

GESTIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO PARA MOTORES DE INDUCCIÓN MEDIANTE UNA MICRORRED ELÉCTRICA

**Diego Camargo Castillo
María Gabriela Chocontá Rubio**

Universidad Santo Tomás
Facultad de Ingeniería Electrónica
Bogotá, Colombia
2022



GESTIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO PARA MOTORES DE INDUCCIÓN MEDIANTE UNA MICRORRED ELÉCTRICA

**Diego Camargo Castillo
María Gabriela Chocontá Rubio**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO ELECTRÓNICO**

Director: Mgtr. José Luis Paternina Durán

Grupo de Investigación MEM (Modelado-Electrónica-Monitoreo)
Universidad Santo Tomás
Facultad de Ingeniería Electrónica
Bogotá, Colombia
2022

Autoridades de la Universidad

RECTOR GENERAL

R.P. FRAY JOSE GABRIEL MESA ANGULO, O.P.

VICERRECTOR ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO GENERAL

R.P. FRAY LUIS FRANCISCO SASTOQUE POVEDA, O.P.

VICERRECTOR ACADÉMICO GENERAL

R.P. FRAY EDUARDO GONZALEZ GIL, O.P.

SECRETARIO GENERAL

Dra. INGRID LORENA CAMPOS VARGAS

DECANO DIVISIÓN DE INGENIERÍAS

R.P. FRAY ERICO JUAN MACCI CÉSPEDES, O.P.

SECRETARIA DE DIVISIÓN

E.C. LUZ PATRICIA ROCHA CAICEDO

DECANO FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

ING. CARLOS ENRIQUE MONTENEGRO NARVAEZ

Nota de aceptación

Firma del autor

Firma del jurado

Firma del jurado

Advertencia

La Universidad Santo Tomás no se hace responsable de las opiniones y conceptos expresados en el trabajo de grado, solo velará por qué no se publique nada contrario al dogma ni a la moral católica y porque el trabajo no tenga ataques personales y únicamente se vea el anhelo de buscar la verdad científica.

Capítulo III –Art. 46 del Reglamento de la Universidad Santo Tomás.

Dedicatoria

Dedico este proyecto a mis padres, Carmenza y Rafael, por su constante apoyo durante toda mi carrera, a mi hermano Andrés por su guía para aprovechar mis fortalezas en el ámbito profesional y a mi tía Fabiola, que con su gran soporte y motivación pude llegar hasta este punto.

Diego Camargo Castillo

A mis padres porque por su amor, paciencia y apoyo he podido llegar hasta aquí y a mi hermano Miguel a quien con mucho amor y cariño le dedico todo mi trabajo y esfuerzo. También a toda mi familia porque siempre están allí para mí.

María Gabriela Chocontá Rubio

Agradecimientos

Agradezco principalmente a mis padres por todo lo que me brindaron durante este arduo camino, a mi director José Luis Paternina por su constante apoyo y conocimiento necesario para el desarrollo del presente proyecto, a mis mejores amigos Camilo y Daniel por ayudarme a salir de la rutina cuando era necesario, a mi compañera en este largo viaje, María Gabriela Chocontá, por su soporte en estos largos años de carrera, y por último, a todas aquellas personas que aportaron en mi crecimiento durante estos años.

Diego Camargo Castillo

Le agradezco primero a Dios por brindarme salud y fortaleza, a mis padres Wilson e Ivonne por su apoyo incondicional para cumplir todos mis objetivos, a todos mis docentes les quiero agradecer por ser una guía constante en mi camino, especialmente a mi director José Luis Paternina por su dedicación, paciencia y orientación, a mis compañeros, en particular a Diego Camargo por su apoyo y constancia en este viaje. Finalmente les quiero agradecer a todas aquellas personas que de una manera u otra han influido en mí.

María Gabriela Chocontá Rubio

Índice general

Resumen	XII
Abstract	XIII
Índice de figuras	XIV
Índice de tablas	XV
Glosario	XVI
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del Problema	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo General	2
1.2.2. Objetivos Específicos	2
1.3. Justificación	2
1.4. Impacto Social	2
2. Estado del Arte	4
2.1. Planeamiento y diseño de microrredes	4
2.1.1. Planeamiento de objetivos	4
2.1.2. Configuración del sistema	4
2.1.3. Diseño del sistema eléctrico	4
2.1.4. Diseño del sistema de automatización	4
2.2. Uso de microrredes y servicios auxiliares	5
2.3. Confiabilidad, seguridad y topología de una microrred	5
3. Marco teórico	6
3.1. Normatividad	6
3.1.1. Ley 697 de 2001	6
3.1.2. Ley 1715 de 2014	6
3.1.3. Ley 2099 de 2021	7
3.1.4. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)	7
3.1.5. NTC 2050	7
3.1.6. NTC 5000	7
3.1.7. NTC 5001	7
3.1.8. NTC 1340	7
3.1.9. IEC 60617	7
3.2. Índices normalizados	8
3.2.1. Perfil de tensión	8
3.2.2. Sobretenión y subtenión	8
3.3. Confiabilidad	8
3.4. Deslastre de cargas	8
3.5. Recursos energéticos distibuidos	8
3.5.1. Sistemas fotovoltaicos	8
3.5.2. Sistemas del almacenamiento de energía	8

3.5.2.1.	Baterías	9
3.6.	Microrredes eléctricas	9
3.6.1.	Tipos de microrredes	9
3.7.	Motores eléctricos	10
3.7.1.	Métodos de arranque de motores	10
3.7.1.1.	Arranque directo	10
3.7.1.2.	Arranque Estrella-Triángulo	10
3.7.1.3.	Arranque con autotransformador	10
3.7.1.4.	Arranque con resistencias estatóricas	10
3.7.1.5.	Arranque con variadores de velocidad	10
3.7.1.6.	Arranque suave	10
4.	Diseño Metodológico	11
4.1.	Fases y Metodología	11
4.2.	Cronograma	12
5.	Desarrollo Conceptual	15
5.1.	Fase I: Investigación de índices normalizados y normatividad colombiana	15
5.2.	Fase II: Diseño de equipos para la construcción de la microrred y desarrollo del algoritmo de automatización	15
5.2.1.	Caracterización de equipos	15
5.2.1.1.	Inversor MIC 1500TL-X	15
5.2.1.2.	Panel HELIOS PLUS EGE-425-450W-144M (M6)	16
5.2.1.3.	Motores	16
5.2.1.4.	Variador de velocidad SINAMICS V20	18
5.2.1.5.	Batería MT123000	18
5.2.1.6.	Inversor de onda pura BEP1500S	19
5.2.1.7.	Transformadores	19
5.2.1.8.	Circutor CVM-C10-ITF-485-ICT2	20
5.2.1.9.	Relevo de propósito general CLION HHC68B-4Z	20
5.2.1.10.	Contactador SPK LC1D1210	20
5.2.2.	Objetivos de la microrred	20
5.2.3.	Configuración y Diseño de la microrred con los DER Disponibles	21
5.2.3.1.	Selección de Topología	21
5.2.3.2.	Dimensionamiento Eléctrico	24
5.2.3.2.1.	Cableado y protecciones	24
5.2.3.2.2.	Diseño del tablero eléctrico	25
5.2.4.	Desarrollo del algoritmo de automatización	26
5.3.	Fase III: Implementación del sistema de gestión basado en la microrred	30
5.3.1.	Conexión de los DER y cargas	30
5.3.1.1.	Conexión del inversor MIC 1500TL-X	30
5.3.1.2.	Conexión del inversor BEP1500S	30
5.3.1.3.	Conexión del variador de velocidad SINAMICS V20 6SL3210-5BB13-7UV1	30
5.3.2.	Implementación del sistema automatización de la microrred	30
5.3.3.	Gestión del arranque del motor	31
5.4.	Fase IV: Evaluación de resultados	31
6.	Resultados y Discusión	32
6.1.	Análisis del escenario 1	32
6.2.	Análisis del escenario 2	33
6.2.1.	Análisis sin excedentes	34
6.2.2.	Análisis con excedentes	34
6.3.	Análisis del escenario 3	35
6.4.	Análisis del escenario 4	36
6.5.	Gestión del arranque del motor junto a la microrred	37

7. Conclusiones y Trabajos Futuros	38
7.1. Conclusiones	38
7.2. Trabajos futuros	38
Bibliografía	39
Anexos	41
7.3. Anexo A:	41
7.4. Anexo B:	42
7.5. Anexo C:	44
7.6. Anexo D:	46

Resumen

Contexto

Este trabajo se realiza con la finalidad de proponer un sistema de gestión energética por medio de una microrred para la disminución del consumo asociado a una carga crítica como lo puede ser un motor de inducción trifásico.

Método

Se implementa una metodología de caso de estudio con enfoque cuantitativo, ya que, permite el análisis del problema por medio del uso de diferentes fuentes y la aplicación de métodos matemáticos y estadísticos que posibilitan validar y comprobar los resultados obtenidos.

Resultados

Los resultados muestran que por medio de la aplicación de la normatividad colombiana se pueden establecer los valores límite, máximos y mínimos que se requieren para determinar los índices normalizados que permiten evaluar ciertas variables de calidad de la energía, como lo es el nivel de tensión de la microrred en cualquiera de sus escenarios. Por ejemplo, en el modo On-Grid se altera la tensión del barraje por lo que se evalúa el sistema de acuerdo al inversor fotovoltaico y a la red eléctrica, ya que, el inversor se comporta como carga y altera la demanda, además, en este modo se pueden llegar a presentar excedentes, debido a estos, los valores indicados por el instrumento de medida pasan a ser negativos.

Finalmente, es posible disminuir el consumo asociado a un motor de inducción trifásico por medio del uso de un variador de velocidad, debido a que durante el transitorio no se presenta el sobrepico existente cuando se realiza un arranque directo.

Conclusiones

Es posible diseñar una microrred eléctrica de acuerdo a las características de los equipos disponibles en la Universidad Santo Tomás, si se utilizan aquellos que permiten el manejo de una carga crítica como un motor de inducción y que facilitan la implementación y gestión de dicha microrred. Esta gestión se puede realizar por medio de un PLC S7-1200 que simplifica el manejo de equipos de maniobra y permite un mejor desarrollo y entendimiento.

Por medio de la implementación de recursos energéticos distribuidos (DER), y del sistema de gestión antes mencionado se puede manejar el consumo de energía presente en la microrred, ya que, se toman decisiones con respecto a la generación y se despacha la energía que debe ser suministrada al motor, del cual a su vez, se disminuyen los picos de corriente de arranque por medio del uso de un variador de velocidad cuyas características de entrada y salida permiten el acople a una microrred monofásica de una carga trifásica.

Palabras clave: Gestión, índices normalizados, microrred eléctrica, consumo, motor de inducción, variador de velocidad, carga crítica.

Abstract

Context

This thesis proposes to make an Energy Management System (EMS) for a microgrid to minimize the consumption of a critical load like a three-phase induction motor.

Method

It is developing a quantitative methodology because this kind of research allows the analysis of the obtained data employing numerical and statistical methods.

Results

The obtained results show the application of Colombian regulations in electric systems and standardized indexes proposed in scientific research papers. These indexes are used to evaluate some variables like voltage level in the different scenarios in the microgrid. For example, when the microgrid is On-grid, the voltage level changes, and the inverter act as a load when waiting to synchronize with the grid, also, there is some excess and due to these, the measurement device shows negative values.

Finally, it is possible to reduce the consumption of a induction motor using a variable frequency drive, because at the moment of the transitory state there is no peak current in the starting as it happens when is use a direct starting.

Conclusions

It is possible to design an electric microgrid according to the characteristics of each device in Santo Tomas University if it uses those that allow a high power consumption of an induction motor and making easy the implementation and management of the microgrid. The management device is an S7-1200 PLC, due to this device is made to control industrial devices and loads.

Using Distributed Energy Resources (DER) and the Energy Management System it is possible to dispatch the generated energy to the loads, also, the variable frequency drive allows using a single-phase input to couple a three-phase load due to its type of output.

Keywords: Management, standardized indexes, electric microgrid, consumption, induction motor, variable frequency drive, critical load.

Índice de figuras

3.1. Microrred [34]	9
4.1. Mapa de metodología	12
5.1. Pico de corriente del motor trifásico	17
5.2. Pico de corriente del motor monofásico a 120[V]	18
5.3. Pico de corriente del motor monofásico a 220[V]	18
5.4. Curvas de carga y ciclo de vida de la batería MT123000 [41]	19
5.5. Microrred con Bus de 220[V]	22
5.6. Microrred con Bus de 240[V]	22
5.7. Diagrama unifilar de la microrred diseñada	23
5.8. Tablero eléctrico	26
5.9. Divisor de tensión para lectura de voltaje de la batería	26
5.10. GRAFCET de manejo	28
5.11. GRAFCET modo Apagado	28
5.12. GRAFCET modo Off-Grid	29
5.13. GRAFCET modo On-Grid	29
5.14. Interfaz de usuario diseñada	30
5.15. Salidas Digitales del PLC hacia los relevos	31
5.16. Contactos de los relevos hacia las bobinas de los contactores	31
6.1. Pico de corriente del motor trifásico con arranque mediante variador de velocidad	37
7.1. Tablero de conexiones principal	41
7.2. Montaje de motor e inversor con transformadores	42
7.3. Tablero de conexión del arreglo fotovoltaico	42

Índice de tablas

4.1. Cronograma planteado	13
4.2. Cronograma desarrollado	14
5.1. Características inversor MIC 1500TL-X	16
5.2. Características paneles a condiciones de irradiancia de $1000W/m_2$ y temperatura de $25^{\circ}C$	16
5.3. Características paneles a condiciones de irradiancia de $800W/m_2$ temperatura ambiente de $20^{\circ}C$	16
5.4. Características de temperatura	16
5.5. Características motor trifásico	17
5.6. Características motor monofásico	17
5.7. Características variador de velocidad	18
5.8. Características de la batería MT123000	19
5.9. Características inversor de onda pura	19
5.10. Características transformadores relación 2:1	19
5.11. Características transformadores relación 1.8:1	20
5.12. Características Relevos	20
5.13. Características Contactores	20
5.14. Comparación entre el nivel de voltaje y la eficiencia de las ramas	21
5.15. Relación nivel de voltaje y cantidad de trasformadores	23
5.16. Entradas del Sistema	27
5.17. Salidas del Sistema	27
6.1. Límites de perfil de tensión	32
6.2. Límites de sobretensión y subtenión	32
6.3. Límites de perfil de tensión (p.u)	32
6.4. Límites de sobretensión y subtenión (p.u)	33
6.5. Valores de la red en el escenario base	33
6.6. Valores de la red durante el tiempo de interconexión	34
6.7. Valores de la red con el sistema fotovoltaico interconectado durante baja irradiancia	34
6.8. Valores de la red con el sistema fotovoltaico interconectado durante alta irradiancia	35
6.9. Valores del de la salida del inversor con las cargas de la microrred	35
6.10. Valores de la batería durante el escenario 3	36
6.11. Valores del de la salida del inversor con las cargas de la microrred durante el deslastre de cargas	36
6.12. Valores de la batería durante el escenario 4	37

Glosario

Distributed Energy Resources (DER): Sus siglas significan recursos energéticos distribuidos, donde se incluyen las fuentes de energía renovables, los sistemas de almacenamiento y cargas especiales como vehículos eléctricos.

Cos(φ): El $\cos(\varphi)$ en un sistema de corriente alterna se define como la relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S).

International Electrotechnical Commission (IEC): La Comisión Electrotécnica Internacional es una organización dedicada a la publicación de normas relacionadas para las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionadas.

National Electrical Manufacturers Association (NEMA): La Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos es la asociación de fabricantes de equipo eléctricos en Estados Unidos y define las normas para la construcción de estos.

Uso Racional de la Energía (URE): Es el aprovechamiento óptimo de la energía en todas y cada una de las cadenas energéticas (generación, distribución, consumo).

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME): Es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

Electric Motor-Driven Systems (EDMS): Los sistemas eléctricos controlados por motor, son todos aquellos dispositivos que funcionan a partir de motores eléctricos.

Punto de Conexión Común (PCC): Es el punto de conexión entre la red principal y el barraje de los elementos que conforman la microrred.

Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE): Es un lineamiento de política pública para promover el mejor uso de los recursos energéticos.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Es la comisión encargada de establecer las normas para el desarrollo de los sectores de gas, energía y combustible en Colombia.

Fuentes de No Convencionales de Energía (FNCE): Son todos aquellos recursos energéticos que son ambientalmente sostenibles.

Balance Of System (BOS): El balance de sistema son los componentes mecánicos y eléctricos que son necesarios para el funcionamiento de sistemas fotovoltaico.

State Of Charge (SOC): El estado de carga es la diferencia entre una batería completamente cargada y la misma batería durante su uso.

Depth Of Discharge (DOD): La profundidad de la descarga es el porcentaje de la capacidad total de la batería que se usa durante un ciclo.

Voltaje de Circuito Abierto (E_o): Es el voltaje de la batería cuando esta se encuentra en circuito abierto.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Planteamiento del Problema

Los motores eléctricos tienen una gran participación en distintos sectores como el residencial, comercial, agrícola, de transporte y especialmente en el sector industrial, en donde este tipo de cargas inductivas cobran gran importancia debido a la inmensa cantidad de sistemas accionados por motores eléctricos o EDMS (Electric Motor-Driven Systems), como cintas transportadoras, sistemas de bombeo y sistemas de compresión de líquidos [1].

Los EDMS consumen aproximadamente el 46 % de la energía generada a nivel mundial [1], por lo que internacionalmente se ha buscado generar estrategias para que estos sistemas sean lo más eficientes posible. Con el fin de regular la eficiencia de los motores la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) y la Asociación Nacional de Fabricantes de Electricidad (NEMA) han unificado los estándares de eficiencia de motores en cinco clases, la IE1 (Eficiencia Estándar), la IE2 (Eficiencia NEMA Energy Efficient), la IE3 (Eficiencia NEMA Premium), la IE4 (Eficiencia NEMA Super Premium) y la IE5 (Eficiencia NEMA Ultra Premium) [2]. Al utilizar motores de alta eficiencia se reduce significativamente el consumo de energía, por ende, se disminuyen las emisiones de gases de efecto invernadero [3].

Otra manera de aminorar el impacto ambiental es mediante la compensación de reactivos. Los motores son en esencia cargas inductivas y por ello, tienen la necesidad de crear campos magnéticos para iniciar su función. De esta forma, generan energía reactiva y decrece el $\cos\varphi$ de la instalación (el cual puede bajar del valor reglamentado por los entes de regulación y sufrir penalizaciones). Para compensar esta energía reactiva se utilizan cargas capacitivas, las cuales al ser utilizadas en la instalación se refleja un menor cobro en la factura de energía eléctrica y por cada kVAR instalado hay una reducción de 150gr en emisiones de CO_2 [4].

Sin embargo, uno de los principales problemas (en cuanto a consumo) que presentan los motores (y particularmente los motores de inducción) es el elevado pico de corriente que demandan para el arranque. Debido a esto, se han desarrollado diferentes métodos como lo son el arranque estrella-delta en motores trifásicos o el uso de equipos basados en electrónica de potencia en motores monofásicos y trifásicos [5].

No obstante, con la masificación de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER por sus siglas en inglés), existe la posibilidad de gestionar estos picos de corriente demandados a la red eléctrica, junto a la integración de algunos DER con un método de arranque de motores [6].

Para la gestión de los DER existen distintos mecanismos, entre los que se destacan las Microrredes Eléctricas. Por lo general, el diseño y planeación de las microrredes se piensa desde la maximización de potencia activa y minimización de pérdidas. Sin embargo, pocas veces se utilizan en conjunto con cargas industriales, como lo son los motores [6].

Teniendo en cuenta lo mencionado a lo largo de esta sección, surge la siguiente pregunta problema ¿Cómo integrar una microrred junto al arranque de motores para gestionar el consumo de energía asociado a un motor de inducción?

1.2. Objetivos

Considerando la pregunta problema y las temáticas a abordar en el desarrollo del presente proyecto, se plantea el objetivo general y los objetivos específicos a cumplir.

1.2.1. Objetivo General

Proponer un sistema de gestión energética basado en una microrred eléctrica para la disminución del consumo asociado a un motor AC de 0.37[kW].

1.2.2. Objetivos Específicos

- Establecer las métricas del sistema a realizar, basadas en la investigación de índices normalizados y la normatividad colombiana.
- Dimensionar una microrred eléctrica con base en los equipos disponibles en la universidad Santo Tomás, cuyo algoritmo para automatización y gestión se ejecuta mediante autómatas programables.
- Implementar el sistema basado en la microrred eléctrica para gestionar el consumo de energía generado por los picos de corriente al momento de arrancar el motor de 0.37[kW].
- Validar de manera experimental el sistema de gestión energética considerando la evaluación del consumo mediante índices normalizados.

1.3. Justificación

Actualmente, gran parte de la demanda energética global depende de combustibles fósiles (en un 81.2 % según indican las cifras del banco mundial) [7]. Debido al alto porcentaje de dependencia en esta fuente de energía, el medio ambiente se ha visto gravemente afectado a causa de los gases de efecto invernadero que producen. Por este motivo, distintas organizaciones a nivel mundial han promovido políticas relacionadas a la eficiencia energética, siendo la Unión Europea y Estados Unidos los primeros en adoptar este tipo de normativas en el mercado energético [7]. En materia de eficiencia energética en América Latina, en los países Brasil y México, se han desarrollado leyes regulatorias, e implementado proyectos exitosos en comparación a otros países de la región [8].

En el caso de Colombia, la eficiencia energética ha sido un tema de importancia desde el año 2001 por medio de la ley 697. Esta, declara el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como asunto de interés social, público y nacional. Además, también contempla el uso de fuentes energéticas no convencionales [9]. Posteriormente en el año 2003 se expidió el decreto 3683 con el cual se reglamentó el uso racional y eficiente de la energía [10]. En el 2016 la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) desarrolla el Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética, el cual, trata sobre las problemáticas y estrategias para el gasto de energía en cada uno de los sectores del país, principalmente de los sectores de transporte e industria. Por ejemplo, el sector industrial consume el 30 % de la energía total del país, donde los usos térmicos, energéticos como el carbón mineral y el gas natural hacen parte del 83 % del consumo de este sector, mientras que el 17 % restante representa los usos eléctricos con energía proporcionada de la red y generada a través de sistemas de cogeneración, donde el 76 % de la energía eléctrica generada es utilizada por la fuerza motriz [11].

Dado que el sector industrial, tanto a nivel global como a nivel nacional, maneja EDMS para la mayoría de sus labores [1], se debe aumentar la eficiencia energética de estos sistemas para reducir el impacto ambiental que causa la mayoría de combustibles fósiles. Por esta razón, surge la necesidad de buscar alternativas menos contaminantes, como la aplicación de fuentes de energía renovables y métodos de arranque de motores que reduzcan el consumo excesivo de energía no aprovechable.

1.4. Impacto Social

Dentro de las labores sustantivas de la Universidad Santo Tomás, se encuentra la Proyección Social. A través de esta, se busca una integración de la academia con su entorno (dentro del cual se considera, al sector productivo).

Por esto, el desarrollo de la presente propuesta busca disminuir el consumo energético asociado a motores de inducción, mediante el uso de fuentes no convencionales de energía y mecanismos para gestionar el arranque de motores. De esta forma, se aportaría a una reducción de los costos asociados al consumo de la energía en una industria y así, aumentar su productividad.

Capítulo 2

Estado del Arte

Considerando lo expuesto en el planteamiento del problema, se realiza la búsqueda y descripción de los artículos relacionados a la sección 1. Dentro de los trabajos recientes asociados al concepto de microrred en conjunto a la normatividad colombiana y a los métodos de arranque de motores, es posible asociar las siguientes categorías:

2.1. Planeamiento y diseño de microrredes

Al momento de plantear y diseñar una microrred se tienen que determinar la configuración de los DER a utilizar, la estructura de la red eléctrica y las configuraciones del sistema de automatización junto al perfil de cargas locales, demanda energética y recursos energéticos. Con el fin de lograr un buen diseño de la microrred se propone seguir los siguientes pasos [12]:

2.1.1. Planeamiento de objetivos

Identificar los aspectos que la microrred espera realizar y solventar, como la fiabilidad en el suministro de energía, el uso de energías renovables o suministro de energía en áreas remotas. Las funciones básicas de la microrred deben ser determinadas para el cumplimiento de su objetivo específico [12].

2.1.2. Configuración del sistema

Determinar la configuración de DER en el esquema de la microrred, conocer la demanda de energía de las cargas a conectar y el modo de operación del sistema (interconectado a la red o en modo isla) [12].

2.1.3. Diseño del sistema eléctrico

- Selección del nivel de voltaje a trabajar
- Selección del punto de conexión común (PCC)
- Estructura de la red eléctrica
- Modo de puesta a tierra (Earthing Mode)
- Cálculos y análisis
- Selección de equipos

2.1.4. Diseño del sistema de automatización

- Protecciones
- Sistema de comunicaciones
- Monitoreo, control y manejo de la energía
- Monitoreo y control de la calidad de la energía

- Medición de la energía eléctrica

Lo que se busca en [12], es dar pautas sobre el planeamiento y diseño de microrredes, considerando la configuración del sistema, el diseño del sistema eléctrico, las protecciones, el monitoreo y control de la calidad de energía y medición de la energía eléctrica. Cada punto es tratado siguiendo las recomendaciones sugeridas, y detallando como se deberían desarrollar para una buena práctica en el diseño de microrredes.

En [13] se realiza únicamente el diseño e implementación de una microrred de 5kVA que cumple con la normatividad de instalaciones eléctricas en Colombia junto al tablero de conexiones, considerando que se puede ampliar el número de recursos energéticos distribuidos e incluir un sistema de control o de gestión energética a esta.

2.2. Uso de microrredes y servicios auxiliares

Debido a la necesidad de suplir la potencia reactiva en un motor de inducción y mantener la estabilidad de voltaje en las microrredes, en [14], se diseña un sistema de control mediante control predictivo por modelo (MPC), por el cual se busca que todas las fuentes de potencia reactiva se coordinen y suministren esa potencia a la carga que lo solicite, que, para el caso de estudio, se maneja un motor de inducción al momento de su arranque. El método planteado se basa en predecir el comportamiento del voltaje del sistema y se envían señales óptimas de control para minimizar el efecto de arranque, y, también es capaz de desconectar algunas cargas que consumen potencia activa si es necesario, con el fin de generar una mayor capacidad de potencia reactiva.

Usualmente, las microrredes se diseñan para suplir cargas que únicamente consumen potencia activa y no se consideran aspectos de cargas que requieren potencia reactiva para su funcionamiento, en [6], se diseña y simula una microrred (para que opere en modo isla o interconectada a la red eléctrica) con el fin de analizar sus dinámicas ante el arranque de un motor de inducción y ver cómo se comportan sus variables de potencia y voltaje en los transitorios (que es la etapa donde la microrred sufre más cambios). En el diseño de la microrred se consideran DER como paneles fotovoltaicos y turbinas de viento, junto a elementos de almacenamiento de energía (Baterías). Luego de obtener el esquema de la microrred, se diseñan los sistemas de control para las DER y elementos de almacenamiento con el fin de reducir el efecto del arranque del motor de inducción. Mediante los resultados obtenidos en [6], se considera que las microrredes interconectadas a la red eléctrica tienen mejores prestaciones en términos de mantener la frecuencia de red constante y recuperarse de manera más rápida ante una caída de voltaje en comparación a las microrredes en modo isla.

2.3. Confiabilidad, seguridad y topología de una microrred

En [15], se presentan los distintos tipos de microrredes con el fin de seleccionar un modelo y simularlo, también se consideran algunas de las variables a tener en cuenta al momento de diseñar un sistema de control para estas, con la finalidad de dar las pautas para la confiabilidad y seguridad de la microrred. Las variables a considerar en un sistema de control para microrredes son:

- Monitoreo de la generación y consumo de energía
- Optimización en la producción y consumo de energía
- Generación y suministro a las cargas
- Control en la producción y consumo de energía
- Control de potencia activa y reactiva de la microrred
- Control en el modo de operación de la microrred (Interconectado o en modo isla)
- Estándares de seguridad

Al considerar el tipo de microrred y las variables a controlar en [15], se elabora la simulación de esta, teniendo en cuenta las perturbaciones en las cargas del sistema y las intermitencias de las fuentes de energía renovables. Finalmente se observa como el controlador descentralizado diseñado basado en sistemas basados en agente y modelo de sistemas dinámicos se comporta.

Capítulo 3

Marco teórico

Para el desarrollo del proyecto es necesario definir conceptos utilizados en la ejecución de este, con la finalidad de dar un entendimiento básico de la solución a realizar.

3.1. Normatividad

En consecuencia, al manejo de microrredes para mejorar la eficiencia energética, específicamente en el arranque de motores, en Colombia, el gobierno nacional mediante diferentes leyes y resoluciones ha promovido la integración de DER por todo el territorio nacional. A su vez, han surgido entes reguladores que se encargan del desarrollo y vigilancia de las normativas como lo son el Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) [16].

3.1.1. Ley 697 de 2001

Mediante la ley 697 de 2001 se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueven la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones como [9]:

- Creación del Programa de Uso Racional y Eficiente de la energía y, demás formas de energía no convencionales (PROURE).
- Definir los objetivos de promover y, asesorar los proyectos URE presentados por personas naturales o jurídicas de acuerdo a los lineamientos del programa PROURE, estudiando la viabilidad económica, financiera, tecnológica y ambiental.
- Promover el uso de fuentes de energía no convencionales dentro del programa PROURE, estudiando la viabilidad tecnológica, ambiental y económica.

Para año 2003 el decreto 3683 reglamenta el uso racional y eficiente de la energía, de tal manera que funcione como marco regulatorio a la ley 697 de 2001. El decreto establece los criterios a seguir por el Ministerio de Minas y Energía con el fin de crear las condiciones de uso racional y eficiente de la energía y fuentes no convencionales de energía [10].

3.1.2. Ley 1715 de 2014

La ley 1715 de 2014 tiene como objetivo promover el desarrollo y utilización de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), principalmente aquella de carácter renovable, en el sistema energético Nacional. Dentro de esta ley se busca [17]:

- Promover el uso de FNCE.
- Estimular la inversión, investigación y desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de FNCE, principalmente aquellas de carácter renovable.
- Orientar las políticas públicas y establecer el marco legal para el uso de FNCE.

- Integrar las FNCE al mercado eléctrico.
- Otorgar beneficios tributarios como exención de gravámenes arancelarios, depreciación acelerada y exclusión del IVA.

Un año después de creada la ley 1715, sale el decreto 2143 de 2015, el cual reglamenta la aplicación y los procedimientos generales para acceder a los beneficios tributarios mencionados siendo estos la reducción en el impuesto de renta y complementarios, la exclusión del IVA, la exención de gravámenes arancelarios y régimen de depreciación acelerada [18].

Para el año 2016 la UPME desarrolló en conjunto con el ministerio de minas y energías, la resolución 045 que establece los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los proyectos de FNCE, para obtener el beneficio de exclusión al IVA y la exención de gravamen arancelario mencionados en la ley 1715 de 2014 [19].

Con el fin de establecer los requisitos y el procedimiento a través del cual la UPME evaluará las solicitudes y emitirá los beneficios tributarios como exclusión del IVA y deducción del impuesto de renta a quienes desarrollan proyectos de gestión eficiente de la energía, la UPME desarrolla la resolución 000196 de 2020 [20].

3.1.3. Ley 2099 de 2021

La ley 2099 de 2021 actualiza la legislación vigente en relación a transición energética, la dinamización del mercado energético a través de la promoción, desarrollo y utilización de FNCE. Esta también modifica algunos artículos de la ley 1715 de 2014, donde ahora, aparte de considerar el uso de FNCE y el desarrollo de estas, también se integran los sistemas de almacenamiento de tales fuentes y el uso eficiente de la energía [21].

3.1.4. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)

En este reglamento se determinan los requisitos que garanticen las adecuadas protecciones contra riesgos eléctricos, dentro de estos requisitos se contemplan aspectos de diseño para tableros eléctricos y selección de conductores con base en la NTC 2050[22].

3.1.5. NTC 2050

La norma técnica colombiana 2050 tiene como objetivo la salvaguardia de las personas y los bienes ante riesgos de origen eléctrico [23].

3.1.6. NTC 5000

La NTC 5000 tiene como objetivo principal la definición de términos utilizados en el tema de la calidad de la potencia eléctrica [24].

3.1.7. NTC 5001

La norma técnica colombiana 5001 del año 2008, tiene como temáticas la calidad de la potencia eléctrica, establecer los límites y la metodología en el punto de conexión común [24].

3.1.8. NTC 1340

Esta norma trata las temáticas de calidad de potencia y los valores de tensión y frecuencia en los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución de corriente alterna a 60Hz y niveles de tensión superiores a los 100V [24]. Dentro de esta norma se definen algunas características de los sistemas de potencia tales como [25]:

- **Sobretensión:** Es el valor eficaz máximo de tensión que ocurre bajo condiciones de operación normal.
- **Subtensión:** Es el valor eficaz mínimo de tensión que ocurre bajo condiciones de operación normal.

3.1.9. IEC 60617

La norma IEC 60617 de la Comisión Electrotécnica Internacional, define la simbología general de los elementos presentes en un sistema eléctrico de potencia [26].

3.2. Índices normalizados

Las unidades de Generación Distribuida son unidades DER características en Microrredes eléctricas. Estas tecnologías inciden en la calidad de potencia de un sistema, por lo que se considera importante analizar algunas consideraciones de estas en la microrred eléctrica propuesta. Para esto, los índices normalizados son una herramienta útil. Por ende, a continuación se muestran algunos índices normalizados encontrados en la literatura científica [24]:

3.2.1. Perfil de tensión

El perfil de tensión es evaluado teniendo en cuenta la norma NTC 1340 la cual establece para baja tensión (entre 100V y 1000V), una tensión máxima nominal de +5 % y una tensión mínima nominal del -10 % [24]. De acuerdo a la norma se plantea el índice de regulación de tensión como se muestra en la ecuación 3.1.

$$I_{REG} = \frac{V_{Nodo} - V_{Min}}{V_{Max} - V_{Min}} \quad (3.1)$$

3.2.2. Sobretensión y subtensión

Con base en la norma NTC 5001 se definen los valores de referencia para el índice de sobretensión y subtensión [24], que se presenta en la ecuación 3.2.

$$I_{SU} = \frac{V_{Nodo} - V_{Lim-}}{V_{Lim+} - V_{Lim-}} \quad (3.2)$$

3.3. Confiabilidad

La confiabilidad de un sistema de suministro eléctrico ha sido definida como la probabilidad de proveer a los usuarios un servicio continuo de muy buena calidad (la probabilidad de restablecer servicio bajo elementos en falla) [27].

3.4. Deslastre de cargas

El deslastre de carga en un sistemas eléctrico, hace referencia a la necesidad de eliminar o dejar de suplir ciertas cargas ya que estas estan afectando el rendimiento del sistema de generación [28].

3.5. Recursos energéticos distribuidos

El término de recursos energéticos distribuidos hace referencia a varios tipos de tecnologías conectadas a las redes de distribución eléctricas. Dentro de los DER, se pueden considerar las fuentes de energías renovables, como los sistemas fotovoltaicos o eólicos, sistemas de almacenamiento de energía como baterías, vehículos eléctricos y pequeños generadores [29].

3.5.1. Sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son considerados como el conjunto de elementos que se requieren para convertir la radiación solar en energía eléctrica. Estos sistemas se componen principalmente de paneles fotovoltaicos o también llamados módulos y del balance del sistema (BOS por sus siglas en inglés). El BOS dentro de los sistemas fotovoltaicos hace referencia al resto de componentes tanto mecánicos como eléctricos necesarios para el correcto funcionamiento de estos, como lo son los soportes o estructuras de montaje, inversores, transformadores y cables [30].

3.5.2. Sistemas del almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS por sus siglas en inglés), son utilizados con la finalidad de suplir la demanda de energía en un momento determinado [31], en caso de alguna falla o baja generación de la fuente principal. El proceso necesario para almacenar esa energía requiere de dispositivos que permitan convertir la energía eléctrica

en el tipo de energía que requiera el elemento de almacenamiento. Los ESS permiten entregar energía eléctrica cuando se requiera y almacenarla cuando se tienen excesos en la generación [31]. Entre los dispositivos más comunes de almacenamiento se tienen las baterías.

3.5.2.1. Baterías

Las baterías son dispositivos que están contruidos por celdas electroquímicas que pueden convertir energía química almacenada en energía eléctrica. Para el correcto uso de estos dispositivos es necesario considerar sus características como el número de celdas, el estado de carga (SOC), la profundidad de la descarga (DOD), la resistencia interna y el voltaje en circuito abierto (E_o) [32].

3.6. Microrredes eléctricas

Se considera microrred a un sistema de energía el cual integra distintos DER como cargas interconectas y sistemas almacenadores de energía, los cuales, pueden trabajar junto a la red eléctrica, en modo isla o en modo híbrido [14]. También se puede considerar microrred, a un conjunto de pequeños arreglos de generadores o fuentes de energía (principalmente de carácter renovable) que suplen de energía cerca del usuario final [15].

3.6.1. Tipos de microrredes

Las microrredes se pueden clasificar por sus características y estas se dividen en cuatro tipos [33]:

- **Comerciales:** Las microrredes comerciales se usan para despachar energía a un único consumidor privado, como una empresa que cuenta con su propia generación y cargas locales [33].
- **Comunitarias:** Las microrredes comunitarias tienden a poseer pequeños centros de generación y varios usuarios. En general, la mayoría de usuarios son de carácter residencial. Estas microrredes en su mayoría se encuentran interconectadas a la red de distribución con una fuerte tendencia a integrar energías renovables y aprovecharlas en caso de un fallo en la red principal [33].
- **Militares:** Las microrredes militares suministran energía a un unico consumidor que cuenta con su propio sistema de generación y cargas distribuidas. Estos sitios son considerados como infraestructuras críticas y suelen ubicarse en zonas donde hay baja cobertura eléctrica y se tiende a asegurar la calidad de la energía [33].
- **Institucionales:** Este tipo de microrredes son similares a las militares en el sentido de como se distribuyen sus elementos y control centralizado. Pueden considerarse como infraestructura crítica o usarse para investigación [33].

La figura 3.1, muestra los elementos y dispositivos de una microrred.

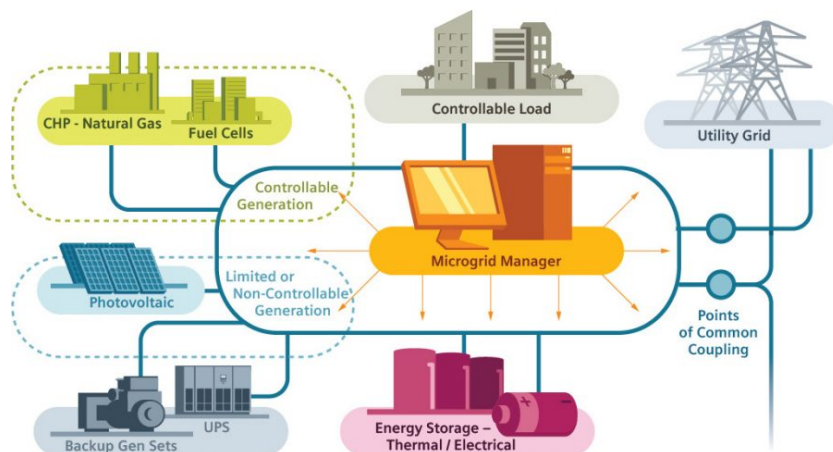


Figura 3.1: Microrred [34]

3.7. Motores eléctricos

Los motores eléctricos son dispositivos capaces de realizar la transformación entre energía eléctrica a energía mecánica, convierte en trabajo la energía eléctrica proveniente de una fuente. Los motores se encuentran contruidos por una parte fija llamada estator y por una parte móvil llamada rotor, estas están elaboradas con material ferromagnético, además de los devanados del inductor que genera el campo magnético que induce tensión en el segundo devanado o inducido en el que surgen las corrientes eléctricas que producen el torque [35].

Los motores eléctricos se pueden clasificar de diferentes maneras de acuerdo a su uso en la industria, pueden ser de corriente continua o alterna, en esta última clasificación se encuentran los motores asíncronos trifásicos de inducción capaces de suministrar cualquier potencia hasta los límites de su capacidad de sobrecarga [35] [36].

3.7.1. Métodos de arranque de motores

3.7.1.1. Arranque directo

Este método es el más sencillo debido a que los devanados del estator están conectados a la red eléctrica [37]. Las ventajas de este método de arranque es que es simple y económico [5], pero genera altas corrientes de arranque que causan caídas de voltaje en la red [37].

3.7.1.2. Arranque Estrella-Triángulo

Este método se puede aplicar a motores en los que se tiene acceso completo a los devanados del estator y que estén preparados para trabajar en triángulo con el voltaje de la red. El motor se conecta en estrella al momento de su arranque, posteriormente, pasa a triángulo, esta conmutación se hace automáticamente cuando el motor alcanza cierta velocidad [37]. También es un método de arranque sencillo y económico de realizar, pero el par de arranque es débil y se tiene un corte en el suministro de voltaje el cual genera fenómenos transitorios [5].

3.7.1.3. Arranque con autotransformador

Se ubica un autotransformador entre la red y el motor ocasionando que el voltaje aplicado en el arranque sea una parte del asignado. Esto se realiza en dos o tres escalones con voltajes superiores al 40 %, 60 % o 75 % del valor del voltaje de línea [37]. El autotransformador se pone en modo fuera de servicio cuando termina el arranque y la principal ventaja de este método es la posibilidad de ajustar los valores de tensión en el arranque, pero genera pérdidas de energía y es costoso [5].

3.7.1.4. Arranque con resistencias estatóricas

Este método consiste en bajar la tensión mediante la conexión de resistencias en serie en los devanados, una vez se estabiliza la velocidad, las resistencias se eliminan y el motor se conecta directamente a la red. Las ventajas de este arranque es la posibilidad de ajustar los valores de voltaje y reducir los picos de corriente de arranque [5].

3.7.1.5. Arranque con variadores de velocidad

Este método usa dispositivos basados en electrónica de potencia. Se configura con un convertidor AC/DC y un convertidor DC/AC de velocidad variable entre 0 Hz y la frecuencia de red [5].

3.7.1.6. Arranque suave

Los variadores de frecuencia ofrecen un modo de arranque en el cual se suministra un valor eficaz de tensión que crece de manera lineal a lo largo del tiempo, iniciando desde un valor de inicial (0V) hasta el valor de tensión nominal del motor. La rampa generada por este cambio progresivo de tensión es lo que arranca el motor de manera gradual. Este método se conoce como arranque suave [38].

Capítulo 4

Diseño Metodológico

Con la finalidad de cumplir el objetivo general del presente proyecto, que da respuesta a la pregunta problema planteada, es importante utilizar un método de investigación que se ajuste a este. Teniendo en cuenta lo anterior, se propone una metodología de caso de estudio con enfoque cuantitativo. Debido, a que el caso de estudio permite el análisis del problema a trabajar, utilizando distintas fuentes [39], y el enfoque que se planea aplicar utiliza métodos matemáticos y estadísticos que buscan validar o comprobar la problemática de interés [40].

4.1. Fases y Metodología

Ya que se tiene el método de investigación y el enfoque que se planea dar al desarrollo del proyecto, por medio de la bibliografía encontrada con relación a arranque de motores, eficiencia energética y microrredes, se tiene una amplia aplicación de estas tres temáticas, pero no se encuentran muchas aplicaciones donde se busque el desarrollo de estas en conjunto. Por consiguiente, al tener las bases de cómo abordar lo planteado en la pregunta problema, se propone una hoja de ruta la cual tendrá cuatro fases referentes a los objetivos específicos.

La figura 4.1, presenta de manera resumida la ejecución de cada una de las fases del presente proyecto, con la finalidad de facilitar el cómo se van a desarrollar y las actividades que se consideran dentro de cada una de estas, junto al objetivo al que hacen alusión.

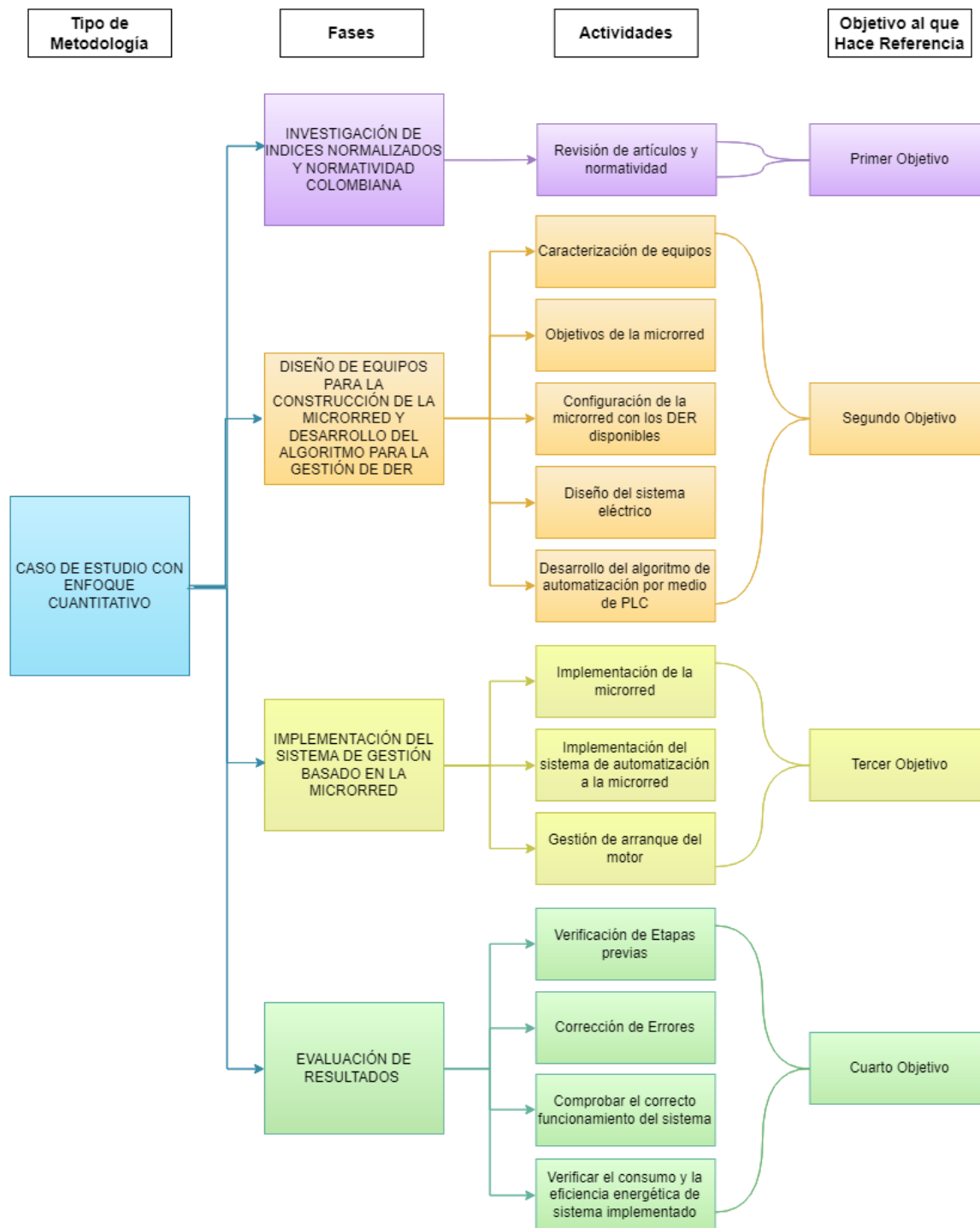


Figura 4.1: Mapa de metodología

4.2. Cronograma

Teniendo en cuenta la metodología planteada se propone el cronograma presente en la tabla 4.1, el cual incluye las actividades a realizar y el tiempo presupuestado para desarrollarlas. A lo largo de la implementación del proyecto de grado surgen diferentes inconvenientes que producen ciertos retrasos generando que el tiempo de implementación sea el presente en el cronograma de la tabla 4.2.

Actividad	Mes															
	2				3				4				5			
	Semana															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Diseño																
Caracterización de equipos																
Objetivos de la microrred																
Configuración de la microrred con los DER disponibles																
Diseño del sistema eléctrico																
Desarrollo del algoritmo de control																
Implementación																
Implementación de la microrred																
Implementación del sistema de control a la microrred																
Gestión de arranque del motor																
Evaluación de resultados																
Verificación de etapas previas																
Corrección de errores																
Comprobar el correcto funcionamiento del sistema																
Verificar la eficiencia energética de sistema implementado																
Construcción del proyecto																
Elaboración documento final																

Tabla 4.1: Cronograma planteado

Actividades	Mes																																
	2		3				4				5				6				7				8				9						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	
Diseño																																	
Caracterización de equipos																																	
Objetivos de la microrred																																	
Configuración de la microrred con los DER disponibles																																	
Diseño del sistema eléctrico																																	
Desarrollo del algoritmo de control																																	
Implementación																																	
Implementación de la microrred																																	
Implementación del sistema de control a la microrred																																	
Gestión de arranque del motor																																	
Evaluación de resultados																																	
Verificación de etapas previas																																	
Corrección de errores																																	
Comprobar el correcto funcionamiento del sistema																																	
Verificar la eficiencia energética del sistema implementado																																	
Construcción del proyecto																																	
Elaboración del documento final																																	

Tabla 4.2: Cronograma desarrollado

Capítulo 5

Desarrollo Conceptual

5.1. Fase I: Investigación de índices normalizados y normatividad colombiana

Mediante la revisión de artículos y del marco regulatorio colombiano, se proponen las métricas para evaluar los resultados obtenidos del sistema planteado. Esta revisión se desarrolla y es mostrada en el capítulo 3 del presente documento. Para este caso de estudio las ecuaciones 3.1 y 3.2, son usadas para verificar los voltajes en los nodos presentes en la microrred y corroborar que estos cumplan con la normatividad.

5.2. Fase II: Diseño de equipos para la construcción de la microrred y desarrollo del algoritmo de automatización

Por medio de los elementos con los que cuenta la Universidad Santo Tomás, se diseñan los componentes necesarios que cumplan con los criterios que se deben considerar para la construcción de la microrred. Para iniciar este diseño se tienen en cuenta los aspectos mencionados en el capítulo 2 como lo son el planeamiento de objetivos que debe cumplir la microrred, la configuración del sistema con los DER disponibles y el diseño del sistema eléctrico.

Con la microrred ya diseñada, se empieza con el desarrollo del algoritmo de automatización, donde se consideran los aspectos propuestos en la sección de “Diseño del sistema de automatización” mencionado en el capítulo 2. Luego de desarrollar el algoritmo se conecta la microrred al PLC en el cual se implementa dicho algoritmo y se verifica su funcionamiento.

5.2.1. Caracterización de equipos

Se realiza la caracterización de los equipos a utilizar pertenecientes a la Universidad Santo Tomás, se tienen en cuenta las hojas de datos de estos elementos y se realizan las pruebas necesarias para facilitar el diseño e implementación de la microrred.

5.2.1.1. Inversor MIC 1500TL-X

Este es un inversor On-Grid con la capacidad de sincronizarse a la red, cuenta con las características presentes en la tabla 5.1.

Variable de Interés	Valor
Voltaje Nominal	250 [VDC]
Voltaje Nominal de Salida	240 [V] entre línea y neutro y 480 [V] entre línea y línea
Potencia Nominal de Salida	1500 [W]
Máxima Potencia Aparente de Salida	1500 [VA]
Corriente de Salida	6.2 [A]
Frecuencia	50/60 [Hz]
Eficiencia	97 %

Tabla 5.1: Características inversor MIC 1500TL-X

Adicionalmente este inversor cuenta con protección ante polarización inversa en DC, protección contra sobretensiones AC/DC, entre otras.

5.2.1.2. Panel HELIOS PLUS EGE-425-450W-144M (M6)

Los paneles presentan las características presentes en la tabla 5.2 que en condiciones de test estándar de irradiancia de $1000W/m_2$ y temperatura de $25^{\circ}C$.

Variable de Interés	Valor
Potencia Máxima de Salida	425 [W]
Voltaje en Circuito Abierto	49 [V]
Corriente en Corto Circuito	11.09 [A]
Voltaje en el Punto de Máxima Potencia	40.4 [V]
Corriente en el Punto de Máxima Potencia	10.52 [A]

Tabla 5.2: Características paneles a condiciones de irradiancia de $1000W/m_2$ y temperatura de $25^{\circ}C$

Los módulos fotovoltaicos en condiciones de temperatura nominal de operación a una irradiancia de $800W/m_2$ temperatura ambiente de $20^{\circ}C$ cuentan con las características presentes en la tabla 5.3.

Variable de Interés	Valor
Potencia Máxima de Salida	316.16 [W]
Voltaje en Circuito Abierto	46 [V]
Corriente en Corto Circuito	8.93 [A]
Voltaje en el Punto de Máxima Potencia	38 [V]
Corriente en el Punto de Máxima Potencia	8.32 [A]

Tabla 5.3: Características paneles a condiciones de irradiancia de $800W/m_2$ temperatura ambiente de $20^{\circ}C$

Además, cuentan con las características de temperatura presentes en la tabla 5.4.

Variable de Interés	Valor
Temperatura Nominal de Operación del Módulo	$41^{\circ}C \pm 3^{\circ}C$
Coefficiente de Temperatura Pmax	-0.35 %/ $^{\circ}C$
Coefficiente de Temperatura Voc	-0.30 %/ $^{\circ}C$
Coefficiente de Temperatura Isc	+0.05 %/ $^{\circ}C$

Tabla 5.4: Características de temperatura

5.2.1.3. Motores

Se utiliza un motor eléctrico Crompton-Aluminio 2 Polos de CROMPTON GREAVES LTD, que cuenta con las características presentes en la tabla 5.5.

Variable de Interés	Valor
Potencia	0.37 [kW]
Voltaje	220 [V]
Corriente Nominal (I_n)	1.9 [A]
$\cos \phi$	0.77
Corriente de arranque	6.6 I_n [A]

Tabla 5.5: Características motor trifásico

Es necesario contar con la medida del pico de corriente en arranque directo para conocer el estado transitorio del motor presente en la figura 5.1.

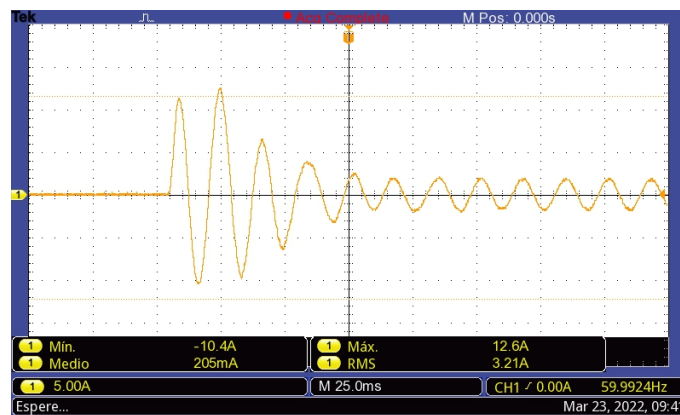


Figura 5.1: Pico de corriente del motor trifásico

También se caracteriza el motor monofásico Siemens 1RF3 092-4YB90, que cuenta con las propiedades presentes en la tabla 5.6.

Variable de Interés	Valor
Potencia	0.3 [kVA]
Voltaje	115/230 [V RMS]
Corriente Nominal (I_n)	6.4/3.2 [A RMS]
Factor de Potencia	0.57
Corriente de arranque	3.8 I_n [A RMS]

Tabla 5.6: Características motor monofásico

Cuando este motor se conecta a 120[V] presenta una corriente de arranque como la presente en la figura 5.2, a su vez, cuando se alimenta a 220[V] el pico generado es como el de la figura 5.3.

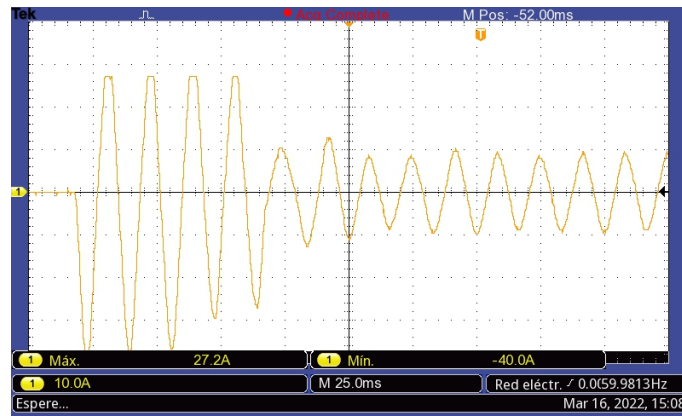


Figura 5.2: Pico de corriente del motor monofásico a 120[V]

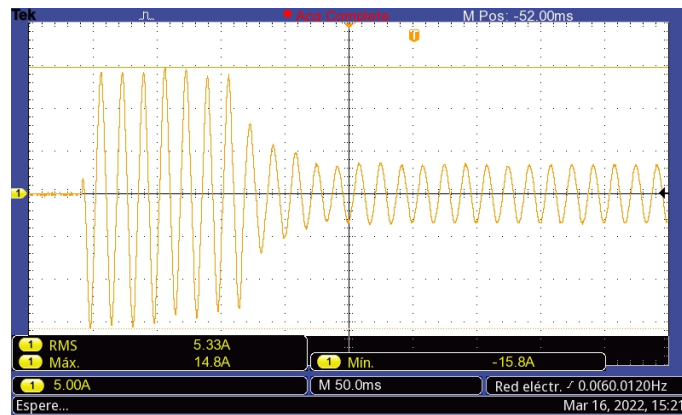


Figura 5.3: Pico de corriente del motor monofásico a 220[V]

5.2.1.4. Variador de velocidad SINAMICS V20

El variador de velocidad que se utiliza es el SINAMICS V20 de SIEMENS de referencia 6SL3210-5BB13-7UV1 cuyas características están presentes en la tabla 5.7.

Variable de Interés	Valor
Potencia Nominal de Salida	0.37 [kW]
Corriente Nominal de Entrada	6.2 [A]
Corriente Nominal de Salida	2.3 [A]
Voltaje de Entrada	200-240 1 ϕ [VRMS]
Voltaje de Salida	230 3 ϕ [VRMS]
Eficiencia	96 %

Tabla 5.7: Características variador de velocidad

5.2.1.5. Batería MT123000

Para el sistema de almacenamiento presente en la microrred se utiliza una batería de referencia MT123000 de 12[V] a 300[AH]. Estas baterías son de tipo plomo-ácido de válvula regulada (VRLA), las cuales cuentan con las características presentes en la tabla 5.8 y las curvas características mostradas en la figura 5.4.

Variable de Interés	Valor
Voltaje nominal	12 [V]
Capacidad	300 [AH]
Resistencia interna	2.5 [mΩ]
Voltaje flotante de carga	13.5 – 13.8 [V]
Ciclo de carga de voltaje	14.5 – 14.9 [V]
Corriente máxima de carga	90 [A]

Tabla 5.8: Características de la batería MT123000

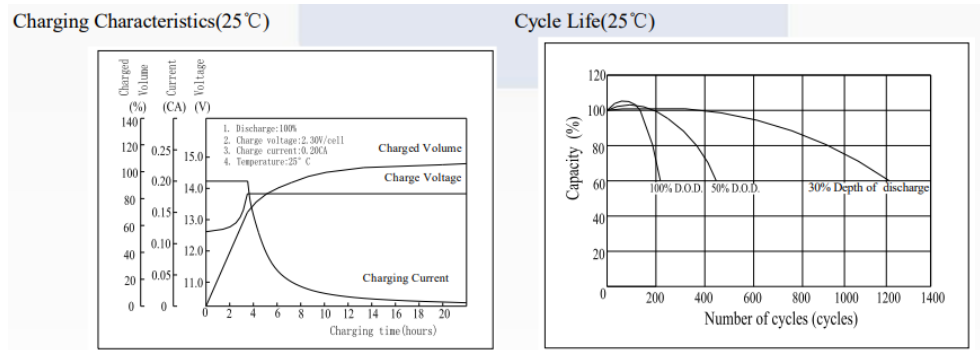


Figura 5.4: Curvas de carga y ciclo de vida de la batería MT123000 [41]

5.2.1.6. Inversor de onda pura BEP1500S

Para que las baterías se puedan conectar a la red y al bus principal es necesario utilizar un inversor, en este caso este es parte de la compañía BELTTT de la referencia BEP1500S que cuenta con las características presentes en la tabla 5.9.

	Variable de Interés	Valor
Salida AC	Potencia nominal	1500 [W]
	Potencia máxima	3000 [W]
	Frecuencia	50 - 60 [Hz]
Entrada DC	Voltaje de la batería	12 [V]
	Rango de voltaje	10 - 15 [V]
	Corriente sin carga	1.8 [A]
	Eficiencia	≥ 90 %

Tabla 5.9: Características inversor de onda pura

5.2.1.7. Transformadores

Los transformadores utilizados cuentan con una relación de transformación de 2:1 con las características expuestas en la tabla 5.10.

Variable de Interés	Valor
Potencia	1000 [W]
Frecuencia	60 [Hz]
Voltaje Primario	110 [V]
Voltaje Secundario	220 [V]
Eficiencia	95 %

Tabla 5.10: Características transformadores relación 2:1

También se tienen en cuenta los transformadores de la compañía CCO Energy de tipo seco puro con relación de transformación 1.8:1 sus características se encuentran en la tabla 5.11.

Variable de Interés	Valor
Potencia	400 [VA]
Frecuencia	60 [Hz]
Voltaje Primario	220 [V]
Voltaje Secundario	120 [V]
Eficiencia	90 %

Tabla 5.11: Características transformadores relación 1.8:1

5.2.1.8. Circutor CVM-C10-ITF-485-ICT2

Se utiliza un analizador de redes para panel (96 x 96 mm) con medida de consumo y generación para instalaciones de media o baja tensión, ya sea en circuitos trifásicos o monofásicos. Permite la visualización de voltaje, corriente, potencia, factor de potencia, $\cos\varphi$, THD % en tensión y corriente, etc. Además cuenta con un módulo de comunicación RS485 que le permite transmitir esta información.

5.2.1.9. Relevos de propósito general CLION HHC68B-4Z

Para realizar el acople del PLC a la microrred se utilizan 6 relevos que cuentan con las características presentes en la tabla 5.12.

Variable de Interés	Valor
Tensión Nominal	24 [VDC]
Tensión de Arranque (Máx)	18 [VDC]
Resistencia de la Bobina	640 [Ω]
Potencia Nominal	0.9[W]

Tabla 5.12: Características Relevos

5.2.1.10. Contactor SPK LC1D1210

Para la ejecución del automatismo se utiliza un contactor con las características de la tabla 5.13.

Variable de Interés	Valor
Tensión Nominal	110[V]
Corriente Nominal	25 [A]
Potencia Nominal	560 [W]

Tabla 5.13: Características Contactores

5.2.2. Objetivos de la microrred

Considerando que con el presente proyecto se busca gestionar energéticamente el arranque de un motor eléctrico y disminuir su consumo, es necesario que el funcionamiento de la Microrred Eléctrica se proponga en función de la confiabilidad (y así garantizar la energía suficiente para el arranque, sin importar las condiciones de disponibilidad de la red principal). Por ende, toda la gestión a realizar tendrá como objetivo:

- Dotar de confiabilidad el suministro energético del motor (inclusive en momento de arranque) para diferentes condiciones de disponibilidad de los Recursos Energéticos y de la red principal.

Para que esto se lleve a cabo, se considera de vital importancia el cuidado de las baterías (claves para brindar confiabilidad), por lo que se prestará especial atención a los criterios que inciden en la vida útil del sistema de almacenamiento. Por último, es importante aclarar que un fenómeno interesante para el estudio de confiabilidad en

microrredes eléctricas es el de deslastre de carga, razón por la cual se añadirá una carga de iluminación.

Por ende, se define un caso de estudio con cuatro escenarios:

- Escenario 1: La microrred se encuentra interconectada a la red, no se presenta generación fotovoltaica y las baterías se están cargando o descargando de acuerdo a su nivel de voltaje.
- Escenario 2: La microrred se encuentra interconectada a la red eléctrica, se tienen condiciones de trabajo en el sistema fotovoltaico y las baterías se están cargando o descargando de acuerdo a su nivel de voltaje.
- Escenario 3: La microrred se encuentra en modo isla, no se cuenta con generación fotovoltaica y únicamente se encuentran suministrando las baterías, con ambas cargas.
- Escenario 4: La microrred se encuentra en modo isla, no se cuenta con generación fotovoltaica, se presenta un bajo nivel de tensión en las baterías y por ende se presenta un problema de deslastre de carga.

Luego de analizar los diferentes escenarios se llega a la conclusión que en estos cuatro se presenta continuidad en el servicio, debido a que si llega a existir un fallo en la red, las baterías están descargadas o no se cuenta con generación fotovoltaica en todos los casos existe otro recurso capaz de suministrar la potencia demandada por la carga.

5.2.3. Configuración y Diseño de la microrred con los DER Disponibles

A continuación, se presentan las consideraciones, el diseño y la configuración de la microrred en función de los DER disponibles en la Universidad Santo Tomás.

5.2.3.1. Selección de Topología

Debido a los dispositivos disponibles como lo son los inversores, paneles fotovoltaicos, baterías y elementos de transformación y con base a las características de cada uno, se decidió construir una microrred AC a 120[VRMS] con un único bus. Para seleccionar el diseño final se tiene en cuenta la eficiencia de cada uno de los dispositivos de transformación como los inversores y los propios transformadores.

Posteriormente de proponer el diseño de la microrred con un bus de 240[VRMS] y 220[VRMS], se debe considerar la eficiencia total de cada una de las ramas que componen estos diseños. Este calculo de eficiencia se hace mediante la multiplicación de la eficiencia de cada uno de los dispositivos presentes en la rama. La eficiencia de cada rama esta dada por la ecuación 5.1. La comparación entre la eficiencia de cada rama según su eficiencia se encuentra en la tabla 5.14.

$$\eta_{Rama} = \eta_1 * \eta_2 \quad (5.1)$$

	240 V	220 V	120 V
Rama Red	95.0 %	90.0 %	100.0 %
Rama Motor	96.0 %	96.0 %	91.2 %
Rama Bombilla	95.0 %	90.0 %	100.0 %
Rama PV	97.0 %	97.0 %	92.2 %
Rama Batería	85.5 %	81.0 %	90.0 %

Tabla 5.14: Comparación entre el nivel de voltaje y la eficiencia de las ramas

En la figura 5.5 se observa la microrred con un bus de 220 [V], en la cual se utilizan dieciséis transformadores con las características de la tabla 5.11 debido a su límite de corriente.

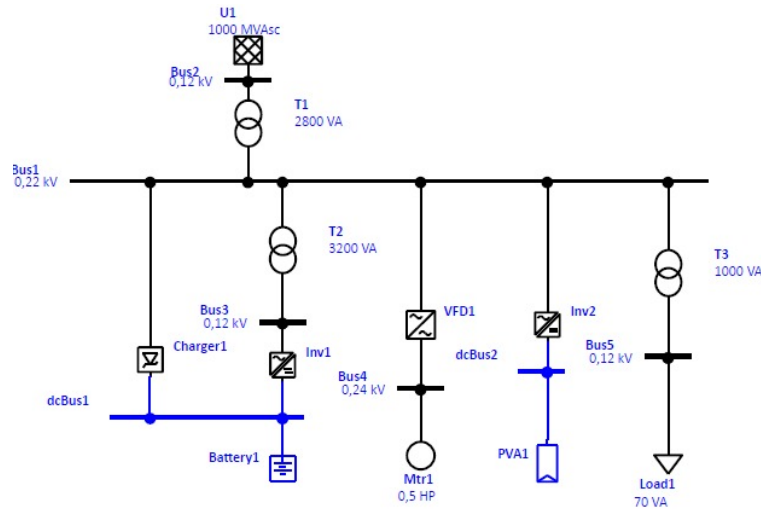


Figura 5.5: Microrred con Bus de 220[V]

En la figura 5.6 se tiene una microrred con un bus de 240 [V], donde se deben utilizar cuatro transformadores con las características de la tabla 5.10.

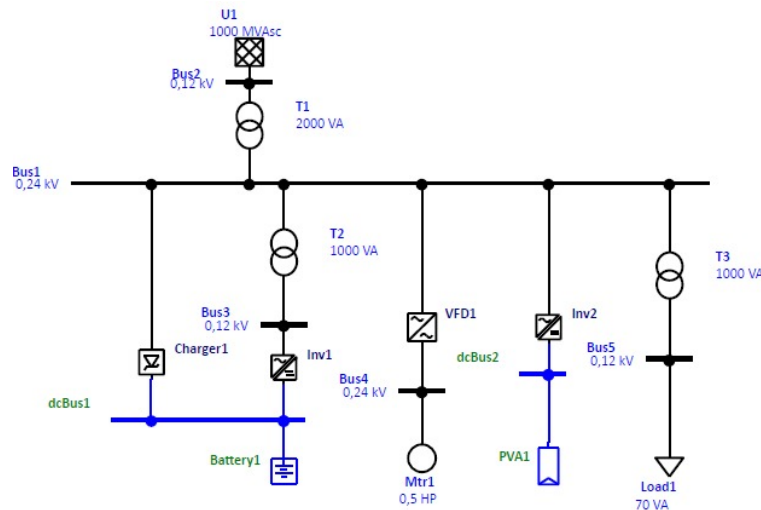


Figura 5.6: Microrred con Bus de 240[V]

Para realizar la selección del nivel de voltaje del bus se tienen en cuenta tres posibles valores que están determinados por el número de transformadores a utilizar, según el limitante de corriente de cada uno, de acuerdo a lo establecido en la tabla 5.15 si el bus es de 120 [VRMS] se utiliza una menor cantidad de transformadores. No se considera la posible implementación de un bus DC debido a que la universidad Santo Tomás no cuenta con los convertidores necesarios.

Otra limitante en el diseño de la microrred es el inversor de las baterías, ya que este no permite cargarlas, por ende, se decide utilizar una fuente DC en paralelo a las baterías como cargador.

Con estas consideraciones, se realiza el diseño del sistema eléctrico en el cual se seleccionan diferentes características que influirán en la operación de la microrred.

- Nivel del voltaje: Para determinar el nivel de voltaje en el bus se busca contar con la menor cantidad de elementos de transformación, por lo que se tienen en cuenta las consideraciones presentes en la sección 5.2.1.7.

Nivel de Voltaje [V]	Cantidad de Transformadores
220	16
240	4
120	3

Tabla 5.15: Relación nivel de voltaje y cantidad de trasformadores

- Selección del punto de conexión común (PCC): Este es el punto de conexión entre la microrred y la red comercial, en este caso se define después de la protección a la red.
- Protecciones: De acuerdo a la corriente que pasa por cada una de las ramas de la microrred se determinan las protecciones necesarias, en este caso son seis breakers que son tenidos en cuenta para el diseño del tablero principal.
- Monitoreo y manejo de la energía: El sistema de monitoreo y manejo de energía se realiza con el PLC Siemens S7-1200 DC/DC/DC el cual ejecuta las decisiones tomadas de acuerdo al valor de las variables a monitoreadas, en este caso la potencia generada por el sistema fotovoltaico, el nivel de voltaje de la red y el nivel de voltaje en la batería conforme a las consideraciones establecidas y a los casos de estudio planteados.
- Sistema de comunicaciones: El inversor MIC 1500TL-X cuenta con un módulo de comunicaciones el cual otorga información de la potencia suministrada en [kWh], a demás se utiliza el módulo de comunicacines del analizador de redes CVM-C10-ITF-485-ICT2 para conocer el nivel de voltaje de la red y estos a su vez se pueden comunicar con el PLC por medio del estándar RS485.

Una vez se tienen todas las características principales de diseño considerando las limitantes y los equipos se presenta el diagrama unifilar de la microrred, diseñado con base a la norma IEC60617, en la figura 5.7.

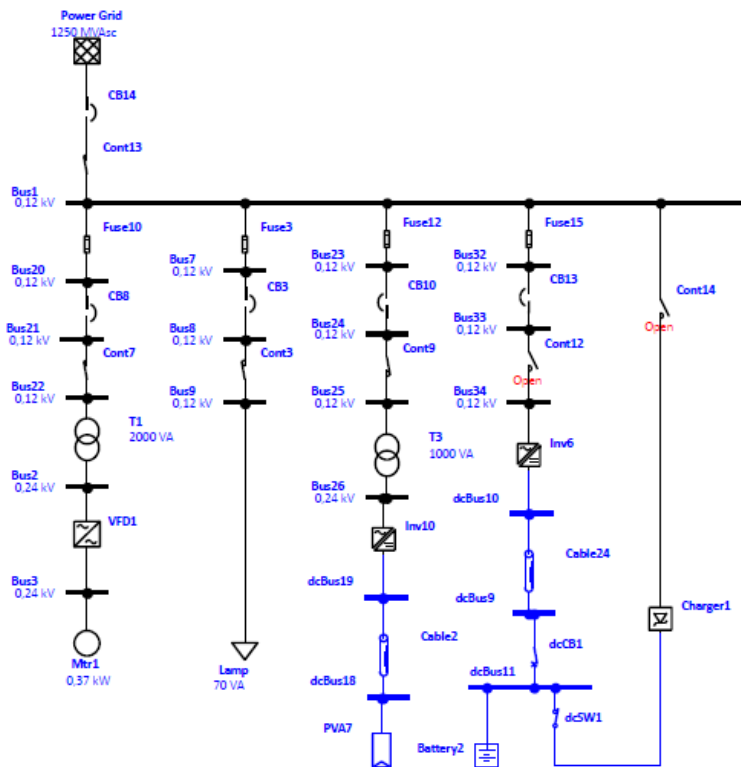


Figura 5.7: Diagrama unifilar de la microrred diseñada

5.2.3.2. Dimensionamiento Eléctrico

Al tener el diseño final de la microrred a implementar, se elabora el tablero eléctrico, considerando el diagrama unifilar y se realizan los cálculos para el cableado y los dispositivos de protección del sistema.

5.2.3.2.1. Cableado y protecciones

Para iniciar con el montaje de la microrred, se realizan los cálculos necesarios para el dimensionamiento de los elementos a usar como los breakers y el cable. Estos cálculos se basan en el nivel de tensión nominal de los dispositivos y la potencia que generan o consumen cada uno de estos.

Con la finalidad de determinar las especificaciones del tipo de cable a utilizar, considerando el RETIE es recomendable utilizar un cable de tipo THHN/THWN que cuenta con una cubierta termoplástica con refuerzo de Nylon, es resistente al calor y a la humedad, con una temperatura de operación de 90°C [22].

Cálculos de corriente en AC:

Con los valores de corriente AC es necesario añadir un factor de sobredimensionamiento a estos, con la finalidad de elegir el calibre de cable adecuado. Para este caso se elije un factor del 30 %.

$$I_{AC_{BatInvOut}} = \frac{1500[W]}{120[V]} = 12.5000[A] * 1.3 = 16.2500[A] \quad (5.2)$$

$$I_{AC_{TrafoPrim}} = \frac{1000[W]}{120[V]} = 8.3333[A] * 1.3 = 10.8333[A] \quad (5.3)$$

$$I_{AC_{TrafoSec}} = \frac{1000[W]}{240[V]} = 4.1666[A] * 1.3 = 5.4166[A] \quad (5.4)$$

$$I_{AC_{Lamp}} = \frac{70[W]}{120[V]} = 0.5833[A] * 1.3 = 0.7583[A] \quad (5.5)$$

Para calcular la demanda de corriente de la red eléctrica, se suman las corrientes de los elementos de consumo los cuales son el inversor de las baterías y el variador de frecuencia. Debido a la relación de transformación es necesario generar una corriente de 12.4[A] en el paralelo de transformadores en el lado primario para obtener a la salida una corriente de 6.2[A] correspondiente al valor nominal de entrada del variador de velocidad.

$$I_{AC_{Red}} = 0.7583[A] + 12.4000[A] = 13.1583[A] * 1.3 = 17.1057[A] \quad (5.6)$$

Una vez se tienen los valores de corriente con el factor de dimensionamiento, se requieren cuatro breakers de 16[A], uno de 32[A] y uno de 20[A]. El tipo de cable necesario para las conexiones del tablero se selecciona con base en la tabla de cable AWG, en la cual, según las corrientes calculadas, se debe usar cable calibre 12 y calibre 10.

Cálculos de corriente DC:

Debido a que la microrred posee elementos generadores en DC como el arreglo de paneles fotovoltaicos y las baterías, es necesario dimensionar el cable para estos elementos con base en su potencia y tensión nominal, junto al factor de sobredimensionamiento.

$$I_{DC_{PV}} = 10.5200[A] * 1.3 = 13.6760[A] \quad (5.7)$$

Para obtener el valor de la corriente DC de la batería es necesario considerar la relación entre potencia DC y potencia AC recomendada para el dimensionamiento de los inversores, en este caso se tiene un factor de relación de 1.18.

$$P_{DC_{Batería}} = 1500[W] * 1.18 = 1770[W] \quad (5.8)$$

Con el valor de potencia DC y la tensión nominal de la batería que es de 12[V] se obtiene el valor de corriente DC.

$$I_{DC_{Baterías}} = \frac{1770[W]}{12[V]} = 147.5000[A] * 1.3 = 191.7500[A] \quad (5.9)$$

Con los valores de corriente DC calculados se selecciona un cable AWG calibre 12 y calibre 3/0.

De acuerdo a la NTC 2050, es necesario realizar una corrección por temperatura considerando el valor de temperatura ambiente del lugar donde se realiza la instalación. Teniendo encuentras valor de entre 21°C-25°C según la norma, dicho rango corresponde a un factor de 1.04.

Cálculos de dimensionamiento de cable con corrección de temperatura:

$$25[A] * 1.04 = 26[A] \quad (5.10)$$

$$35[A] * 1.04 = 36.4000[A] \quad (5.11)$$

Los cálculos realizados para el dimensionamiento de las protecciones y el cable a utilizar se realiza con base en los valores máximos de despacho de los DER y consumo de las cargas.

5.2.3.2.2. Diseño del tablero eléctrico

Conociendo los elementos de protección a utilizar y los elementos que efectúan la gestión de la microrred, es posible realizar el diseño del tablero eléctrico, el cual cuenta con:

- Barraje a 30 A.
- Caja de neutros.
- Caja de tierras.
- Seis contactores.
- Seis relevos.
- Seis breakers.

Siguiendo los requerimientos del RETIE para el diseño de tableros eléctricos de distribución, se deben considerar aspectos tales como [22]:

- Tanto la envolvente como la tapa de un tablero, debe ser construido en lámina de acero, cuyo espesor y acabado debe resistir los esfuerzos mecánicos, eléctricos y térmicos, para los que fue diseñado.
- El encerramiento del tablero de distribución, accesible sólo desde el frente; cuando sea metálico debe fabricarse en lámina de acero de espesor mínimo 0,9 mm para tableros hasta de 12 circuitos y en lámina de acero de espesor mínimo 1,2 mm para tableros desde 13 hasta 42 circuitos.
- Los barrajes deben estar rígidamente sujetos a la estructura del encerramiento, sobre materiales aislantes para la máxima tensión que pueda recibir.
- La capacidad de corriente de los barrajes de fase no debe ser menor que la máxima corriente de carga proyectada o la capacidad de los conductores alimentadores del tablero, excepto si tiene protección local incorporada.

El diseño del tablero eléctrico se encuentra presente en la figura 5.8.

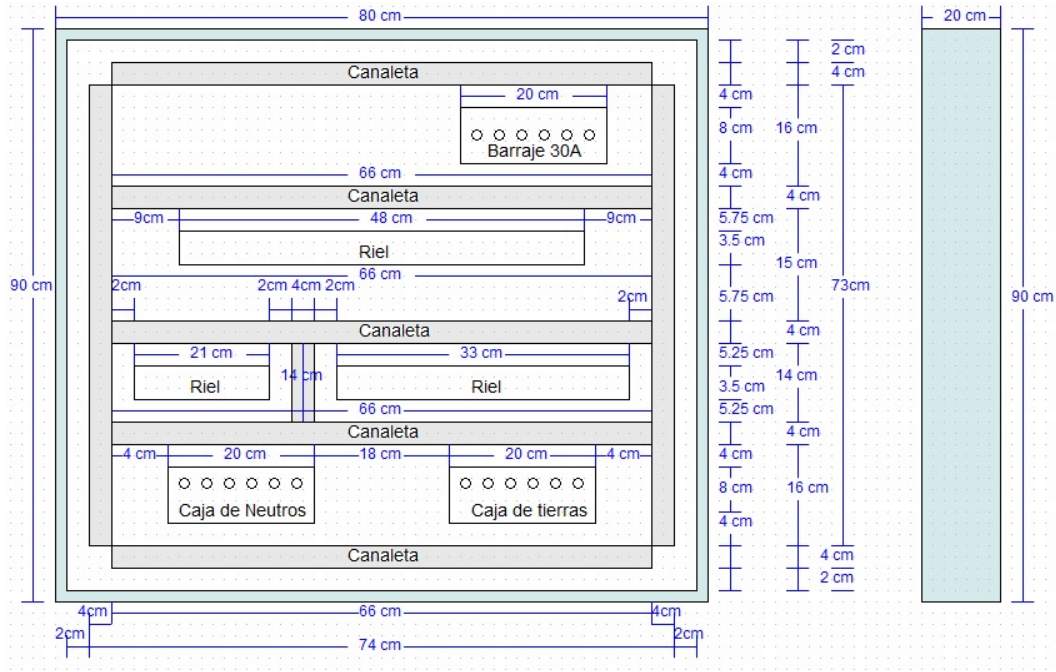


Figura 5.8: Tablero eléctrico

5.2.4. Desarrollo del algoritmo de automatización

Una de las variables a tener en cuenta para el desarrollo del algoritmo de automatización es el voltaje en las baterías, con el propósito de velar por su vida útil. Debido a que los niveles de voltaje de los estados de la batería son superiores a 10[V], que es el límite superior de voltaje para lectura de entradas analógicas del PLC, es necesario disminuir este valor. Con el fin de esto, se diseña el circuito presente en la figura 5.9, el cual es un divisor de tensión junto a un amplificador en configuración de seguidor para el acople de impedancias con la entrada analógica del PLC.

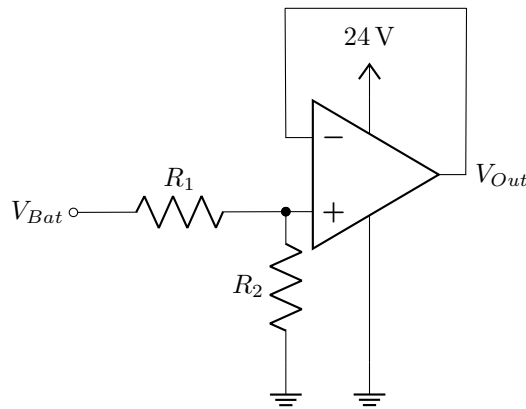


Figura 5.9: Divisor de tensión para lectura de voltaje de la batería

Para el cálculo del divisor de tensión se usa el valor máximo de tensión de carga de la batería, el cual es de 13.8[V], los 10[V] de valor máximo de entrada para la entrada analógica del PLC y como criterio de diseño una resistencia R_1 de 100[kΩ]. La ecuación del divisor de tensión se muestra en la ecuación 5.12:

$$V_{out} = V_{in} \left(\frac{R_2}{R_1 + R_2} \right) \quad (5.12)$$

Al reemplazar por los valores que se consideran en el diseño, la ecuación es:

$$10[V] = 13.8[V] \left(\frac{R_2}{100[k\Omega] + R_2} \right)$$

El único valor que se necesita saber es R_2 se despeja esta variable de la ecuación.

$$R_2 = \frac{100[k\Omega]}{\left(\frac{13.8}{10} - 1\right)} = 263.158[k\Omega]$$

Una vez se tiene el sensor y la comunicación entre los dispositivos que otorgan las variables necesarias para la gestión de la microrred, se diseña el algoritmo con base en lenguaje KOP (Esquema de contactos) y GRAFCET (Diagrama de control con etapas y transiciones). Este algoritmo se diseña considerando cada uno de los escenarios planteados en la sección 5.2.2, se realizan cada una de las etapas del algoritmo resumidas en un GRAFCET de manejo de estados y tres GRAFCET donde se consideren los escenarios planteados.

del sistema de automatización son las presentes en las tablas 5.16 y 5.17.

Entradas	
M200.0	STOP
M200.1	START
M200.2	On-Grid
M200.3	Off-Grid
IW98	Voltaje Baterías
MD10	Potencia Fotovoltaica

Tabla 5.16: Entradas del Sistema

Salidas	
Q0.0	Red
Q0.1	Luminaria
Q0.2	Variador
Q0.3	Entrada Inversor Baterías
Q0.4	Salida Inversor Baterías
Q0.5	Fotovoltaica
Q0.6	Macro de conexión Cn002
Q0.7	Cargador

Tabla 5.17: Salidas del Sistema

GRAFCET de manejo:

Al tener tres estados los cuales son Apagado, modo On-Grid y modo Off-grid se realiza el GRAFCET de manejo mostrado en la figura 5.10.

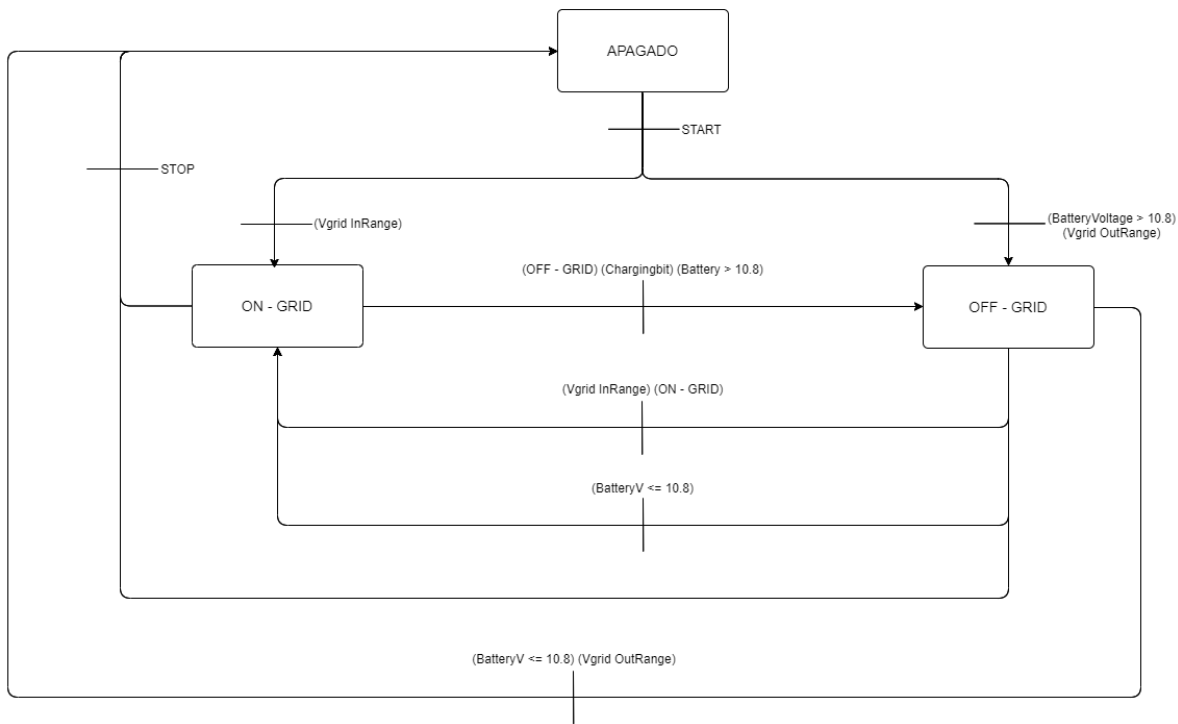


Figura 5.10: GRAFCET de manejo

GRAFCET modo Apagado:

Este modo se utiliza para iniciar el sistema en un estado donde no se cuenta con DER ni con cargas, para inicializar o detener el funcionamiento de la microrred. El GRAFCET propuesto para este modo se muestra en la figura 5.11.

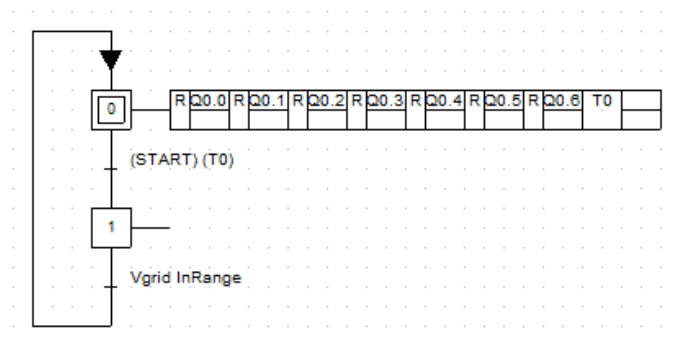


Figura 5.11: GRAFCET modo Apagado

GRAFCET modo Off-Grid:

Con base en el caso 3 de la sección 5.2.2, se diseña el GRAFCET de modo Off-grid que se muestra en la figura 5.12.

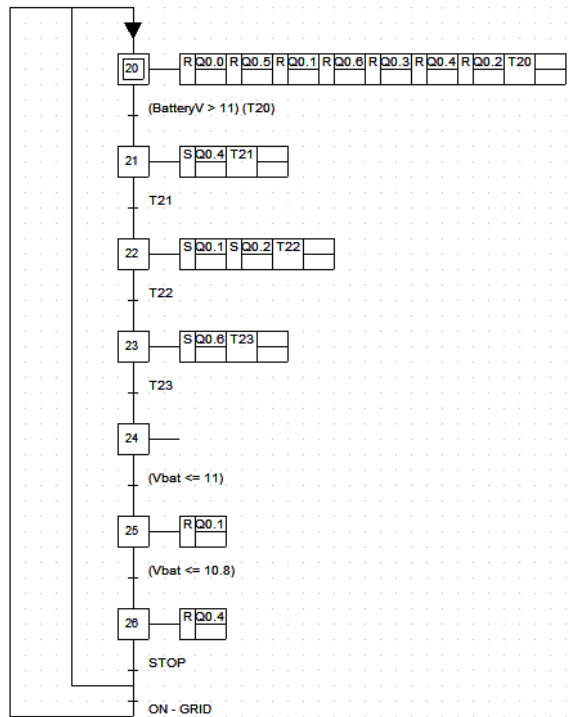


Figura 5.12: GRAFCET modo Off-Grid

GRAFCET modo On-Grid:

Para el diseño de este GRAFCET se consideran el caso 1 y el caso 2 planteados en la sección 5.2.2. El GRAFCET diseñado para este modo se presenta en la figura 5.13.

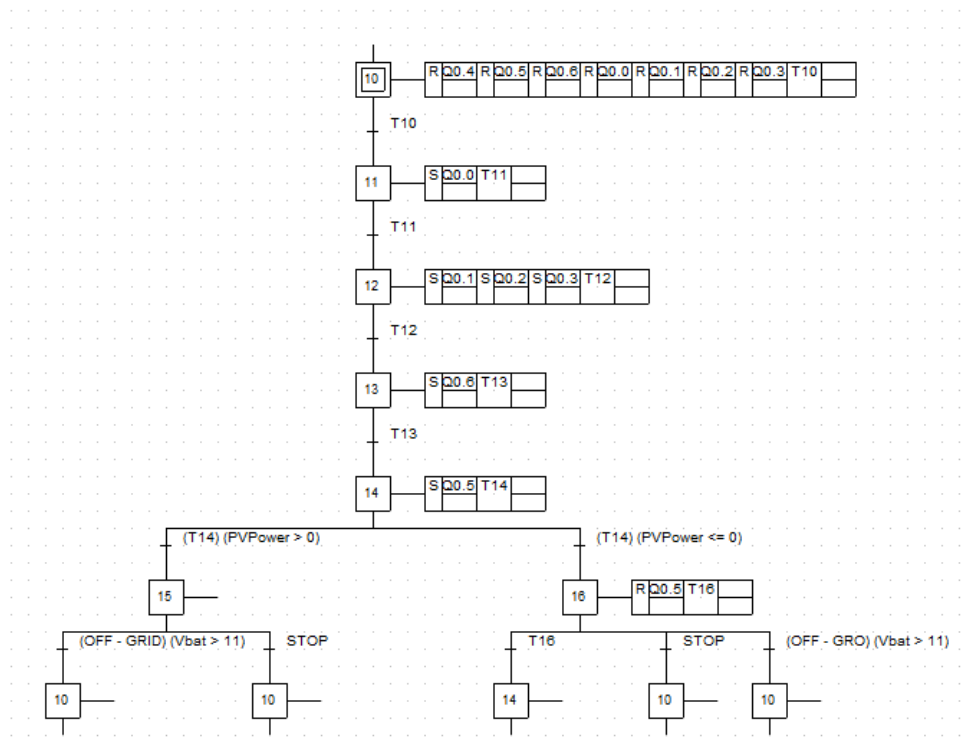


Figura 5.13: GRAFCET modo On-Grid

Los pulsadores para iniciar, detener y cambiar el estado del sistema a modo On-Grid y a modo Off-Grid, se diseñan en el HMI (Interfaz Humano-Maquina), junto a la presentación de algunas variables. La interfaz diseñada se muestra en la figura 5.14.

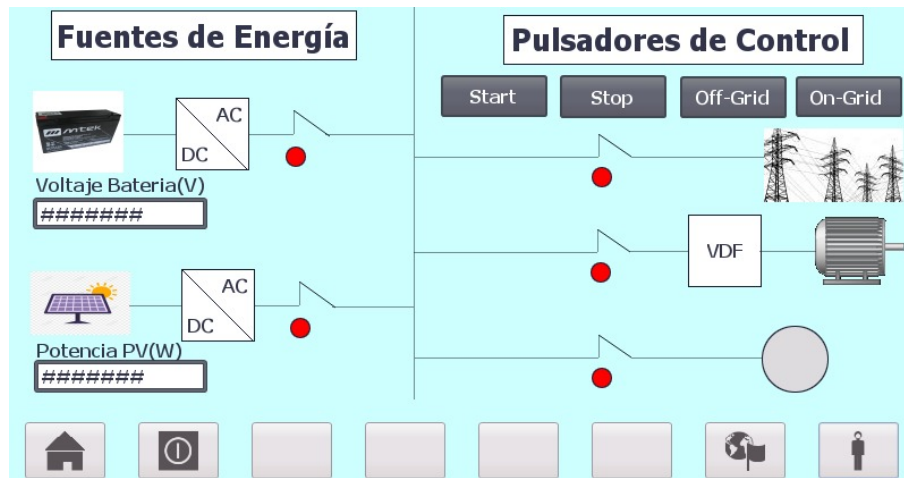


Figura 5.14: Interfaz de usuario diseñada

5.3. Fase III: Implementación del sistema de gestión basado en la microrred

Una vez se tiene el diseño de la microrred junto a su sistema de automatización, se inicia la implementación y se observa cómo responde esta con el fin de comprobar las prestaciones y las características de todo el sistema implementado.

5.3.1. Conexión de los DER y cargas

5.3.1.1. Conexión del inversor MIC 1500TL-X

Para sincronizar este dispositivo al barreje principal de la microrred es necesario el uso de un transformador debido a que está diseñado para estándares europeos con un valor de tensión nominal de 240[V], pero, en el caso de Colombia, se tiene un valor nominal de 120[V], así que es necesario disminuir el nivel de tensión para realizar el sincronismo.

5.3.1.2. Conexión del inversor BEP1500S

Con la finalidad de agregar la señal de salida de este dispositivo al barreje principal de la microrred, se realiza un programa donde se tendrá la variable de voltaje en la batería, que indica el estado de esta, una vez se verifica que cumple las condiciones de voltaje y cambio de estado de la microrred, se utiliza este inversor como fuente de energía principal para las cargas.

5.3.1.3. Conexión del variador de velocidad SINAMICS V20 6SL3210-5BB13-7UV1

Debido a los niveles de tensión de entrada mostrados en la tabla 5.7, es necesario el uso de un transformador con relación 2:1 para tener el nivel de tensión nominal desde el barreje principal hasta el variador, con la finalidad de realizar el arranque del motor trifásico.

5.3.2. Implementación del sistema automatización de la microrred

Una vez se comprueba el funcionamiento del automatismo sin los dispositivos conectados, únicamente verificando salidas y que estas se ejecuten según el programa, se realiza el acople de la microrred con el PLC. Para esto se utilizan seis relevos con las características presentadas en la tabla 5.12, para pasar de 24[VDC] a utilizar el neutro del sistema en el terminal común de cada uno de los relevos y junto a los 120[VRMS] de los generadores principales como la red eléctrica o el inversor de las baterías, conmutar seis contactores con las características mostradas en la

tabla 5.13. Con el fin de ilustrar las conexiones realizadas del PLC hacia los relevos y de estos a los contactores, se muestran los diagramas de conexiones en las imágenes 5.15 y 5.16.

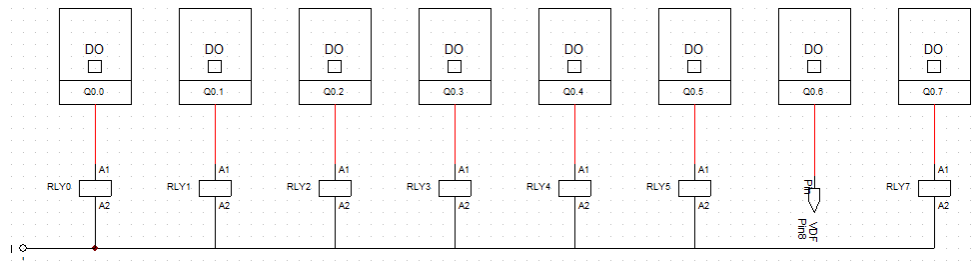


Figura 5.15: Salidas Digitales del PLC hacia los relevos

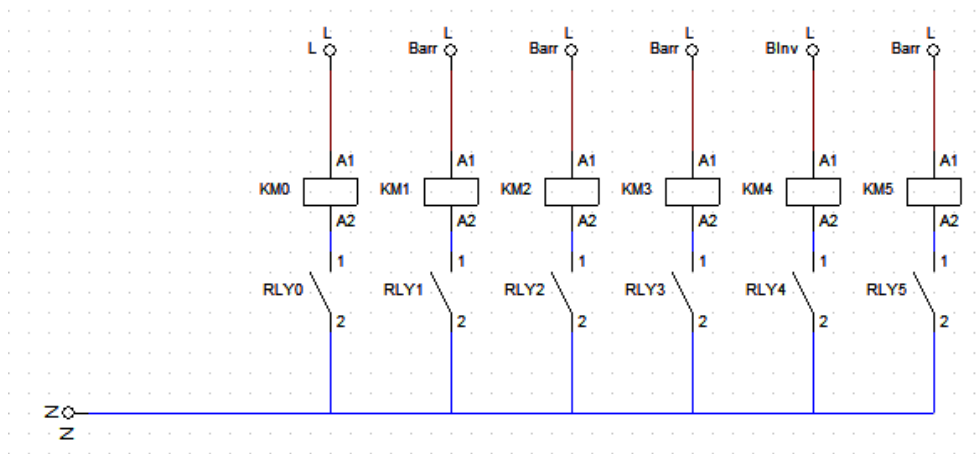


Figura 5.16: Contactos de los relevos hacia las bobinas de los contactores

5.3.3. Gestión del arranque del motor

La gestión de arranque del motor a utilizar, que cuenta con las características de la tabla 5.5 se realiza por medio del variador de velocidad presente en la sección 5.2.1.4, este variador cuenta con diferentes macros de conexión que permiten determinar la configuración de control básica, en este caso se utiliza el macro de conexión Cn002 que permite realizar un control externo desde los bornes, lo que en este caso posibilita enviar señales de mando desde el PLC.

5.4. Fase IV: Evaluación de resultados

Verificar los avances de las fases anteriores con relación al sistema que se quiere desarrollar, y comprobar los resultados obtenidos en la implementación, esto con la finalidad de observar fallos y corregirlos de manera pertinente.

Capítulo 6

Resultados y Discusión

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos de la microrred. Para la presentación de estos, es necesario calcular el valor de los índices normalizados de las ecuaciones 3.1 y 3.2, en conjunto con el análisis de confiabilidad de cada uno de los escenarios planteados.

6.1. Análisis del escenario 1

Como escenario base se tiene como única fuente de suministro energético la red eléctrica para dotar de energía a las cargas. En este escenario se toma la medida de tensión del barraje y para aplicar los índices normalizados se toma como referencia el valor de 120[VRMS] y se aplica la normatividad colombiana para conocer los valores límite, máximos y mínimos que requiere cada una de las ecuaciones de índices normalizados. En las tablas 6.1 y 6.2, se presentan dichos valores calculados con base a la norma técnica colombiana (NTC).

NTC 1340		Ref (120V)
Tensión Máxima	5 %	126
Tensión Mínima	-10 %	108

Tabla 6.1: Límites de perfil de tensión

NTC 5001		Ref (120V)
Tensión Máxima	10 %	132
Tensión Mínima	-10 %	108

Tabla 6.2: Límites de sobretensión y subtenión

Con la finalidad de simplificar los valores obtenidos se utiliza el sistema por unidad (p.u) para los valores de tensión. Así, la tensión de referencia de 120[VRMS] pasaría a ser 1p.u.

$$120[VRMS] = 1p.u \quad (6.1)$$

Para cada uno de los límites necesarios para el cálculo de los índices normalizados se toman los valores de las tablas 6.1 y 6.2. Los valores de p.u de los límites se muestran en las tablas 6.3 y 6.4.

NTC 1340		Ref (1p.u)
Tensión Máxima	5 %	1.05
Tensión Mínima	-10 %	0.9

Tabla 6.3: Límites de perfil de tensión (p.u)

NTC 5001		Ref (1p.u)
Tensión Máxima	10 %	1.1
Tensión Mínima	-10 %	0.9

Tabla 6.4: Límites de sobretensión y subtensión (p.u)

Para el escenario base se toman los valores de tensión, corriente, potencia, distorsión armónica y factor de potencia mostrados en la tabla 6.5.

Variable	Valor
Voltaje	118.2[V]
Corriente	1.796[A]
Potencia Activa	174[W]
Potencia Aparente	212[VA]
Potencia Reactiva	98[VAR]
THD Voltaje	3 %
THD Corriente	34.30 %
Factor de potencia	0.82
Cos(φ)	0.87

Tabla 6.5: Valores de la red en el escenario base

Posteriormente, se aplica la conversión al sistema de por unidad al valor de tensión medido. En este escenario el valor medido del barraje es de 118.2[VRMS].

$$\frac{118.2[VRMS]}{120[VRMS]} = 0.985p.u \quad (6.2)$$

Con todos los valores en p.u de los niveles de tensión requeridos se aplican las ecuaciones de índices normalizados para el escenario base.

Índice normalizado de perfil de tensión para el escenario base:

$$I_{REG} = \frac{0.985p.u - 0.9p.u}{1.05p.u - 0.9p.u} = 0.5667p.u \quad (6.3)$$

Índice normalizado de subtensión y sobretensión para el escenario base:

$$I_{SU} = \frac{0.985p.u - 0.9p.u}{1.1p.u - 0.9p.u} = 0.425p.u \quad (6.4)$$

Al realizar los cálculos de los índices normalizados, para este escenario, se confirma que se encuentran dentro de los rangos permitidos según la normatividad debido a que estos valores están entre 0 y 1.

6.2. Análisis del escenario 2

En el modo On-Grid de la microrred se toma la salida del inversor del arreglo fotovoltaico, al estar interconectado a la red se altera el nivel de tensión en el barraje, así que se toman los datos, tanto de la red eléctrica como del inversor.

Variable	Valor
Voltaje	118.1[V]
Corriente	2.76[A]
Potencia Activa	242[W]
Potencia Aparente	325[VA]
Potencia Reactiva	200[VAR]
THD Voltaje	4 %
THD Corriente	25.90 %
Factor de potencia	0.74
Cos(φ)	0.76

Tabla 6.6: Valores de la red durante el tiempo de interconexión

Durante el tiempo de interconexión del inversor con la red, este se comporta como una carga, lo cual altera la demanda a la red eléctrica. Al utilizar el analizador de redes se tienen los valores presentados en la tabla 6.6 durante el tiempo de interconexión.

6.2.1. Análisis sin excedentes

Al medir las variables con el analizador de redes durante un nivel de irradiancia bajo, se obtienen los valores mostrados en la tabla 6.7. Durante la toma de datos se tiene una potencia de 94[W] en el sistema fotovoltaico.

Variable	Valor
Voltaje	118.4[V]
Corriente	3.125[A]
Potencia Activa	162[W]
Potencia Aparente	378[VA]
Potencia Reactiva	280[VAR]
THD Voltaje	3.5 %
THD Corriente	35.90 %
Factor de potencia	0.43
Cos(φ)	0.49

Tabla 6.7: Valores de la red con el sistema fotovoltaico interconectado durante baja irradiancia

Con el valor de tensión de 118.4[VRMS] se procede a hacer el cálculo de los índices normalizados.

$$\frac{118.4[V_{RMS}]}{120[V_{RMS}]} = 0.98667p.u \quad (6.5)$$

Índice normalizado de perfil de tensión para modo On-Grid:

$$I_{REG} = \frac{0.98667p.u - 0.9p.u}{1.05p.u - 0.9p.u} = 0.5778p.u \quad (6.6)$$

Índice normalizado de subtensión y sobretensión para modo On-Grid:

$$I_{SU} = \frac{0.98667p.u - 0.9p.u}{1.1p.u - 0.9p.u} = 0.4335p.u \quad (6.7)$$

Cuando no se tienen excedentes en la red el factor disminuye, pero se mantienen los rangos de tensión dentro de la norma según los resultados de los índices normalizados.

6.2.2. Análisis con excedentes

Similar al análisis anterior, se miden las variables y se toman los mismos valores, mostrados en la tabla 6.8, solo que en este caso se tiene un buen nivel de irradiancia y se tiene una potencia de 607.2[W] en el sistema fotovoltaico.

Variable	Valor
Voltaje	117.4[V]
Corriente	4[A]
Potencia Activa	-380[W]
Potencia Aparente	-462[VA]
Potencia Reactiva	-262[VAR]
THD Voltaje	3.5 %
THD Corriente	32.20 %
Factor de potencia	-0.77
Cos(φ)	-0.82

Tabla 6.8: Valores de la red con el sistema fotovoltaico interconectado durante alta irradiancia

Con el valor de tensión de 117.4[VRMS] se procede a hacer el cálculo de los índices normalizados.

$$\frac{117.4[VRMS]}{120[VRMS]} = 0.9783p.u \quad (6.8)$$

Índice normalizado de perfil de tensión para modo On-Grid:

$$I_{REG} = \frac{0.9783p.u - 0.9p.u}{1.05p.u - 0.9p.u} = 0.5222p.u \quad (6.9)$$

Índice normalizado de subtensión y sobretensión para modo On-Grid:

$$I_{SU} = \frac{0.9783p.u - 0.9p.u}{1.1p.u - 0.9p.u} = 0.391665p.u \quad (6.10)$$

Durante la entrega de excedentes los valores de potencia negativos indican que efectivamente se están entregando excedentes a la red y a su vez se mejora el factor de potencia en comparación a cuando se tiene baja generación fotovoltaica y aunque se mejore el factor de potencia, este no tiene un valor adecuado según la normatividad colombiana, pero los índices normalizados calculados si se tienen los valores en tensión limitados que exige la norma.

6.3. Análisis del escenario 3

Para el análisis de este caso se toman los datos a la salida del inversor de la batería durante un nivel de tensión superior a los 11[V] límite.

Variable	Valor
Voltaje	117.5[V]
Corriente	1.8[A]
Potencia Activa	173[W]
Potencia Aparente	211.5[VA]
Potencia Reactiva	97[VAR]
THD Voltaje	3 %
THD Corriente	36.8 %
Factor de potencia	0.82
Cos(φ)	0.87

Tabla 6.9: Valores del de la salida del inversor con las cargas de la microrred

Posteriormente, se desarrollan los cálculos de los índices normalizados durante el funcionamiento de este escenario, tomando el valor de 117.5[VRMS] como valor de tensión.

$$\frac{117.5[VRMS]}{120[VRMS]} = 0.97916p.u \quad (6.11)$$

Índice normalizado de perfil de tensión para modo isla:

$$I_{REG} = \frac{0.97916p.u - 0.9p.u}{1.05p.u - 0.9p.u} = 0.52778p.u \quad (6.12)$$

Índice normalizado de subtensión y sobretensión para modo isla:

$$I_{SU} = \frac{0.97916p.u - 0.9p.u}{1.1p.u - 0.9p.u} = 0.3958p.u \quad (6.13)$$

Durante el modo isla con ambas cargas, se toman los valores de tensión y corriente de la batería.

Variable	Valor
Voltaje	11.9[V]
Corriente	20[A]
Corriente	238[W]

Tabla 6.10: Valores de la batería durante el escenario 3

6.4. Análisis del escenario 4

En este escenario, la batería se encuentra con un valor igual a 11[V], por lo que se desactiva el contactor de la carga lumínica, dejando como carga únicamente el motor. Posteriormente, se vuelven a tomar los datos de salida del inversor.

Variable	Valor
Voltaje	117.2[V]
Corriente	1.3[A]
Potencia Activa	98[W]
Potencia Aparente	150[VA]
Potencia Reactiva	87[VAR]
THD Voltaje	3.9 %
THD Corriente	48.5 %
Factor de potencia	0.65
Cos(φ)	0.74

Tabla 6.11: Valores del de la salida del inversor con las cargas de la microrred durante el deslastre de cargas

Similar con el caso anterior se elaboran los cálculos de los índices normalizados durante el funcionamiento de este escenario, en el cual se realiza un deslastre de carga, tomando el valor de 117.2[VRMS] como valor de tensión.

$$\frac{117.2[VRMS]}{120[VRMS]} = 0.97667p.u \quad (6.14)$$

Índice normalizado de perfil de tensión para modo isla durante el deslastre de carga:

$$I_{REG} = \frac{0.97667p.u - 0.9p.u}{1.05p.u - 0.9p.u} = 0.5113p.u \quad (6.15)$$

Índice normalizado de subtensión y sobretensión para modo isla durante el deslastre de carga:

$$I_{SU} = \frac{0.97667p.u - 0.9p.u}{1.1p.u - 0.9p.u} = 0.3833p.u \quad (6.16)$$

Durante este escenario también se toman los valores de las variables de la batería.

Variable	Valor
Voltaje	11.05[V]
Corriente	15.3[A]
Corriente	168.8[W]

Tabla 6.12: Valores de la batería durante el escenario 4

6.5. Gestión del arranque del motor junto a la microrred

Con el uso del variador de velocidad como método de arranque del motor, se vuelve a tomar la medida del pico de corriente, que se muestra en la figura 6.1, para comprobar la disminución de este.

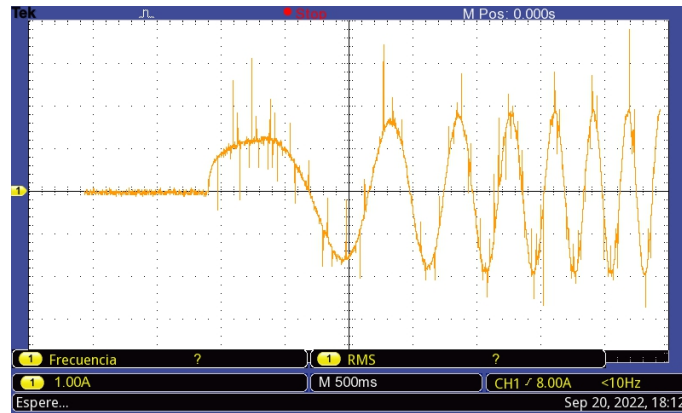


Figura 6.1: Pico de corriente del motor trifásico con arranque mediante variador de velocidad

En comparación con la figura 5.1, donde se muestra que el arranque directo tiene un sobrepico con un valor de 12.5[A], durante el transitorio mostrado en la figura 6.1, este no cuenta con un sobrepico en el transitorio, pero inicia con un valor de 1.3[A], hasta que llega al valor nominal.

Con relación a la disminución del consumo por parte de la red eléctrica con respecto al arranque del motor, se aprovechan, tanto el arreglo fotovoltaico durante un alto nivel de generación, superior al consumo de las cargas en estado estable, para aprovechar esos excedentes en el arranque y no demandárselos a la red, mientras que en funcionamiento aislado donde solo se contemplan las baterías como único recurso energético, se quita la demanda completa del arranque.

Capítulo 7

Conclusiones y Trabajos Futuros

7.1. Conclusiones

Se establecen las métricas que permiten evaluar el sistema y cuantificar parámetros como perfil de tensión, sobretensión y subtensión mediante la revisión de la literatura científica con respecto a indicadores de desempeño en sistemas de generación distribuida y la normatividad colombiana.

Para el diseño de la microrred se evaluaron las características de varios equipos disponibles en la universidad Santo Tomás, y mediante estas se seleccionaron aquellos dispositivos que permitían una topología acorde al manejo de la carga crítica, como lo es el motor de inducción. Además, se consideró cómo estos equipos se podrían coordinar entre ellos, con el fin de facilitar la implementación física de la microrred.

El PLC S7-1200 al ser un dispositivo que se utiliza en la industria para automatizar procesos, simplifica el manejo de los equipos de maniobra, como lo son los contactores, para que se ejecute el algoritmo realizado. A su vez, debido al lenguaje de programación que se utiliza en estos dispositivos, se realiza el algoritmo mediante GRAFCET, lo que facilita su desarrollo y entendimiento.

La implementación del sistema basado en microrredes eléctricas permite gestionar el consumo de energía debido a que cuenta con recursos energéticos distribuidos (DER) y que por medio del sistema de gestión por autómatas programables es posible monitorear el estado de cada recurso y, por lo tanto, tomar decisiones con respecto a la generación, administrando de esta manera la energía que necesita ser suministrada, permitiendo que en cada escenario se cuente con continuidad en el servicio.

Es posible gestionar los picos de corriente del motor de 0.37[kW] por medio del uso de un variador de frecuencia, que permite que el arranque del motor sea por medio de una rampa para alcanzar su frecuencia nominal; a su vez las características de entrada y salida del variador utilizado permiten emplear una carga trifásica en una microrred monofásica como la implementada.

7.2. Trabajos futuros

Como trabajos futuros, se plantea aplicar un sistema de control con variables analógicas desde el automatismo programable, permitiendo una mejora en el rendimiento del sistema, también se incluye la corrección de los problemas de armónicos y factor de potencia presentes en la microrred debido al uso de dispositivos basados en electrónica de potencia y cargas reactivas como el motor de inducción.

En los resultados mostrados se tienen valores inferiores a lo que sugiere la normatividad Colombiana, el cual define un factor de potencia de 0.9 o superior, así que sería necesario corregir el factor de potencia de toda la instalación para cada uno de sus estados de funcionamiento.

Otra aplicación sería incluir algoritmos de inteligencia artificial para la microrred, con la finalidad de investigar sobre cómo estos algoritmos son aplicados a sistemas de generación distribuida.

Bibliografía

- [1] Paul Waide y Conrad U Brunner. «Energy-efficiency policy opportunities for electric motor-driven systems». En: (2011).
- [2] Javier Rosero, Enrique Ciro Quispe Oqueña y Rosaura Del Pilar Castrillon Mendoza. «Tendencias en la normatividad, el desarrollo tecnológico y la aplicación de motores eléctricos de alta eficiencia». En: *Prospectiva* 16.1 (2018), págs. 83-90.
- [3] Amébal T De Almeida, Fernando JTE Ferreira y André Quintino. «Technical and economical considerations on super high-efficiency three-phase motors». En: *48th IEEE Industrial & Commercial Power Systems Conference*. IEEE. 2012, págs. 1-13.
- [4] *Compensación de la Energía Reactiva BT y MT*. Jul. de 2009. URL: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Specification+guide&p_File_Id=16912006&p_File_Name=050701_D08.pdf&p_Reference=050701D08.
- [5] Luis Alberto Zapana Mamani. «Diseño e implementación de un módulo didáctico para el arranque electrónico de motores eléctricos de inducción por controlador lógico programable (PLC)». En: (2019).
- [6] Di Wu, Hongbin Wu y Hao Dong. «Influence of Induction Motor Starting on Microgrid». En: *2018 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. 2018, págs. 376-381. DOI: 10.1109/APPEEC.2018.8566305.
- [7] César Augusto Durán Suárez. «Oportunidades de las empresas de servicios energéticos, en el mercado de la eficiencia energética de la industria colombiana.» Tesis de maestría. Universidad EAN, 2018.
- [8] Jeannette Sánchez y col. «Eficiencia energética en América Latina y el Caribe: Avances y oportunidades». En: *Reporte técnico, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)* (2017).
- [9] Ministerio de Minas y Energía. «Ley 697 de 2001». En: *Registro Distrital 44573* (2001).
- [10] Ministerio de Minas y Energía. «Decreto 3683 de 2003». En: (2003).
- [11] G Arce. «Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017-2022». En: *Una Realidad y Oportunidad para Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Unidad de Planeación Minero Energética UPME* (2017).
- [12] «IEEE Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid». En: *IEEE Std 2030.9-2019* (2019), págs. 1-46. DOI: 10.1109/IEEESTD.2019.8746836.
- [13] Alexis Ivan Chaparro Vargas, Juan David Liscano Segura y col. «Diseño e Implementación de una Microrred en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas Sede de Ingeniería». En: (2017).
- [14] Milad Falahi, Karen L. Butler-Purry y Mehrdad Ehsani. «Induction Motor Starting in Islanded Microgrids». En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 4.3 (2013), págs. 1323-1331. DOI: 10.1109/TSG.2013.2271261.
- [15] Enrique Kremers y col. «A complex systems modelling approach for decentralised simulation of electrical microgrids». En: *2010 15th IEEE International Conference on Engineering of Complex Computer Systems*. IEEE. 2010, págs. 302-311.
- [16] O Agudelo y L Arango. «Evolución de la confiabilidad y la eficiencia en el sector eléctrico Colombiano». En: *Ventana Informática* 24 (2011), págs. 115-133.
- [17] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). «Ley 1715 de 2014». En: (2014).
- [18] Ministerio de Minas y Energía. «Decreto 2145 de 2014». En: (2015).
- [19] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). «Resolución 045 de 2016». En: (2015).

- [20] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). «Resolución 000196 de 2020». En: (2020).
- [21] Congreso de la República de Colombia. «Ley 2099 de 2021». En: (2021).
- [22] Unidad de Planeación Minero Energética. UPME. *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE*. ADOPTADO MEDIANTE RESOLUCIÓN 180398 DEL 7 DE ABRIL DE 2004 Y MODIFICADO PARCIALMENTE CON LA RESOLUCIÓN 180498 DEL 29 DE ABRIL DE 2005 Y LA RESOLUCIÓN 181419 DEL 1 DE NOVIEMBRE DE 2005. Bogotá : UPME, 2005.
- [23] Instituto Colombiano de Normas Técnicas. *Norma Técnica Colombiana NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano*. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. ICONTEC, 1998.
- [24] G Luna y D González. «Evaluación del impacto de la generación distribuida en redes de distribución basado en la normatividad colombiana y estándares IEEE». En: *Caso de estudio: Modelo de pruebas IEEE* 34 (2013).
- [25] Instituto Colombiano de Normas Técnicas. *Norma Técnica Colombiana NTC 1340: Electrotecnia: tensiones nominales en sistemas de energía eléctrica a 60hz en redes de servicio público*. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. ICONTEC, 2004.
- [26] Francisco A Candelas-Herías y Alberto Seva Follana. «Montaje eléctrico de baja tensión». En: *Electrotecnia y Electrónica* (2011).
- [27] Carlos Zapata. «Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia». En: *Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira* (2011), pág. 85.
- [28] Olabambo Oluwasuji y col. «Algorithms for fair load shedding in developing countries». En: (2018).
- [29] Luka Strezoski y col. «Integration of Utility Distributed Energy Resource Management System and Aggregators for Evolving Distribution System Operators». En: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 10.2 (2022), págs. 277-285. DOI: 10.35833/MPCE.2021.000667.
- [30] Trevor M. Letcher y Vasilis M. Fthenakis. *A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems*. Academic Press, 2018.
- [31] Mustafa E Amiryar y Keith R Pullen. «A review of flywheel energy storage system technologies and their applications». En: *Applied Sciences* 7.3 (2017), pág. 286.
- [32] Jaume Martínez Bertran. «Métodos de estimación del estado de carga de baterías electroquímicas». B.S. thesis. Universitat Politècnica de Catalunya, 2017.
- [33] R Álvaro y J Menéndez. «Casos de Microrredes». En: *Orkestra: País Vasco, Spain* 73 (2020).
- [34] *Microgrids*. Mayo de 2011. URL: <https://www.c2es.org/content/microgrids/>.
- [35] Suramericana de Seguros. *Motores eléctricos*. 2002.
- [36] Alberto Luis Farina. «Motores eléctricos trifásicos: usos, componentes y funcionamiento». En: *Ingeniería Eléctrica* 68 (2018).
- [37] Carla Elizabeth Revelo Flores. «Implementación de un sistema de adquisición de datos para el análisis del comportamiento de parámetros eléctricos en el arranque de un motor trifásico». Tesis de maestría. 2017.
- [38] Darwin Abraham López Ati. «Distorsión armónica producida por variadores de frecuencia para mejorar el desempeño de motores eléctricos trifásicos en el Laboratorio de Automatización Industrial de la Facultad de Ingeniería Civil y Mecánica». Tesis de maestría. Universidad Técnica de Ambato., 2014.
- [39] Viviana Elizabeth Jiménez Chaves. «El estudio de caso y su implementación en la investigación». En: *Revista internacional de investigación en ciencias sociales* 8.1 (2012), págs. 141-150.
- [40] Gloria Mousalli-Kayat. «Métodos y diseños de investigación cuantitativa». En: *Revista researchgate*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/303895876_Metodos_y_Disenos_de_Investigacion_Cuantitativa (2015).
- [41] *MT123000 (12V300AH)*. Ago. de 2022. URL: <https://energiaypotencia.com/uploads/files/FT-MT12300.pdf>.

ANEXOS

7.3. Anexo A:

En esta sección se muestran las imágenes del montaje de la microrred eléctrica. El tablero de conexiones principal diseñado se presenta en la figura 7.1, la conexión del inversor fotovoltaico, los transformadores, el variador de velocidad y el motor se muestra en la figura 7.2 y el tablero del arreglo fotovoltaico se presenta en la figura 7.3.



Figura 7.1: Tablero de conexiones principal



Figura 7.2: Montaje de motor e inversor con transformadores

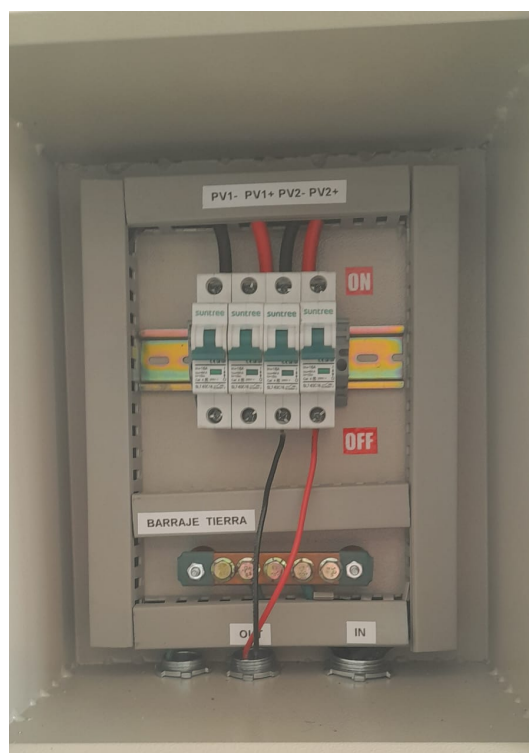


Figura 7.3: Tablero de conexión del arreglo fotovoltaico

7.4. Anexo B:

Tabla de ampacidad para cable de cobre y aluminio (AWG/ MCM).

<https://www.ilumeyco.com/descargas/tabla-de-ampacidad-para-cable-AWG-o-MCM.pdf>

**TABLA DE AMPACIDAD PARA CABLE DE COBRE Y ALUMINIO
(AWG/ MCM)**

AMPACIDAD DE THW, THHN-THWN,XHHW A UNA TEMPERATURA DE 75 C.			NÚMERO MÁXIMO DE 3 ALAMBRES EN UNA TUBERÍA METÁLICA		CAÍDA DE VOLTAJE POR CADA 100 PIES DE CABLE DE COBRE A UN 80% P.F	
			DIÁMETRO DE LA TUBERÍA METÁLICA			
CALIBRE DEL CABLE (AWG/MCM)	COBRE	ALUMINIO	THW (PULGADAS)	THHN-THWN,XHHW (PULGADAS)	CIRCUITO MONOFÁSICO (VOLTS/AMP)	CIRCUITO TRIFÁSICO (VOLTS/AMP)
14 AWG	20 A	-	1/2	1/2	0.4762	0.4167
12 AWG	25 A	20 A	1/2	1/2	0.3125	0.2632
10 AWG	35 A	30 A	1/2	1/2	0.1961	0.1677
8 AWG	50 A	40 A	3/4	1/2	0.1250	0.1087
6 AWG	65 A	50 A	1	3/4	0.0833	0.0714
4 AWG	85 A	65 A	1	1	0.0538	0.0463
2 AWG	115 A	90 A	1 1/4	1	0.0370	0.0323
1/0 AWG	150 A	120 A	1 1/2	1 1/4	0.0269	0.0231
2/0 AWG	175 A	135 A	1 1/2	1 1/2	0.0222	0.0196
3/0 AWG	200 A	155 A	2	1 1/2	0.0190	0.0163
4/0 AWG	230 A	180 A	2	2	0.0161	0.0139
250 MCM	255 A	205 A	2 1/2	2	0.0147	0.0128
300 MCM	285 A	230 A	2 1/2	2	0.0131	0.0114
350 MCM	310 A	250 A	2 1/2	2 1/2	0.0121	0.0106
400 MCM	335 A	270 A	3	2 1/2	0.0115	0.0091
500 MCM	380 A	310 A	3	3	0.0101	0.0088
600 MCM	420 A	340 A	3	3	0.0094	0.0082
700 MCM	460 A	375 A	3 1/2	3	0.0089	0.0077
750 MCM	475 A	385 A	3 1/2	3 1/2	0.0086	0.0075
1000 MCM	545 A	445 A	4	3 1/2	0.0079	0.0069



7.5. Anexo C:

Tabla de corrección por temperatura NTC 2050.

https://www.armada.mil.co/sites/default/files/normograma_arc/mantenimiento1/NTC%20%202050.pdf

Tabla 310-16 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2.000 V nominales y 60°C a 90°C. No más de tres conductores **portadores de corriente** en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30°C.

Calibre	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre
mm ²	60°C	75°C	90°C	60°C	75°C	90°C	AWG o kcmils
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP*, FEPB*, MI, RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*, THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			
FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temp. ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, mult iplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						Temp. ambiente en °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60		0,58	0,71		0,58	0,71	56-60
61-70		0,33	0,58		0,33	0,58	61-70
71-80			0,41			0,41	71-80

* Si no se permite otra cosa específicamente en otro lugar de este *Código*, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar los 15 amperios para el conductor de sección transversal 2,08 mm² (14 AWG); 20 amperios para 3,3 mm² (12 AWG) y 30 amperios para 5,25 mm² (10 AWG), todos de cobre; o 15 amperios para 3,3 mm² (12 AWG) y 25 amperios para 5,25 mm² (10 AWG) de aluminio y aluminio recubierto de cobre, una vez aplicados todos los factores de corrección por temperatura ambiente y por número de conductores.

7.6. Anexo D:

Programa en TIAPORTAL del automatismo desarrollado.

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks

Main [OB1]

Main Properties

General

Name	Main	Number	1	Type	OB	Language	LAD
Numbering	Automatic						

Information

Title	"Main Program Sweep (Cycle)"	Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					

Name	Data type	Default value	Comment
▼ Input			
Initial_Call	Bool		Initial call of this OB
Remanence	Bool		=True, if remanent data are available
Temp			
Constant			

Network 1:

%FC1

"Communication"

EN

ENO

Network 2:

%FC13

"Handling GRAFCET"

EN

ENO

Network 3:

%FC3

"ANALOG INPUT"

EN

ENO

%IW66

"AnalogInput_2"

Input_Channel

0.0

Lower_Value

13.68

Upper_Value

Output_Value

%MD228

"BatteryVoltage"

%M100.0

Error

"Error"

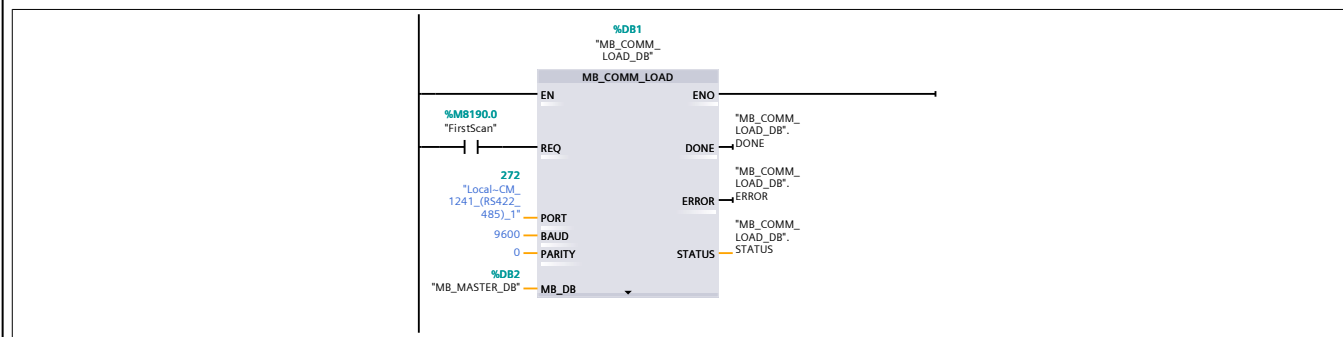
Network 4:

Program blocks

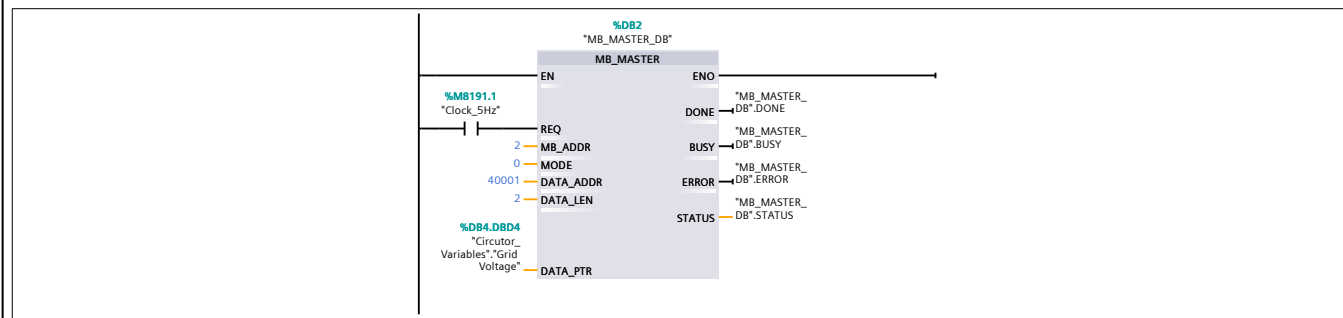
Communication [FC1]

Communication Properties							
General							
Name	Communication	Number	1	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
Communication		Void					

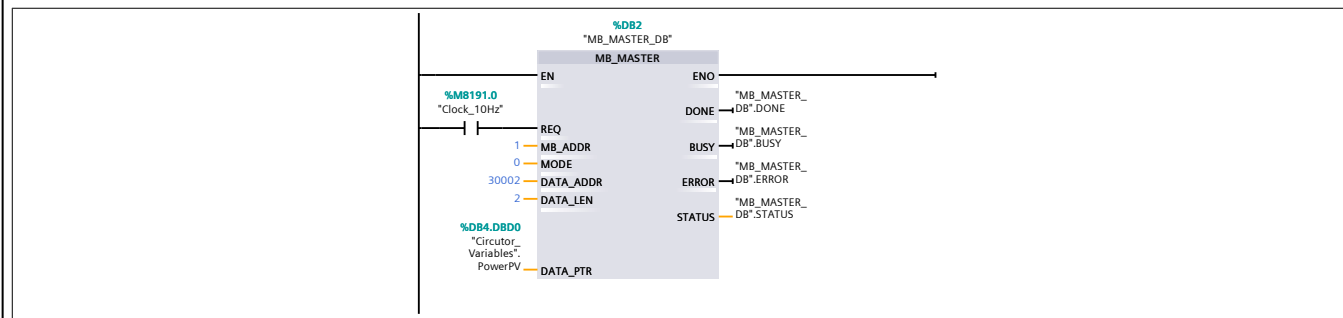
Network 1:



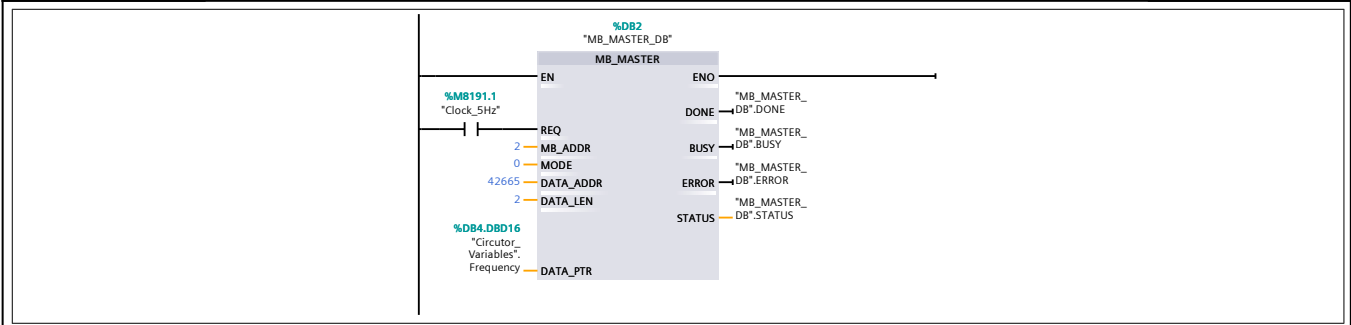
Network 2:



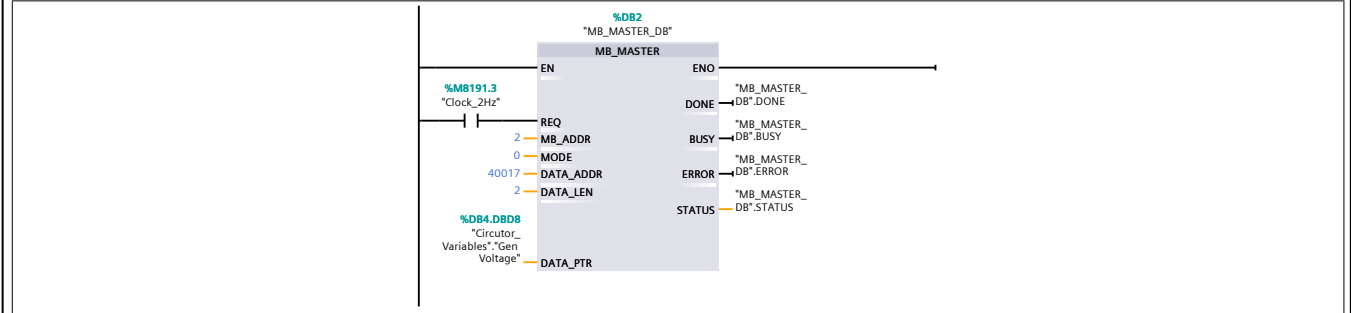
Network 3:



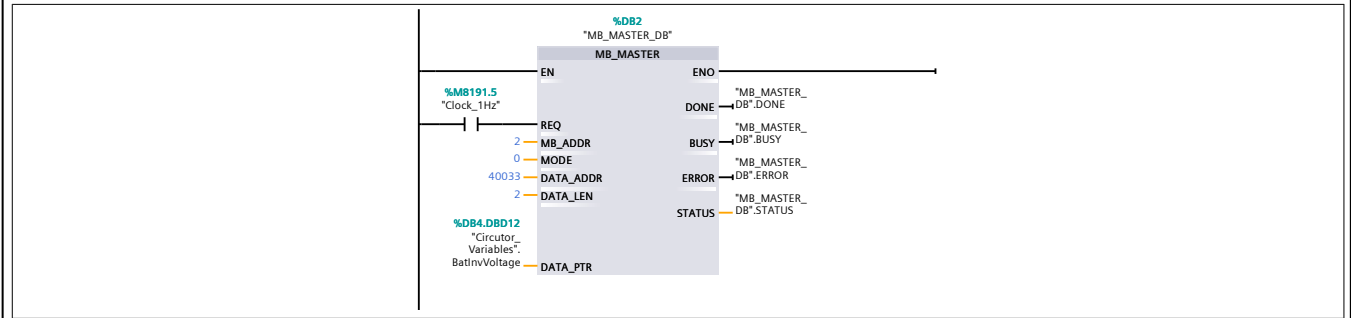
Network 4:



Network 5:

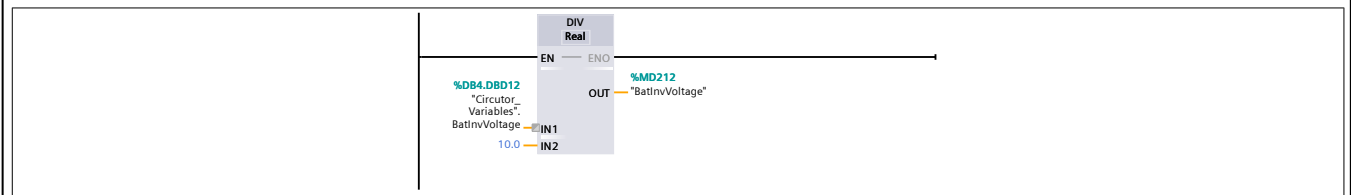


Network 6:

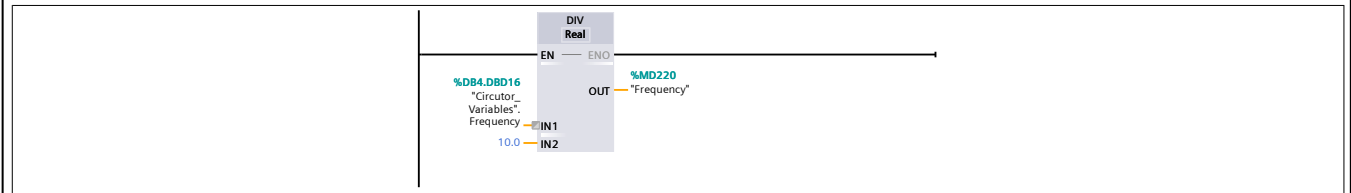


Network 7:

Se cambio por el de grid



Network 8:



Network 9:



The screenshot shows a Ladder Logic network with a single Rung. The Rung contains a block labeled "Circutor_Variables", "Grid Voltage". The block has two inputs, IN1 and IN2, and three outputs, EN, ENO, and OUT. IN1 is connected to the variable %DB4.DBD4 and IN2 is connected to the constant 10.0. The OUT output is connected to the variable %MD216. The block is also labeled "DIV Real".

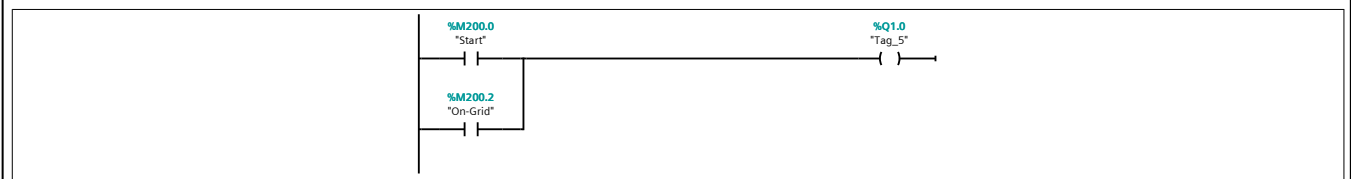
Program blocks

Programa_Prueba [FC2]

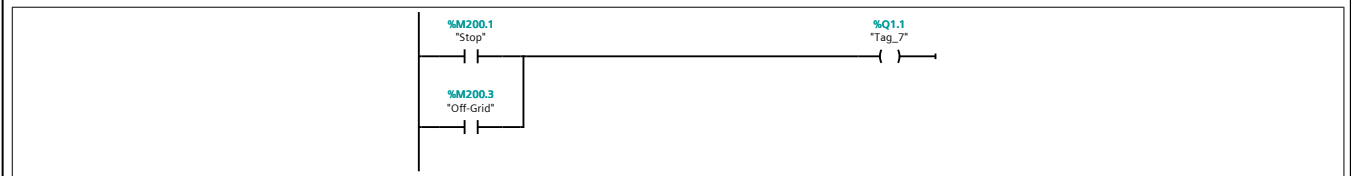
Programa_Prueba Properties							
General							
Name	Programa_Prueba	Number	2	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					

Name	Data type	Default value	Comment
Input			
Output			
InOut			
Temp			
Constant			
▼ Return			
Programa_Prueba	Void		

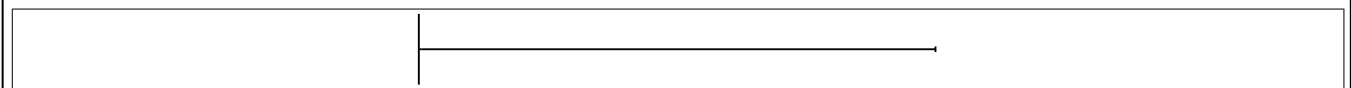
Network 1:



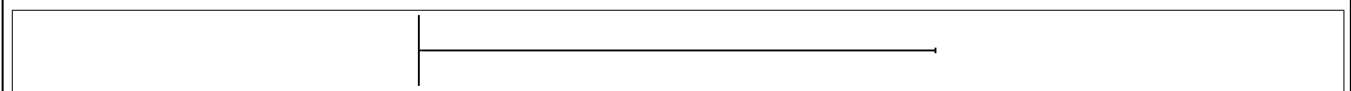
Network 2:



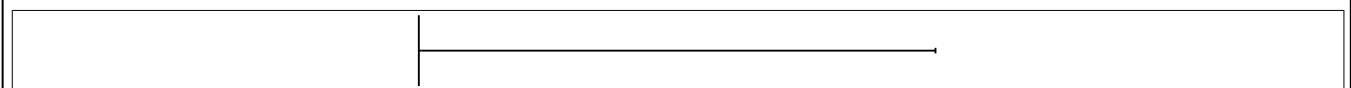
Network 3:



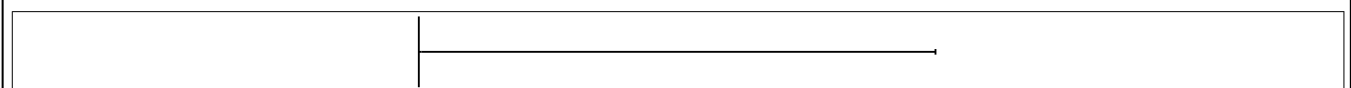
Network 4:



Network 5:



Network 6:



Program blocks

Circutor_Variables [DB4]

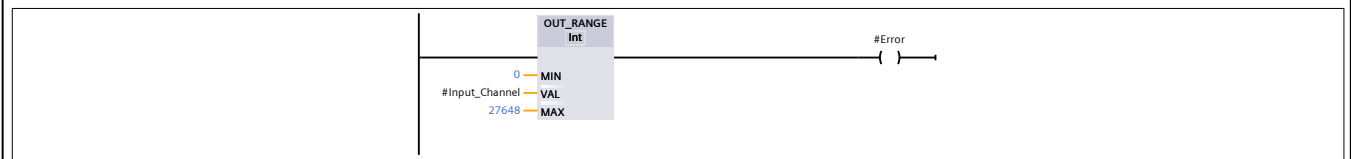
Circutor_Variables Properties										
General										
Name	Circutor_Variables	Number	4	Type	DB			Language	DB	
Numbering	Automatic									
Information										
Title		Author		Comment				Family		
Version	0.1	User-defined ID								
Name	Data type	Offset	Start value	Retain	Accessi-ble from HMI/OPC UA	Writ-Visible in-ble HMI engi- from neering HMI/ OPC UA	Setpoint	Supervi-sion	Comment	
▼ Static										
PowerPV	DInt	0.0	0	False	True	True	True	False		
Grid Voltage	DInt	4.0	0	False	True	True	True	False		
Gen Voltage	DInt	8.0	0	False	True	True	True	False		
BatInvVoltage	DInt	12.0	0	False	True	True	True	False		
Frequency	DInt	16.0	0	False	True	True	True	False		

Program blocks

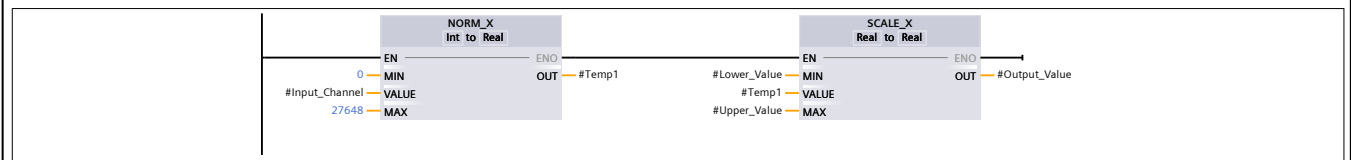
ANALOG INPUT [FC3]

ANALOG INPUT Properties							
General							
Name	ANALOG INPUT	Number	3	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value	Comment			
▼ Input							
Input_Channel		Int					
Lower_Value		Real					
Upper_Value		Real					
▼ Output							
Output_Value		Real					
Error		Bool					
InOut							
▼ Temp							
Temp1		Real					
Constant							
▼ Return							
ANALOG INPUT		Void					

Network 1:



Network 2:



Program blocks

Startup [OB100]

Startup Properties

General

Name	Startup	Number	100	Type	OB	Language	LAD
------	---------	--------	-----	------	----	----------	-----

Numbering

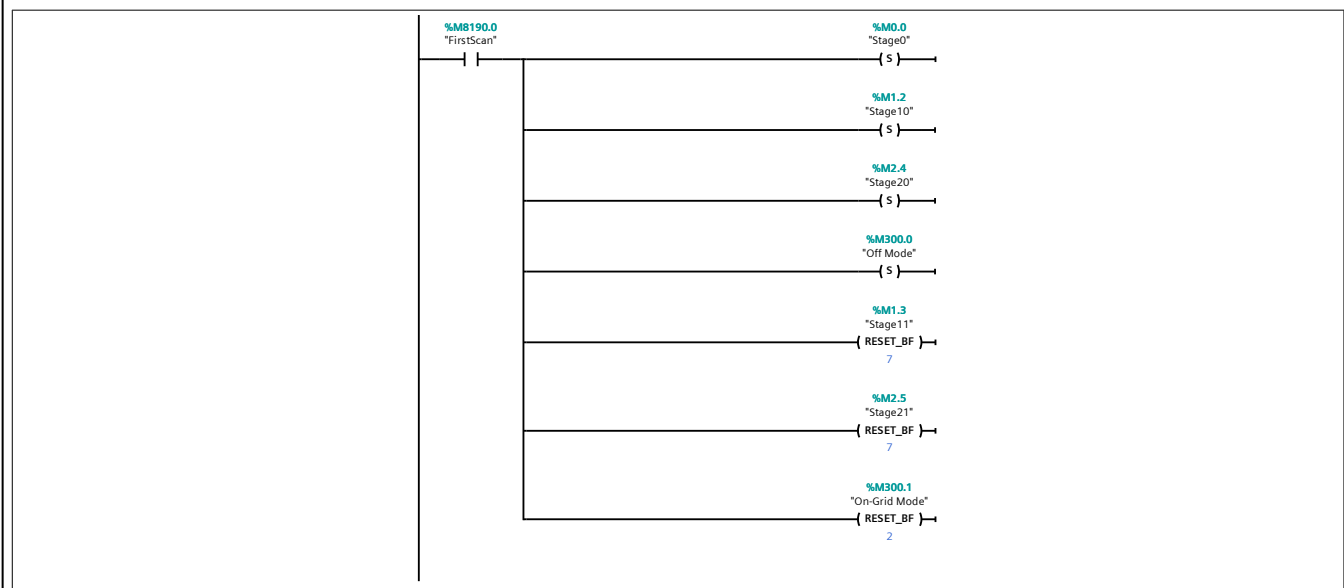
Automatic

Information

Title	"Complete Restart"	Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					

Name	Data type	Default value	Comment
▼ Input			
LostRetentive	Bool		True if retentive data are lost
LostRTC	Bool		True if date and time are lost
Temp			
Constant			

Network 1:



MB_COMM_LOAD [FB1080]

MB_COMM_LOAD Properties

General

Name	MB_COMM_LOAD	Number	1080	Type	FB	Language	LAD
------	--------------	--------	------	------	----	----------	-----

Numbering	Automatic
-----------	-----------

Information

Title	Author	SIMATIC	Comment	Family	MODBUS
-------	--------	---------	---------	--------	--------

Version	2.1	User-defined ID	MB_CM_LD
---------	-----	-----------------	----------

Name	Data type	Default value	Readin	Accessible	Write	Visible in	Setpoint	Supervi	Comment
------	-----------	---------------	--------	------------	-------	------------	----------	---------	---------

Name	Data type	Default value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Input									
REQ	Bool	false	Non-retain	True	True	True	False		The enable to initiate a Mod-bus configuration operation
PORT	PORT	16#FFFF	Non-retain	True	True	True	False		The PTP hardware address
BAUD	UDInt	0	Non-retain	True	True	True	False		The baud rate of the PTP port
PARITY	UInt	0	Non-retain	True	True	True	False		The parity of the PTP port
FLOW_CTRL	UInt	0	Non-retain	True	True	True	False		Transmit and receive flow control
RTS_ON_DLY	UInt	0	Non-retain	True	True	True	False		The enable time of RTS be-fore sending the first charac-ter
RTS_OFF_DLY	UInt	0	Non-retain	True	True	True	False		The enable time of RTS after sending the last character
RESP_TO	UInt	1000	Non-retain	True	True	True	False		The time to wait for the Modbus slave to respond
▼ Output									
DONE	Bool	false	Non-retain	True	True	True	False		Boolean indicating comple-tion without error
ERROR	Bool	false	Non-retain	True	True	True	False		Boolean indicating comple-tion with error
STATUS	Word	16#0	Non-retain	True	True	True	False		Status of the current opera-tion
▼ InOut									
▼ MB_DB	MB_BASE			False	False	False	False		The instance DB of the Mod-bus master or slave
Input									
Output									
InOut									
▼ Static									
S_PORT	UInt		Non-retain	False	False	False	False		
S_RESP_TO	UInt		Non-retain	False	False	False	False		
S_ICHAR_GAP	UInt		Non-retain	False	False	False	False		
S_RETRIES	UInt		Non-retain	False	False	False	False		
▼ Static									
ICHAR_GAP	UInt	0	Non-retain	True	True	True	False		
RETRIES	UInt	2	Non-retain	True	True	True	False		
WRREC_STATUS	Word	2	Non-retain	True	True	True	False		
RDREC_STATUS	Word	2	Non-retain	True	True	True	False		
SFC_STATUS	Word	2	Non-retain	True	True	True	False		
▼ Port_CFG_SFB	Array[0..25] of Byte		Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[0]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[1]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[2]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[3]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[4]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[5]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[6]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[7]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[8]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[9]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[10]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[11]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[12]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[13]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[14]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[15]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[16]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[17]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[18]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[19]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[20]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[21]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Port_CFG_SFB[22]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		

Totally Integrated Automation Portal									
Name	Data type	Default value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Write-able HMI/OPC UA	Visible in HMI engineering	Setpoint	Supervision	Comment
Rcv_CFG_SFB[51]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Rcv_CFG_SFB[52]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Rcv_CFG_SFB[53]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Rcv_CFG_SFB[54]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Rcv_CFG_SFB[55]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Rcv_CFG_SFB[56]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Rcv_CFG_SFB[57]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Rcv_CFG_SFB[58]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Rcv_CFG_SFB[59]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
Rcv_CFG_SFB[60]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
STOP_BITS	USInt	1	Non-retain	True	True	True	False		

Program blocks / System blocks / Program resources

MB_COMM_LOAD_DB [DB1]

MB_COMM_LOAD_DB Properties										
General										
Name	MB_COMM_LOAD_DB	Number	1	Type	DB		Language	DB		
Numbering Information	Automatic									
Title			Author	SIMATIC		Comment			Family	MODBUS
Version	2.1		User-defined ID	MB_CM_LD						
Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment	
▼ Input										
REQ	Bool	false	False	True	True	True	False		The enable to initiate a Modbus con-figuration operation	
PORT	PORT	16#FFFF	False	True	True	True	False		The PtP hardware address	
BAUD	UDInt	0	False	True	True	True	False		The baud rate of the PtP port	
PARITY	UInt	0	False	True	True	True	False		The parity of the PtP port	
FLOW_CTRL	UInt	0	False	True	True	True	False		Transmit and receive flow control	
RTS_ON_DLY	UInt	0	False	True	True	True	False		The enable time of RTS before send-ing the first character	
RTS_OFF_DLY	UInt	0	False	True	True	True	False		The enable time of RTS after sending the last character	
RESP_TO	UInt	1000	False	True	True	True	False		The time to wait for the Modbus slave to respond	
▼ Output										
DONE	Bool	false	False	True	True	True	False		Boolean indicating completion with-out error	
ERROR	Bool	false	False	True	True	True	False		Boolean indicating completion with error	
STATUS	Word	16#0	False	True	True	True	False		Status of the current operation	
▼ InOut										
MB_DB	MB_BASE		False	False	False	False	False		The instance DB of the Modbus mas-ter or slave	
▼ Static										
ICHAR_GAP	UInt	0	False	True	True	True	False			
RETRIES	UInt	2	False	True	True	True	False			
WRREC_STATUS	Word	2	False	True	True	True	False			
RDREC_STATUS	Word	2	False	True	True	True	False			
SFC_STATUS	Word	2	False	True	True	True	False			
▼ Port_CFG_SFB	Array[0..25] of Byte		False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[0]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[1]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[2]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[3]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[4]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[5]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[6]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[7]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[8]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[9]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[10]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[11]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[12]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[13]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[14]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[15]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[16]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[17]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[18]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[19]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[20]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[21]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[22]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[23]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[24]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Port_CFG_SFB[25]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
▼ Send_CFG_SFB	Array[0..16] of Byte		False	False	False	False	False			
Send_CFG_SFB[0]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Send_CFG_SFB[1]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Send_CFG_SFB[2]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Send_CFG_SFB[3]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Send_CFG_SFB[4]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
Send_CFG_SFB[5]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writeable from HMI/OPC UA	Visible in HMI engineering	Setpoint	Supervision	Comment
STOP_BITS	USInt	1	False	True	True	True	False		

--	--	--

Program blocks / System blocks / Program resources

MB_MASTER [FB1081]

MB_MASTER Properties									
General									
Name	MB_MASTER	Number	1081	Type	FB	Language	LAD		
Numbering Information	Automatic								
Title		Author	SIMATIC	Comment		Family	MODBUS		
Version	2.2	User-defined ID	MB_MASTR						
Name	Data type	Default value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Base	MB_BASE			True	True	True	False		
Input									
Output									
InOut									
▼ Static									
S_PORT	UInt	16#FFFF	Non-retain	False	False	False	False		
S_RESP_TO	UInt	1000	Non-retain	False	False	False	False		
S_JCHAR_GAP	UInt	28	Non-retain	False	False	False	False		
S_RETRIES	UInt	2	Non-retain	False	False	False	False		
▼ Input									
REQ	Bool	false	Non-retain	True	True	True	False		The enable to initiate a Mod-bus master request
MB_ADDR	UInt	0	Non-retain	True	True	True	False		The station address of the Modbus slave
MODE	USInt	0	Non-retain	True	True	True	False		Specifies a read, write, or di-agnostic operation
DATA_ADDR	UDInt	0	Non-retain	True	True	True	False		The Modbus data address
DATA_LEN	UInt	0	Non-retain	True	True	True	False		The Modbus data length
▼ Output									
DONE	Bool	false	Non-retain	True	True	True	False		Boolean indicating comple-tion without error
BUSY	Bool	false	Non-retain	True	True	True	False		Boolean indicating opera-tion in progress
ERROR	Bool	false	Non-retain	True	True	True	False		Boolean indicating comple-tion with error
STATUS	Word	16#0	Non-retain	True	True	True	False		Status or error code of the completed operation
▼ InOut									
DATA_PTR	Variant			False	False	False	False		Data area used to communi-cate with the Modbus slave
▼ Static									
▼ SEND_PTP_SFB	Array[0..11] of Byte		Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[0]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[1]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[2]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[3]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[4]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[5]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[6]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[7]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[8]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[9]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[10]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[11]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
▼ RCV_PTP_SFB	Array[0..11] of Byte		Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[0]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[1]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[2]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[3]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[4]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[5]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[6]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[7]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[8]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[9]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[10]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[11]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
▼ RCV_RST_SFB	Array[0..9] of Byte		Non-retain	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[0]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[1]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[2]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		

Totally Integrated Automation Portal									
Name	Data type	Default value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Write-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engineering	Setpoint	Supervision	Comment
RCV_RST_SFB[3]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[4]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[5]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[6]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[7]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[8]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[9]	Byte	16#0	Non-retain	False	False	False	False		
PF_FREQUENCY	Real	0.0	Non-retain	False	False	False	False		
BLOCKED_PROC_TIMEOUT	Real	3.0	Non-retain	True	True	True	False		
CURRENT_TIME_VALUE	UDInt	0	Non-retain	False	False	False	False		
SAVED_TIME_VALUE	UDInt	0	Non-retain	False	False	False	False		
SAVED_SLAVE_ADDR	Word	0	Non-retain	False	False	False	False		
SAVED_MODE	Word	0	Non-retain	False	False	False	False		
SAVED_DATA_ADDR	DWord	0	Non-retain	False	False	False	False		
SAVED_DATA_LEN	UInt	0	Non-retain	False	False	False	False		
MB_STATE	UInt	0	Non-retain	False	False	False	False		
COMM_SENT_COUNT	UInt	0	Non-retain	False	False	False	False		
BYTE_COUNT	USInt	0	Non-retain	False	False	False	False		
INIT_OK	Bool	false	Non-retain	False	False	False	False		
ACTIVE	Bool	false	Non-retain	False	False	False	False		
BROADCAST_FLAG	Bool	false	Non-retain	False	False	False	False		
EXTENDED_ADDRESSING	Bool	false	Non-retain	True	True	True	False		
SAVED_START_ADDR	UInt	0	Non-retain	False	False	False	False		
TXBuf_Function_Offset	UDInt	0	Non-retain	False	False	False	False		
TXBuf_Address_Offset	UDInt	0	Non-retain	False	False	False	False		
TXBuf_Quantity_Offset	UDInt	0	Non-retain	False	False	False	False		

MB_MASTER_DB [DB2]

MB_MASTER_DB Properties

General

Name	MB_MASTER_DB	Number	2	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	SIMATIC	Comment		Family	MODBUS
Version	2.2	User-defined ID	MB_MASTR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Base	MB_BASE		False	True	True	True	False		
Input									
Output									
InOut									
▼ Static									
S_PORT	UInt	16#FFFF	False	False	False	False	False		
S_RESP_TO	UInt	1000	False	False	False	False	False		
S_JCHAR_GAP	UInt	28	False	False	False	False	False		
S_RETRIES	UInt	2	False	False	False	False	False		
▼ Input									
REQ	Bool	false	False	True	True	True	False		The enable to initiate a Modbus mas-ter request
MB_ADDR	UInt	0	False	True	True	True	False		The station address of the Modbus slave
MODE	USInt	0	False	True	True	True	False		Specifies a read, write, or diagnostic operation
DATA_ADDR	UDInt	0	False	True	True	True	False		The Modbus data address
DATA_LEN	UInt	0	False	True	True	True	False		The Modbus data length
▼ Output									
DONE	Bool	false	False	True	True	True	False		Boolean indicating completion with-out error
BUSY	Bool	false	False	True	True	True	False		Boolean indicating operation in pro-gress
ERROR	Bool	false	False	True	True	True	False		Boolean indicating completion with error
STATUS	Word	16#0	False	True	True	True	False		Status or error code of the completed operation
▼ InOut									
DATA_PTR	Variant		False	False	False	False	False		Data area used to communicate with the Modbus slave
▼ Static									
▼ SEND_PTP_SFB	Array[0..11] of Byte		False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[0]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[1]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[2]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[3]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[4]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[5]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[6]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[7]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[8]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[9]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[10]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
SEND_PTP_SFB[11]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
▼ RCV_PTP_SFB	Array[0..11] of Byte		False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[0]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[1]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[2]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[3]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[4]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[5]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[6]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[7]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[8]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[9]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[10]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_PTP_SFB[11]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
▼ RCV_RST_SFB	Array[0..9] of Byte		False	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[0]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[1]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		
RCV_RST_SFB[2]	Byte	16#0	False	False	False	False	False		

Totally Integrated Automation Portal										
Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment	
RCV_RST_SFB[3]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
RCV_RST_SFB[4]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
RCV_RST_SFB[5]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
RCV_RST_SFB[6]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
RCV_RST_SFB[7]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
RCV_RST_SFB[8]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
RCV_RST_SFB[9]	Byte	16#0	False	False	False	False	False			
PF_FREQUENCY	Real	0.0	False	False	False	False	False			
BLOCKED_PROC_TIMEOUT	Real	3.0	False	True	True	True	False			
CURRENT_TIME_VALUE	UDInt	0	False	False	False	False	False			
SAVED_TIME_VALUE	UDInt	0	False	False	False	False	False			
SAVED_SLAVE_ADDR	Word	0	False	False	False	False	False			
SAVED_MODE	Word	0	False	False	False	False	False			
SAVED_DATA_ADDR	DWord	0	False	False	False	False	False			
SAVED_DATA_LEN	UInt	0	False	False	False	False	False			
MB_STATE	UInt	0	False	False	False	False	False			
COMM_SENT_COUNT	UInt	0	False	False	False	False	False			
BYTE_COUNT	USInt	0	False	False	False	False	False			
INIT_OK	Bool	false	False	False	False	False	False			
ACTIVE	Bool	false	False	False	False	False	False			
BROADCAST_FLAG	Bool	false	False	False	False	False	False			
EXTENDED_ADDRESSING	Bool	false	False	True	True	True	False			
SAVED_START_ADDR	UInt	0	False	False	False	False	False			
TXBuf_Function_Offset	UDInt	0	False	False	False	False	False			
TXBuf_Address_Offset	UDInt	0	False	False	False	False	False			
TXBuf_Quantity_Offset	UDInt	0	False	False	False	False	False			

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Timer stage10 [DB5]

Timer stage10 Properties

General

Name	Timer stage10	Number	5	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Timer Stage11 [DB9]

Timer Stage11 Properties

General

Name	Timer Stage11	Number	9	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Stage 20 Timer [DB11]

Stage 20 Timer Properties

General

Name	Stage 20 Timer	Number	11	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Stage 21 Timer [DB12]

Stage 21 Timer Properties

General

Name	Stage 21 Timer	Number	12	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Stage 0 Timer [DB13]

Stage 0 Timer Properties

General

Name	Stage 0 Timer	Number	13	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Timer stage12 [DB6]

Timer stage12 Properties

General

Name	Timer stage12	Number	6	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Stage 22 Timer [DB3]

Stage 22 Timer Properties

General

Name	Stage 22 Timer	Number	3	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Stage 23 Timer [DB8]

Stage 23 Timer Properties

General

Name	Stage 23 Timer	Number	8	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Timer stage13 [DB10]

Timer stage13 Properties

General

Name	Timer stage13	Number	10	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Stage 14 Timer [DB14]

Stage 14 Timer Properties

General

Name	Stage 14 Timer	Number	14	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / System blocks / Program resources

Timer stage 16 [DB15]

Timer stage 16 Properties

General

Name	Timer stage 16	Number	15	Type	DB	Language	DB
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author	Simatic	Comment		Family	IEC
Version	1.0	User-defined ID	IEC_TMR				

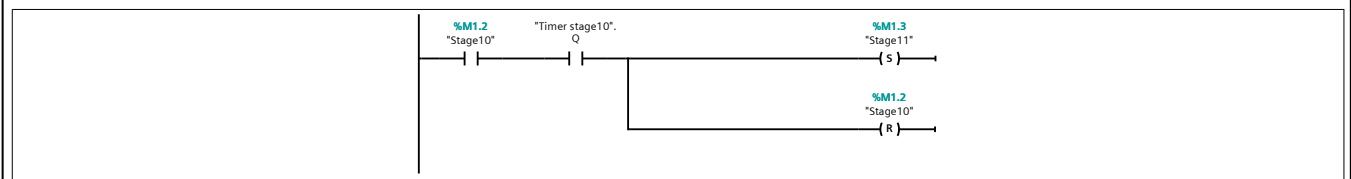
Name	Data type	Start value	Retain	Accessible from HMI/OPC UA	Writ-able from HMI/OPC UA	Visible in HMI engi-neering	Setpoint	Supervi-sion	Comment
▼ Static									
PT	Time	T#0ms	False	True	True	True	False		
ET	Time	T#0ms	False	True	False	True	False		
IN	Bool	false	False	True	True	True	False		
Q	Bool	false	False	True	False	True	False		

Program blocks / Modo On-grid

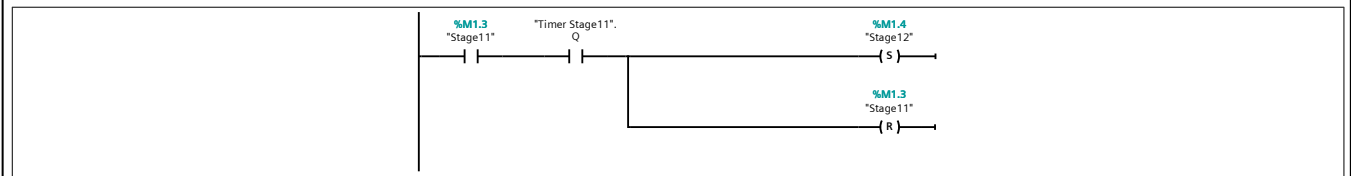
On-Grid Mode 2 [FC4]

On-Grid Mode 2 Properties							
General							
Name	On-Grid Mode 2	Number	4	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
On-Grid Mode 2		Void					

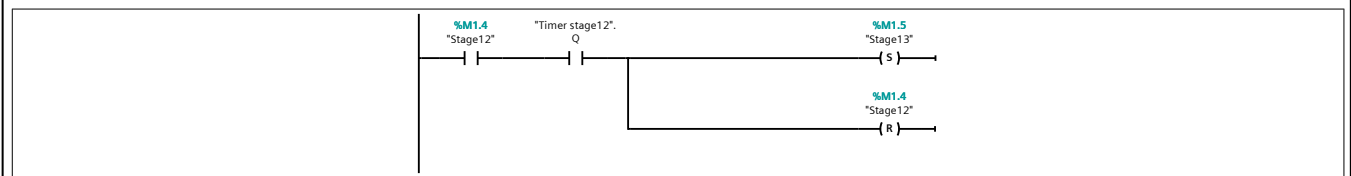
Network 1:



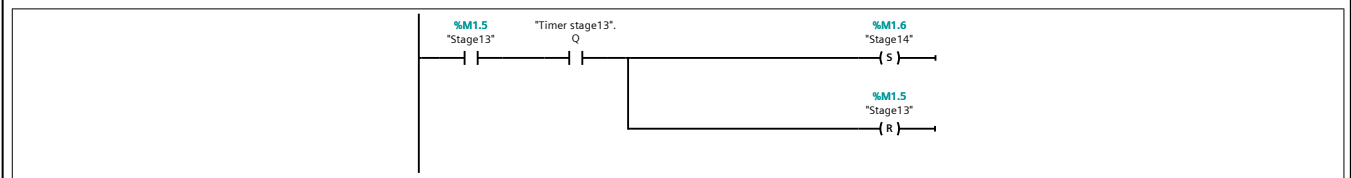
Network 2:



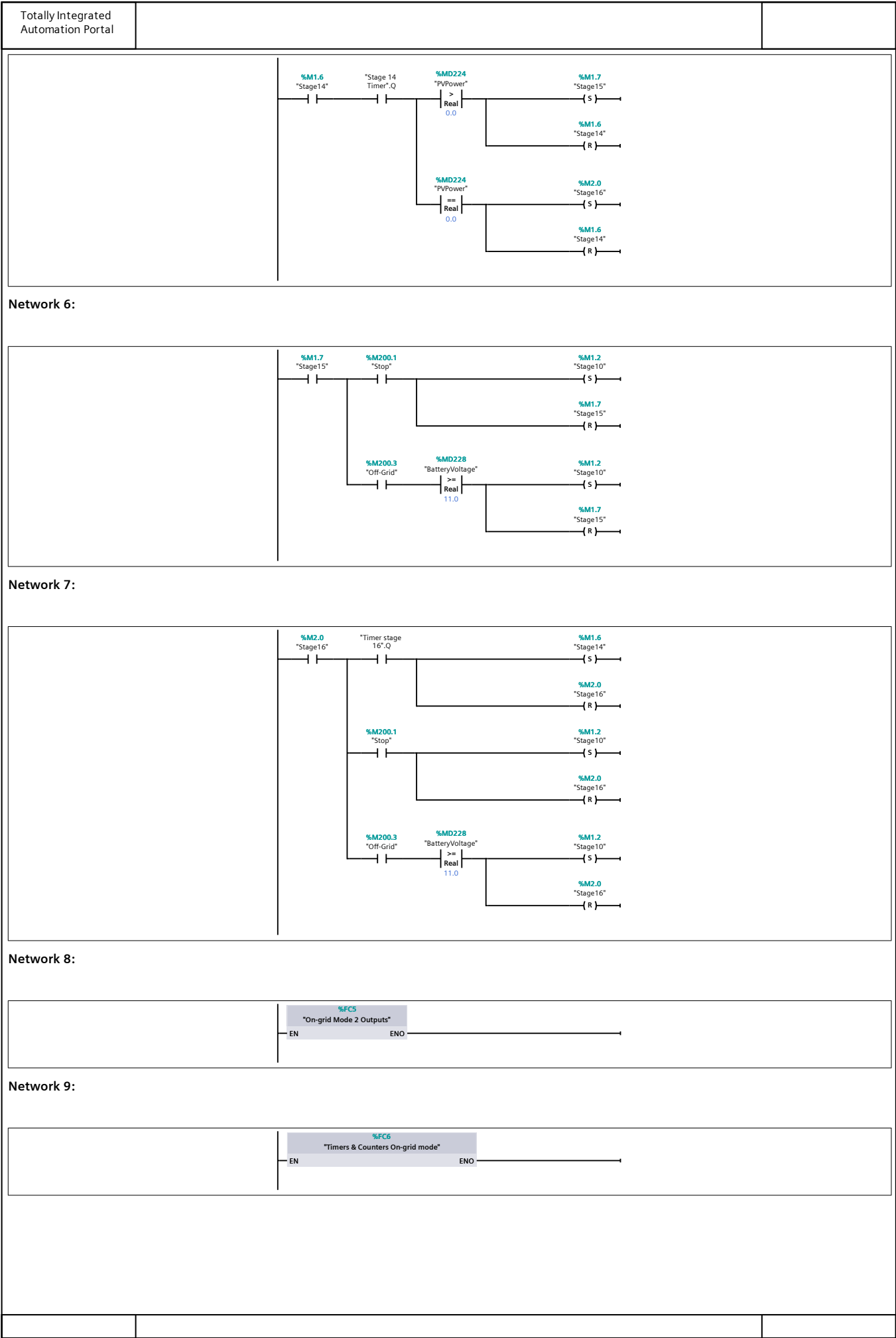
Network 3:



Network 4:



Network 5:

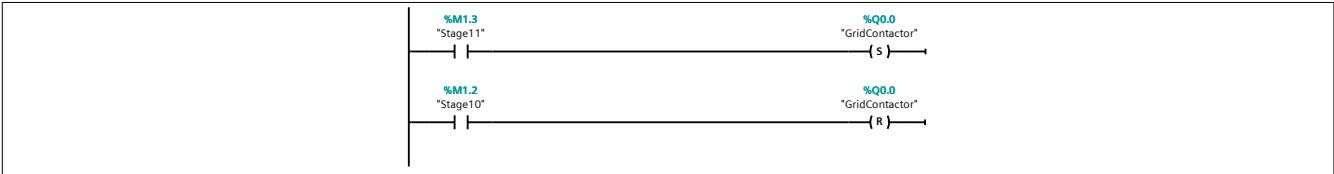


Program blocks / Modo On-grid

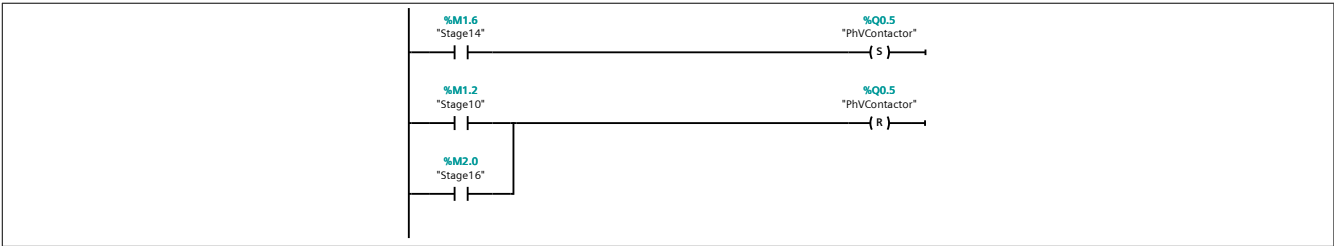
On-grid Mode 2 Outputs [FC5]

On-grid Mode 2 Outputs Properties							
General							
Name	On-grid Mode 2 Outputs	Number	5	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
On-grid Mode 2 Outputs		Void					

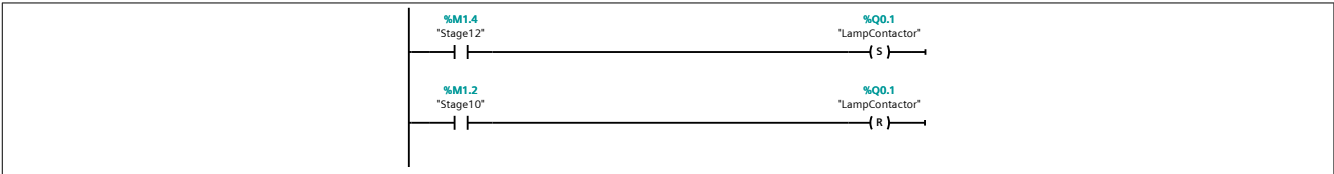
Network 1: Grid Contactor



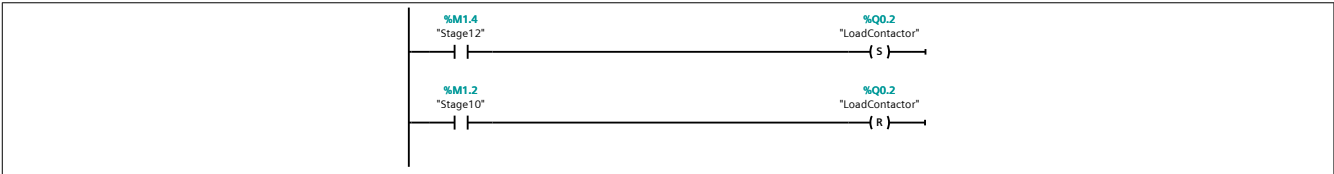
Network 2: PhV Contactor



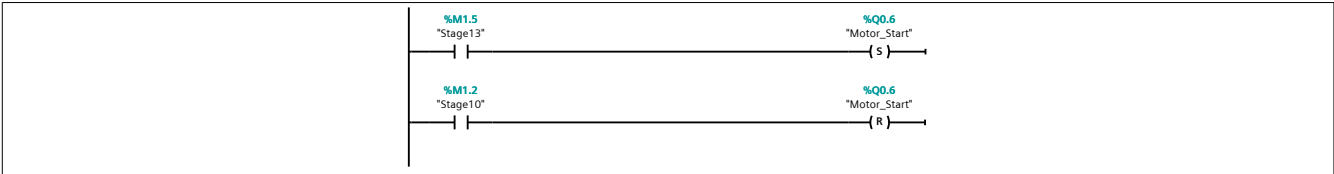
Network 3: Lamp Contactor



Network 4: Load Contactor

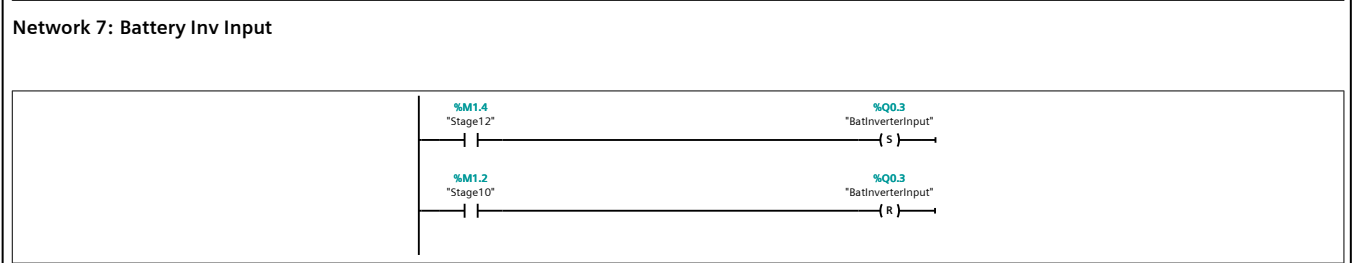


Network 5: Motor Start



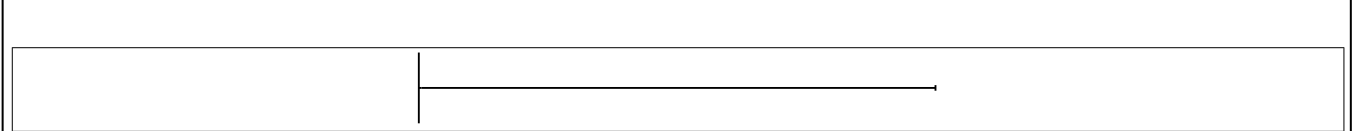
Network 6: Battery Inv Output

```
sequenceDiagram
    participant BatInverterOutput
    BatInverterOutput->>BatInverterOutput: %M1.2  
"Stage10"  
%Q0.4  
"BatInverterOutput"  
R
```



Timing diagram for BatInverterInput:

- Signal: BatInverterInput (%Q0.3)
- Event 1: %M1.4 "Stage12" (High pulse, duration 5)
- Event 2: %M1.2 "Stage10" (High pulse, duration R)

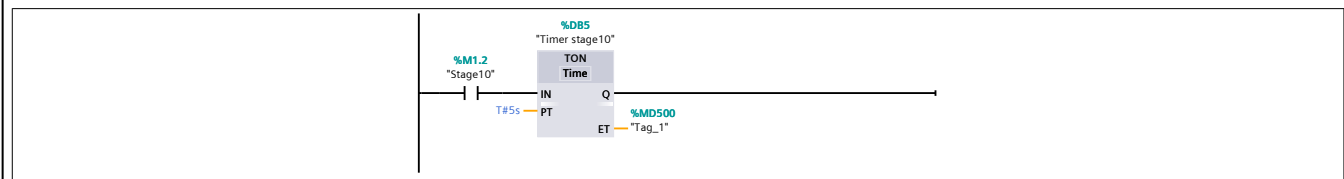


Program blocks / Modo On-grid

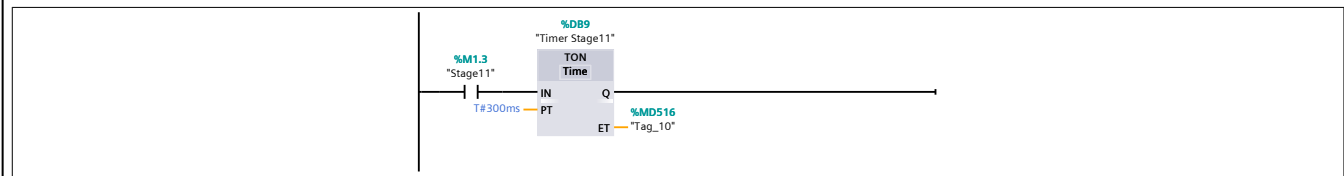
Timers & Counters On-grid mode [FC6]

Timers & Counters On-grid mode Properties							
General							
Name	Timers & Counters On-grid mode	Number	6	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
Timers & Counters On-grid mode		Void					

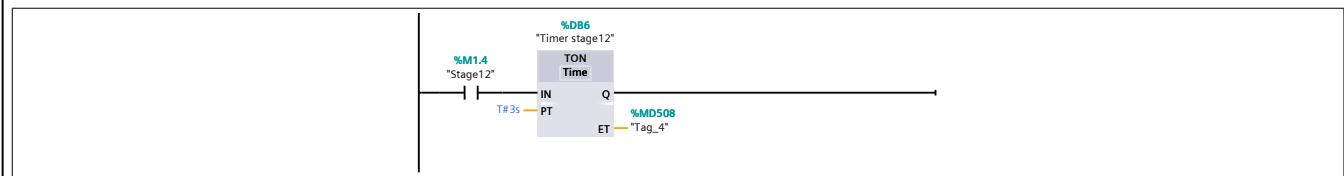
Network 1:



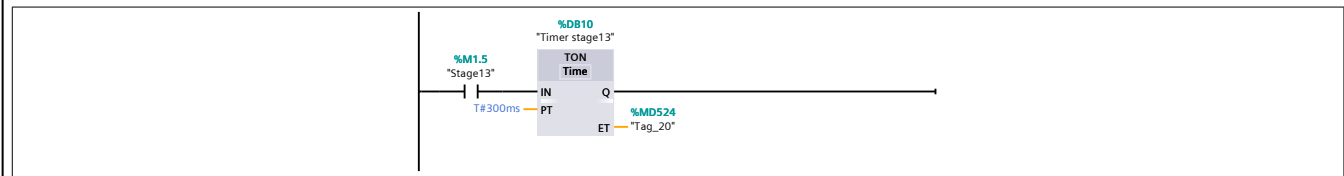
Network 2:



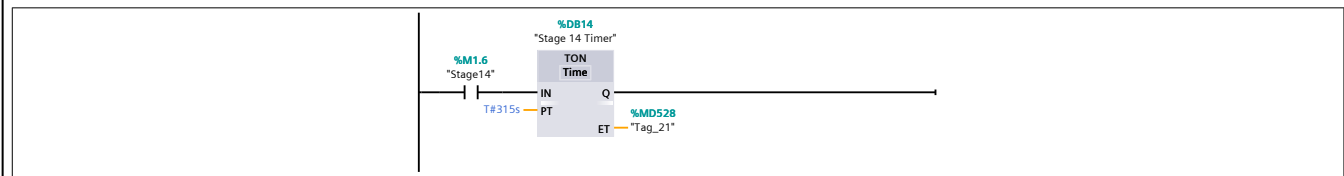
Network 3:



Network 4:



Network 5:



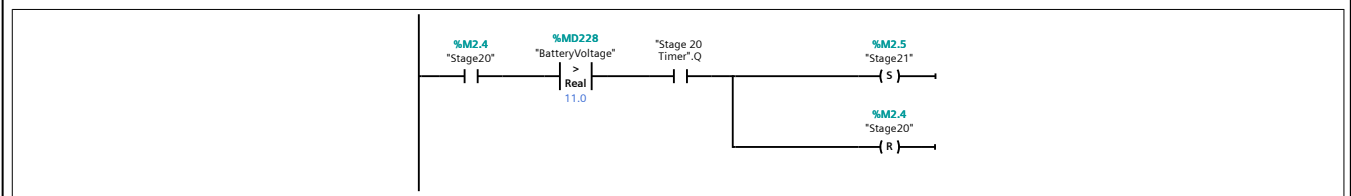
Network 6:

Program blocks / Modo Off-grid

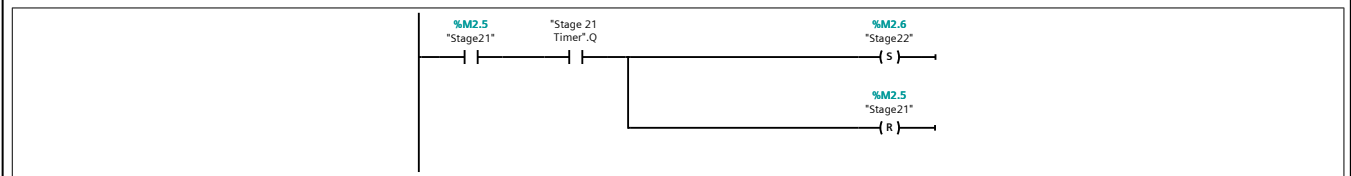
Off-Grid Mode 2 [FC7]

Off-Grid Mode 2 Properties							
General							
Name	Off-Grid Mode 2	Number	7	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
Off-Grid Mode 2		Void					

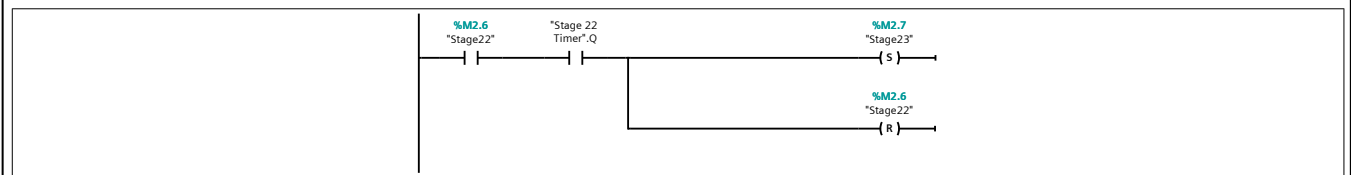
Network 1:



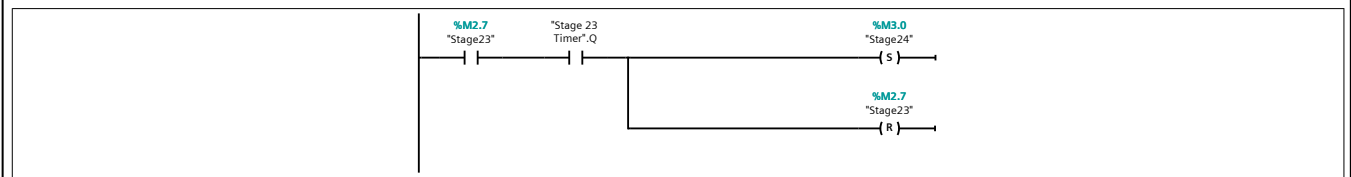
Network 2:



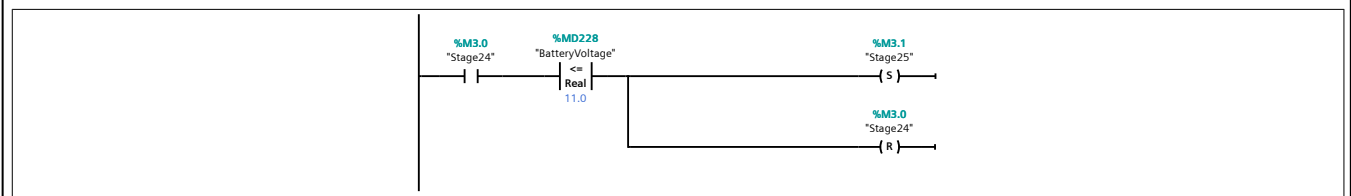
Network 3:



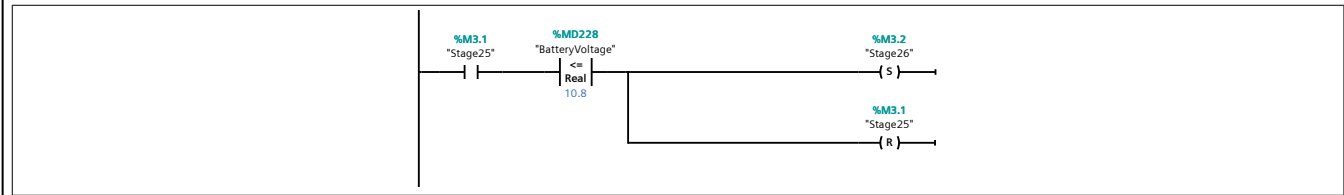
Network 4:



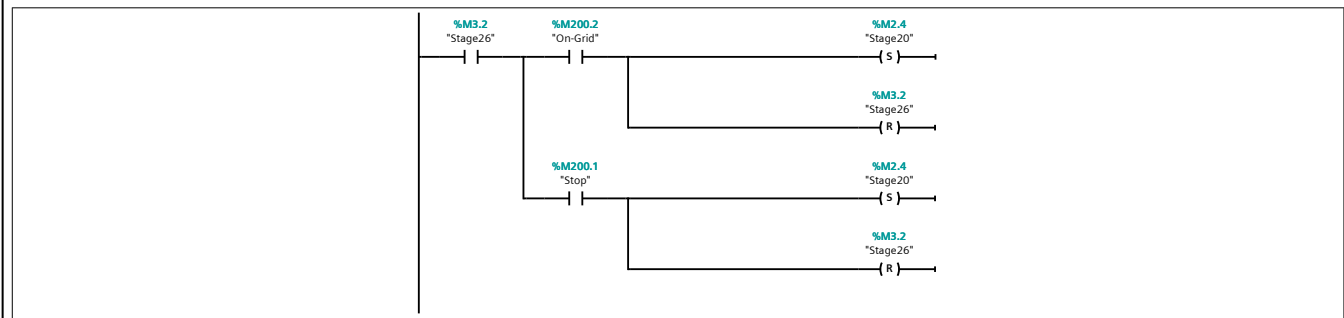
Network 5:



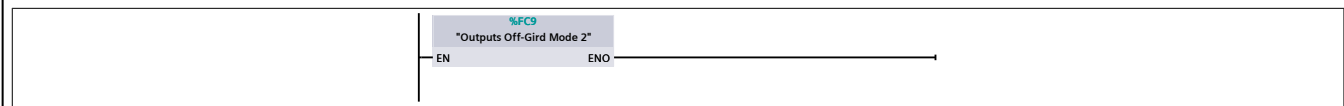
Network 6:



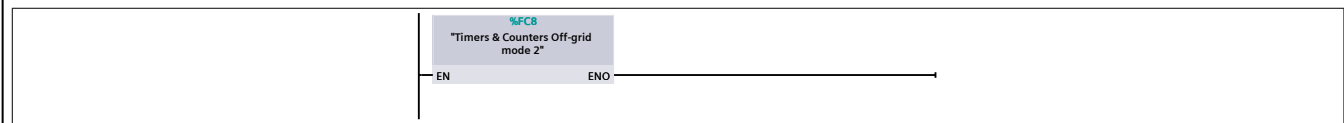
Network 7:



Network 8:



Network 9:

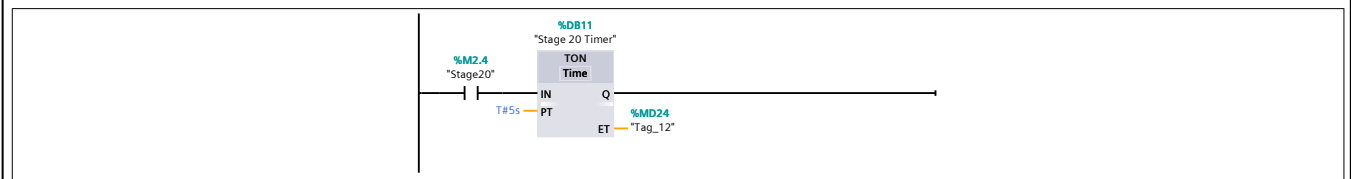


Program blocks / Modo Off-grid

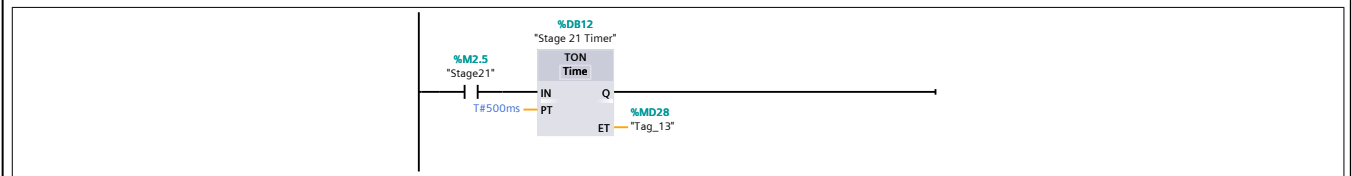
Timers & Counters Off-grid mode 2 [FC8]

Timers & Counters Off-grid mode 2 Properties							
General							
Name	Timers & Counters Off-grid mode 2	Number	8	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
Timers & Counters Off-grid mode 2		Void					

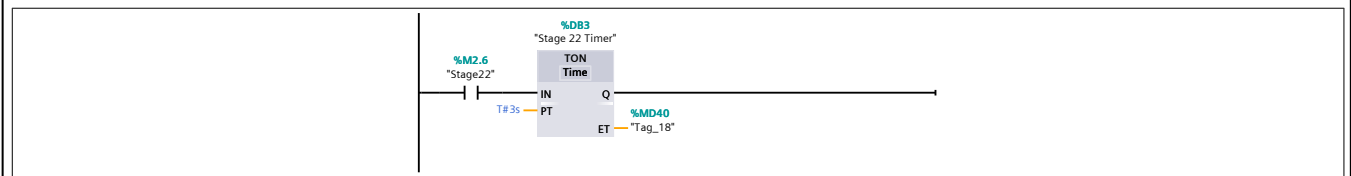
Network 1:



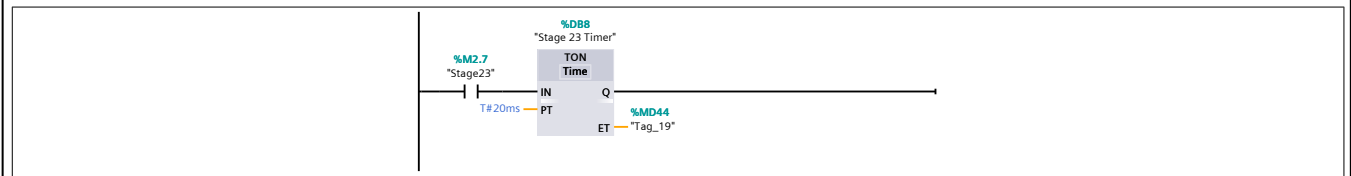
Network 2:



Network 3:



Network 4:

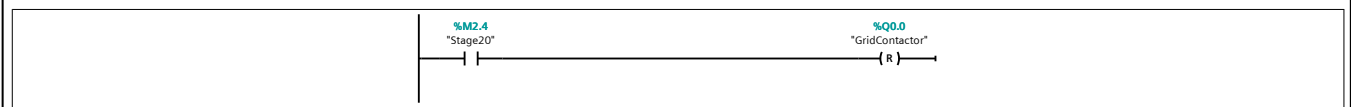


Program blocks / Modo Off-grid

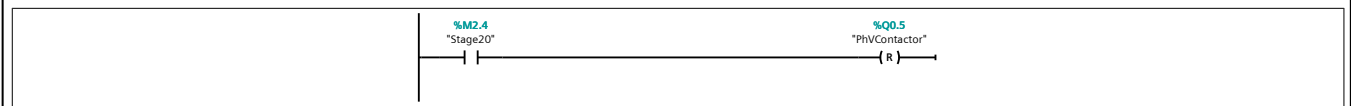
Outputs Off-Gird Mode 2 [FC9]

Outputs Off-Gird Mode 2 Properties							
General							
Name	Outputs Off-Gird Mode 2	Number	9	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
Outputs Off-Gird Mode 2		Void					

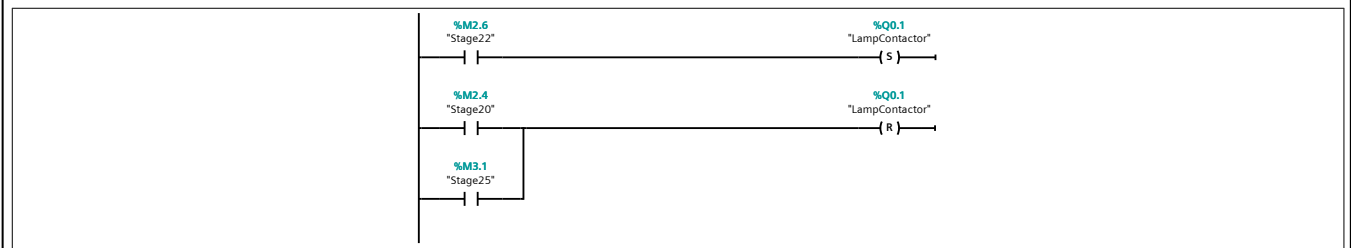
Network 1: Grid Contactor



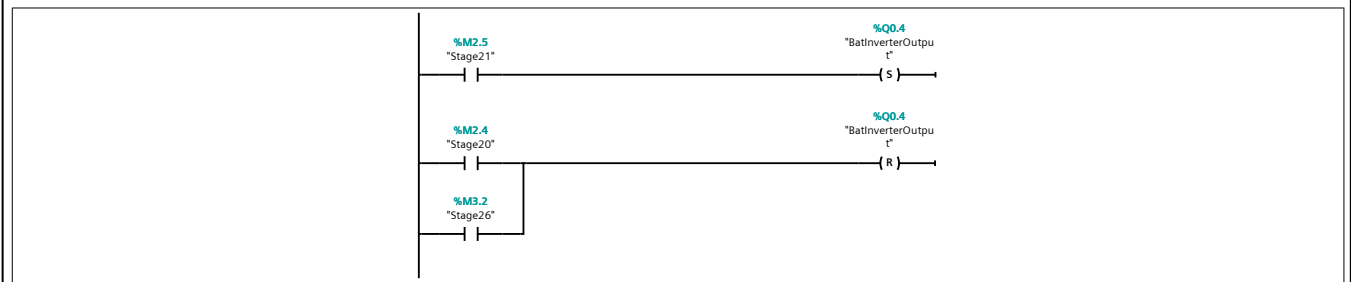
Network 2: Phv Contactor



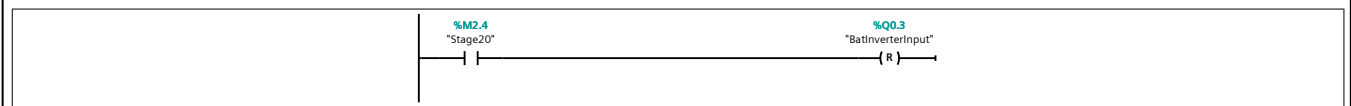
Network 3: Lamp Contactor



Network 4: Battery Inv Output Contactor



Network 5: Battery Inv Input Contactor



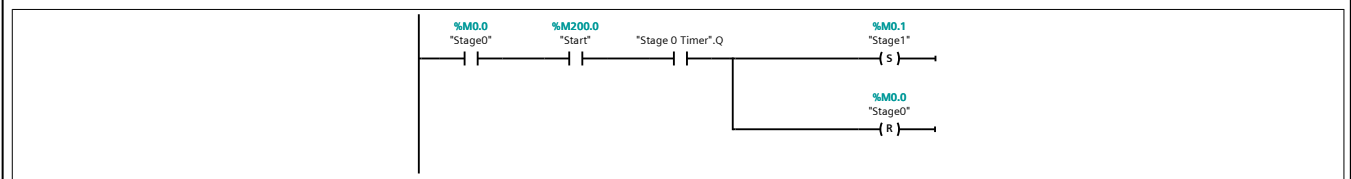
Network 6: Start Motor

Program blocks / Modo Off

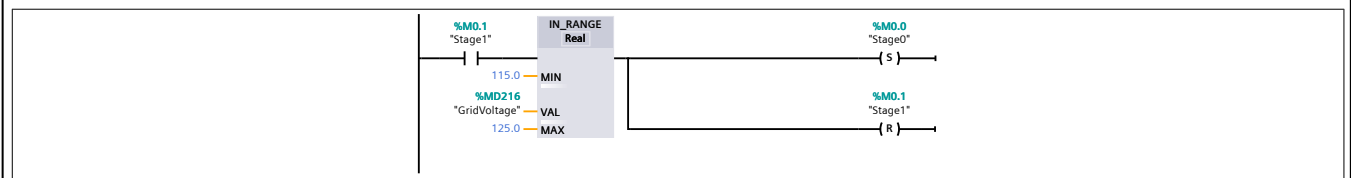
Off Mode 2 [FC10]

Off Mode 2 Properties							
General							
Name	Off Mode 2	Number	10	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
Off Mode 2		Void					

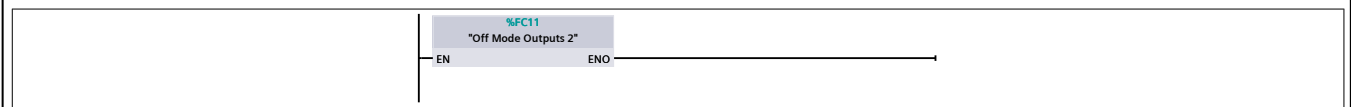
Network 1:



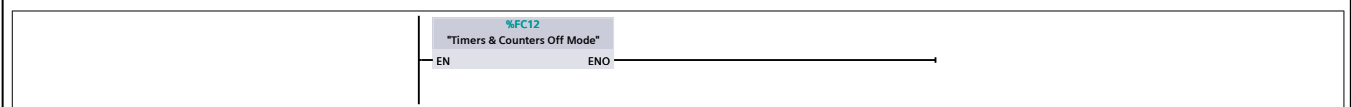
Network 2:



Network 3:



Network 4:



Totally Integrated Automation Portal

Program blocks / Modo Off

Off Mode Outputs 2 [FC11]

Off Mode Outputs 2 Properties

General

Name	Off Mode Outputs 2	Number	11	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						

Information

Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					

Name	Data type	Default value	Comment
Input			
Output			
InOut			
Temp			
Constant			
▼ Return			
Off Mode Outputs 2	Void		

Network 1: Grid Contactor

%M0.0
"Stage0"

%Q0.0
"GridContactor"

Network 2: Lamp Contactor

%M0.0
"Stage0"

%Q0.1
"LampContactor"

Network 3: Load Contactor

%M0.0
"Stage0"

%Q0.2
"LoadContactor"

Network 4: Battery Inv Input

%M0.0
"Stage0"

%Q0.3
"BatInverterInput"

Network 5: Battery Inv Output

%M0.0
"Stage0"

%Q0.4
"BatInverterOutput"

Network 6: PhV Contactor

%M0.0
"Stage0"

%Q0.5
"PhVContactor"

Network 7: Motor Start

%M0.0
"Stage0"

%Q0.6
"Motor_Start"

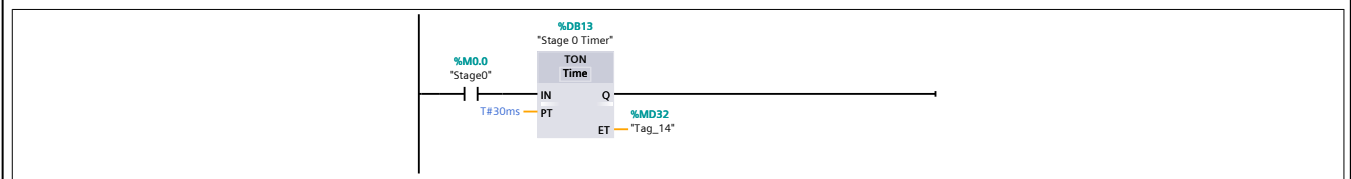
Totally Integrated Automation Portal		
Network 8: Charger Contactor		

Program blocks / Modo Off

Timers & Counters Off Mode [FC12]

Timers & Counters Off Mode Properties							
General							
Name	Timers & Counters Off Mode	Number	12	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
Timers & Counters Off Mode		Void					

Network 1:

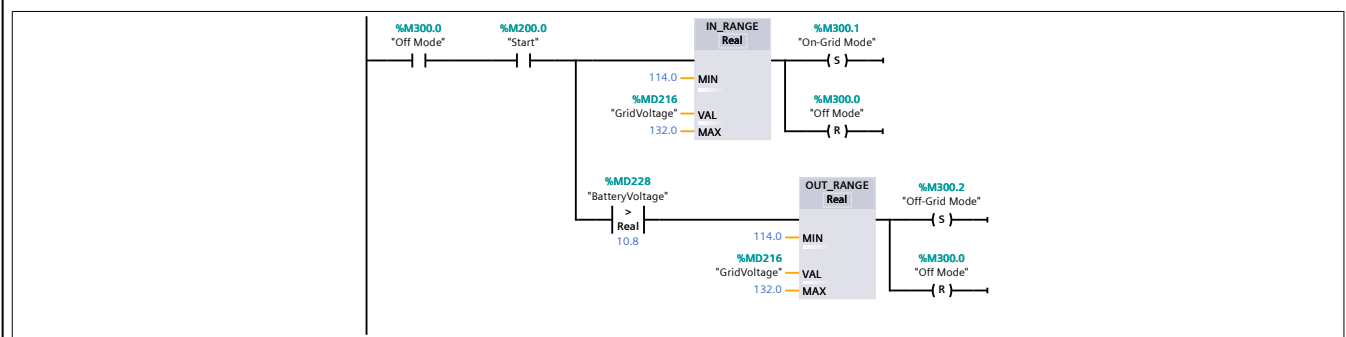


Program blocks / GRAFCET de Manejo

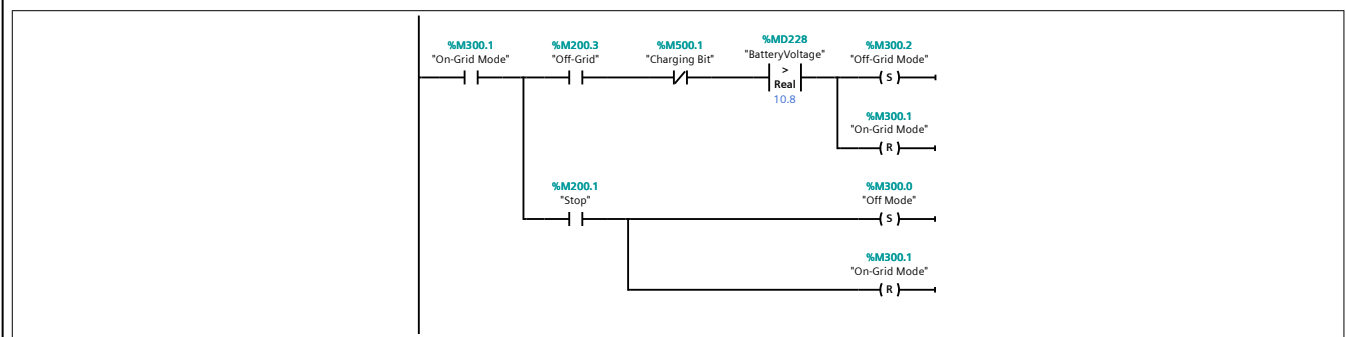
Handling GRAFCET [FC13]

Handling GRAFCET Properties							
General							
Name	Handling GRAFCET	Number	13	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
Handling GRAFCET		Void					

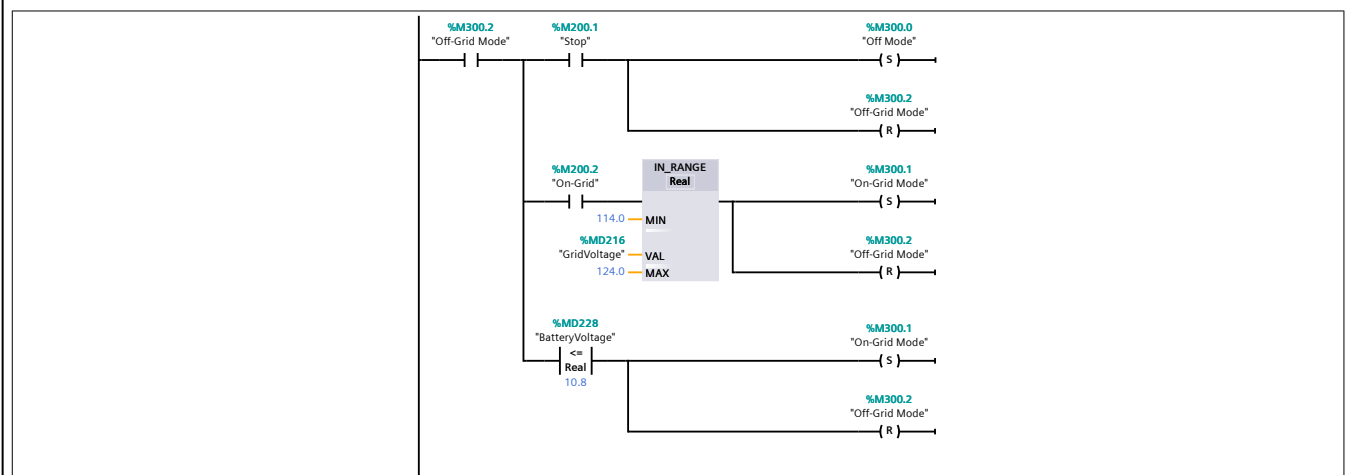
Network 1:



Network 2:



Network 3:



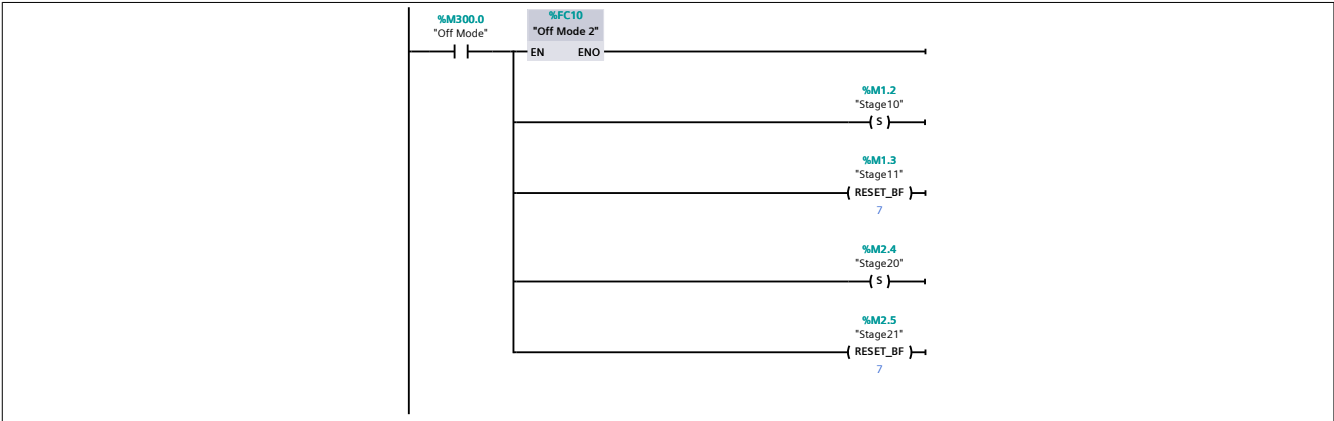
Totally Integrated Automation Portal		
Network 4:		
%FC14 "Handling GRAFCET Outputs" EN ENO		

Program blocks / GRAFCET de Manejo

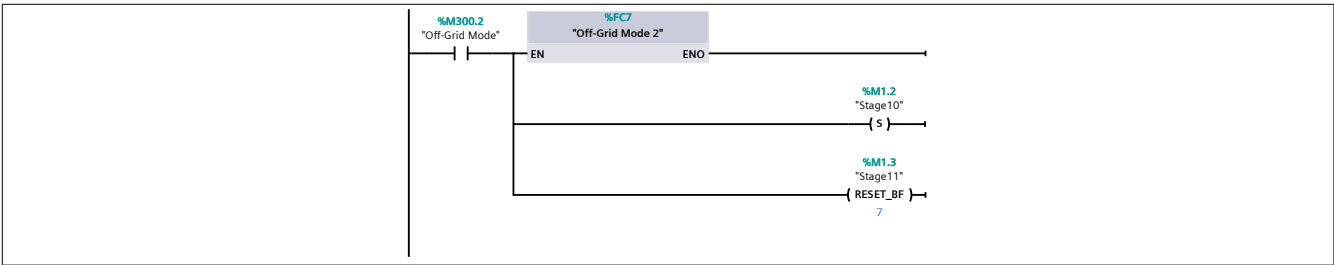
Handling GRAFCET Outputs [FC14]

Handling GRAFCET Outputs Properties							
General							
Name	Handling GRAFCET Outputs	Number	14	Type	FC	Language	LAD
Numbering	Automatic						
Information							
Title		Author		Comment		Family	
Version	0.1	User-defined ID					
Name		Data type	Default value		Comment		
Input							
Output							
InOut							
Temp							
Constant							
▼ Return							
Handling GRAFCET Outputs		Void					

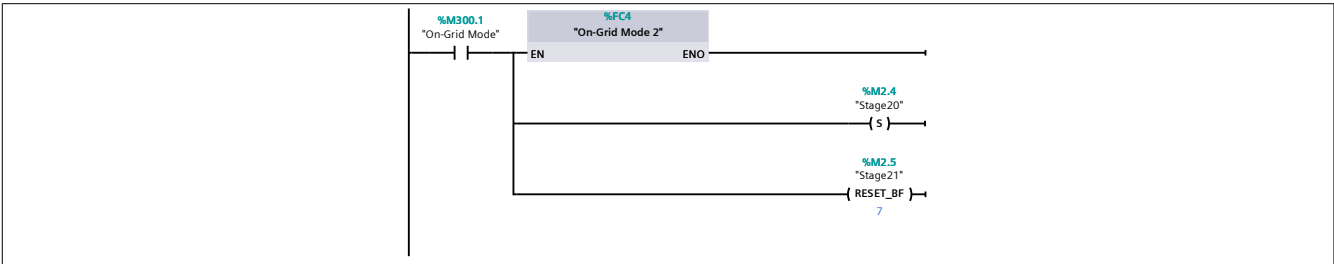
Network 1:



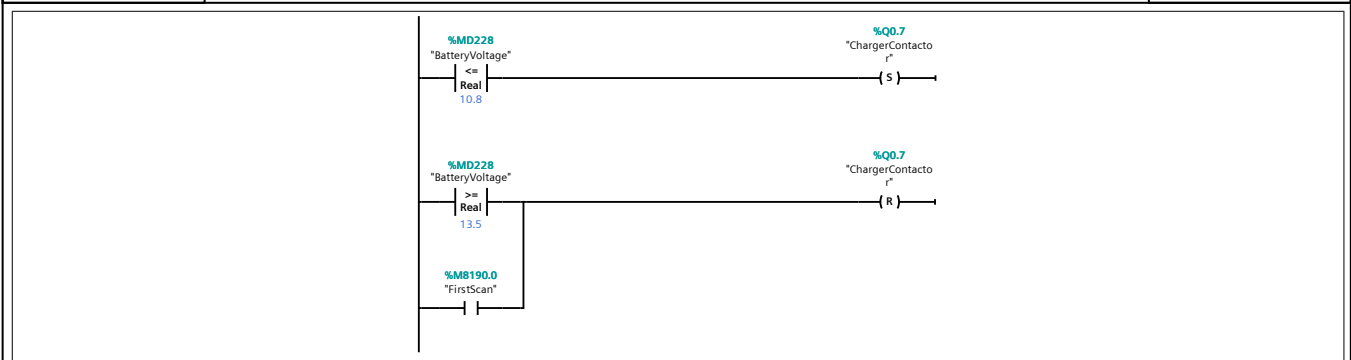
Network 2:



Network 3:



Network 4:



Network 5:

