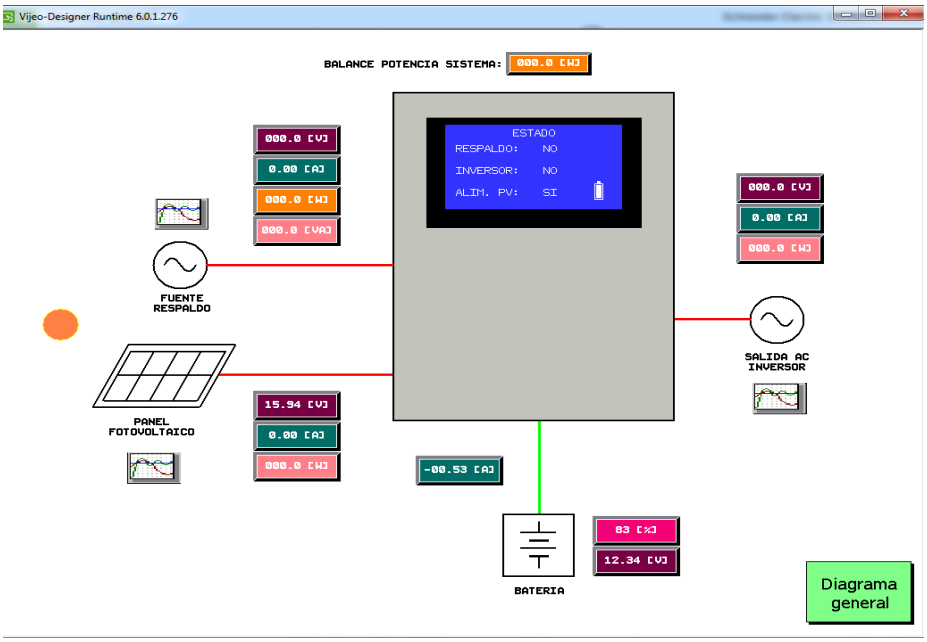


Figura 7.11: Panel de representación gráfica del inversor híbrido y sus variables.

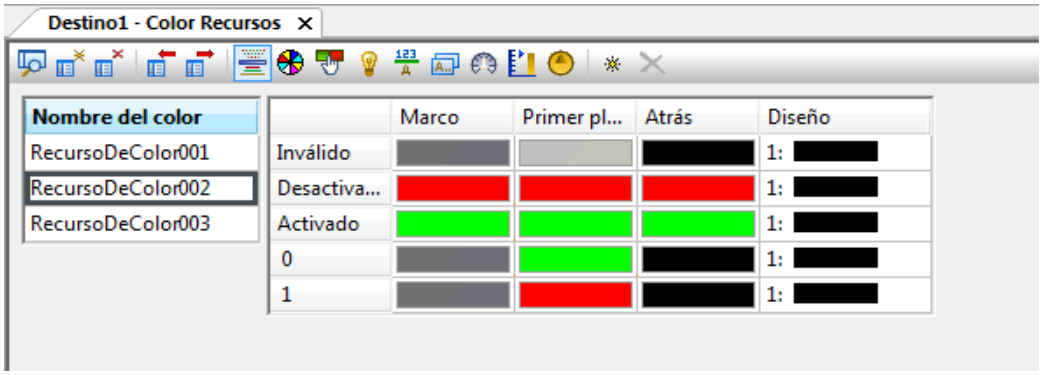


Figura 7.12: Programación de recurso de color para animación de las líneas de conexión entre componentes y los contornos rectangulares de los símbolos de swiiches representando contactores.

CAPÍTULO 8

Pruebas de funcionamiento de la Smart Grid

En este capítulo se da a conocer el funcionamiento de las componentes de la Smart Grid, en especial de los sensores que obtienen las mediciones a través de una serie de pruebas de funcionamiento del sistema completo. A mencionar, las pruebas de funcionamiento son las fuentes de energía renovables originales, esto es, el aerogenerador (WT) Boreas de 120[W], y el panel fotovoltaico Yi50-100M de 100[W].

En el presente capítulo se dan a conocer 4 series de pruebas de funcionamiento por medio de adquisición de las variables medidas y analizadas gráficamente, ilustrando el desempeño del sistema completo o partes de esta ante diversos regímenes de funcionamiento. En lo que se destaca el funcionamiento de solo el sistema de ensayo de turbinas eólicas (SETE) midiendo las variables presentes en aerogenerador (**Sección 8.1**), pruebas de consumos de las cargas conectadas en la Smart Grid (**Sección 8.2**), pruebas de funcionamiento de la lógica de control de las fuentes renovables en modo de control automático (**Seccion 8.3**), y finalmente la prueba de funcionamiento de la Smart Grid en modo de control automático ante distintos valores del estado de la carga de la batería (SoC) (**Sección 8.4**).

8.1. Pruebas de funcionamiento del aerogenerador (SETE).

En este tipo de pruebas, el sistema conjunto SETE-Smart Grid realiza su funcionamiento en modo de control manual. El Aerogenerador es sometido a distintas velocidades de viento, controlado por la frecuencia de giro del motor trifásico definido en el panel de operación de la HMI del sistema. Las mediciones de los parámetros de interés tomaron 20 minutos, con intervalos en que la velocidad de giro del motor trifásico es aumentado levemente cada 4[min] aprox. con la finalidad de evaluar el desempeño del aerogenerador ante distintas velocidades de viento.

En cuanto a las condiciones de las mediciones, estos son los datos de interés:

-Hora de inicio: 15:05

-Hora de término: 15:24

-Temperatura: 16.1[°C]

-Modo de control: Manual.

-Aerogenerador: Bóreas, de 120[W]

Con las variaciones de viento ocurridas cada 4 minutos, la potencia generada por el aerogenerador y la velocidad rotacional del aerogenerador se ilustra en la *Figura 8.1*, mientras que en la *Figura 8.2* se ilustra gráficamente el voltaje y la corriente del aerogenerador de la prueba realizada.

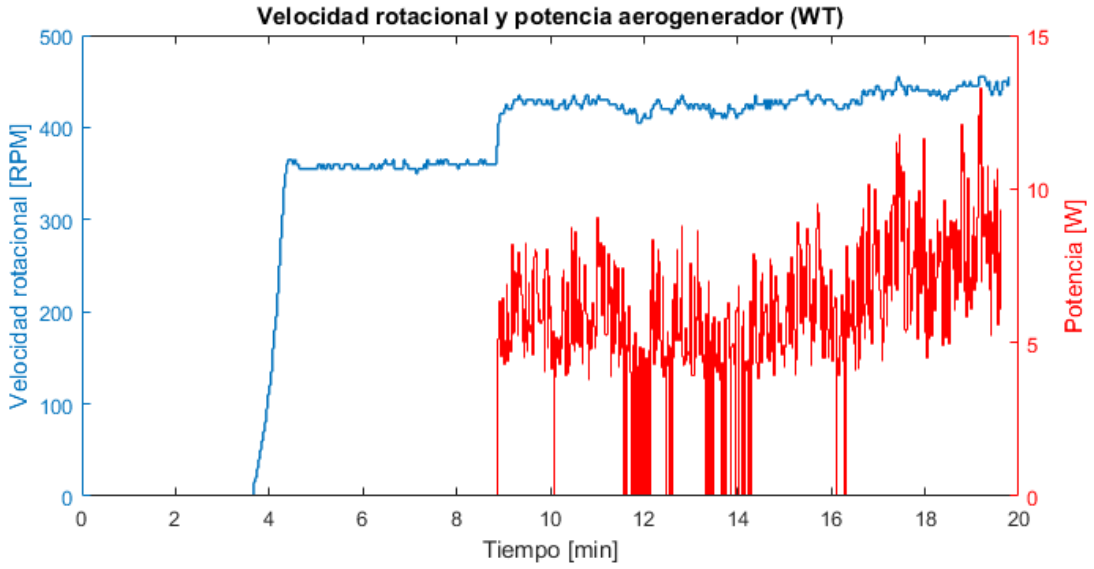


Figura 8.1: Potencia generada por el aerogenerador y velocidad rotacional del aerogenerador.

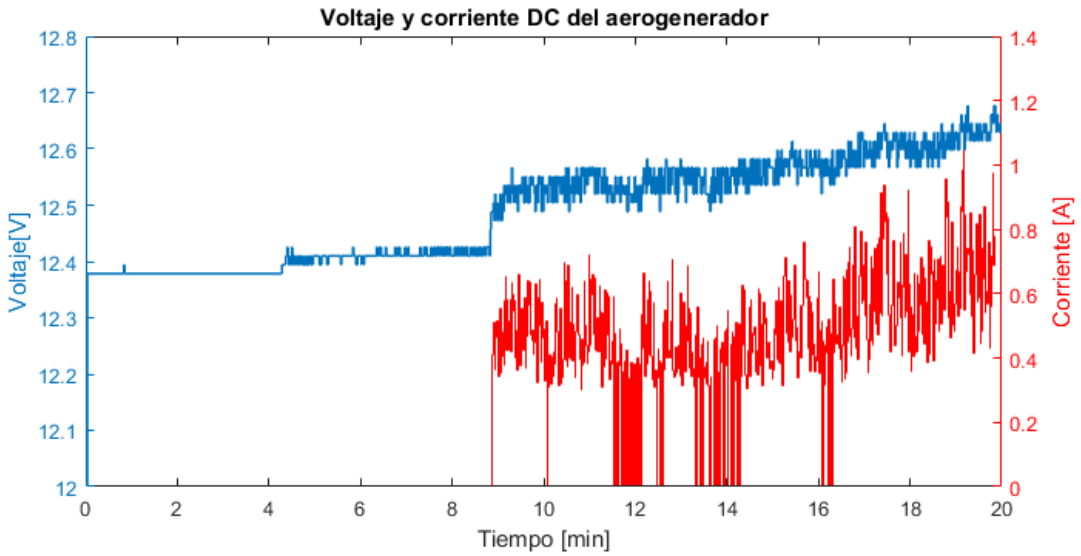


Figura 8.2: Corriente y voltaje DC del aerogenerador.

En la *Figura 8.1* se ilustra una relación directa entre la velocidad rotacional del aerogenerador y su potencia generada, en que a mayor velocidad, mas potencia genera el aerogenerador. Sin embargo, la potencia del aerogenerador es bastante variable pese a que el voltaje en sus bornes no tiene grandes variaciones, por lo que lo variable de la potencia es aportado por la corriente a causa del convertidor DC-DC conectado (EPRC-10) como se ilustra en la *Figura 8.2*, ya que está optimizado para aplicaciones fotovoltaicas donde tanto la corriente como el voltaje son más estables.

En cuanto a la velocidad del viento medida por los anemómetros en la parte frontal como posterior del aerogenerador, sus resultados son esperados tal como se ilustra gráficamente en la *Figura 8.3*, ya que el anemómetro ubicado en la parte frontal es el que recibe todo el viento generado por el ventilador radial y el anemómetro posterior recibe poco viento ya que el aerogenerador convirtió la mayor parte de la energía cinética del viento en energía mecánica y eléctrica.

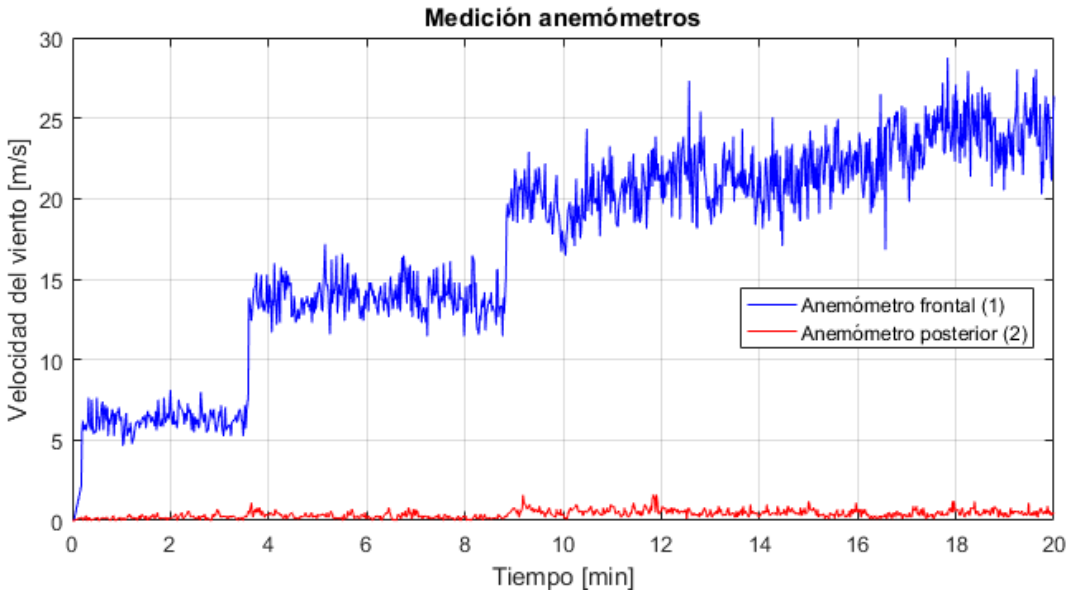


Figura 8.3: velocidades del viento medidas de los anemómetros.

Si se compara la velocidad del viento con la potencia generada por el aerogenerador, existe también una correlación entre ambas variables, que además explica el por qué la potencia que generada por el aerogenerador además de ser baja queda limitada a valores de no más de 15[W] explicándose por que el viento generado por el ventilador radial no está dirigido, por lo que se pierde energía cinética desde la salida del ventilador radial hasta las aspas del aerogenerador haciendo que la velocidad del viento llegue a un límite aun cuando el motor trifásico es alimentado por una señal sinusoidal mayor a 40[Hz].

En la *Figura 8.4* se muestra un gráfico que muestra la influencia en la Smart Grid de la potencia del aerogenerador representada en el estado de carga de la batería, donde este valor empieza a aumentar paulatinamente a partir de los 8 minutos de la duración de la prueba, justo en el instante en que el aerogenerador empieza a generar potencia. Cabe destacar que el algoritmo empleado para la medición del SoC tiene resultado ya que está calculando el porcentaje de la carga de la batería por medio del método de la integral de corriente.

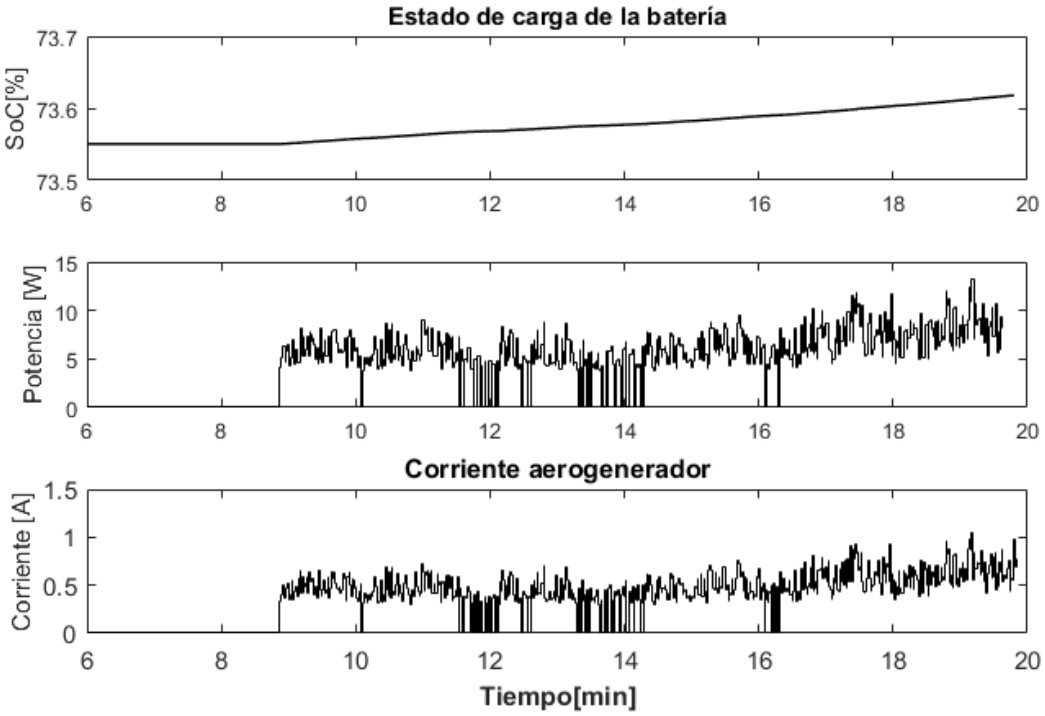


Figura 8.4: Estado de la carga de la batería, Potencia y corriente del Aerogenerador.

8.2. Prueba de funcionamiento con banco de cargas.

Este tipo de prueba consiste en el uso del banco de cargas (ampolletas) encendiendo las ampolletas de manera aleatoria para analizar el comportamiento de la Smart Grid ante diversos regímenes de demanda sin fuentes de energía aportando, únicamente la batería es el elemento que suple la demanda de energía. Esto también implica verificar el funcionamiento del inversor híbrido suministrando potencia a las cargas AC utilizando solo la batería como fuente.

Algunas características de la prueba de las cargas son:

-Modo de control: Manual.

-Tiempo de duración de la prueba: 40 minutos.

-Estado de la carga de la batería (inicial): 82.2%

En cuanto a las cargas utilizadas, considerando que el banco de carga consiste en 3 ampolletas dicroicas (DC) y 3 ampolletas incandescentes (AC), es pertinente analizar el consumo de las cargas de manera separada en dos grupos. Esto es: cargas AC y cargas DC.

En el caso de las cargas AC, se accionan como máximo 2 ampolletas incandescentes con la finalidad de evitar que la batería sufra caídas excesivas de su voltaje, propios de una mayor demanda de energía, que obliguen al inversor híbrido restringir la alimentación de las cargas si el voltaje de la batería es menor al umbral de operación de la fuente de respaldo (11.3[V]). En la *Figura 8.5* se ilustra gráficamente las variables de voltaje, corriente y potencia de las ampolletas incandescentes, específicamente en la gráfica de potencia, se muestra los instantes donde se accionan 1 o 2 ampolletas, donde durante los primeros 18 minutos de la prueba solo se enciende una ampolleta, con un consumo aprox. de 40[W], cercano al valor nominal de potencia (42[W]), luego, durante 12 minutos más, se enciende la segunda ampolleta aumentando el consumo de las cargas AC cercano a los 80[W], para luego a los 30 minutos reducir el consumo a solo una ampolleta.

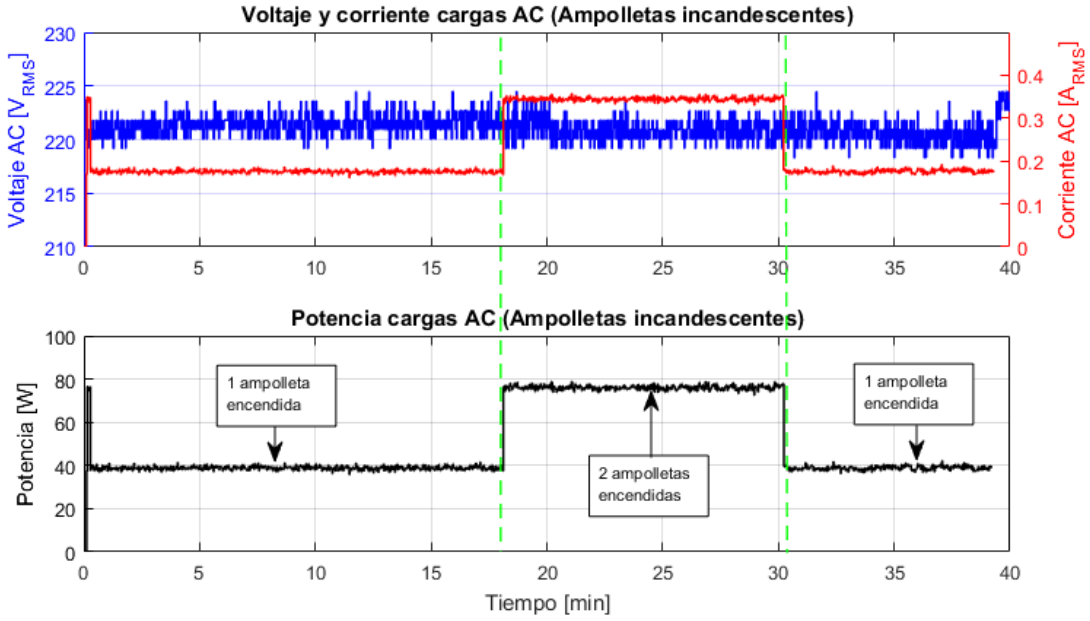


Figura 8.5: Voltaje, corriente (arriba) y potencia (abajo) de las ampolletas incandescentes.

En el caso de las cargas DC, se accionan las 3 ampolletas dicroicas dado que no hay elemento alguno que limite la potencia suministrada por la batería a estas ampolletas, sin embargo, a causa de que la batería es el único elemento que suministra potencia al banco de cargas, el encendido de las ampolletas se realiza preferentemente los últimos 15 minutos de la prueba, donde el consumo de las cargas AC es menor con la finalidad de no forzar al inversor híbrido a cortar el flujo de potencia como se explica en el caso del accionamiento de las cargas AC. En la *Figura 8.6* se muestra el voltaje, corriente y potencia de las ampolletas dicroicas, y al igual que en el análisis realizado para las ampolletas incandescentes, la gráfica de potencia indica el momento en que son encendidas las ampolletas, siendo estas, encendidas de manera progresiva, con la primera accionada a los 23 minutos.

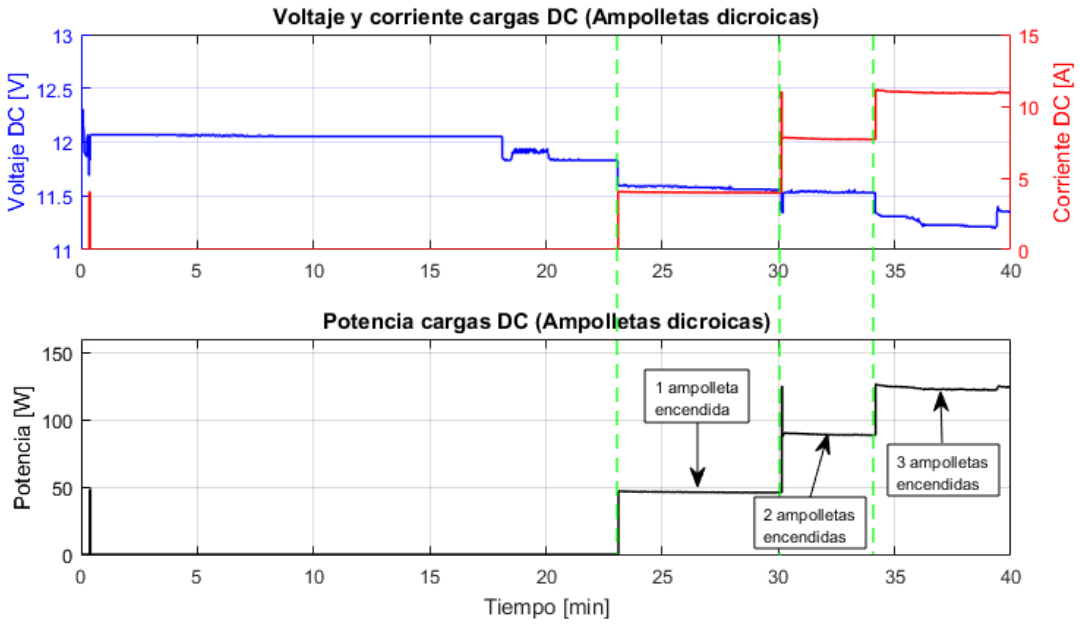


Figura 8.6: Voltaje, corriente (arriba) y potencia (abajo) de las ampolletas dicroicas.

Debido a que la batería es el único elemento que suministra potencia al banco de cargas, es pertinente ilustrar el comportamiento de las variables presentes en ella, tales como voltaje, corrientes, potencia neta y el estado de carga de la batería.

En la *Figura 8.6* se da a conocer el voltaje, las corrientes que alimenta la batería tanto al inversor híbrido como las ampolletas dicroicas, y la potencia neta de la batería. En dicha gráfica se puede apreciar por medio de la potencia neta y en el voltaje de la batería, los saltos bruscos de valores indicando los instantes donde son encendidas o apagadas las ampolletas. Otro aspecto a considerar es que la potencia neta de la batería es mayor en términos absolutos a la potencia consumida por las cargas, a causa de que el inversor híbrido también consume potencia desde la batería para su funcionamiento, que en esta prueba de funcionamiento, su consumo es aproximadamente 20[W] y se puede verificar por el valor de la corriente de la batería hacia el inversor (gráfica de arriba, *Figura 8.6*) en los últimos momentos de la prueba, cuyo valor es menor a 0[A] pese a que ya no hay ampolletas incandescentes encendidas.

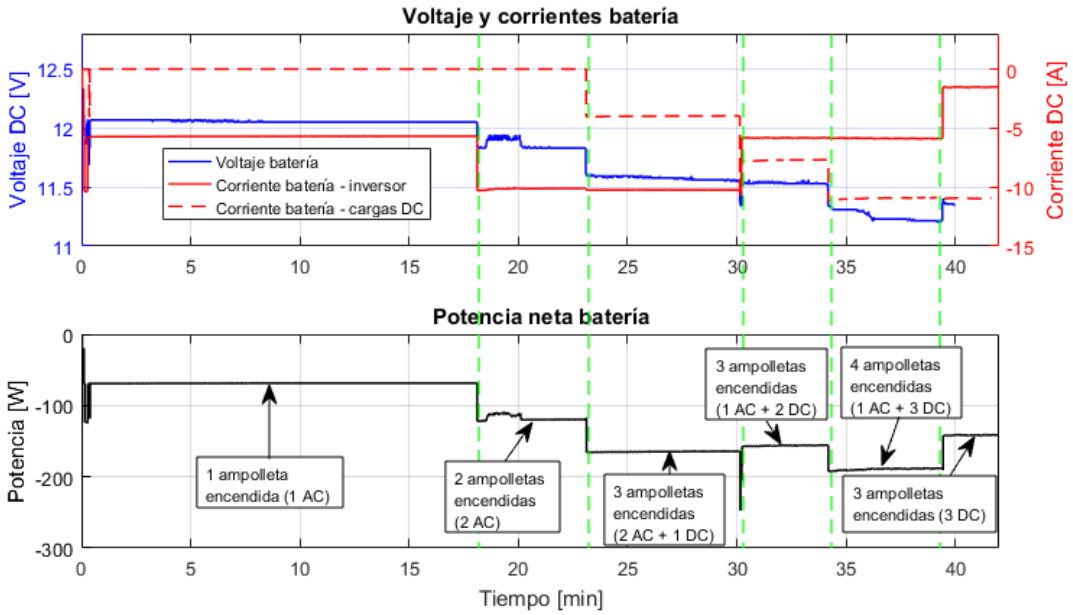


Figura 8.7: Voltaje, corrientes (arriba) y potencia neta (abajo) de la batería.

A través de los valores de la corriente se realiza la estimación del estado de la carga de la batería, evidentemente, como no hay fuentes de energía suministrando potencia a la Smart Grid, la potencia neta de la batería es negativa, por ende en toda la prueba la batería es descargada, disminuyendo paulatinamente el estado de la carga de la batería (SoC) como se ilustra en la *Figura 8.8*, llegando hasta un 73% , sin la necesidad de que entre en funcionamiento la fuente de respaldo, ya que no ha llegado al valor umbral de su activación

(30%). Con instantes donde la variación es mayor o menor en función de los valores de las corrientes, estrictamente relacionados a los instantes donde se encienden o se desactivan las cargas como se muestra a modo de ejemplo en la *Figura 8.9*, donde la disminución del SoC es mayor cuando se aumenta a 4 el número de ampolletas encendidas. Esto da por válido la estimación del SoC por medio de la integral de la corriente.

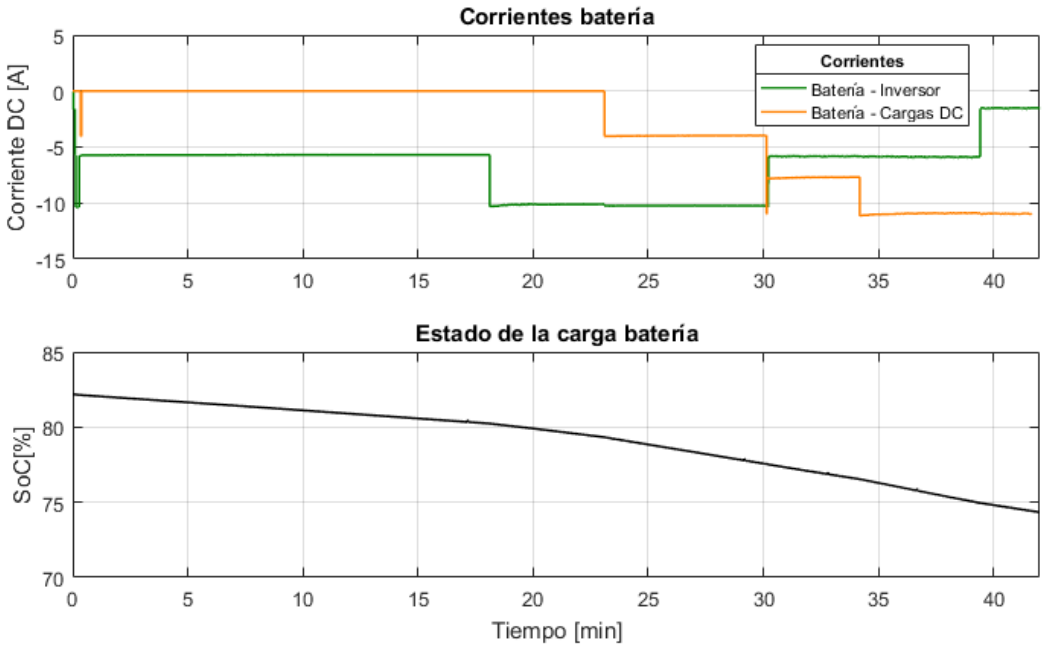


Figura 8.8: Comparación entre las corrientes (arriba) y estado de la carga (abajo) de la batería.

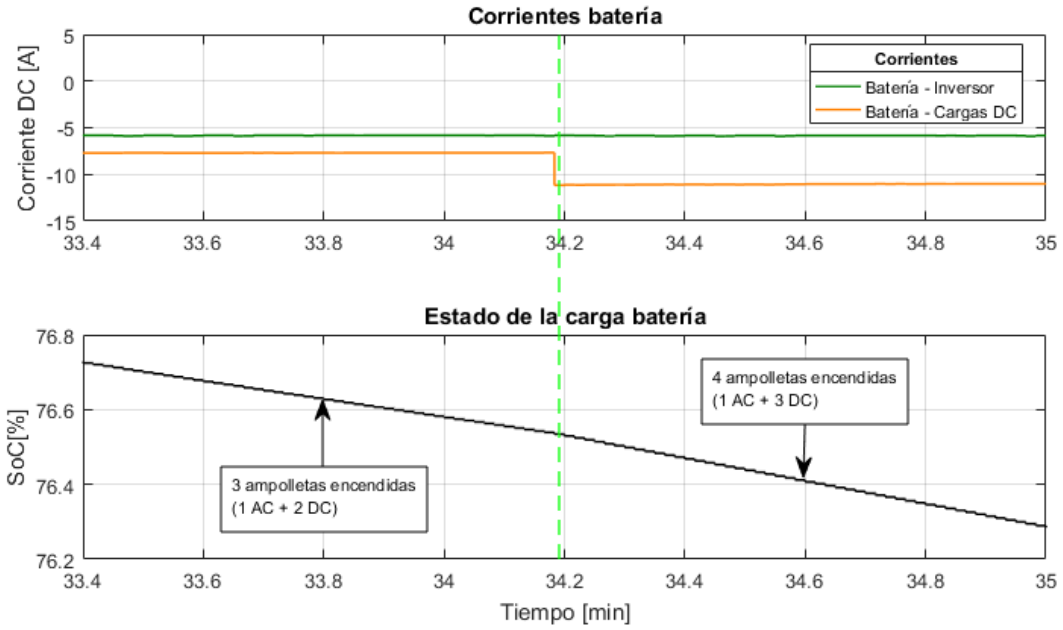


Figura 8.9: Detalle de la variación del SoC ante variación de los consumos y su relación con los valores de las corrientes presentes en la batería.

8.3. Verificación de la lógica de control de las fuentes de energías renovables.

Esta prueba de funcionamiento tiene como fin verificar el desempeño del sistema de control en la gestión de las fuentes de energía renovables ante distintos niveles del SoC, permitiendo comprobar el comportamiento de la Smart Grid cuando trabaja en modo de control automático. Como característica principal, el valor del SoC es fijado o forzado en el programa (SoMachine) con tres valores distintos ya que esta variable define la gestión de la potencia que aportan las fuentes renovables (PV y WT), para comprobar la lógica de control ante 3 escenarios distintos: SoC menor al 80%, mayor al 80% y mayor al 95%.

En la *Figura 8.10* se ilustra la modificación del SoC a lo largo del tiempo de duración de la prueba, indicando los umbrales donde la lógica de control cambia simbolizados por líneas horizontales rojas.

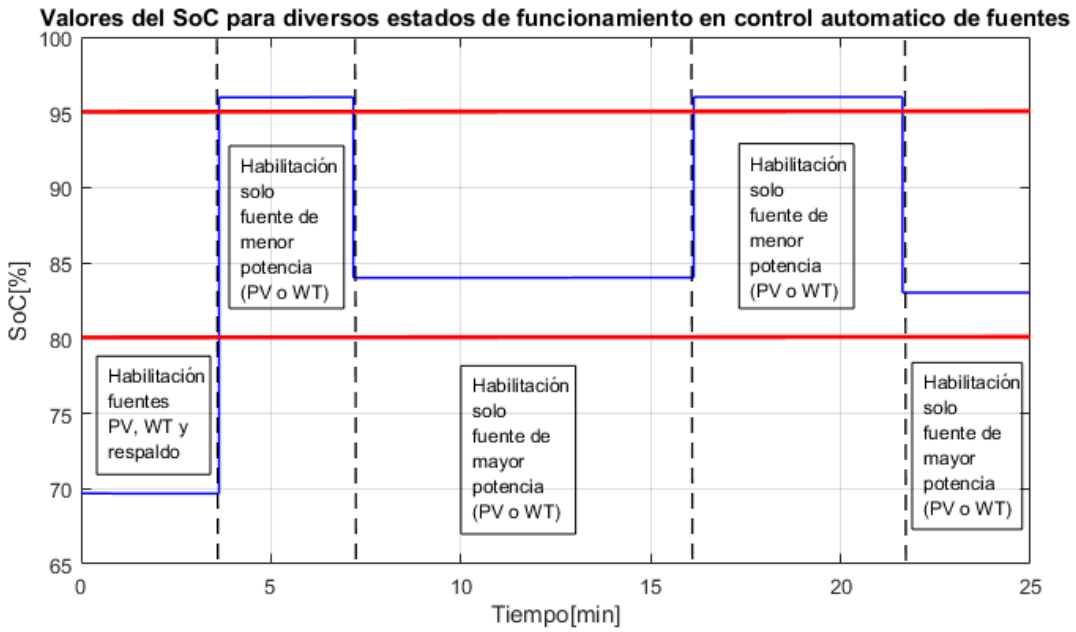


Figura 8.10: Valores del estado de la carga de la batería (SoC) forzados en SoMachine a lo largo de la duración de la prueba, junto con los umbrales de modificación de la lógica de control.

Algunos datos relevantes de esta prueba son:

-Duración: 23 minutos.

-Modo de control: Automático.

-Cargas encendidas: no

8.3.1.SoC < 80%.

Según la lógica de control programada cuando la Smart Grid está trabajando en modo de control automático, si el SoC es menor al 80%, no hay limitación alguna en el aporte que realizan ambas fuentes a la Smart Grid. En cuanto a este escenario realizado, su duración comprende los primeros 3.5 minutos como se aprecia en la *Figura 8.10* y con un valor del SoC forzado a 69.7%.

Las fuentes PV y WT están habilitadas a partir de los 2 minutos, a causa de que la potencia del aerogenerador depende del encendido del VDF para el funcionamiento de la sección del SETE, y para la habilitación de la fuente fotovoltaica de que el inversor híbrido se encuentre encendido y detecte a dicha fuente.

En las *Figuras 8.11 y 8.12* se ilustran las gráficas de potencia y corriente respectivamente para las fuentes renovables (WT y PV) con el SoC menor al 80%. En ellas se ilustra gráficamente que las fuentes aportan potencia a la Smart Grid, sin limitaciones del sistema de control, como también las similitudes de las formas de ondas de ambas variables ya que ambas fuentes están alimentando a la batería y esta no presenta variaciones de importancia en su voltaje.

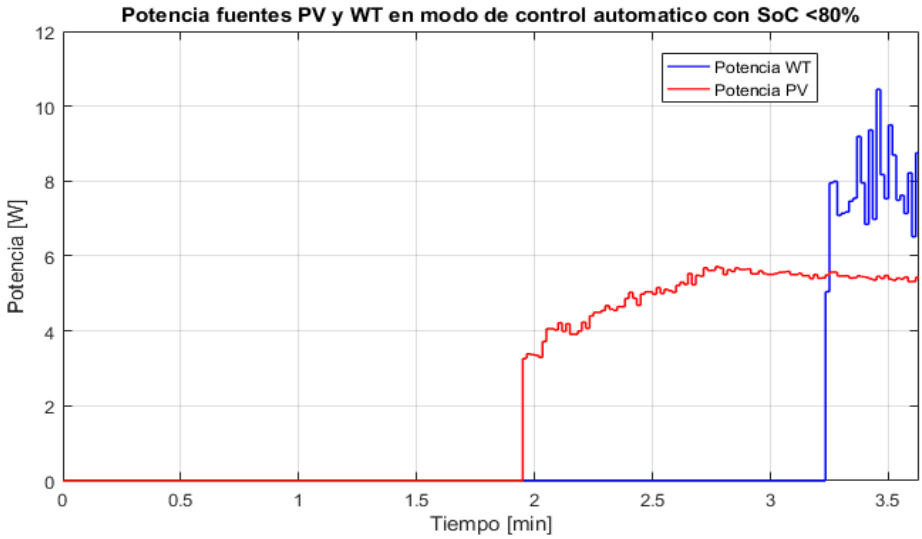


Figura 8.11: Potencia de las fuentes de energías renovables con SoC menor a 80%.

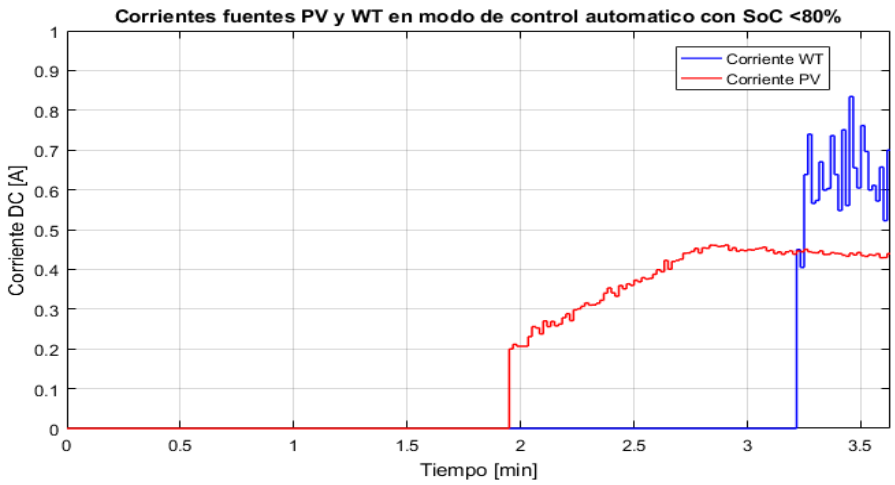


Figura 8.12: Corriente de las fuentes de energías renovables con SoC menor a 80%.

El efecto del aporte conjunto de ambas fuentes se puede verificar con la variación del estado de la carga de la batería (SoC) cuando ambas fuentes alimentan a la batería como se ilustra en la *Figura 8.13*, en que el valor del SoC empieza a aumentar cuando ambas fuentes están aportando al mismo tiempo.

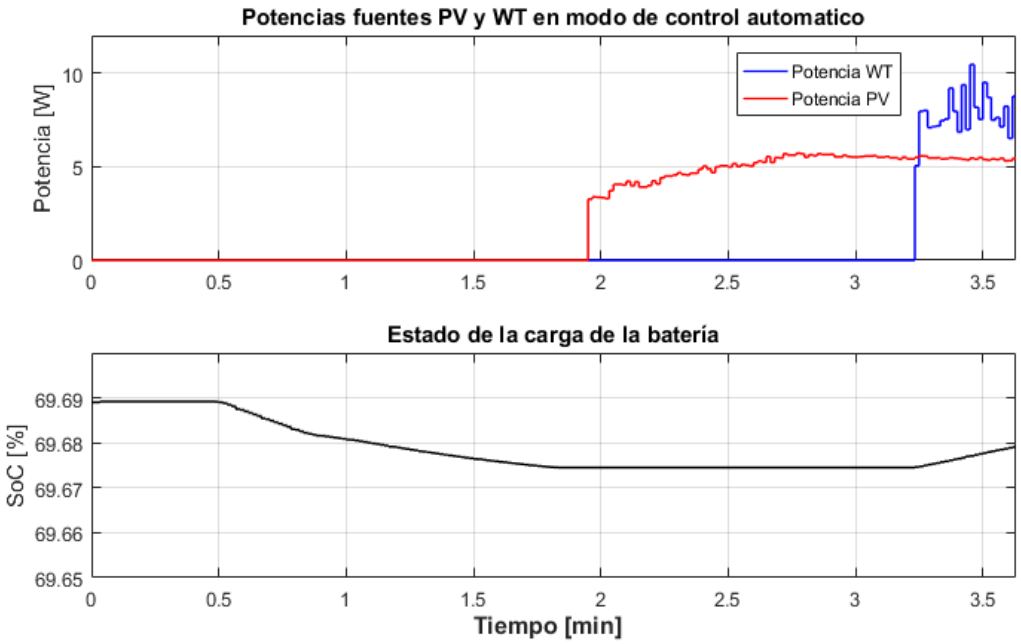


Figura 8.13: Potencias fuentes renovables y estado de la carga de la batería con SoC menor a 80%.

8.3.2.SoC >= 80%.

Si el SoC es mayor al 80%, la lógica de control indica que solo la fuente renovable (PV o WT) de mayor potencia, o única disponible es la que aportará potencia a la Smart Grid, con una evaluación de las fuentes cada 1 minuto, donde se activarán ambas fuentes durante 10 [s]. En cuanto a este escenario realizado, el valor del SoC es forzado a 84%, sin cargas consumiendo.

En esta condición de operación, el aporte conjunto de las fuentes renovables es limitado, explicitado por las mediciones de potencia y corriente de las fuentes como se ilustra en las *Figuras 8.14 y 8.15* respectivamente, donde la fuente fotovoltaica es la que realiza un mayor aporte de potencia a la Smart Grid dado la variabilidad de la potencia generada por el aerogenerador y la lógica de control establecido, en que una fuente debe tener una holgura de 2 [W] para ser seleccionada, en caso contrario, la fuente de energía a escoger será la fuente fotovoltaica al ser mucho mas estable en su generación como se ilustra en la *Figura 8.14*. En la *Figura 8.16*, se muestra en detalle en el gráfico de potencia de las fuentes renovables, los instantes donde son evaluados con sus respectivos valores de potencia, donde en un determinado momento la potencia generada por el aerogenerador es significativamente mayor a la fuente fotovoltaica, mientras que en el resto, el aerogenerador no puede generar mas potencia que la proporcionada por la fuente fotovoltaica.

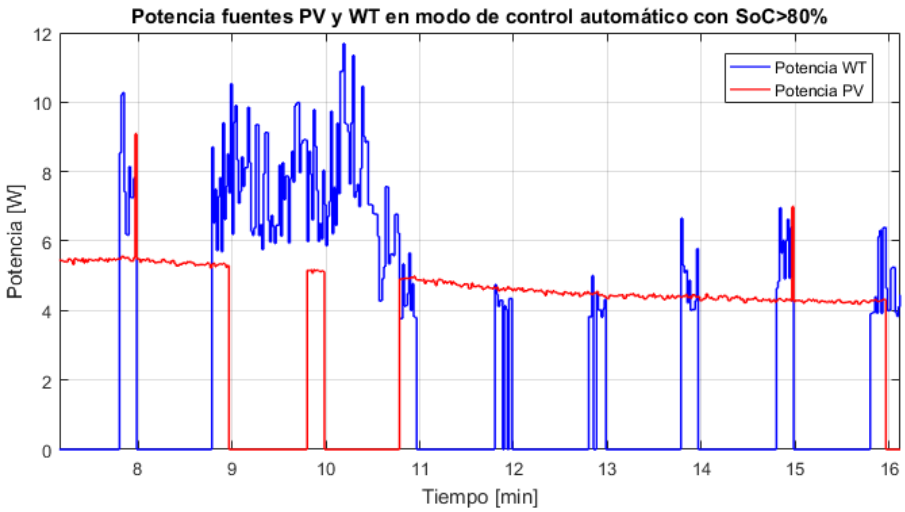


Figura 8.14: Potencia de las fuentes de energías renovables con SoC mayor a 80%.

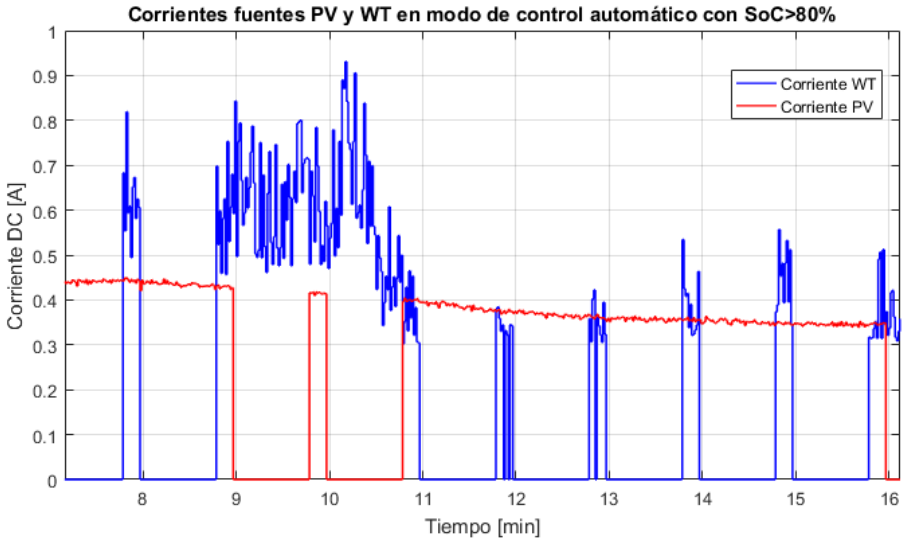


Figura 8.15: Corriente de las fuentes de energías renovables con SoC mayor a 80%.

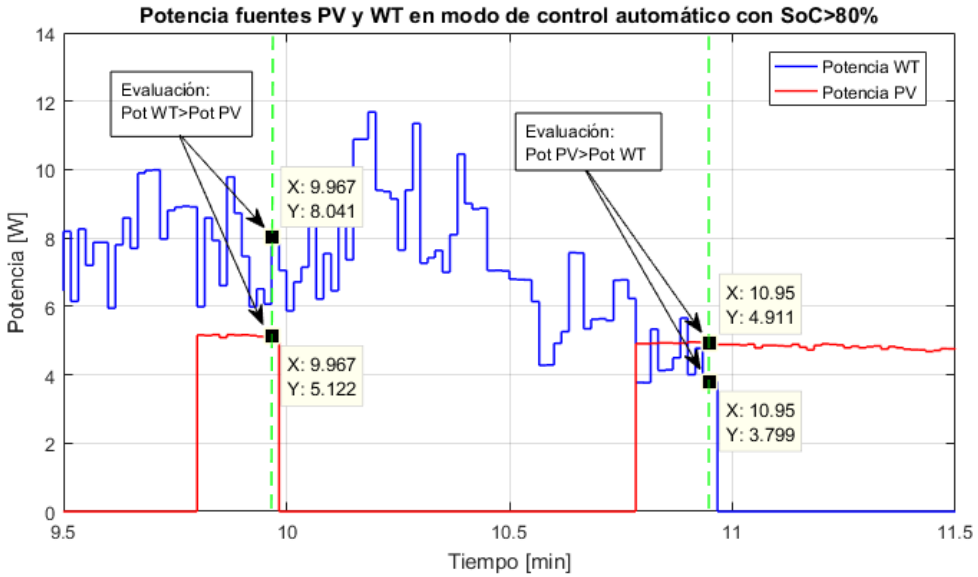


Figura 8.16: Detalle de la evaluación y selección de la fuente de energía renovable realizado por la lógica de control, con SoC mayor a 80%.

Efectivamente con la limitación de potencia aportada conjuntamente por las fuentes renovables y sin cargas consumiendo, el aumento del SoC es mas lento, pero con tasas de cambio significativas cuando se inicia la ventana de evaluación donde ambas fuentes aportan

conjuntamente potencia a la Smart Grid como se ilustra en la *Figura 8.17*, donde la gráfica del SoC muestra "escalones" en los instantes donde ambas fuentes aportan.

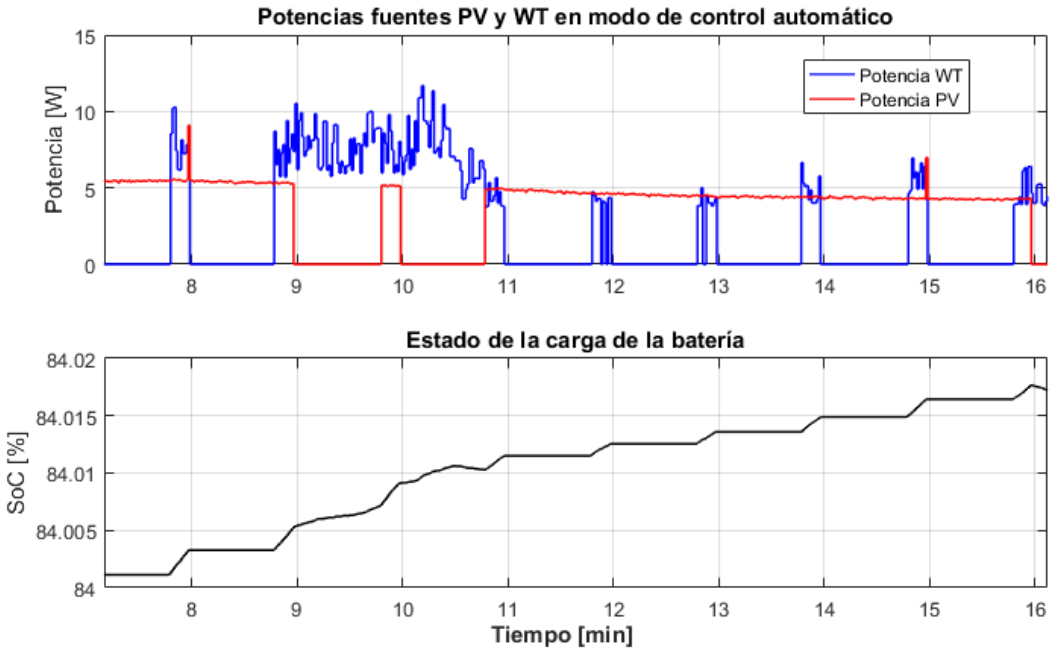


Figura 8.17: Potencias fuentes renovables y estado de la carga de la batería con SoC mayor a 80%.

8.3.3.SoC >= 95%.

Si el SoC es mayor al 95%, la lógica de control indica que solo la fuente renovable (PV o WT) de menor potencia, o única disponible es la que aportará potencia a la Smart Grid, diferiendo de la lógica establecida cuando el SoC es mayor a 80%, pero manteniendo el ciclo de evaluación de 1 minuto y una ventana de tiempo de activación de ambas fuentes por 10[s]. En cuanto a este escenario realizado, el valor del SoC es forzado a 96%, sin cargas consumiendo.

En comparación con el caso anterior (SoC mayor a 80%), el aporte conjunto de las fuentes renovables es mucho más limitado debido a que es seleccionada la fuente que aporta menor potencia, como se ilustra en las gráficas de potencia y corriente de las fuentes renovables (*Figuras 8.18 y 8.19* respectivamente), donde nuevamente es la fuente fotovoltaica es la que realiza un mayor aporte de potencia a la Smart Grid ya que es una fuente mas estable, y

también porque se ha aumentado a propósito la velocidad del viento en la sección del SETE del sistema con la finalidad de que la potencia generada por el aerogenerador sea mayor a la potencia del panel fotovoltaico para verificar la lógica de control bajo este valor del SoC . En la *Figura 8.20*, se muestra en detalle en el gráfico de potencia de las fuentes renovables, los instantes donde son evaluados con sus respectivos valores de potencia, donde en general la potencia de la fuente fotovoltaica es mayormente seleccionada debido a que en la ventana de evaluación, la potencia generada por el aerogenerador es por lo general, mayor a la fuente fotovoltaica.

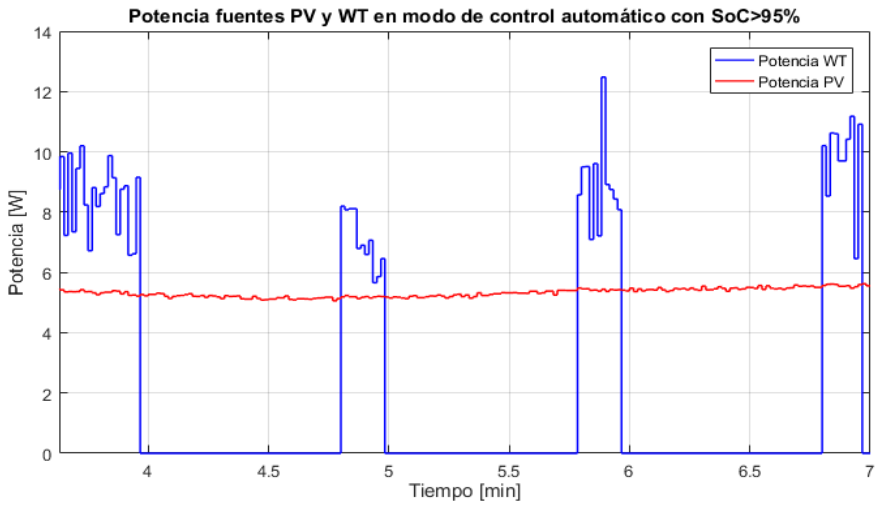


Figura 8.18: Potencia de las fuentes de energías renovables con SoC mayor a 95%.

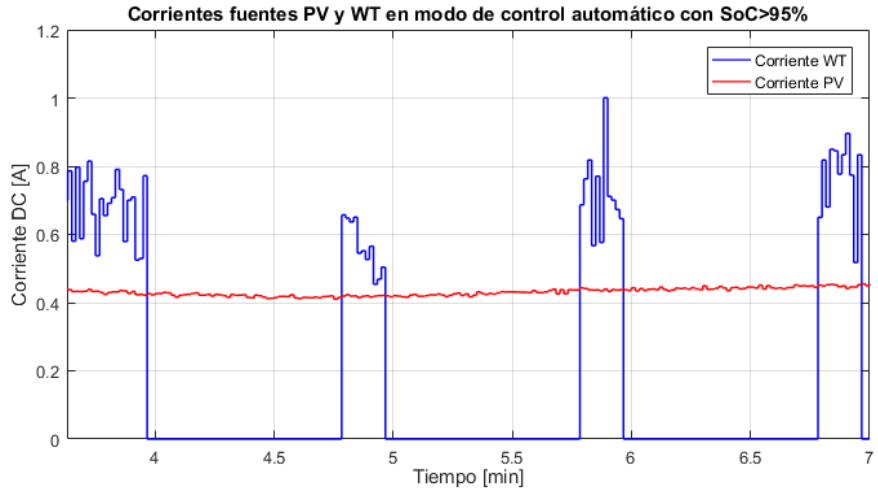


Figura 8.19: Corriente de las fuentes de energías renovables con SoC mayor a 95%.

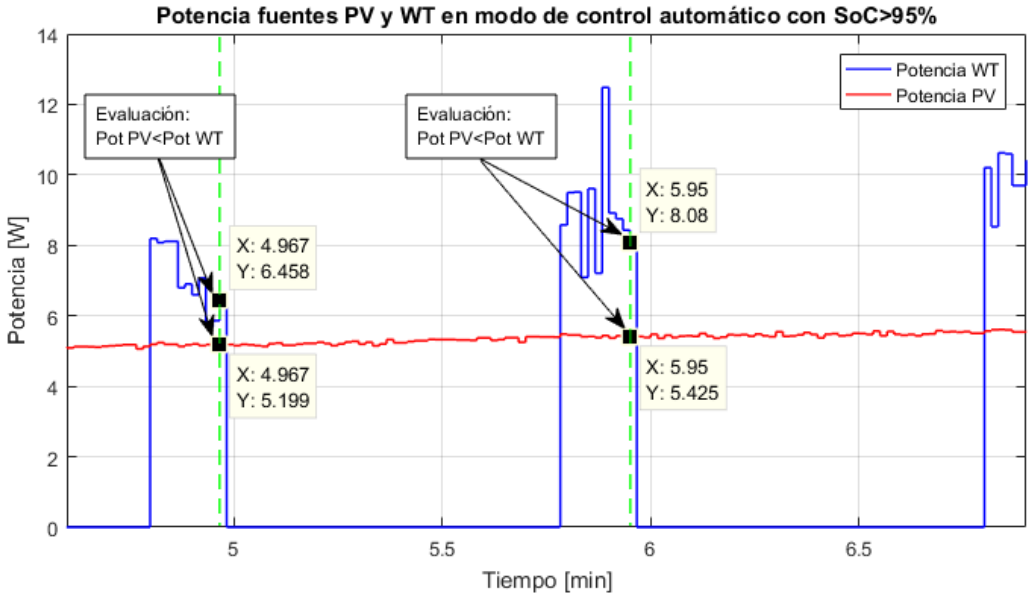


Figura 8.20: Detalle de la evaluación y selección de la fuente de energía renovable realizado por la lógica de control, con SoC mayor a 95%.

Al igual que en el caso anterior, la limitación de potencia provoca que el aumento del SoC sea mas atenuado, con tasas de cambio significativas cuando se inicia la ventana de evaluación donde ambas fuentes aportan potencia como se ilustra en la *Figura 8.21*

.

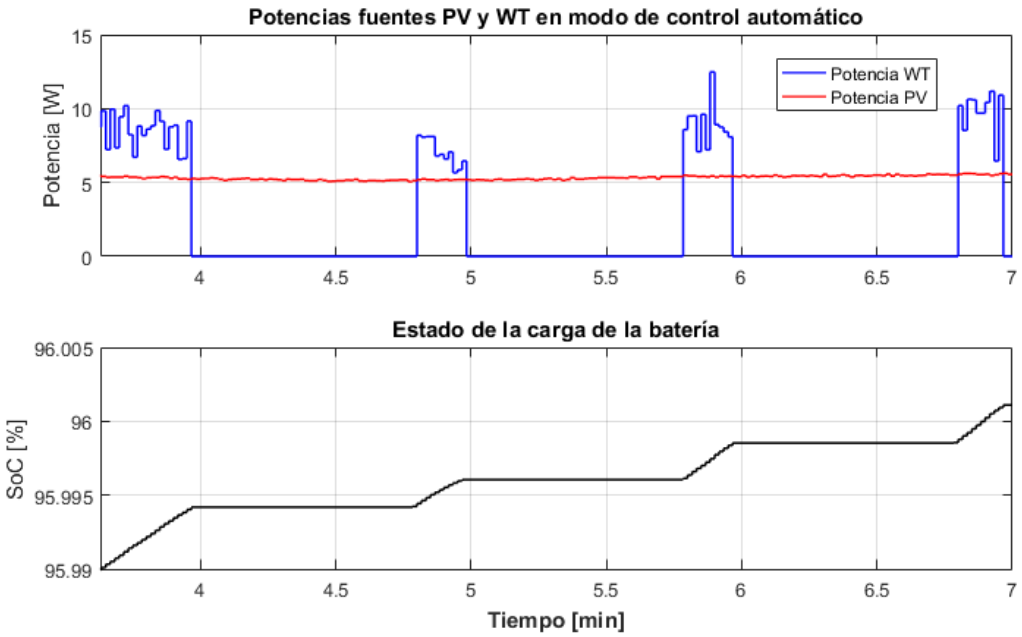


Figura 8.21: Potencias fuentes renovables y estado de la carga de la batería con SoC mayor a 95%.

8.4. Gestión de potencia de la Smart Grid en modo de control automático.

El objetivo de esta prueba, es comprobar la gestión que realiza la Smart Grid en la potencia suministrada por las fuentes y consumida por el banco de ampolletas cuando es activado el modo de control automático. En detalle de esta prueba, al igual que en la anterior (**Sección 8.3**), el valor del SoC nuevamente es modificado a propósito en el programa SoMachine para forzar y verificar la lógica de control del sistema ante diversos valores del SoC, donde a valores mas bajos se debe producir en una limitación de los consumos (SoC<30%), y a valores más altos una limitación en el aporte de las fuentes de energía (SoC>=80%). En las *Figuras 8.22 y 8.23* se ilustran los valores del SoC y su modificación a valores bajos y altos respectivamente a lo largo del desarrollo de la prueba como también las acciones que debe realizar la lógica de control en la gestión de fuentes y consumos.

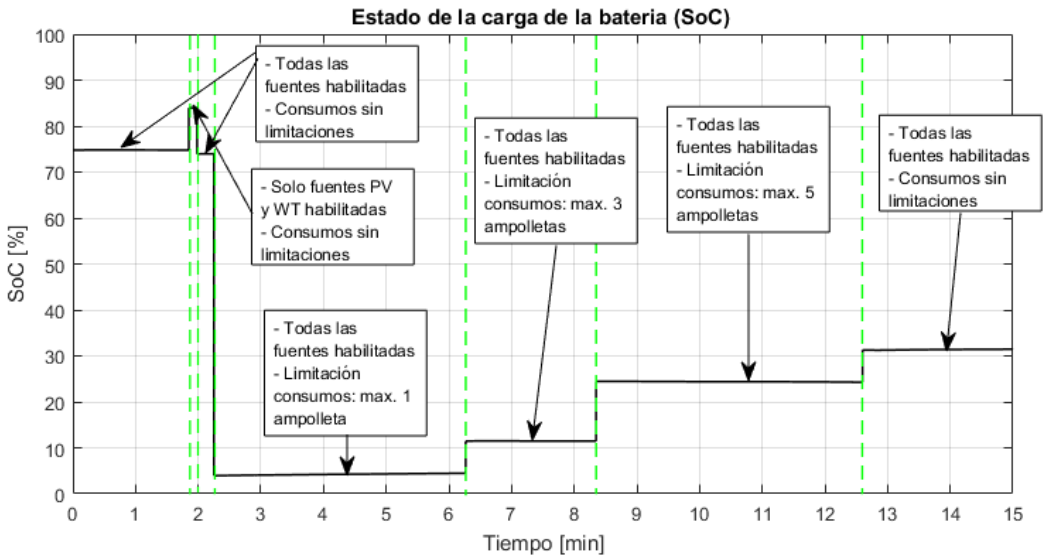


Figura 8.22: Valores del estado de la carga de la batería (SoC) forzados a lo largo de la duración de la prueba, junto con la descripción de las acciones a realizar la lógica de control para valores bajos del SoC.

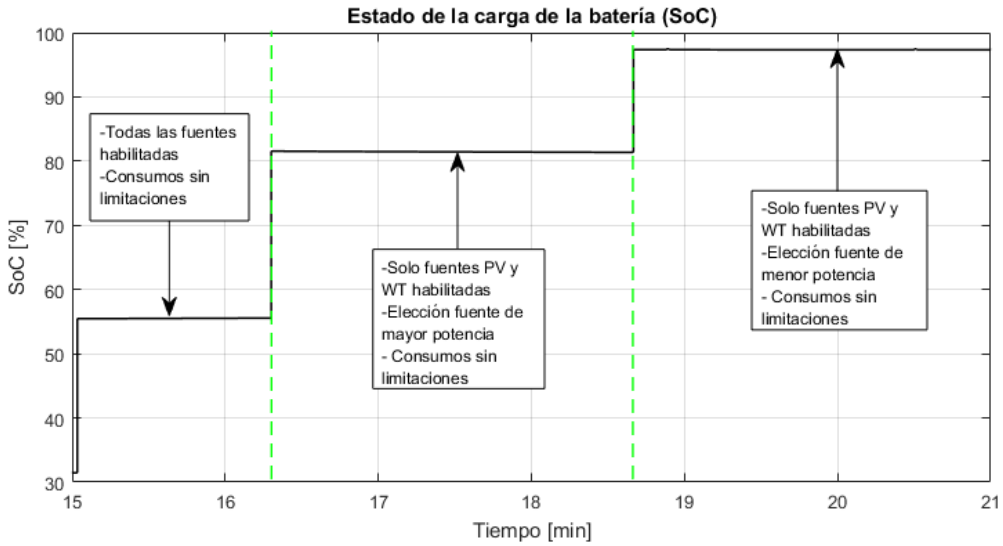


Figura 8.23: Valores del estado de la carga de la batería (SoC) forzados a lo largo de la duración de la prueba, junto con la descripción de las acciones a realizar la lógica de control para valores altos del SoC.

Tomando en cuenta que el valor del SoC es modificado varias veces para comprobar la lógica de control, es conveniente realizar un análisis del desempeño del sistema de control en cuatro casos principales:

-SoC <30 %: En este caso tiene como finalidad verificar la limitación de los consumos y comportamiento de las fuentes de energía.

-SoC>=30% y menor a 80%: En este caso el sistema de control no limita de forma alguna la generación y consumo.

-SoC >= 80%: Superando este umbral, se limita el aporte que realizan las fuentes de energía, aportando solo la fuente renovable de mayor potencia, sin limitación en cuanto al consumo.

-SoC >= 95%: El sistema de control presenta un comportamiento similar cuando el SoC es mayor al 80%, pero el aporte de que realiza las fuentes de energía es mucho más limitado, ya que solo aporta la fuente renovable de menor potencia.

Algunos datos de la prueba son:

-Modo de control: Automático.

-Duración: 21 minutos.

-Cargas encendidas: Si.

8.4.1.SoC < 30%.

Según la lógica de control cuando la Smart Grid está trabajando en modo de control automático, si el SoC es menor al 30%, el consumo de las cargas empieza a ser limitado de forma escalonada, esto es, cuando menor es el SoC, mas cargas son deshabilitadas para el consumo, y si el balance de potencia neto del sistema es negativo, la limitación es aún más pronunciada. En cuanto a las cargas no hay limitación alguna en el aporte que realizan ambas fuentes a la Smart Grid, es más, bajo este umbral del SoC, la fuente de respaldo debe ser activada para revertir la situación de descarga del sistema a valores críticos.

En cuanto a este caso, el valor del SoC es variado progresivamente cada 10 unidades partiendo desde el 3% forzado en el programa como se ilustra en la *Figura 8.24*, ya que cada vez que sube el SoC, mas cargas son habilitadas, donde al llegar al 30% ya no hay limitaciones en cuanto al consumo.

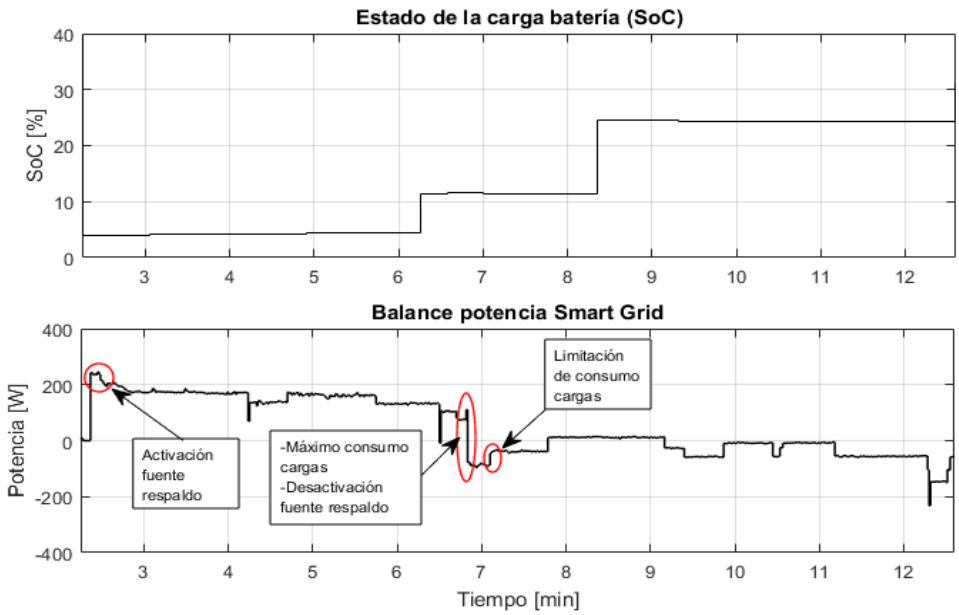


Figura 8.24: Estado de la carga de la batería (SoC) y balance de potencia con SoC menor a 30%.

En cuanto a las fuentes de energía, todas están habilitadas, inclusive la fuente de respaldo es activada como se ilustra en la *Figura 8.25*, donde tanto la fuente de respaldo como las fuentes renovables aportan potencia de manera conjunta a la Smart Grid, destacándose el alto valor de la potencia entregada por la fuente de respaldo, siendo la variable de interés real la potencia activa, potencia que efectivamente está entregando la fuente de respaldo a la Smart Grid. Además, pese a que esta potencia es estimada, el valor de la potencia debe ser menor a la potencia aparente, que si es medida o calculada por los sensores de corriente y voltaje presentes en la entrada de la fuente de respaldo.

Cabe mencionar que la fuente de respaldo deja de entregar potencia pese a que está habilitado a causa de la lógica de control configurada en el inversor híbrido (dispositivo a la cual está conectado), en que la activación o desactivación de esta fuente depende del voltaje de la batería medida por dicho dispositivo, en que superando un umbral definido (12.8[V]) el

inversor híbrido desactiva la fuente de respaldo, por lo que pese a que el sistema de control habilite la fuente de respaldo, es el inversor híbrido quien realmente toma la última palabra y controla efectivamente esta fuente.

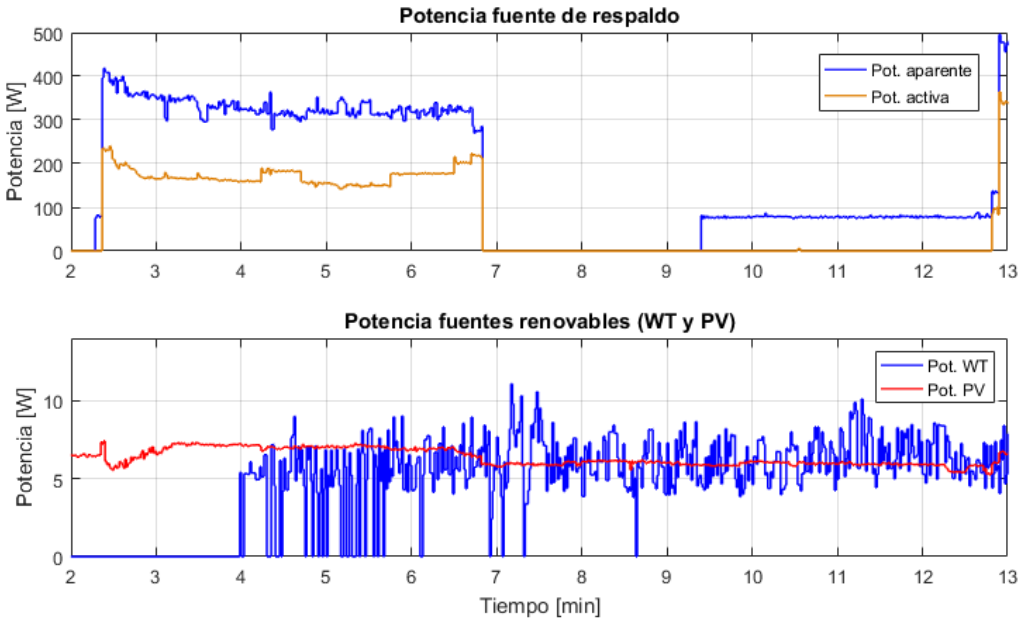


Figura 8.25: Potencia de las fuentes de energía que alimentan la Smart Grid con SoC menor a 30%.

Como se ha mencionado anteriormente, en este escenario la potencia consumida por las cargas son limitadas como se ilustra en la *Figura 8.26* con las gráficas de voltaje y corriente de las cargas, donde en un instante se activan 3 cargas DC con un SoC del 11%, permitiendo activar 3 ampolletas si el balance es positivo, pero si es negativo como lo sucedido en ese momento, coincidiendo con el apagado de la fuente de respaldo, solo pueden activarse como máximo 2 cargas y la lógica de control desactiva la 3era carga y limitándola a 2 ampolletas, situación ocurrida cuando el balance es negativo (ver *Figura 8.24*).

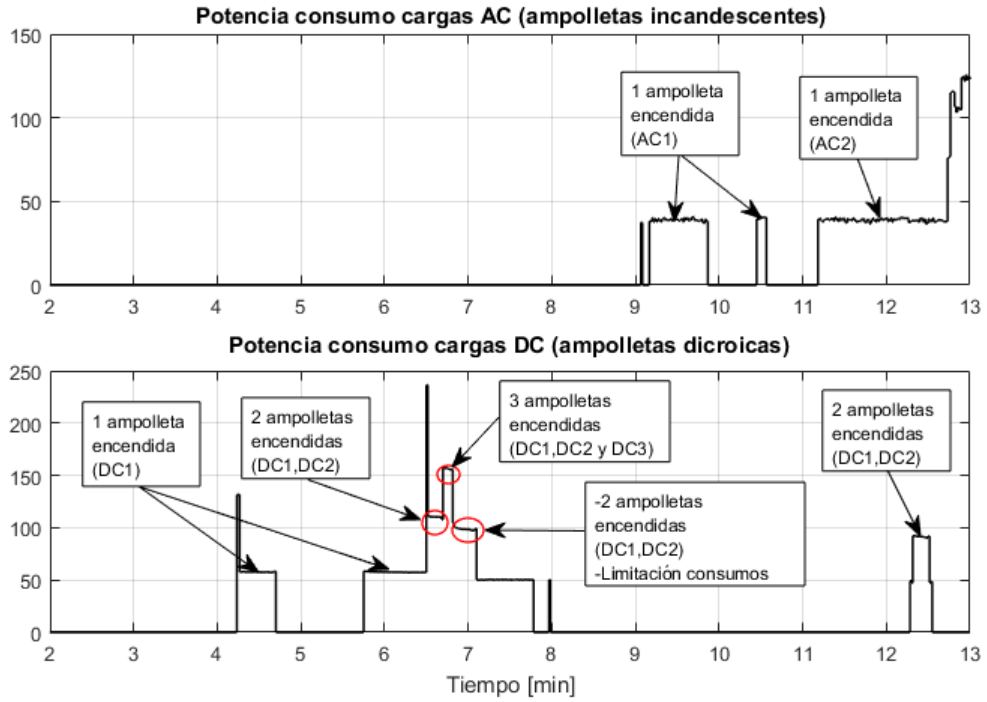


Figura 8.26: Potencia de consumo de las cargas (ampolletas incandescentes y dicroicas) con SoC menor a 30%.

En la *Figura 8.27* se ilustra la potencia neta de la batería, variable que permite obtener una lectura del comportamiento global de la Smart Grid ya que es el elemento que alimenta las cargas como también recibe la energía suministrada por las fuentes. En la imagen se muestra los instantes donde la fuente de respaldo es activada, provocando que la batería sea cargada, el encendido de las cargas que disminuyen la potencia neta de la batería, como también en el momento donde la fuente de respaldo deja de aportar potencia, coincidiendo con el mayor consumo de las cargas, provocando que la batería deba aportar potencia a las cargas.

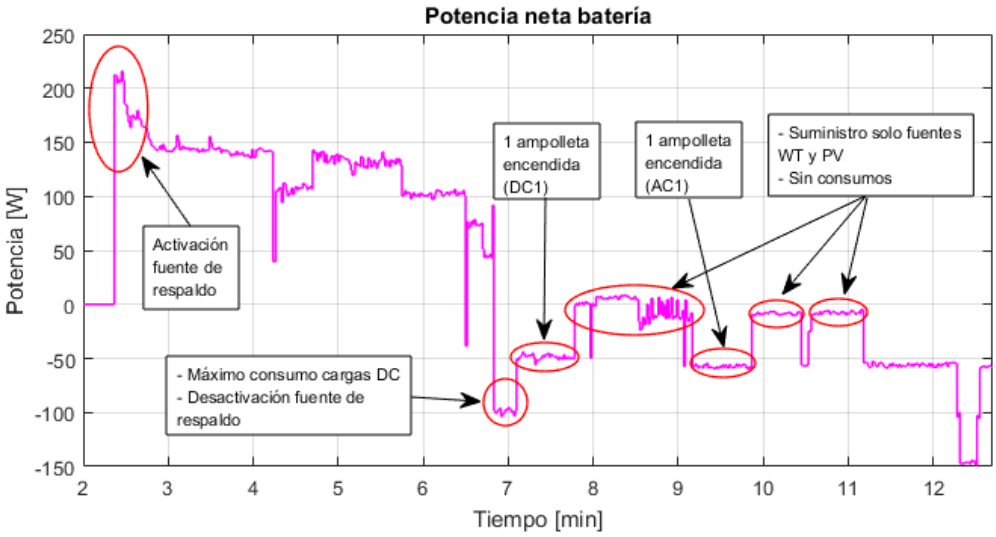


Figura 8.27: Potencia neta de la batería con SoC menor a 30%.

8.4.2.SoC >= 30% y menor a 80%.

En este escenario de operación, todas las fuentes de generación y consumo se encuentran habilitados, por lo que no hay restricciones en la generación o consumo (Solo la fuente de respaldo que depende de la lógica de control interna del inversor híbrido). El valor del estado de la carga de la batería es modificado dos veces, a valores de 31 y 55% como se muestra en la *Figura 8.28*, con la finalidad de verificar que la lógica de control establecida para este rango (30 hasta 79.99%) del SoC es válida en ella. Además, a partir de este rango, el balance de potencia ya no tiene importancia alguna en la gestión de la Smart Grid, pero permite identificar el comportamiento de los flujos de potencia presentes en el sistema.

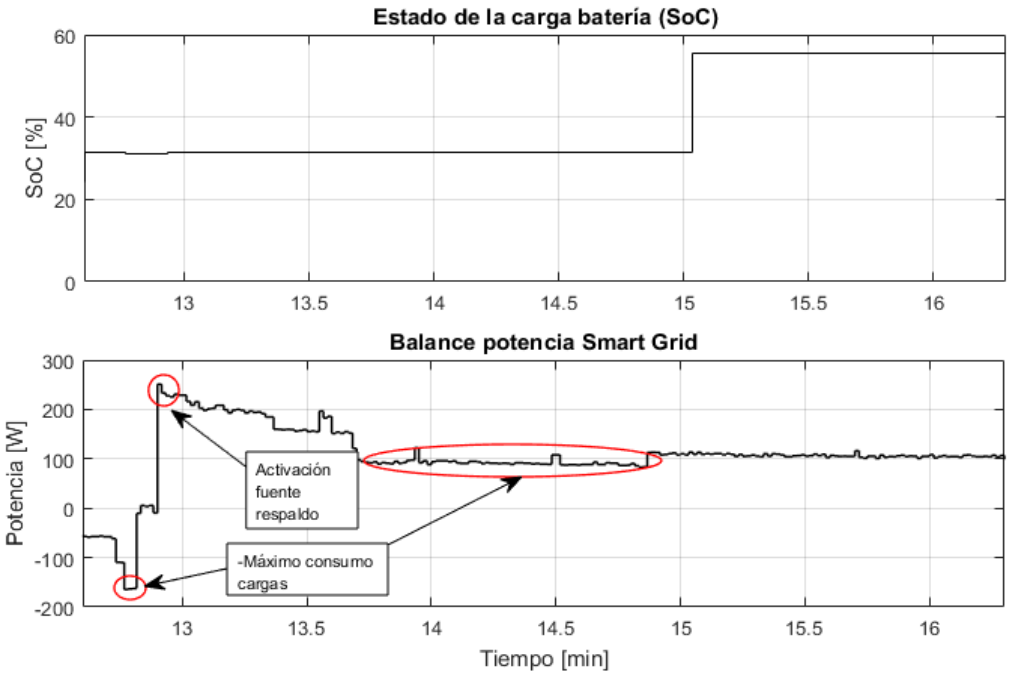


Figura 8.28: Potencia de consumo de las cargas (ampolletas incandescentes y dicroicas) con SoC mayor a 30% y menor a 80%.

En cuanto a las fuentes, todas las fuentes disponibles, inclusive la fuente de respaldo AC alimentan a la Smart Grid de forma conjunta como se ilustra en la *Figura 8.29*. Al igual que en el caso anterior (SoC<30%), es el inversor híbrido quien realmente controla el aporte que realiza la fuente de respaldo.

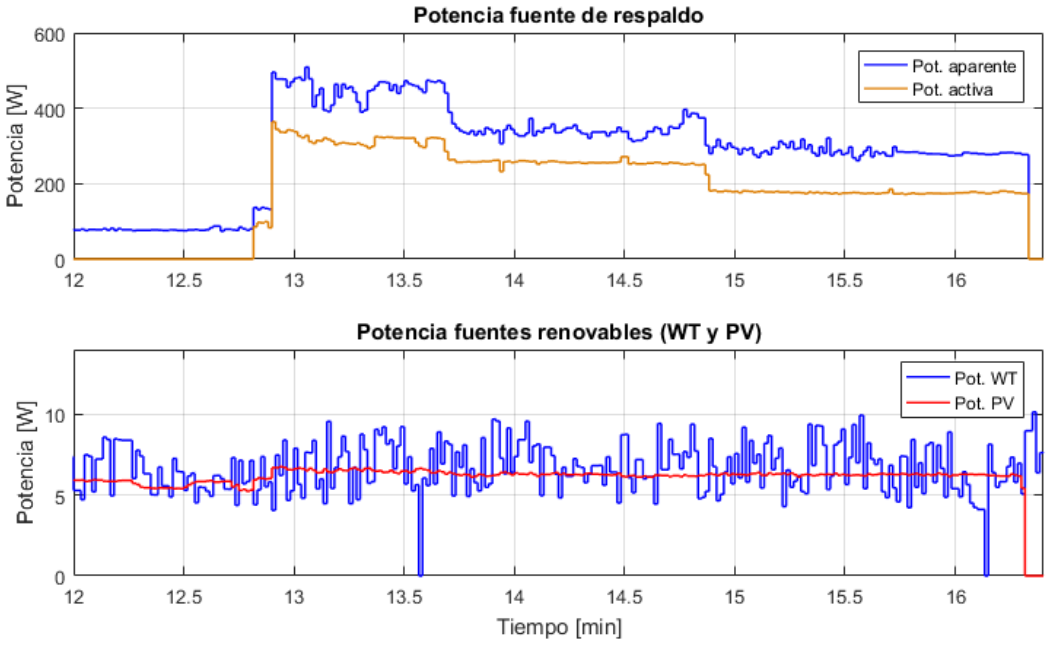


Figura 8.29: Potencia de las fuentes de energías que alimentan la Smart Grid con SoC mayor a 30% y menor a 80%.

En la *Figura 8.30* se muestra las gráficas de potencias de las ampolletas del banco de cargas, donde se muestra explícitamente el accionamiento aleatorio de las cargas sin limitaciones, un comportamiento esperado para la lógica de control programada para este rango del SoC.

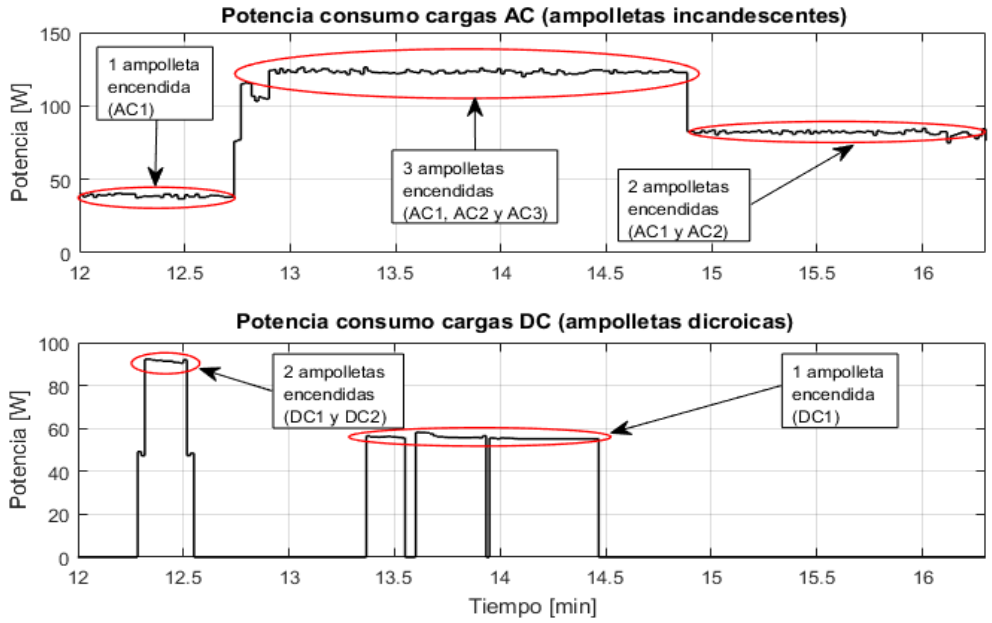


Figura 8.30: Potencia de consumo de las cargas (ampolletas incandescentes y dicroicas) con SoC mayor a 30% y menor a 80%.

Dado que no hay limitaciones en el consumo y la fuente de respaldo es la que realiza el mayor aporte de potencia a la Smart Grid, el balance de potencia es positivo como se ilustra en la *Figura 8.28*, implicando que hay un almacenamiento de energía neto en la batería, marcado evidentemente por la activación de la fuente de respaldo como se muestra en la *Figura 8.31*.

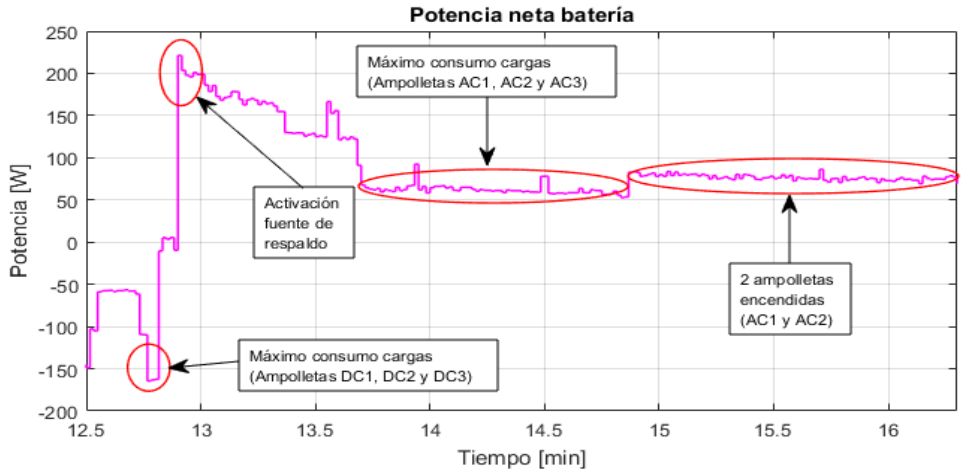


Figura 8.31: Potencia neta de la batería con SoC mayor a 30% y menor a 80%.

8.4.3.SoC >= 80%.

A partir de este rango, la potencia que aporta las fuentes empieza a ser limitado, y para este caso en específico, la fuente de respaldo deja de aportar potencia y solo aporta la fuente de energía renovable de mayor potencia. En cuanto al desarrollo de la prueba, el valor del SoC ha sido modificado a 81.5%, y solo con ampolletas incandescentes encendidas, lo que significa que el SoC disminuya paulatinamente y el balance de la potencia sea negativo a causa de la limitación del aporte de las fuentes de potencia como se ilustra en la *Figura 8.32.*

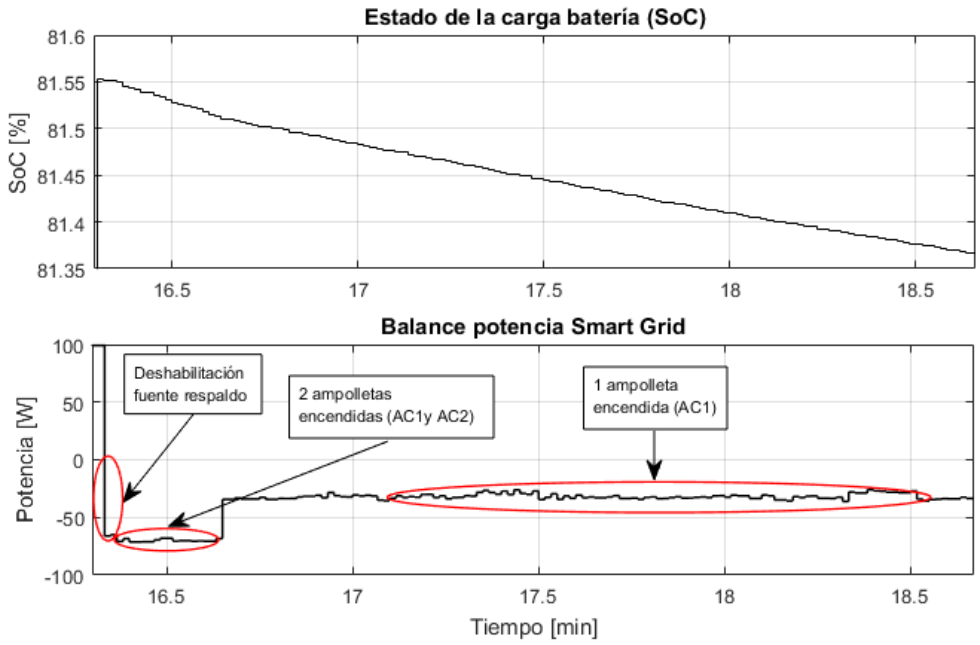


Figura 8.32: Estado de la carga de la batería (SoC) y balance de potencia con SoC mayor a 80%.

En la *Figura 8.33* se ilustra gráficamente la potencia de las fuentes renovables y de respaldo, en ella se aprecia claramente que la fuente de respaldo está desconectada y en las fuentes renovables, son evaluadas cada 1 minuto, seleccionándose solo la fuente (PV o WT) que aporta mayor potencia o la única que se encuentra disponible.

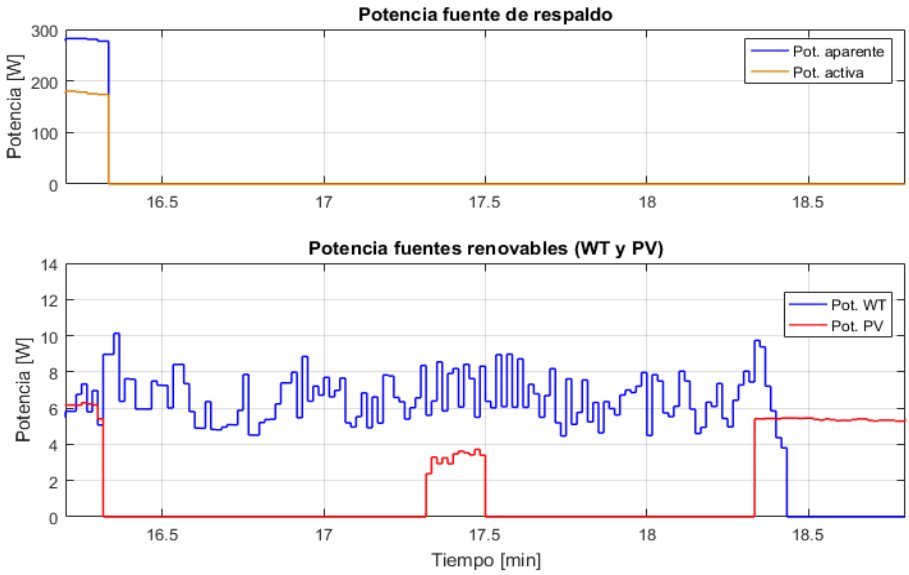


Figura 8.33: Potencia de las fuentes de energía que alimentan la Smart Grid con SoC mayor a 80%.

Como se ha mencionado al comienzo de esta sección, las únicas cargas consumiendo son las ampolletas incandescentes. En este caso, se apaga manualmente una ampolleta, variando el consumo y por ende el comportamiento de la Smart Grid como se muestra en la *Figura 8.34.*

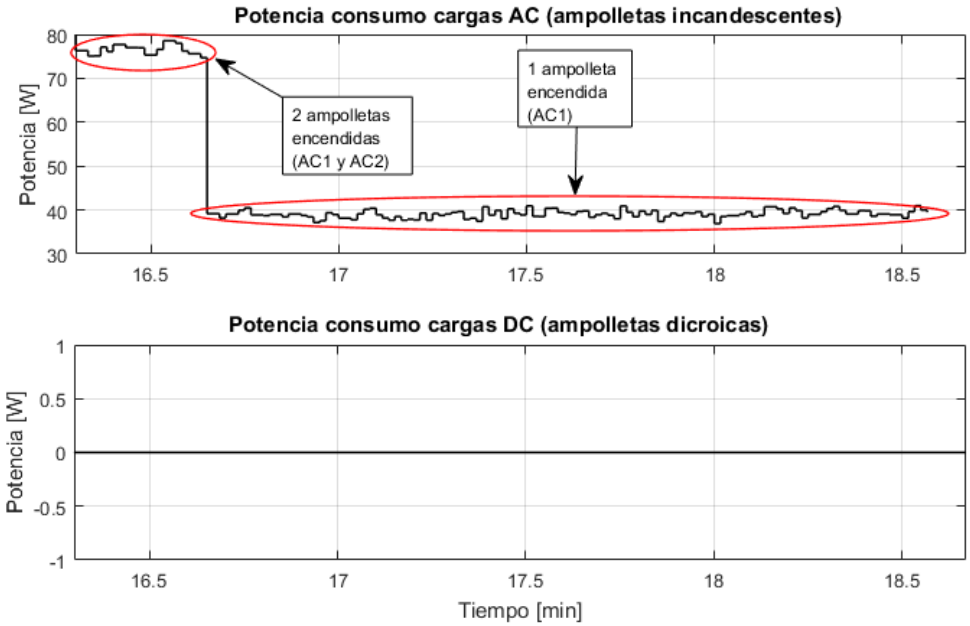


Figura 8.34: Potencia de consumo de las cargas (ampolletas incandescentes y dicroicas) con SoC mayor a 80%.

Evidentemente las fuentes de energía renovables no son suficientes para alimentar las ampolletas encendidas, por lo que la batería suministra la potencia faltante para alimentar dichas carga trayendo consigo que la potencia neta de esta sea negativa, con una forma gráfica similar al balance de potencia del sistema como se muestra en la *Figura 8.35.*

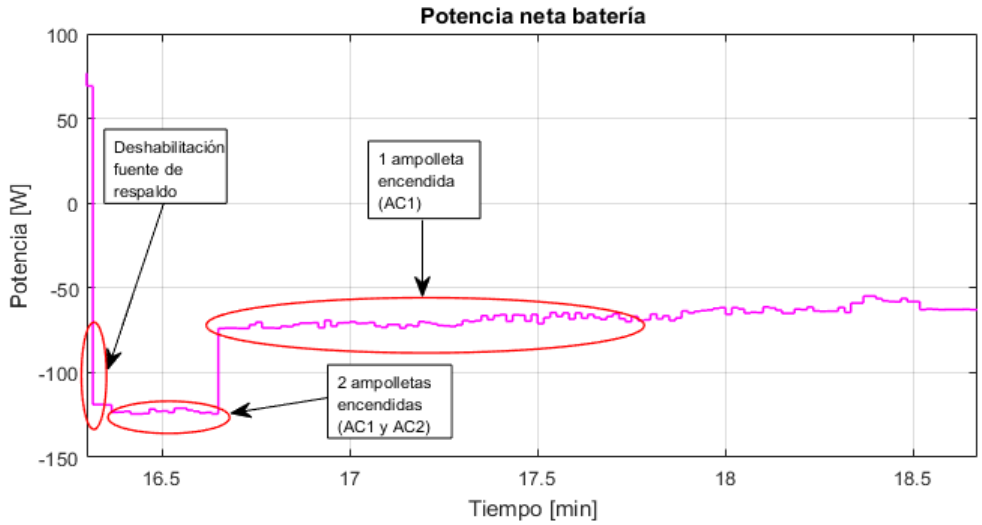


Figura 8.35: Potencia neta de la batería con SoC mayor a 80%.

8.4.4.SoC >= 95%.

Al igual que en el caso anterior (SoC >= 80%), la potencia que aportan las fuentes es limitada por la lógica de control, pero se diferencia en que solo la fuente de energía renovable de menor potencia es la que alimenta a la Smart Grid. En cuanto al desarrollo de la prueba, el valor del SoC ha sido modificado a 97.3%, y solo con una ampolleta incandescente encendida, lo que significa que el SoC también disminuya paulatinamente hasta que el balance de potencia sea positivo y el balance de la potencia sea en cierto tramo negativo a causa de la limitación del aporte de las fuentes de potencia y del consumo de la ampolleta, y positivo cuando no hay cargas consumiendo. Solo el aporte de la fuente de menor potencia, o ambas en la ventana de evaluación de 10[s] como se ilustra en la *Figura 8.36.*

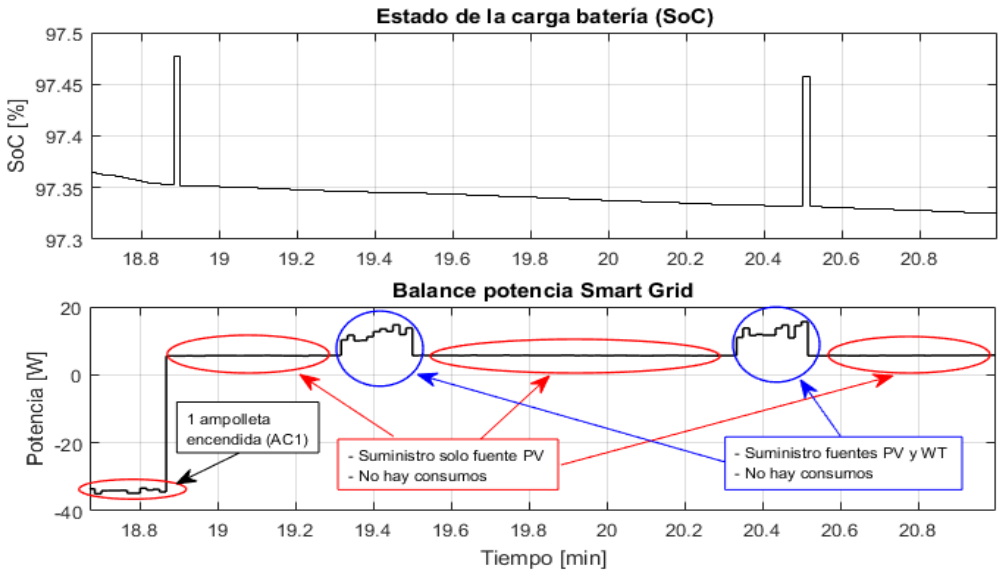


Figura 8.36: Estado de la carga de la batería (SoC) y balance de potencia con SoC mayor a 95%.

En la *Figura 8.37* se ilustra gráficamente la potencia de las fuentes renovables y de respaldo, en las fuentes renovables, evaluadas cada 1 minuto, seleccionándose solo la fuente (PV o WT) que aporta menor potencia o la única que se encuentra disponible.

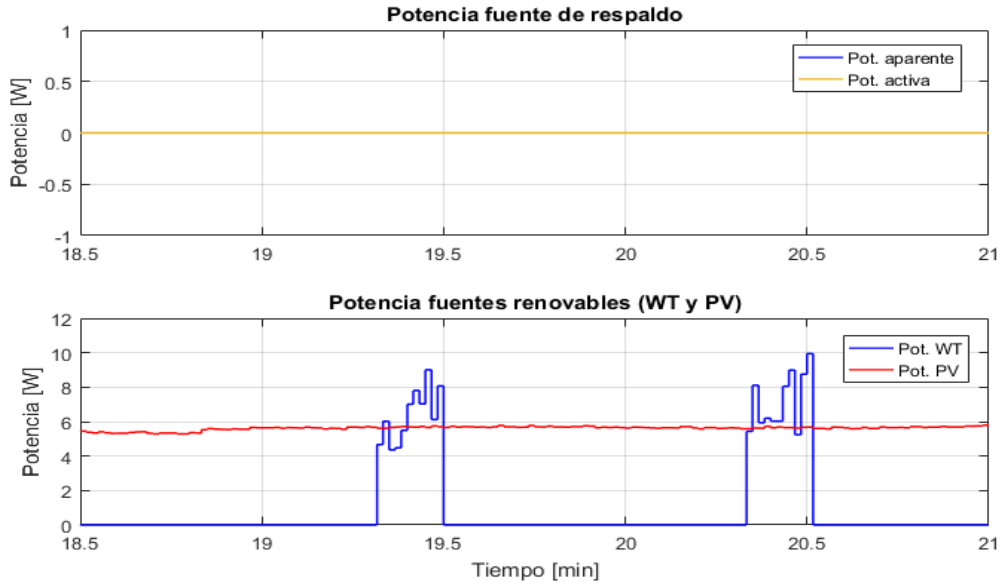


Figura 8.37: Potencia de las fuentes de energía que alimentan la Smart Grid con SoC mayor a 95%.

Como se ha mencionado al comienzo de esta sección, la única carga consumiendo es una ampolleta incandescente, que es apagada unos cuantos segundos después como se muestra en la *Figura 8.38.*

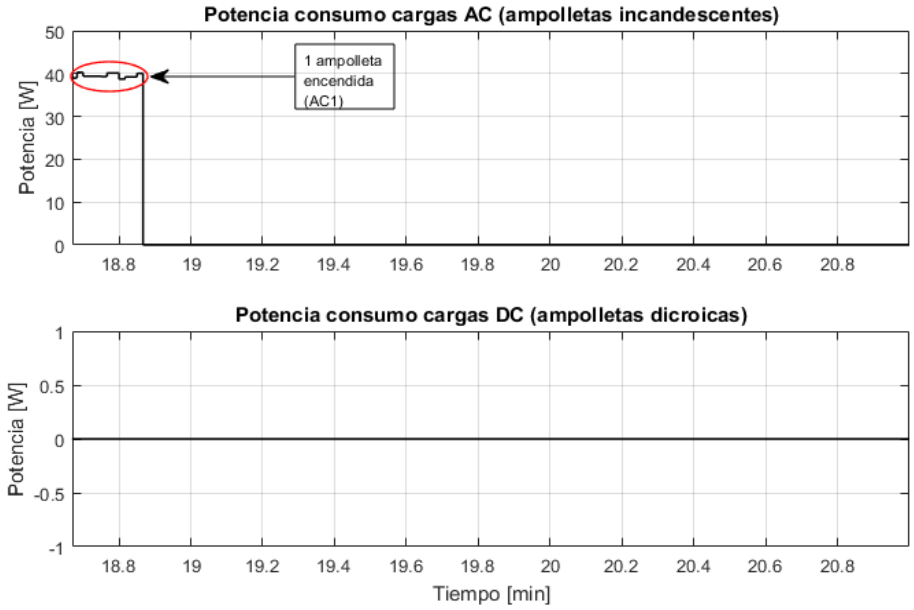


Figura 8.38: Potencia de consumo de las cargas (ampolletas incandescentes y dicroicas) con SoC mayor a 95%.

Pese a que no hay cargas consumiendo y hay un balance de potencia positivo, gran parte del tiempo de esta prueba la potencia neta de la batería es negativa ya que al ser solo la fuente renovable de menor potencia que aporta a la Smart Grid, esta no es suficiente para cargar la batería, ya que el inversor híbrido consume la potencia entregada por la fuente y también requiere que la batería le suministre potencia como se aprecia en la *Figura 8.39*. Cabe destacar cuando se inicia la ventana de evaluación de las fuentes, ambas fuentes aportan lo suficiente para cargar la batería y alimentar el inversor híbrido.

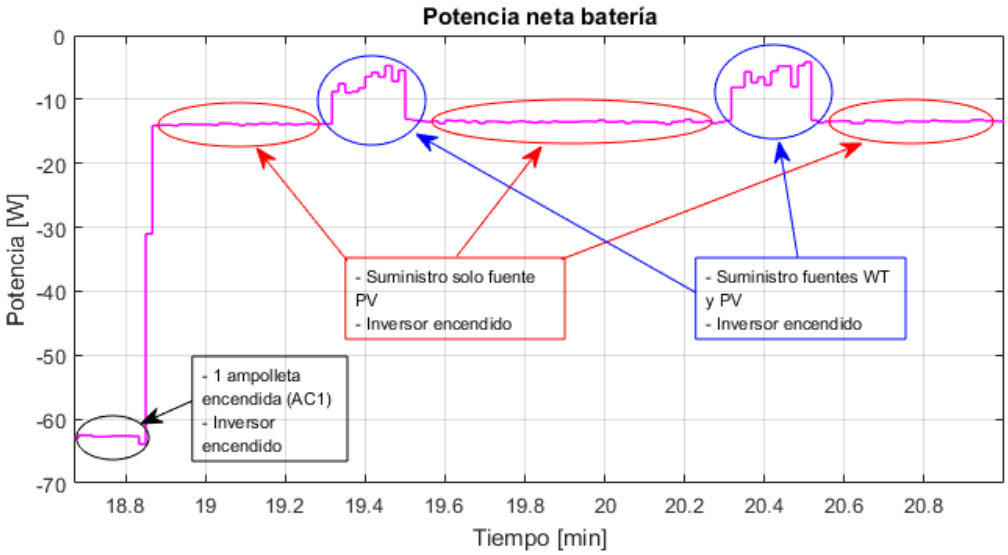


Figura 8.39: Potencia neta de la batería con SoC mayor a 95%.

Conclusiones

La realización de la Smart Grid a partir de ciertas componentes disponibles fue posible dado el amplio conocimiento de la tecnología empleada en el funcionamiento de cada uno de los componentes, y en aquellos que no disponían de alguna documentación en cuanto a la integración al sistema, se ha analizado y medido su comportamiento por medio de un de banco de pruebas para las mediciones de las variables de interés de las componentes a integrar, tal como lo realizado con el aerogenerador de 400[W] que no dispone de alguna documentación o referencia para ser integrado como otra fuente de energía mediante la conexión por topología, pero se comprobó mediante banco de pruebas su factibilidad en la integración de la Smart Grid como también su caracterización. Esto trae consigo un ahorro de recursos, evitando la compra de elementos adicionales para una correcta integración de la Smart Grid, centrando los recursos disponibles para la instrumentación y automatización de la Smart Grid

En cuanto a la instrumentación de la Smart Grid, la utilización de desarrollos ya realizados para ser aplicados como soluciones en su desarrollo ayudaron en gran parte en la integración de nuevos componentes. Sin embargo, si se requiere de mejores prestaciones en la gestión y monitoreo del sistema, la mejor decisión es la apuesta por nuevas componentes y/o aquellas compatibles con los existentes para evitar errores de funcionamiento e integración.

En cuanto al control del sistema, el gran logro es que el usuario tiene una gran capacidad de definir el modo de trabajo del sistema conjunto SETE - Smart Grid, controlando y monitoreando efectivamente la mayoría de las fuentes y consumos de la Smart Grid, solo el inversor híbrido no es controlado centralizadamente por el PLC, debido a que no dispone de algún protocolo de comunicación para comunicarse y ser gobernado por el PLC, además, dicho dispositivo tiene sus propios algoritmos de control para la gestión de las fuentes conectadas a él y que pueden diferir en determinadas situaciones a la lógica de control realizada por el PLC.

En cuanto a las mejoras del sistema, al ser un sistema que debe ser modulable para el cambio constantes de fuentes y consumos, tiene una gran capacidad de expansión tanto en potencia como en capacidad de gestión, y en este último aspecto, el sistema tiene un amplio margen de mejora en cuanto a su monitoreo y control. Como sugerencia en mejoras a mencionar están:

el monitoreo y control del sistema SETE-Smart Grid puede realizarse remotamente desde cualquier punto conectado con la Intranet de la universidad; una mejora y refinamiento del método de estimación del estado de carga de la batería; y finalmente la propuesta de medición o estimación del factor de potencia para las cargas AC mediante la medición del desfase entre las señales de corriente y voltaje.

Bibliografía

[1] Felipe Enero: *"DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA HÍBRIDO PV -MCI - BATERÍA PARA REALIZACIÓN DE ENSAYOS EN LABORATORIO DE ENERGÍAS LABORATORIO DE ENERGÍAS RENOVABLES (LER) USM"*. Memoria de título Ing. Civil Mecánica, Mayo 2016.

[2] Syed Zulqadar Hassan',I, Hui Lil , Tariq Kamal, Ugur Arifoglu, Ali Arsalan and Asif Kabir: *"Design and Control of wind/supercapacitor/battery/diesel engine power plant"*. IEEE International Conference on Innovations in Electrical Engineering and Computational Technologies (ICIEECT), 5-7 April 2017.

[3] Adel Merabet, Khandker Tawfique Ahmed, Hussein Ibrahim, Rachid Beguenann and Amer Ghias*: "Energy Management and Control System for Laboratory Scale Microgrid based Wind-PV-Battery"*. IEEE Transactions on Sustainable Energy , January 2017.

[4] Sebastiám Arredondo: "INSTRUMENTACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE UN SISTEMA DE ENSAYOS DE TURBINAS EÓLICAS". Memoria de título Ing. Civil Mecánica, Enero 2018.

[5] Claudio Burgos: "ESTIMACIÓN DEL ESTADO DE CARGA PARA UN BANCO DE BATERÍAS BASADA EN MODELACIÓN DIFUSA Y FILTRO EXTENDIDO DE KALMAN" Tesis de grado de Magister, Universidad de Chile, 2013.

[6] F. Codecà, S. M. Savaresi y G. Rizzoni, *"On battery State of Charge estimation: A new mixed algorithm*". Control Applications, 2008. CCA 2008. IEEE International Conference on, pp. 102- 107, 2008.

[7] Francisco Andrés Candelas Herías: *"Comunicación con RS485 y Modbus"*. Automatización avanzada (37800), Master en Automática y Robótica, Universidad de Alicante.

[8] *"COMUNICACIÓN RS485 CON ARDUINO Y CONVERSOR MAX485"*: https://www.luisllamas.es/arduino-rs485-max485/

[9] *"Push to ON PUSH to OFF PLC program using NO NC and Coil":*

http://plc-scada-dcs.blogspot.com/2012/04/push-to-on-push-to-off-plc-program.html#axzz4xtOP8cmX

[10] Manual de usuario inversor híbrido Mpp Solar PIP812-HS (Español):

http://www.mppsolar.com/manual/PIP-HS,MS%20(PF0.8)/PIP-MS%201-5K%20manual(ESP).pdf

[11] Power Conversion and Control of Wind Energy Systems por Bin Wu [et al]. Canadá, IEEE Press series on power engineering, 2011. 453 p.

Anexos

Anexo **A**: Especificaciones técnicas inversor híbrido PIP 812 HS

PIP-HS SERIES

LCD DISPLAY
HIGH FREQUENCY
PURE SINE WAVE
AC CHARGER
MONITORING
STACKABLE*
PB ACID /LIFEPO4
* Only on 48v models

PIP-HS series	812	1212 (1224)	1624	2424	3248	4048
ELECTRICAL SPECIFICATIONS						
Continuous Output	800W	1200W	1600W	2400W	3200W	4000W
Surge Rating	5 seconds max, 2X					
Input Power Factor	0.8					
Input Voltage Range	90~280VAC (Appliance mode), 170~280VAC (UPS mode)					
Input Max Voltage	300VAC					
Input/Output Frequency	50Hz / 60Hz					
Output Voltage	230VAC±5%					
Output Waveform	Pure Sine Wave					
Output Regulation	< 3% RMS for battery voltage range					
Output Short Circuit	Circuit Breaker					
Peak Efficiency	>95% (line mode) / 91% (inverter mode)					
Nominal DC Voltage	12V	12V (24V)	24V		48V	
Transfer Time	<10ms (UPS mode), <20ms (Appliance mode) **					
Charging Mode	3-stage					
MAX DC Input	15V	15V	30V		60V	
Bulk Volt (Flooded, AGM)	14.6, 14.1V	14.6, 14.1V (29.2, 28.2V)	29.2, 28.2V		58.4, 56.4V	
Float Volt	13.5V	13.5V (27V)	27.0V		54.0V	
AC Recharging Current	10/20amp	60 amp	20/30amp		60 amp	
No Load Consumption	<15W	<25W	<25W		<50W	
Power Saving Consumption	<5W	<10W	<10W		<15W	
SOLAR CHARGER						
Type, Max Charging Current	PWM, max 50 Amp					
System DC Voltage	12V	12V (24V)	24V		48V	
Max PV Input Voc	30V	40V (75V)	60V		90V	
Standby Power	1W	1W (2W)	2W			
ENVIRONMENTAL / MECHANICAL SPECIFICATIONS						
Certification	CE					
Operating/Storage Temp.	0°C ~ 55°C / -15°C~ 60°C					
Operating Humidity	20~90%RH Non-Condensing					
Dimension	316*240*95mm	355*272*100mm	355*272*100mm		468*295*120mm	
Net Weight	5.0Kg	6.8Kg	6.5Kg	7.0Kg	10Kg	10Kg

Note: Product specifications are subject to change without prior notice. MPP Solar is a registered trademark of MPP Solar Inc.

KEY FEATURES

- High frequency pure sine wave design
- Multi-functional inverter-charger with programmable menus
- Inverter + 60A AC Charger + 50A Solar Charger
- Total system charging : 50A + 60A = 110A !!
- Adjustable Bulk/Float Volt and charging current
- Wide AC input range
- Lightweight, easy to install
- 2X surge capacity max 5s
- FREE monitoring software
- LCD Display + LED indicators
- Support main battery types e.g. Lead Acid, LiFePO4*
- Built-in genset starter dry contact**
- USB communication interface

Only 48V models are PARALLEL –READY. Optional Parallel Kit is required for all units in parallel and sold separately.

Anexo **B**: Especificaciones técnicas PLC M221CE24R.

Ficha técnica del producto
Características

TM221CE24R
PLCM221 - 14 entradas digitales - 10 salidas rele - Ethernet

Principal

Gama	Modicon M221
Tipo de producto o componente	Controlador lógico
[Us] Tensión nominal de alimentación	100...240 V AC
De pie conducto	14, entrada digital conforme a IEC 61131-2 tipo 1
Número de entrada análogica	2 a 0...10 V
Salida discreta	Relé normalmente abierto
Número de salidas discretas	10 relé
Tensión de salida	5...125 V DC 5...250 V AC
Montado en la pared del conducto	2 A

se debe utilizar para determinar la idoneidad o la confiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios

Complementos

2 Caja mural + 3 conductos	24
Numero de E/S del módulo de expansión	7 para salida transistor 7 para salida del relé
Límites de tensión de alimentación	85...264 V
Frecuencia de red	50/60 Hz
Corriente de entrada	40 A
Maximum power consumption in VA	58 VA a 100...240 V módulo de expansión con número máximo de E/S 35 VA a 100...240 V sin módulo de expansión E/S
Corriente de salida fuente de alimentación	0,52 A 5 V para bus de expansión 0,16 A 24 V para bus de expansión
Entrada lógica	Receptor o suministro (positivo/negativo)
Voltaje entrada	24 V
Tipo de voltaje entrada discreto	DC
Resolución de entrada analógica	10 bits
Clip-en las cubiertas	10 mV
Tiempo conversión	1 ms por canal + 1 controlador del ciclo de tiempo entrada analógica
Sobrecarga permitida em entradas	+/- 30 V CC para 5 min máximo) para entrada analógica

Descargo de responsabilidad: Esta documentación no ha sido diseñada como reemplazo, ni

	+/- 13 V CC permanente) para entrada analógica
Estado de tensión 1 garantizado	>= 15 V para entrada
Estado de tensión 0 garantizado	<= 5 V para entrada
Corriente de entrada discreta	7 mA para entrada digital 5 mA para entrada rápida
Tapa de conexiones trasero	3.4 kOhm para entrada digital 100 kOhm para entrada analógica 4.9 kOhm para entrada rápida
Tiempo respuesta	35 µs turn-off, I2...I5 para entrada 10 ms turn-on para salida 10 ms turn-off para salida 5 µs turn-on, I0, I1, I6, I7 para entrada rápida 35 µs turn-on, otros terminales para entrada 5 µs turn-off, I0, I1, I6, I7 para entrada rápida 100 µs turn-off, otros terminales para entrada
Tiempo filtro configurable	0 ms para entrada 3 ms para entrada 12 ms para entrada

Límites de tensión de salida	125 V CC 277 V AC
Elevación	4 A a COM 2 7 A a COM 0 7 A a COM 1
Error de precisión absoluta	+/- 1 % de la escala total para entrada analógica
Durabilidad eléctrica	100000 Ciclos AC-12, 120 V, 240 VA, resistivo 100000 Ciclos AC-12, 240 V, 480 VA, resistivo 300000 Ciclos AC-12, 120 V, 80 VA, resistivo 300000 Ciclos AC-12, 240 V, 160 VA, resistivo 100000 Ciclos AC-15, cos phi = 0,35, 120 V, 60 VA, inductivo 100000 Ciclos AC-15, cos phi = 0,35, 240 V, 120 VA, inductivo 300000 Ciclos AC-15, cos phi = 0,35, 120 V, 18 VA, inductivo 300000 Ciclos AC-15, cos phi = 0,35, 240 V, 36 VA, inductivo 100000 Ciclos AC-14, cos phi = 0,7, 120 V, 120 VA, inductivo 100000 Ciclos AC-14, cos phi = 0,7, 240 V, 240 VA, inductivo 300000 Ciclos AC-14, cos phi = 0,7, 120 V, 36 VA, inductivo 300000 Ciclos AC-14, cos phi = 0,7, 240 V, 72 VA, inductivo 100000 Ciclos DC-12, 24 V, 48 W, resistivo 300000 Ciclos DC-12, 24 V, 16 W, resistivo 100000 Ciclos DC-13, 24 V, 24 W, inductivo (L/R = 7 ms) 300000 Ciclos DC-13, 24 V, 7,2 W, inductivo (L/R = 7 ms)
Frecuencia de conmutación	20 operaciones de conmutación/minuto con carga máxima
Durabilidad mecánica	20000000 Ciclos para salida del relé
Carga mínima	1 mA a 5 V DC para salida del relé
Tipo de protección	Sin protección a 5 A
Tiempo de rearme	1 s
Capacidad de memoria	256 kB para aplicación de usuarios y datos RAM 10000 instrucciones 256 kB para variables internas RAM
Orejetas terminales de anillo	256 kB memoria flash integrada para copia de seguridad de la aplicación y de lo
Mantenido Ti24	2 GB tarjeta SD opcional)
Tipo de batería	BR2032 litio no-recargable 4 yr
Tiempo de backup	1 año a 25 °C por interrupción de fuente de alimentación)
Canalización vertical,	0,3 ms para evento y tarea periódica
Execution time per instruction	0.2 µs Booleano
Exct time for event task	60 µs tiempo respuesta
Tamanho máximo das áreas de objeto	255 %TM temporizadores 512 %M bits de memoria 8000 %MW palabras de memoria 255 %C contadores 512 %KW palabras constantes
Reloj en tiempo real	Con
Deriv. reloj	<= 30 s/mes a 25 °C
Lazo de regulación	Regulador PID ajustable hasta 14 lazos simultáneos
Número de entrada de contaje	4 entrada rápida (modo HSC) a 100 kHz 32 bits

Counter function	A/B Monofásico Impulso/dirección
Tipo de conexion integrada	Porta USB USB 2.0 mini B Enlace serie sin aislar serie 1 RJ45 RS232/RS485 Ethernet RJ45
Suministro	En serie)fuente de alimentación de enlace serie 5 V, <200 mA
Velocidad de transmisión	1,2-115,2 kbit/s (115,2 kbit/s por defecto) 15 m para RS485 1,2-115,2 kbit/s (115,2 kbit/s por defecto) 3 m para RS232 480 Mbit/s para USB
Communication port protocol	Porta USB USB - SoMachine-Red Enlace serie sin aislar Modbus maestro/esclavo - RTU/ASCII o Red SoMachine Ethernet
Puerto Ethernet	10BASE-T/100BASE-TX 1 100 m cable cobre
Servicio de comunicación	Servidor Modbus TCP Dispositivo esclavo Modbus TCP Cliente DHCP Cliente Modbus TCP Ethernet/adaptador IP
Señalizaciones en local	PWR 1 LED verde) RUN 1 LED verde) Error de módulo (ERR) 1 LED rojo) Tarjeta SD de acceso (SD) 1 LED verde) BAT 1 LED rojo) Estado de E/S 1 LED por canal verde) SL 1 LED verde) ACT actividad de red Ethernet verde) Link (Link estado) link de reed Ethernet amarillo)
Consecutivo, seguido, continuo, adosado	bornero de tornillo extraíble para entradas bornero de tornillo extraíble para salidas bornero, 3 para conexión de la fuente de alimentación de 24 V CC conector, 4 para entradas analógicas USB 2.0 mini B conector para un terminal de programación
Maximum cable distance between devices	Shielded cable ((*)) <10 m para entrada rápida Cable sin apantallar <30 m para salida Cable sin apantallar <30 m para entrada digital Cable sin apantallar <1 m para entrada analógica
Aislamiento	Entre la entrada y la lógica interna a 500 V AC Sin aislamiento entre la entrada analógica y la lógica interna Sin aislamiento entre las entradas analógicas Entre el suministro y la tierra a 1500 V AC Entre alimentación y masa del sensor a 500 V AC Entre entrada y tierra a 500 V AC Entre salida y tierra a 1500 V AC Entre el suministro y la lógica interna a 2300 V AC Entre alimentación del sensores y la lógica interna a 500 V AC Entre la salida y la lógica interna a 2300 V AC Entre el terminal Ethernet y la lógica interna a 500 V AC Entreel suministro y la fuente de alimentación del sensor a 2300 V AC
Marca	CE
Fuente de alimentación de detector	24 V DC a 250 mA suministrado por el controlador
Soporte de montaje	Tipo de tapón TH35-15 rail conforme a IEC 60715 Tipo de tapón TH35-7.5 rail conforme a IEC 60715 placa o panel con juego de fijación
Alto	90 mm
Profundidad	70 mm
Ancho	110 mm
Peso del producto	0,395 kg

Anexo **C**: Especificaciones técnicas Módulo de expansión TM3AM6.

Ficha técnica del producto
Características

TM3AM6
Modulo entradas analogas 4 x V/I - 2 x V/I - 12 bits tornillo

Principal

Gama	Modicon TM3
Tipo de producto o componente	Módulo analógico de entrada/salida
Compatibilidad de la gama	Modicon M221 Modicon M251 Modicon M241
Número de entrada análogica	4
Tipo de entrada analógica	corriente 4...20 mA corriente 0...20 mA tensión 0...10 V tensión - 10...10 V
Número de salida analógica	2
Tipo de salida analógica	Corriente 4...20 mA Corriente 0...20 mA Tensión 0...10 V Tensión - 10...10 V

ampliaco, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad o la confiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios

Complementos

Resolución de entrada analógica	12 bits 11 bits + sign
Sobrecarga continua admitida	13 V tensión 40 mA corriente
Tapa de conexiones trasero	<= 50 Ohm corriente >= 1 MOhm tensión
Resolución de salida análogica	12 bits 11 bits + sign
Clip-en las cubiertas	2.44 mV 0...10 V tensión 4.88 mV - 10...10 V tensión 4.88 µA 0...20 mA corriente 3.91 µA 4...20 mA corriente
Tipo de carga	Resistivo
Impedancia ohmica de la carga	1 kOhm tensión 300 Ohm corriente

Descargo de responsabilidad: Esta documentación no ha sido diseñada con

Tiempo de estabilización	1 ms
Tiempo conversión	1 ms + 1 ms per channel + 1 controller cycle time ((*))
Duración de muestreo	1 ms 10 ms
Error de precisión absoluta	+/- 1 % de la escala total +/- 0,2 % de escala completa a 25 °C
Variación de temperatura	+/- 0.01 %FS/°C
Precisión de repetición	+/- 0,5 %EC para entrada +/- 0,5 %EC para salida
Sin linealidad	+/-0.2 %FS
Ondulación de salida	20 mV
Diafonía	<= 1 LSB
[Us] Tensión nominal de alimentación	24 V DC
Límites de tensión de alimentación	20,4…28,8 V
Tipo de cable	Pares de cable trenzado apantallado <30 m para entrada/salida
Consumo de corriente	45 mA a 5 V DC vía conector de bus sin carga 55 mA a 5 V DC vía conector de bus carga completa 55 mA a 24 V DC con alim externa sin carga 100 mA a 24 V DC con alim externa carga completa
Señalizaciones en local	PWR 1 LED verde)
Consecutivo, seguido, continuo, adosado	10 x 1,5 mm² bornero de tornillo extraíble campo 3.81 mm para entradas 10 x 1,5 mm² bornero de tornillo extraíble campo 3.81 mm for inputs, outputs and supply ((*))
Aislamiento	Entre entrada y suministro a 1500 V AC Entre la entrada y la lógica interna a 500 V AC Entre salidas y suministros a 1500 V AC Entre la salida y la lógica interna a 500 V AC

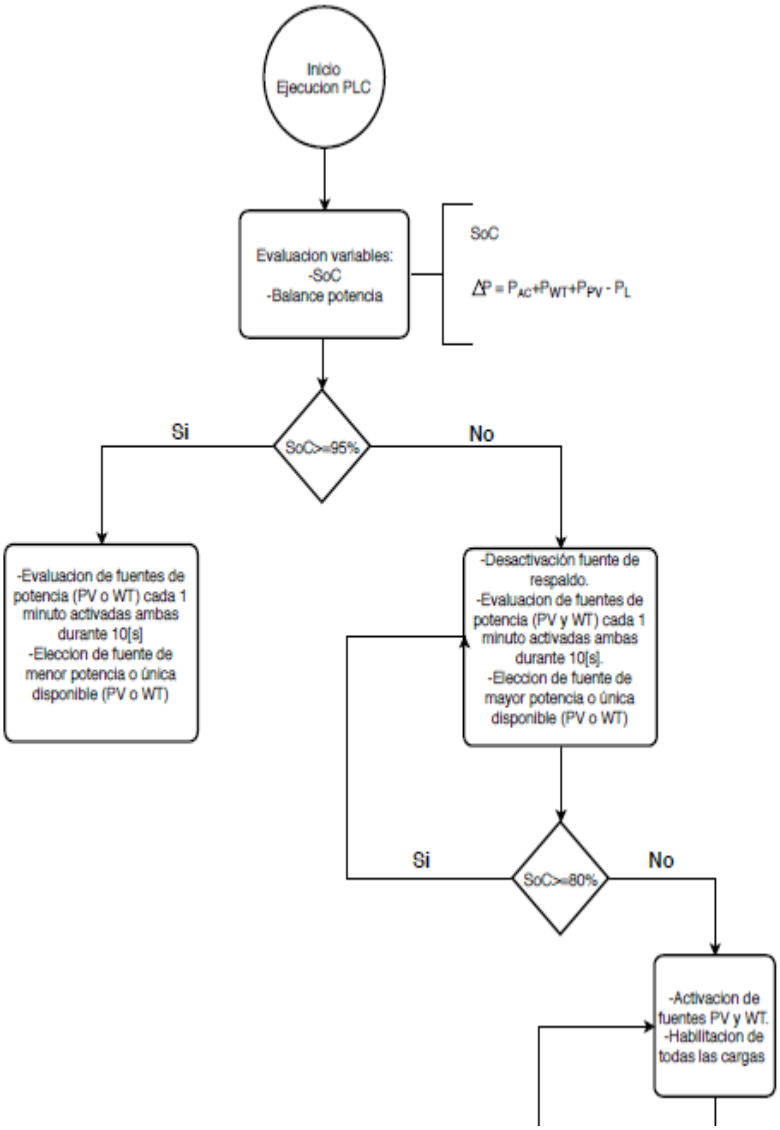
Marca	CE
Resistencia a sobretensiones	1 kV fuente de alimentación modo comum conforme a EN/IEC 61000-4-5 0,5 kV fuente de alimentación modo diferencial conforme a EN/IEC 61000-4-5 1 kV E/S modo comum conforme a EN/IEC 61000-4-5 0,5 kV E/S modo diferencial conforme a EN/IEC 61000-4-5
Soporte de montaje	Tipo de tapón TH35-15 rail conforme a IEC 60715 Tipo de tapón TH35-7.5 rail conforme a IEC 60715 placa o panel con juego de fijación
Alto	90 mm
Profundidad	70 mm
Ancho	23,6 mm
Peso del producto	0,11 kg

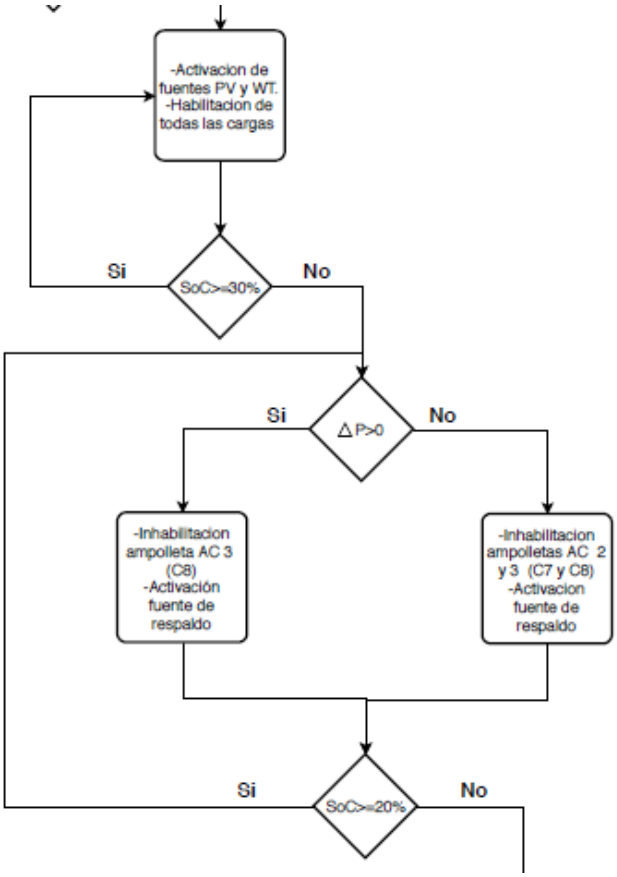
Ambiente

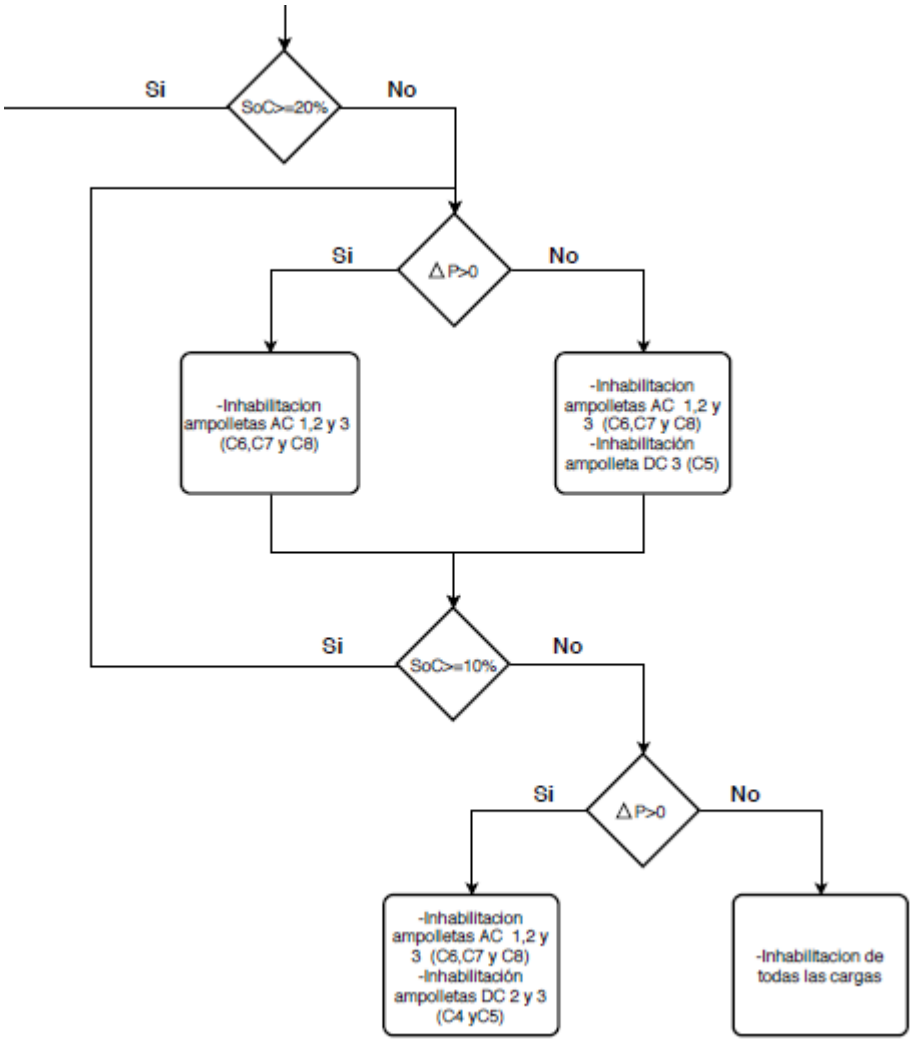
Normas	EN/IEC 61010-2-201 EN/IEC 61131-2
Resistencia a descargas electroestáticas	8 kV en aire conforme a EN/IEC 61000-4-2 4 kV en contacto conforme a EN/IEC 61000-4-2
Resistencia a los campos electromagnéticos	10 V/m 80 MHz...1 GHz conforme a EN/IEC 61000-4-3 3 V/m 1.4 GHz...2 GHz conforme a EN/IEC 61000-4-3 1 V/m 2 GHz...3 GHz conforme a EN/IEC 61000-4-3
Resistencia a campos magnéticos	30 A/m conforme a EN/IEC 61000-4-8
Resistencia a transitorios rápidos	1 kV conforme a EN/IEC 61000-4-4 E/S)
Resistance to conducted disturbances, induced by radio frequency fields	10 V 0,15...80 MHz conforme a EN/IEC 61000-4-6 3 V frecuencia de punto (2, 3, 4, 6.2, 8.2, 12.6, 16.5, 18.8, 22, 25 MHz) conforme a especificación Marina (LR, ABS, DNV, GL)
Soporte de sujeción de cables	Emisiónes radiadas 40 dBµV/m QP classe A 10 m) a 30...230 MHz conforme a EN/IEC 55011 Emisiónes radiadas 47 dBµV/m QP classe A 10 m) a 230...1000 MHz conforme a EN/IEC 55011
Inmunizado a microcortes	10 ms
Temperatura ambiente de funcionamiento	-10...55 °C instalación horizontal -10...35 °C instalación vertical
Temperatura ambiente de almacenamiento	-25...70 °C
Humedad relativa	10...95 %, sin condensación en funcionamiento)

	10...95 %, sin condensación em armazenamento)
Grado IP	IP20
Grado de contaminación	2
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m
Altitud de almacenamiento	0...3000 m
Resistencia a las vibraciones	3.5 mm a 5...8,4 Hz carril DIN 3 gn a 8,4...150 Hz carril DIN
Resistencia a los choques	15 gn para 11 ms

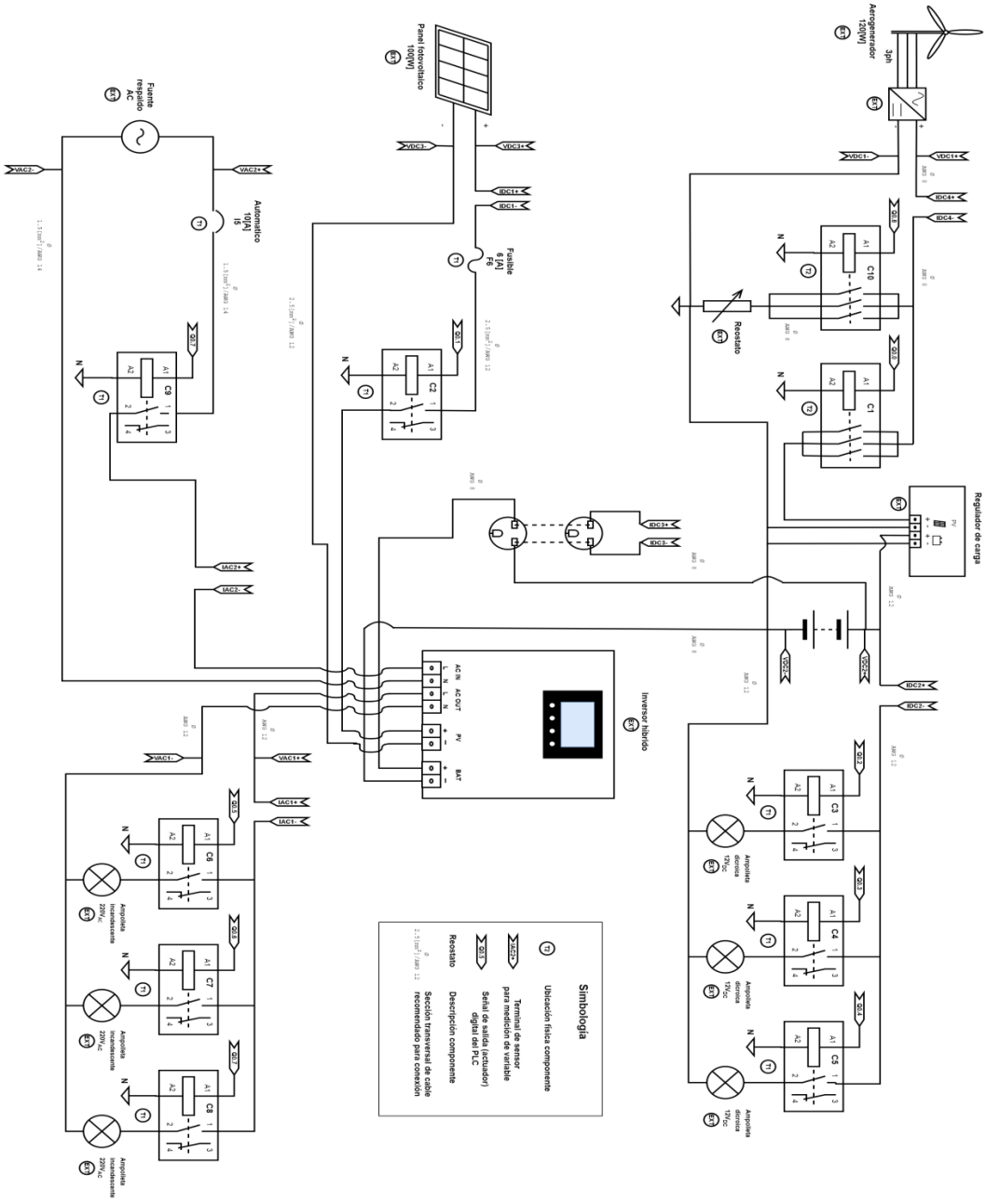
Anexo **D**: Diagrama de flujo lógica de control automático.



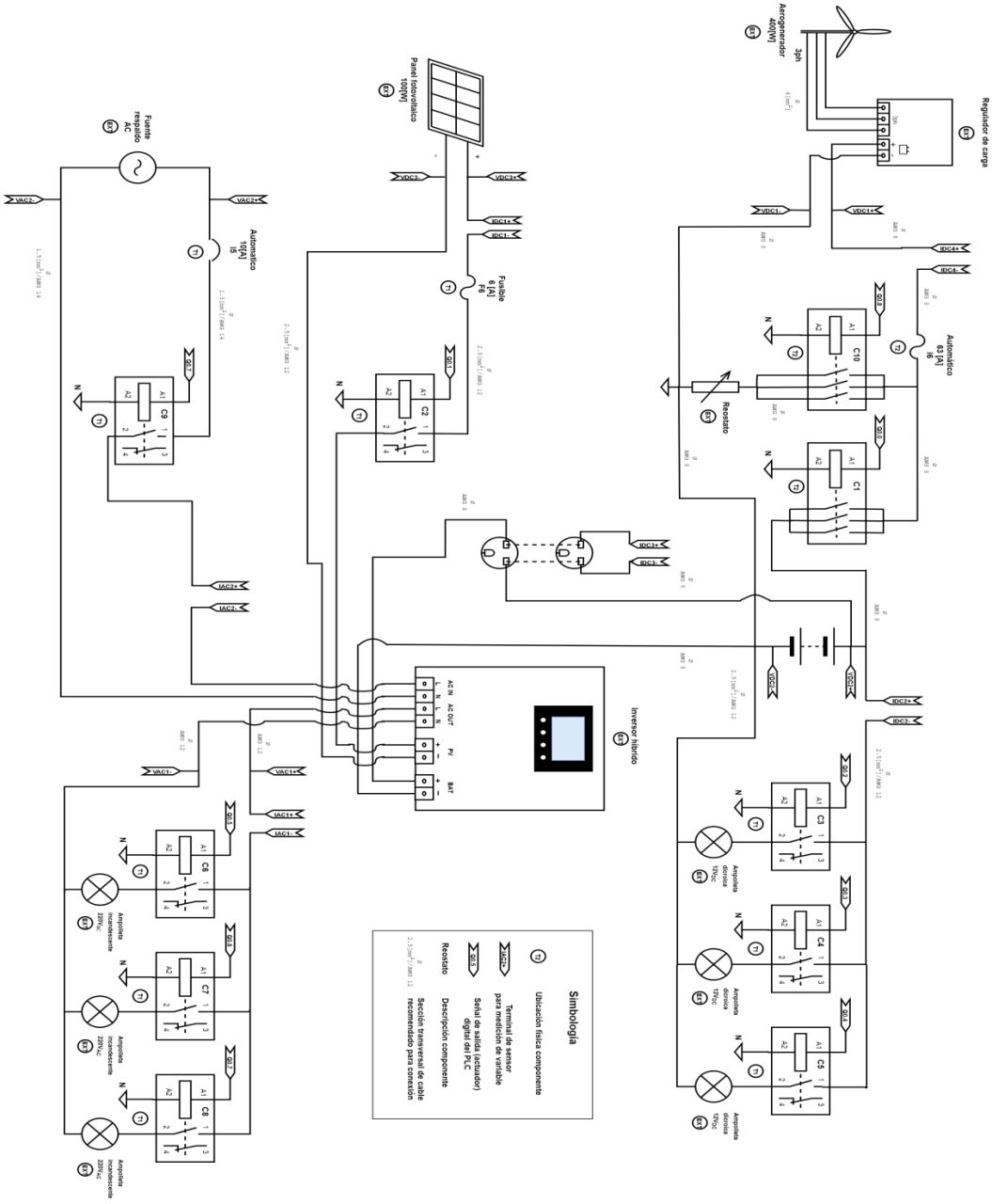

-Activacion de fuentes PV y WT.
-Habilitacion de todas las cargas
Si
SoC>=30%
No
Si
△P>0
No
-Inhabilitacion ampolleta AC 3 (C8)
-Activación fuente de respaldo
-Inhabilitacion ampolletas AC 2 y 3 (C7 y C8)
-Activacion fuente de respaldo
Si
SoC>=20%
No


Si
SoC>=20%
No
Si
△P>0
No
-Inhabilitacion ampolletas AC 1,2 y 3 (C6,C7 y C8)
-Inhabilitacion ampolletas AC 1,2 y 3 (C6,C7 y C8)
-Inhabilitación ampolleta DC 3 (C5)
Si
SoC>=10%
No
Si
△P>0
No
-Inhabilitacion ampolletas AC 1,2 y 3 (C6,C7 y C8)
-Inhabilitación ampolletas DC 2 y 3 (C4 yC5)
-Inhabilitacion de todas las cargas

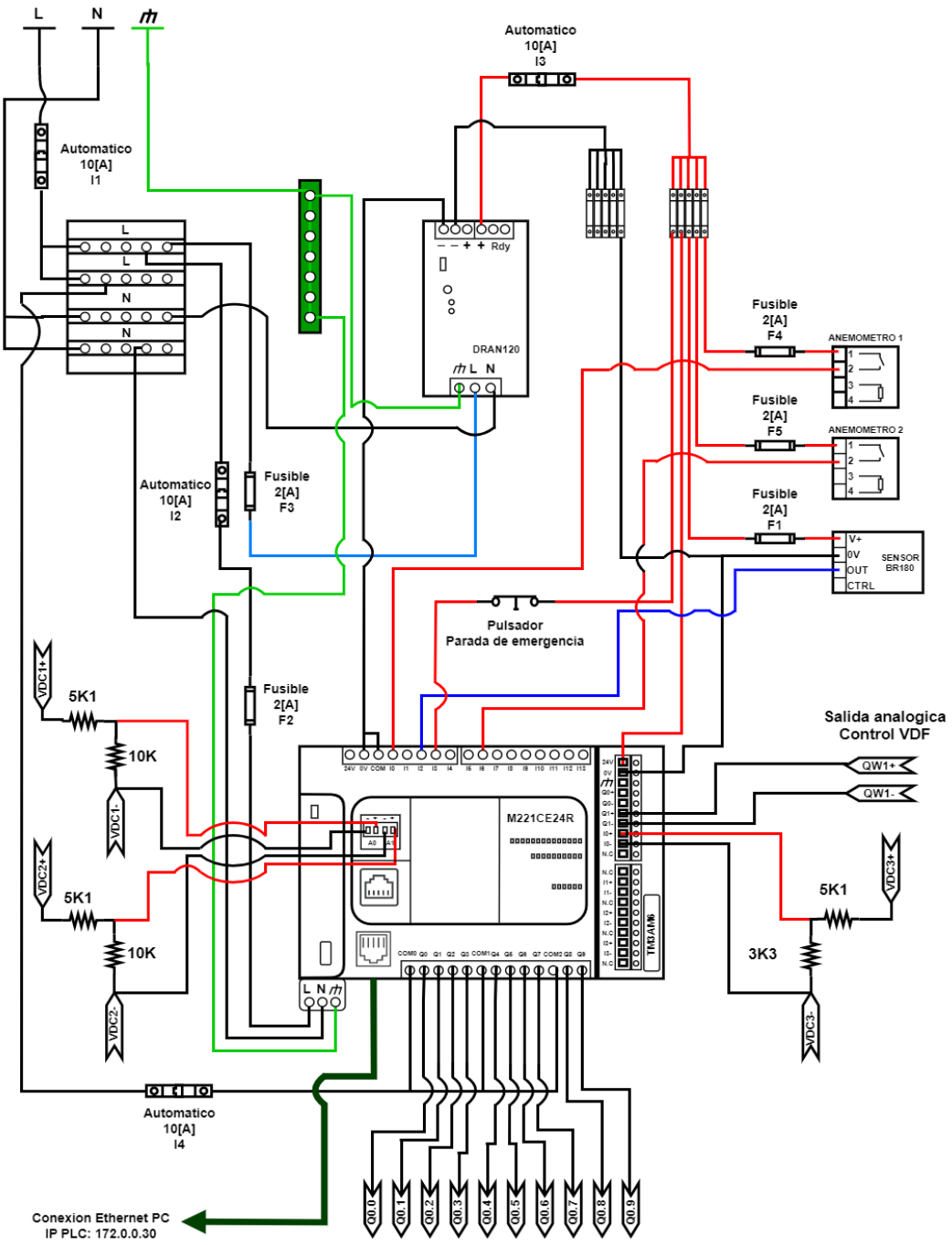
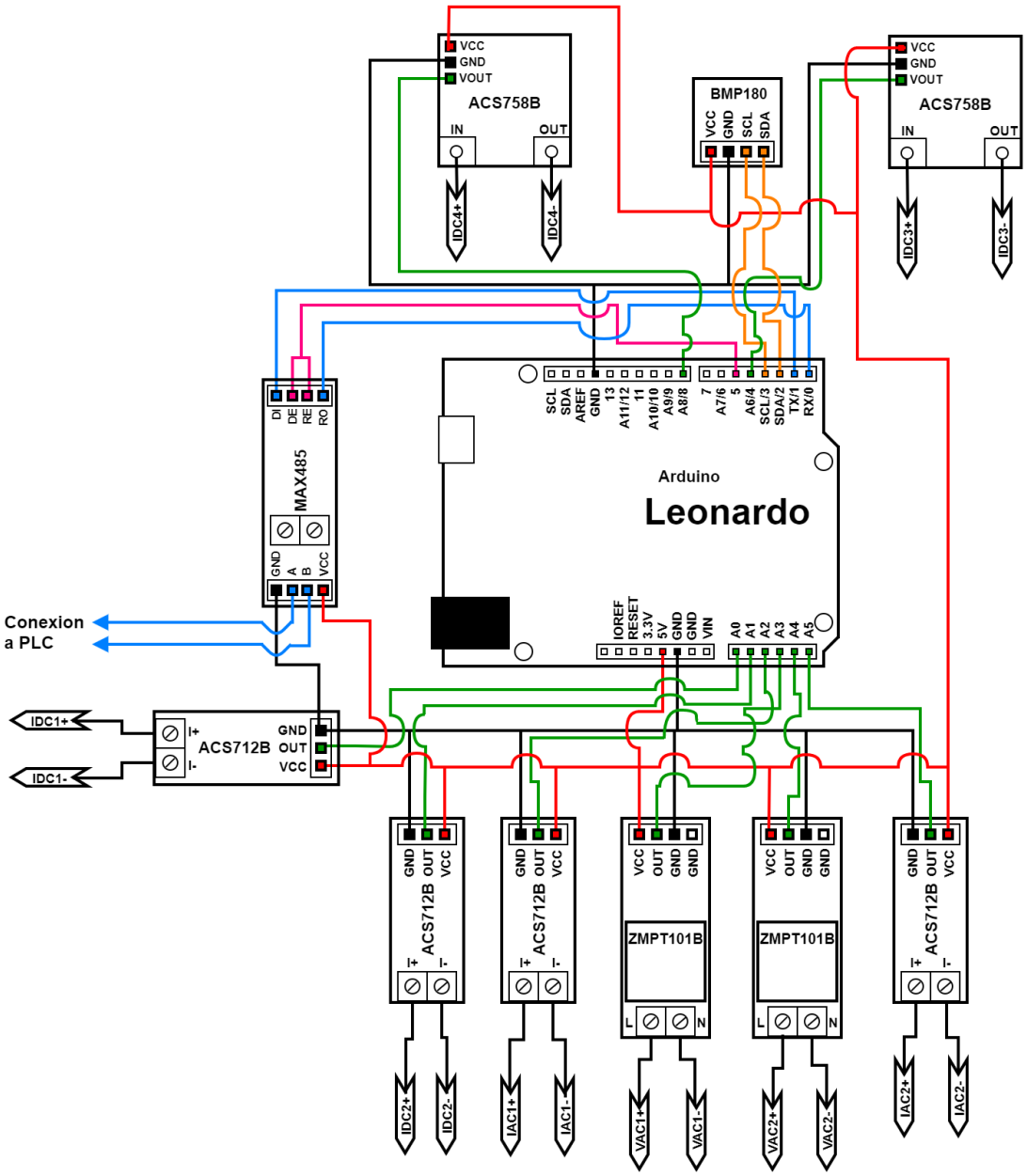
Anexo **E:** Diagrama eléctrico de conexión componentes Smart Grid, con aerogenerador de 120[W].



Anexo **F:** Diagrama eléctrico de conexión componentes Smart Grid, con aerogenerador de 400[W].



Anexo **G**: Diagrama conexión componentes con PLC M221CE24R.



Anexo **H**: Conexiones sensores Arduino.