

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE CIENCIAS



TESIS

**CONTROL, OPTIMIZACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES DE
CORRIENTE CONTINUA**

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR EN
CIENCIAS CON MENCIÓN EN FÍSICA**

**ELABORADO POR:
JORGE LUÍS MÍREZ TARRILLO**

**ASESOR:
DR. MANFRED JOSEF HORN MUTSCHLER**

**CO-ASESOR:
DR. JOSEP MARÍA GUERRERO**

LIMA PERÚ

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE CIENCIAS
UNIDAD DE POSGRADO

DOCTORADO EN CIENCIAS CON MENCIÓN EN FÍSICA

Alumno: Jorge Luis Mírez Tarrillo
Código de estudiante: 20116627D
Título de la Tesis Doctoral: Control, Optimización y Gestión de Microrredes de Corriente Continua

RESUMEN

La presente tesis busca aportar nuevos conocimientos al control, gestión y optimización de las MG DC teniendo como objetivo general el de proponer nuevas formas de operación de MG DC y de interconexión entre ellas y con la UN. Para ello se ha desarrollado modelos matemáticos que describen el funcionamiento de los componentes de la MG y de la MG como un todo, se ha implementado balances de energía y potencia en la MG estudiadas, se propone nuevas formas de operación de MG con sus modelos matemáticos respectivos, se propone estrategias de optimización en base a las nuevas forma de operación propuestas, se estudiar la interconexión eléctrica entre MGs mediante modelos matemáticos con los balances de energía y potencia y formas de operación propuestas para MG, se desarrolla un caso de implementación de MG en EESS de baja demanda eléctrica que son parte de la infraestructura civil peruana.

Los modelos matemáticos elaborados han sido luego implementados en software de alto nivel (Matlab/Simulink de MathWorks Inc.) para con ello realizar simulaciones numéricas de los diferentes escenarios de estudio y cuyos resultados se exponen en la presente tesis, la cual está dividida en nueve capítulos.

En la Introducción se muestra la actualidad energética mundial y los resultados de estudios prospectivos, la tendencia del mercado eléctrico, la importancia, trascendencia y potenciales logros de las redes eléctricas avanzadas (Smart Grid, MGs), así como los objetivos de la presente tesis.

En el Capítulo I se hace un estado de arte de las configuraciones existentes de MGs y se define una MG DC que sirve como un modelo base para el desarrollo de la presente tesis, la cual es implementada en software Matlab/Simulink; además, se presenta el estado del arte de la gestión, control del voltaje y la optimización de MGs, la interconexión entre MGs y su implementación en redes eléctricas existentes.

En el Capítulo II se desarrolla (a partir del modelo base) los aportes de la presente tesis en el control de los voltajes de las fuentes de generación, de almacenamiento y de la red eléctrica, en el que se ha definido sub-rangos específicos de voltaje de trabajo del bus DC a fin de que el despacho de energía eléctrica esté priorizado. Esto va a permitir -aparte de la nueva estrategia de despacho que se propone - expandir la posibilidad de manipulación de la MG a otros voltajes con el consiguiente beneficio de reducción de pérdidas, mayor distancia y/o capacidad de transmisión con igual sección conductora, por ejemplo: se presenta el caso de una MG con doble voltaje

de trabajo que se activa según caída de tensión y/o exceso de la capacidad de conducción de conductores.

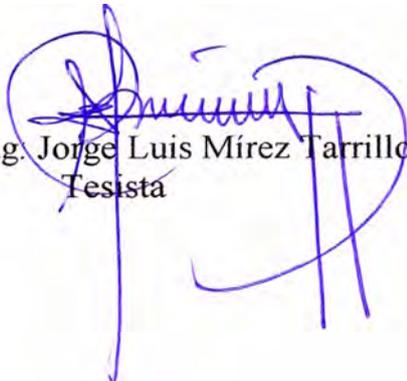
En el Capítulo III se desarrolla un modelo de optimización lineal combinado con una nueva estrategia de almacenamiento temporal en las fuentes de generación, punto de común acoplamiento con la UN y en el ingreso hacia las cargas eléctricas. Esto va a hacer posible minimizar el grado de influencia del comportamiento aleatorio de la oferta/demanda, y; controlar el despacho en función al costo y a la potencia disponible de entregar/recibir (según sea el componente de la MG) en un determinado período de tiempo.

En el Capítulo IV se estudia, modela y se simula la interconexión entre dos MGs de corriente continua como parte de la comprensión de la interacción de multi-MGs, para lo cual se fija un escenario de dos MG DC con una UN que puede abastecer a cada MG de manera independiente, se fijan condiciones tanto físicas y de información para el intercambio de energía eléctrica entre MGs y entre cada una de ellas con una UN, elabora un modelo matemático de la interconexión, y; se muestran los resultados de simulaciones.

En el Capítulo V se analiza la implementación del concepto de MG DC en un hospital de baja demanda eléctrica (equivalente a un Hospital Nivel II-1 según la categorización del MINSA) desarrollado bajo el criterio de ser implementada con las mínimas modificaciones posibles de la infraestructura eléctrica disponible, la normativa técnica vigente y se da un análisis económico.

En el Capítulo VI se muestra las Conclusiones del presente trabajo de investigación y se dan a saber las Recomendaciones para la realización de futuras investigaciones, trabajos conjuntos en cooperación y colaboración con grupos de estudio/investigación en otras universidades y centros de investigación nacional e internacionales.

Finalmente se tiene la Bibliografía y Anexos. En la Bibliografía se da a saber las referencias bibliográficas consultadas para la presente tesis. En los Anexos se complementa con códigos de computadora y explicaciones adicionales a lo escrito en el cuerpo de la tesis.



Mag. Jorge Luis Mírez Tarrillo
Tesisista



Dr. Manfred Horn Mutschler
Asesor

SIMULATION OF DC MICROGRID AND STUDY OF POWER AND BATTERY CHARGE/DISCHARGE MANAGEMENT

Jorge Mírez¹, Luis Hernández-Callejo², Manfred Horn¹, Luis Miguel Bonilla²

¹ NATIONAL UNIVERSITY OF ENGINEERING. Group of Mathematical Modeling and Numerical Simulation, Faculty of Sciences. Av. Tupac Amaru 210, Rímac Lima 25, Lima, Peru. Phone J.M.: +51 970030394 jmirez@uni.edu.pe M.H.: mhorn@uni.edu.pe

² UNIVERSITY OF VALLADOLID. Department of Agricultural Engineering and Forestry, Campus Universitario Duques de Soria, Soria, Spain; Phone L.H.: +34 975 12 92 13 luis.hernandez.callejo@uva.es ; L.M.B: lbonilla@iaf.uva.es;

Received: 7/Jun/2017—Reviewed: 8/Jun/2017—Accepted: 14/Aug/2017—DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8475>

ABSTRACT:

This work presents a mathematical model of a DC microgrid supplied with photovoltaic and wind power generation, storage (battery bank) and a conventional power grid. The microgrid has electrical loads domestic and commercial profiles. This model is utilized to propose, implement and analyze a new voltage management in this theoretical microgrid; for this, microgrid is simulated and some of its elements have no limits on some variables of work, which is used to determine the maximum values during simulations; therefore, it serves to assessments of the behavior of the system parameters: voltage, current, power and energy according to the values of temperature, solar radiation, wind speed, altitude and information on the behavior of the electric loads on the place where DC microgrid will be installed. Too, power management has been implemented. Three scenarios that represent the reality of this microgrid in normal operation are presented with all possible operating conditions and has been simulated and discussed with the purpose of defining working sub-voltages in DC microgrid nominal voltage. The importance of the present research is the possibility to evaluate the implementation of microgrids using the behavior of environmental variables, in order to determine the size the necessary equipment and to determine the management of power and voltage of the proposed microgrid. Too, is the possibility of evaluating the implementation of microgrids in places already existing or to be constructed, using patterns of consumption and behavior of environmental variables with the purpose of dimensioning the equipment and to evaluate the technique of power and voltage management proposal.

Keywords: Battery, energy management, photovoltaic energy, wind energy, microgrid.

1.- INTRODUCTION

The era of ever-larger central power stations seems to have ended. The opening of the transmission and distribution grid to independent power producers who offer cheaper, more efficient, smaller-scale plants is well underway [1]. For years the concept of Distributed Generation (DG) was established, with generation and dispatch of energy typically less than 50 MW [2] and different generators are usually connected to the distribution grid, which uses voltages from 230/415V to 145 kV [2]. The DG is an important criterion for two cases: Smart Grids (SG) and Microgrids (MG). The SG uses sensors, computer capacity, control, optimization and communications destined to improve the total functionality of the supply apparatus of electric power. However, development costs and implementation of the SG are very high. An alternative are MGs, a less expensive option that involves lower power generation, storage and consumption, with which you can develop, adapt, innovate and propose local technologies. The MGs are small-scale networks for electricity and heat supply and there are several types according to the shape of the voltage on the MG-bus: AC microgrids (AC MG); DC microgrids (DC MG) and hybrid MGs where part of the MG-bus works with AC voltage and the rest with DC voltage. Operation may be in two modes (a) connected and (b) isolated of the electric grid. The operation and management of MG is controlled and coordinated through: controllers of micro sources and a central controller have a power management module and power module protection coordination. The maximum capacity of a MG is limited to 10 MVA by recommendation IEEE [2]. The MGs can use an existing electrical infrastructure. The MGs, in recent years, are a subject of much interest because they reduce transmission costs and investment in electricity grids, shortening construction time and facilitate the process of locating and installing small power generation sources.

There are similar experiences in the construction and implementation of DC MGs: in [3] is presented a design in Bangladesh, considering a solar photovoltaic plant, a battery bank and a diesel generator; the authors of [4] detail the design of a DC MG in South Africa, consisting of a photovoltaic solar plant, DC load and a battery bank.

There are also studies on modeling and simulation of MGs: the authors of [5] present a detailed analysis of a model of a hybrid photovoltaic solar generation plant, batteries and connection to an external power supply. In [6] is described a MG having various DC voltage levels, each DC voltage has an associated component (either as a load or source). In

[7] is reported one MG with wind turbine and electric charge batteries with three modes of operation and its respective control system; the simulation analyzes the dynamic part with simulation times of up to 6 seconds. In [8] the MG has different components in detail and dual-voltage DC distribution (+170 Vdc, -170 Vdc) using three conductors and simulation times of up to 2 seconds. The MGs protection is studied for different configurations in [9-10].

All these studies are based on hourly or longer time and consider already existing infrastructures, but MG presented in this paper to work with short time thinking in studied transitory process to future and permits to modify the nominal capacities of all elements (in multiples of the nominal power of the generators considered). With respect to the size of the energy storage, this is flexible, considering the energy demand. It is assumed that the MGs have short operation times and that permanently after few minutes the cost of the generated energy in MG has to be determined in order to decide if energy will be imported from the external grid. Therefore the mathematical model has to be an approximation of the behavior of the MG in real time, using high level software, analyzing afterwards the results of the numerical simulation. It is also shown that DC MGs present several advantages compared to AC MGs.

Some advantages of DC MGs are: (a) they allow a greater amount of electric current in the same sectional area of electrical wires, (b) the synchronization between sources is not necessary, (c) the electrical interconnection between components is according to the value of voltage, and (d), with the right technology, noise and harmonics have little or no presence. Therefore, the modeling and simulation of DC MGs is important, as well as the study of the processes of charge/discharge of batteries under scenarios with a specific range of voltage, which will allow to visualize voltage management possible for a DC MG with microsources, battery banks and one point for external electrical interconnection. For that, we made the modeling and simulation of each component, and then integrated them into a single model of MG. In a practical case, the measurements would be realized with Smart Meters, which has been considered during the accomplishment of the present study; the authors have taken into account the state of the art and trends in Smart Metering presented in [11]. The paper is organized as follows: Section II shows the MG in study; Section III shows the mathematical model of MG; Section IV shows and analyzed three simulation scenarios; and Section V shows conclusions.

2.- THE MICROGRID MODEL TO STUDY

The configuration and components of the MG to study are described in Fig. 1.a (MG connected to an external power supply) and Fig. 1.b (MG isolated of an external power supply). In both cases the MG operates in steady state operation. MG consists of four wind turbines with 100 kW nominal capacity each one, a photovoltaic solar plant, a transformer (ideal with nominal relation 10/0.13 kV) – rectifier, inverters connected to the electric loads (domestic and commercial) and the Central Controller (CC). The rectifier has been modeled using [12], the inverter with [13] and electrical loads with [14-15]. Furthermore, a battery bank with 1 MWh storage capacity. Each source has its own Microsource Controller (MC). The MG has a CC, executing the overall control of the MG operation and protection through the MCs with two basic modules: Energy Managing Module and Protection Coordination Module (PCM), whose method of operation is described in [2, 16].

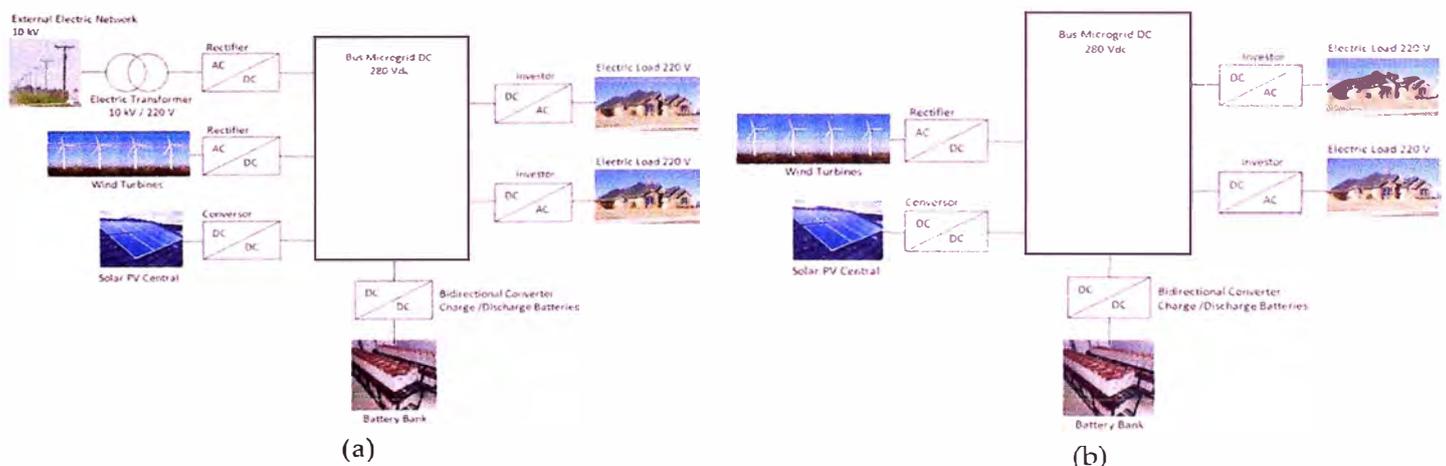


Figure (1.a) MG connected to an external power supply, and; (1.b) MG disconnected from an external power supply.

MG is assumed as connected/disconnected to an external power supply at a single Point of Common Coupling (PCC). In this case, the PCC is located on the primary side of the transformer 10/0.13 kV. The MG studied collects the criterion of SGs, information processing parameters (voltage, current, power, energy and frequency) collected continuously, process and provide answers in the shortest time possible. In this study a simulation time of 72 hours has been considered and is not allowed that MG delivers energy to external electrical network (why in many countries as Peru it is not permissible, but is easy of the to implement if it is necessary). The MG studied has a DC bus, connecting electrically the generation, storage and electric charges by means of appropriate multilevel rectifiers and inverters. The potential applications of the proposed MG are places where both the solar and wind resource are important.

3.- MATHEMATICAL MODEL OF THE STUDIED MICROGRID

The model used is mainly based on the mathematical description of each component which and are explained in this section. With these models, the next step is then to integrate than all into a single microgrid model.

3.1 WIND TURBINE

A wind turbine of horizontal axis with 100 kW nominal power has been considered, which is described, modeled and results of simulations is presented in [17] using the following Eq. 1–5. This work was complemented experiences with the functioning of wind turbines and its interconnection with electrical networks, described in [18], and in addition, with design and installation criteria described in [19].

$$\lambda = \frac{V}{\omega} \quad (1)$$

$$\lambda_1 = \frac{3600R}{1609\lambda} \quad (2)$$

$$c_p = \frac{1}{2} (\lambda_1 - 0.002\beta^2 - 5.6)e^{-0.17\lambda_1} \quad (3)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho c_p A V^3 \quad (4)$$

$$\rho = \rho_o (1 + \alpha H) \quad (5)$$

In Eq. 1-5: C_p is power coefficient; ρ is density at H; ρ_o is air density at sea level; α is density reduction factor for the height; H is height in meter over the sea where the wind farm is installed; V is air velocity in m/s; β is blade attack angle; R is radius of turbine rotor, ω is the angular velocity of rotation of the turbine; λ is the “tip speed ratio” original and λ_1 is the “tip speed ratio” final adjustment considering dimensional variables in λ .

A model of control and optimization to maximize production of energy from wind turbine reported in [17] has been used. Fig. 2 in supplementary materials shows the results of wind turbine optimization with wind speeds between 0–25 m/s for output power, attack angle and power coefficient.

3.2 PHOTOVOLTAIC SOLAR POWER PLANT

The simulation of photovoltaic panels (PV) was developed regarded using mono crystalline silicon as its manufacturing base material. The current density of a solar cell is obtained from [20-21] in accordance to:

$$J = J_{SC} - J_o \left(e^{\frac{v}{V_T}} - 1 \right) \quad (4)$$

where: J_{SC} is the spectral density of short-circuit current; J_o is the saturation current density, v is the voltage at the electrodes of the solar cell and V_T is the thermal voltage of the cell. The current generated in the solar cell is:

$$I = I_{sc} - I_o \left(e^{\frac{v}{V_T}} - 1 \right) \quad (5)$$

and it is related to (4), since:

$$I_{sc} = AJ_{sc} \quad (6)$$

$$I_o = AJ_o \quad (7)$$

where: A is the total area of the device. The electrical power of the cell is:

$$P = V \times I \quad (8)$$

The influence of solar radiation and temperature on the solar cell is:

$$P_{PV} = P_{scT} \frac{G_{ING}}{G_{STC}} [1 + k(T_c - T)] \quad (9)$$

where: P_{PV} is the PV generated power; P_{scT} is the nominal power under standard test conditions; G_{ING} is the instantaneous irradiance; G_{STC} is the solar irradiance under standard test conditions; k is the temperature coefficient of the silicon with which the photovoltaic cell is manufactured.

Using (4) to (9) the data by Panasonic Cell Solar Model BR-160716C are operating voltage 16 V, operating current 34 A, open circuit voltage 24 V, short circuit current average 36 A, light source 100 mW/cm² and measurement temperature 25 °C [22]. The PV plant model established for this work consists of an array of 10 blocks connected in parallel and each block has 16 panels connected in series. The simulation of the PV plant has considered a range of voltage values uniformly distributed between 270–300 Vdc which corresponds to approximately +/- 5% of the input nominal voltage (285 Vdc) of inverter used. Solar plant generated power and solar radiation are shown on Fig. 3 (available in supplementary material)

3.3 TRANSFORMER/RECTIFIER ENSEMBLE

Power transformer is combined with a power rectifier to deliver electric power to the DC MG with the voltage from the external power supply. An ideal transformer has been considered, in which the secondary voltage (V_2) is defined by the primary voltage (V_1) which is connected to an external power supply, being the primary and secondary current and power, the variables to determine the operating conditions of the MG. That is to say:

$$V_2 = V_1 \cdot \left(\frac{N_2}{N_1} \right) \quad (10)$$

where: N_1 y N_2 are the numbers of turns of the primary winding and secondary respectively. Similarly; a power rectifier has been used with the conversion ratios obtained in [12]:

$$V_A = V_L / 0.4552 \quad (11)$$

$$P_{inp} = P_{out} \times 1.1021505 \quad (12)$$

where: V_A is MG voltage supply (connected to distribution electric network in DC MG side); V_L is line voltage on input side of rectifier (connected to transformer secondary side); P_{inp} y P_{out} are powers in input and output side of rectifier (losses have been considered). Voltage on transformer primary side will be uniformly distributed between 9.5 – 10.5 kV and N_1/N_2 is 10000/130.

3.4 BATTERY CHARGE/DISCHARGE AND PROPOSAL OF VOLTAGE MANAGEMENT

Electrical energy sometimes must be stored to adjust the balance between demand and generation units, usually working in an optimal operating point. The chemical compounds in batteries serving as a energy storage medium, and during discharge, chemicals process occurs which generates electric power that is extracted from the battery as an electric current at a certain voltage [23]. The simulation of a battery bank has been considered as an Energy Storage Management (EMM) as that the discharge voltage V_d is 280 Vdc, the charge current I_c of the battery bank is 5 A, charge power P_c is calculated by: $P_c = V_L I_c$; P_d and I_d are the discharge power and current requested by the demand of the MG, V_L is MG voltage, it is measured by voltmeters. A representation of the priority of MG sources voltages to set the nominal value of DC MG voltage is shown in Fig. 4 so that the higher operating voltage (Level 1) is defined for the micro-sources; a second level (Level 2) as micro-sources have not supply capacity and battery voltage defines the MG voltage and; the third level (Level 3) where both the micro-sources and battery bank not have supply and the external power grid define the MG voltage; the difference between levels are little variations inside MG's nominal voltage range. The strategy described defines the charge and discharge processes of the battery bank.

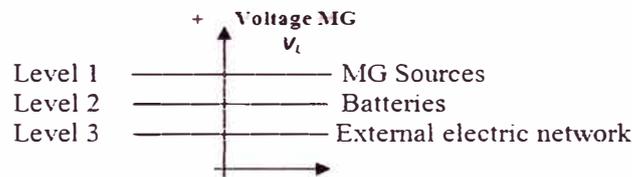


Figure 4. Voltage management scheme of MG.

3.5 ELECTRICAL WIRES

In this paper is considered that the distance interconnection between loads and sources are short and through many paths, therefore, has been considered in this paper as null the influence of electrical wires (impedance equal to zero). In a possible implementation to future under theses considerations, DC MG is assumed that it will have voltmeters located in different parts of MG and the data collected will be used to maintain the voltage quality in MG.

3.6 POWER INVERTER

A multilevel inverter has been considered, it generate sinusoidal currents and voltages with harmonic content much lower in comparison to those made with pulse-width modulation (PWM). Multilevel inverter has different levels of DC voltage and are connecting/disconnecting in series forming an output voltage approaches to sine wave with higher precision. Has been considered a new design inverter of 81 levels with inverter efficiency eff of 0.5 reported in [13] according to equations:

$$V_{rms} = V_{net} / 1.29545 \quad (13)$$

$$P_{net} = p_{load} / eff \quad (14)$$

$$I_{net} = P_{net} / V_{net} \quad (15)$$

$$I_{load} = p_{load} / V_{rms} \quad (16)$$

$$P_{less} = P_{net} - p_{load} \quad (17)$$

where: I_{net} and P_{net} are input current and power from MG; V_{net} is MG nominal voltage (equal to 280 Vdc); I_{load} and p_{load} are output current and power; p_{less} is inverter losses, V_{rms} is output nominal voltage (equal to 220 Vac).

3.7 ELECTRICAL LOADS

The use of electricity in domestic and commercial load is typical [14-15]; domestic loads have a high consumption in the evening hours and commercial loads have uniform consumption. Patterns considered are shown in Fig. 5.

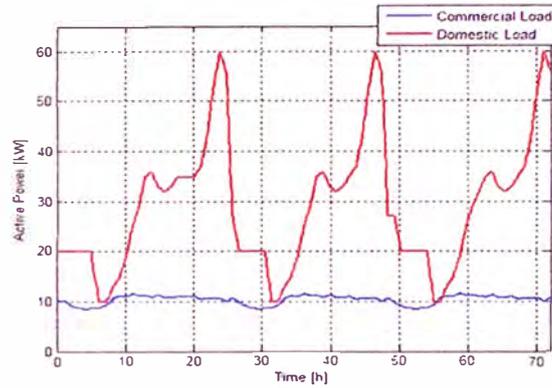


Figure 5. Diagrams commercial and domestic loads.

3.8 POWER MANAGEMENT IN MICROGRID

The power management makes the most appropriate decision in order to prioritize the dispatch from the micro-sources to the inside of MG and to consider as the last resource the power from the external power grid; that is, has been prioritized as: (a) renewable energies are prioritized to deliver their electrical energy to the MG; (b) in case of deficit, energy storage injected energy into the MG; and (c) in case of missing power from micro-source and battery, the MG is supplied from external power supply. The basic equation of power management at a certain instant is shown in Eq. 18.

$$P_{surplus} = P_{turb} + P_{PV} - P_{pcl} \quad (18)$$

where; P_{turb} is dispatch power from wind turbines; P_{PV} is dispatch power from PV plant; and P_{pcl} is power consumption of loads. Therefore, when surplus power is greater than zero ($P_{surplus} > 0$) more power being generated than demanded this difference stored and/or delivered to external network; however, when surplus power is less than zero ($P_{surplus} < 0$), discharge process of the storage source to the MG is realized and if its stored energy is exhausted, then entered from the external power grid. Fig. 6 (available in supplementary material) shows example of surplus/deficit current in MG. Operation of the MG combine both power and voltage control, therefore, it follows that each electronic device of MG must be properly designed to allow local take voltage measurements and make adjustments to adapt to the fluctuating voltage MG. Also, this equation is based in operation criteria elaborated and reported by J. Mírez in [24].

4.- DISCUSSION

4.1 DESCRIPTION OF SIMULATION PROCESS AND DATA DESCRIPTION

The simulation process (see Fig. 7) used start with choosing a real-world problem (Stage 1), which is analyzed and simplify by assumptions for to isolate and study something specific (Stage 2), then a mathematical model is built (Stage 3) and working with techniques and tools is solved mathematical problem for to obtain the values of the variables under study (Stage 4).

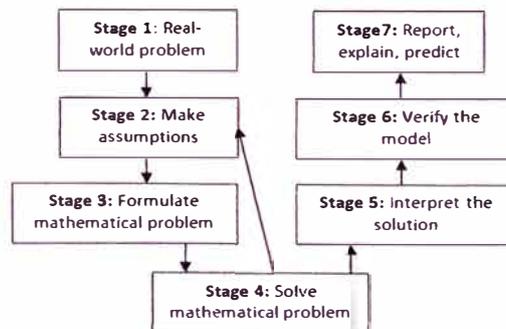


Figure 7. Modeling process model used

The results obtained are interpreted (Stage 5) or help to improve the assumptions (Stage 2). Interpreting the solution (Stage 5) leads to verify the model (Stage 6) based on professional experience and/or experimental results. If there is adequate coincidence, results are reported (Stage 7) and/or serves as a starting point for further research.

The solar radiation data is from Andalusian Energy Agency [25] and the wind speed curve has been prepared based on [14-15] by residential loads. The solar radiation data every 15 minutes, instead of the data used both temperature and wind speeds are hourly.

4.2 NUMERICAL SIMULATIONS

It is assumed that the control have information includes MG voltages which results from the interaction of sources and loads. This voltage determines the charge/discharge of batteries and input/output electric power to/from the external electrical network. It is assumed that adequate electrical protection of DC MG [26] has been implemented.

The MG-bus voltage is simulated as a random value uniformly distributed in a determined range, which tries to reproduce the actual behavior of the voltage, and to be maintained between certain values according to the electrical regulations of each country (Fig. 8 in supplementary material, shows the voltage difference between transformer-rectifier ensemble secondary and MG-bus, only positive voltages, since the MG only allows revenue of electric power from utility network). In this contest, if discharge voltage V_d is 280 Vdc, we consider three different simulation scenarios with distributed uniformly voltage range of MG-bus as (a) between 260 Vdc to 290 Vdc, (b) between 270 Vdc to 300 Vdc and (c) between 275 Vdc to 295 Vdc; in order to understand the influence of the charge / discharge process of the batteries on the resulting voltage of the bus, the energy stored in the battery bank and the energy balance of the microgrid, defined this under the hypothesis of being able to assign different working sub-voltages in the microgrid nominal DC voltage between micro-sources, battery bank and external electrical network. In all simulation scenarios, the operation of the equipment is based on the equations described; however in each MG component specific studies can be performed as in [27].

4.2.1.- Scenario 1: MG-bus voltage between 260 Vdc to 290 Vdc

Fig. 9.a shows that there is charge (positive values) and discharge (negative values) processes in battery bank. As the level 2 nominal voltage of DC MG-bus is 280 Vdc, there is +10 Vdc to the upper limit and -20 Vdc to the lower possible limit inferior of the DC MG-bus; and that implies an accumulation trend of load on battery bank. Fig. 9.b shows the evolution of the energy stored in batteries, with an initial condition completely discharged (in other scenarios the battery bank is also the beginning of the simulation fully discharged), also, it shown the energy purchased from external electrical network which is always commutative. The batteries do not complete its load at the end of simulation time.

In this scenario due to the range of work is inside the three possible voltage levels that the voltage management could decide: The MG-bus voltage is defined by the external electrical network, and then when the battery bank possesses enough storage energy; in case of deficit of energy production, the voltage of DC MG-bus is defined by the voltage of unload battery. Fig. 10 (available in supplementary material) shows the MG final voltage, where two levels well differentiable is shown on their possible ranges of voltage.

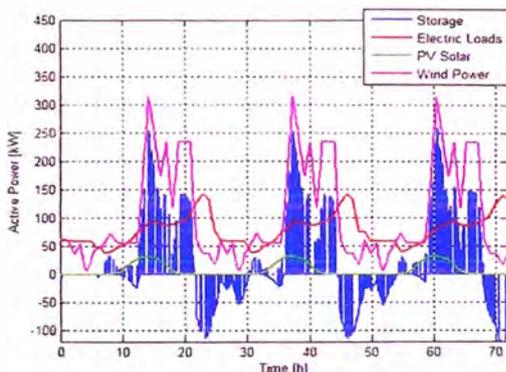


Figure 9.a Powers of the MG under Scenario 1.

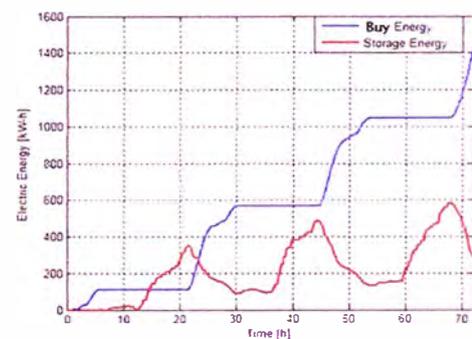


Figure 9.b Evolution of buy energy to grid and stored in MG for 72 hours under MG Scenario 1.

4.2.2.- Scenario 2: MG-bus voltage between 270 Vdc to 300 Vdc

The operation voltage in this scenario is +20 Vdc and -10 Vdc from nominal voltage respectively what implies a trend through a fast load of the batteries. The way to achieve this operating voltage is that microsources and power from external electrical network have the same range of work, giving priority the dispatch from microsources. Fig. 11.a shows that the processes of battery bank charge and discharge happens, but this process are less common and some charging is set for several hours. Fig. 11.b shows in comparison with the results of Scenario 1, that the batteries reach their fully loaded. There are instants of discharge of battery bank allowed by voltage bus values, but in a smaller quantity.

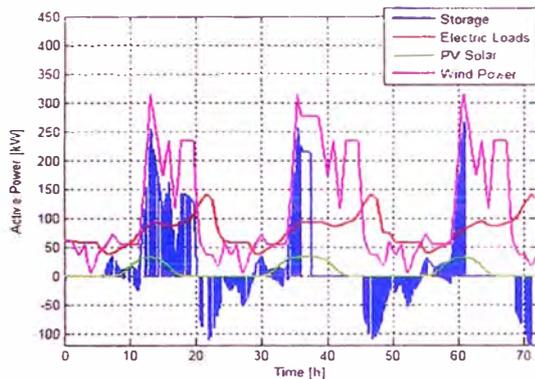


Figure 11.a. Powers of the MG Scenario 2.

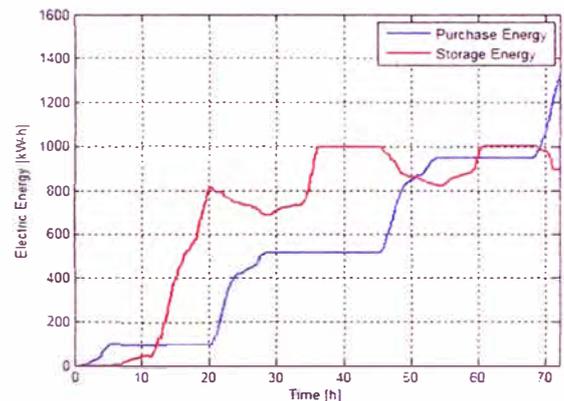


Figure 11.b. Evolution of stored and purchased energy as the MG Scenario 2.

4.2.3.- Scenario 3: MG-bus voltage between 275 Vdc to 295 Vdc

Fig. 12.a shows that MG search rapidly the maximum stored energy in battery bank; therefore with not condition of discharge of battery, the loads are supplied from microsources and external electrical network. Buying energy is reduced because batteries have achieved their maximum capacity. On previous scenarios, part of the energy bought was in the charge process of battery bank. If the 280 V is exceeded, the batteries will be fully charged. Fig. 12.b shows the evolution for voltage MG during the simulation time, in comparison with results in Fig. 11, the MG voltage has values higher. In the case of excess, the actual technologies allow to regulate the power injected towards the microred from the micro sources and source of storage.

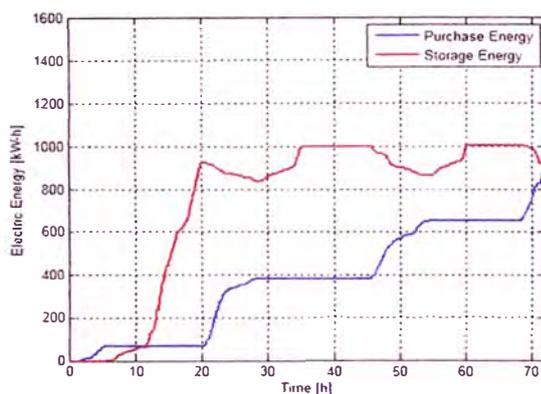


Figure 12.a Evolution of stored and purchased energy as the MG Scenario 3.

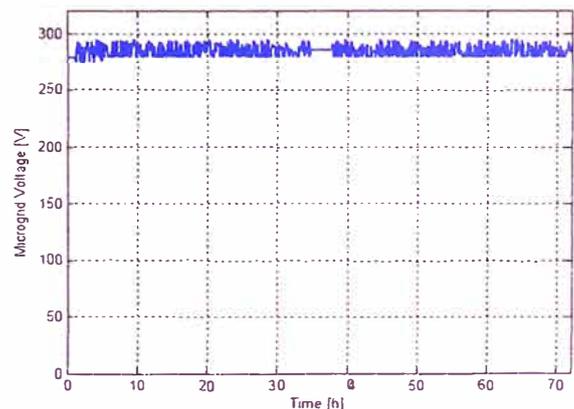


Figure 12.b Evolution of voltage resulting MG in Scenario 3.

5.- CONCLUSIONS

The main conclusions are as follows:

- a. In this paper is presented the results of a new code has been development under new power and voltage management. With him is possible to obtain values of several variables (current, voltage, power and energy) of MG in study and it will is used in the determination of the conductors, transformer, rectifier, batteries and inverters nominal capacity.
- b. From results is verified that measuring instruments necessary for MG are: thermometers (to determine air temperature and solar panel), radiometers (to measure solar radiation), measurements of angular displacement (for use in wind turbines); active power meters, power, amperemeters (in each branch of the microgrid) and voltmeters (each electric charge, PCC and sources).
- c. A new voltage management has been proposal and allows that microsourses and battery bank have priority in the dispatch and MG buys energy from external grid in the case of deficit to supply demand; nevertheless in the transformer-rectifier ensemble it should be considered the right configuration in transformer's taps.
- d. The developed code can be used for the study of microgrid implementation. If the site by microgrid implementation already exists, is possible to compile field information of representative days and it serves to optimize the implementations and the appropriate size of different components in MG: microsource, electric wires, contracted power with the distribution electric company and storage source.
- e. The results of the different scenarios show the evolution on time of power and energy according to variation of the MG-bus maximum and minimum voltage limits. In scenario 1 is simulated the operation of the battery bank with charges and discharges process of medium-term, yet there is a tendency toward full charge as shown in scenario 2. Scenario 3 shows that there is a process of buying power even though you have 100% of storage, so future research will serve to optimize storage and safeguard the MG in the worst case scenario (a loss of the external network fault and supply only from internal sources to the MG). In conclusion, is observed that knowing the behavior of the demand and the evolution of the state of charge of the battery bank can be induced voltage values in the MG-bus, which can serve as feedback data in the MG control and management.

BIBLIOGRAPHY

- [1] Masters G.M. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Wiley: NY, USA, **2004**.
- [2] Chowdhury S., Chowdhury S.P., Crossley P. *Microgrids and Active Distribution Networks*. London, UK: The Institution of Engineering and Technology, **2009**.
- [3] Reza S.E., Mahmood M., Kalkobad A.S., Kabir E., et al. A Novel Load Distribution Technique of DC Micro-Grid Scheme on PV-Diesel Hybrid System for Remote Areas of Bangladesh. *Int. J. Scient. & Tech. Res.* **2013**, 2, 1, 133-137.
- [4] Bokanga G.M., Raji A., TE Kahn M. Design of a low voltage DC microgrid system for rural electrification in South Africa. *Journal of Energy in Southern Africa* **2014**, 25, 2, 9-12.
- [5] Makhlof M., Messai F., Benalla H. Modelling and Simulation of Grid-connected Hybrid Photovoltaic/Battery Distributed Generation System. *Canadian Journal on Electrical and Electronics Engineering* **2012**, 3, 1, 1-10.
- [6] Chen D., Xu L. DC Microgrid with Variable Generations and Energy Storage. in *IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*, Edinburgh, UK, Sept. **2011**.
- [7] Xu L., Chen D. Control and Operation of a DC Microgrid with Variable Generation and Energy Storage. *IEEE Transactions on Power Delivery* **2011**, 26, 4, 2513-2522.
- [8] Kakigano H., Miura Y., Ise T. Low-Voltage Bipolar-Type DC Microgrid for Super High Quality Distribution. *IEEE Trans. Power Electron.* **2010**, 25, 12, 3066-3075.
- [9] Patil G., Satarkar M.F., Abande G. New Scheme for Protection of DC Micro grid. in *International Journal of Innovative Reseach in Science, Engineering and Technology* **2014**, 3, s. i. 3, 103-107.
- [10] Vimalraj S., Somasundaram P. Fault Detection, Isolation and Identification of Fault Location in Low-Voltage DC Ring Bus Microgrid System. *Int. J. Advanced Res. in Electrical, Electronics and Instr. Eng.* **2014**, 3, s.i. 2, 570-582.
- [11] Uribe-Perez N., Hernández-Callejo L., de la Vega D., et al. State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids. *Appl. Sci.* **2016**, 6, 68; doi: <http://dx.doi.org/10.3390/app6030068>.
- [12] Villablanca M., Cádiz C., Tapia J. Thyristor-based AC/DC Rectifiers with High-quality Waveforms. *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, 18, 1, 132-143, **2010**.
- [13] Ríos F.E. Design and Construction of a Multinivel Three Phase Inverter. Pregrade dissertation, Dept. Engineering, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Chile. **2003**.

- [14] Jesús H.T. Typical demand curves of electric power for the residential, commercial and industrial sector of Medellín, using artificial neural networks and algorithms of interpolation. *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia* **2008**, 46, 110-118.
- [15] Ponniran A., Sulaiman E., Amely S., et al. A Study on Electric Energy Usage at the Residential Area. in *Proc. of EnCon2007-1st Engineering Conference on Energy & Environment*, Kuching, Malaysia, **2007**.
- [16] Schwaeger C. DG3&DG4 Report on the technical, social, economic, and environmental benefits provided by Microgrids on power system operation. Erlangen, Germany, Siemens AG, Rep. STREP Project, Dec. **2009**.
- [17] Mirez J. Simulation of AC/DC Microgrid with PV, Wind, Battery and Conventional Sources. M. S. dissertation, Faculty of Sciences. National University of Engineering, Lima, Perú, **2011**.
- [18] Ackermann T. *Wind Power in Power Systems*. Wiley: Chichester, England, **2005**.
- [19] Hansen M. *Aerodynamics of Wind Turbines*. 2th ed., Earthscan: London, UK, **2008**.
- [20] Niinistö A. Simulation of the Management of a Microgrid with Wind, Solar and Gas Generators. M.S. dissertation, Faculty of Electronics, Communications and Automation, Aalto University, Espoo, Finland, **2009**.
- [21] Castañer L. Silvestre S. Modeling Photovoltaic Systems using PSpice. Wiley: Chichester, England, **2002**.
- [22] Panasonic. Solar Cells Technical Handbook 98/99. Available online: URL (accessed on 13 October 2016): <http://www.solarbotics.net/library/datasheets/sunceram.pdf>.
- [23] Keihne H.A. Battery Technology Handbook, 2th ed., Renningen-malsheim, Germany: Marcel Dekker, Inc., **2003**.
- [24] Jorge Mirez. A modeling and simulation of optimized interconnection between DC microgrids with novel strategies of voltage, power and control. 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM). Pages: 536 – 541. Nüremberg, Germany. June **2017**. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/ICDCM.2017.8001098>
- [25] Andalusian Energy Agency, Solar Radiation. Available online: URL (accessed on 13 October 2016): <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>.
- [26] Salomonsson D., Söder L., Sannino A. Protection of Low-Voltage DC Microgrids. *IEEE Trans. Power Del.* 2009. 24, 3, 1045-1053.
- [27] Luis Mauro Ortega Gonzalez, David Romero Romero, Virgilio Vásquez López, Rubén Ortega Gonzalez, Óscar Carranza Castillo. Diseño de Controladores utilizando Transformación DC-AC para Inversores Monofásicos Operando en Modo Isla. *Dyna Energía y Sostenibilidad*. Enero – Diciembre **2016**. Volumen 5. Páginas [18 pág.] DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/ES7862>

ACKNOWLEDGMENTS

J. L. Mirez thanks to the National Council of Science and Technology of Peru (CONCYTEC) for funding his doctoral research at National University of Engineering and partially supported by MIGEDIR project: Microgrids with Renewable Distributed Generation (code 713RT046) from the Science and Technology for Development Iberoamerican Program (CYTED), also at Development of Renewable Energy Sources (CEDER) of CIEMAT in Soria, Spain; Electric Power System Research Group of Sandia National Laboratories in Albuquerque, New Mexico, USA; and, Center for Information and Communication Technologies (CTIC) of the National University of Engineering, Lima, Peru.

SUPPLEMENTARY MATERIAL

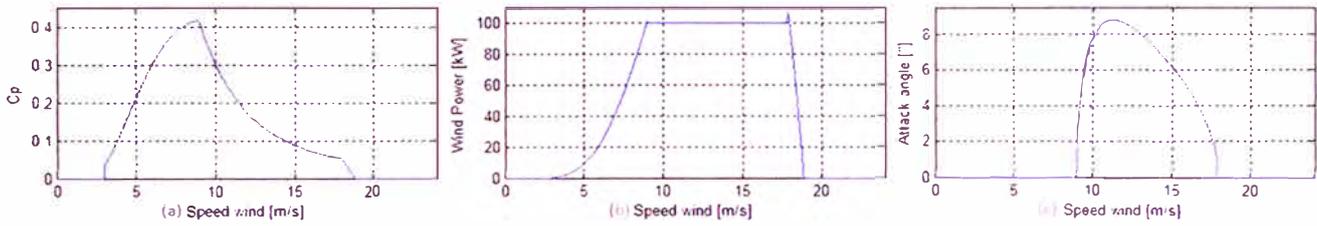


Figure 2. Simulation of (a) power coefficient, (b) power and (c) attack angle of 100 kW wind turbine.

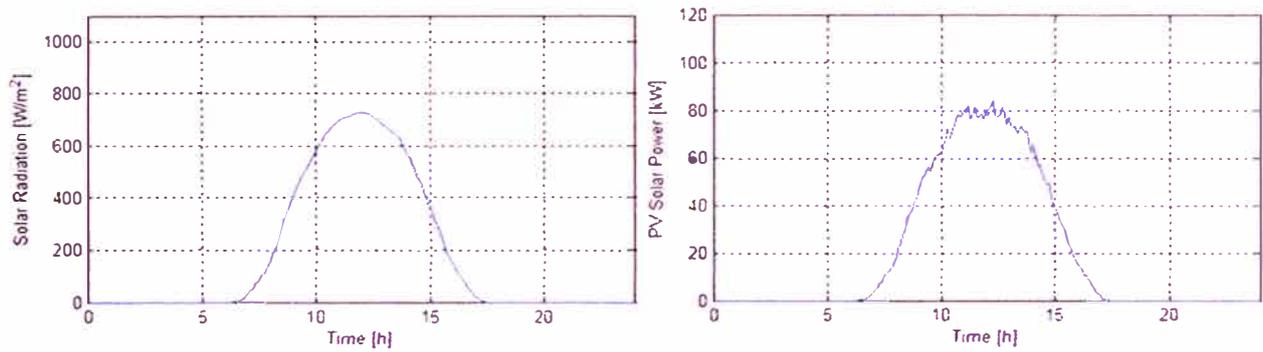


Figure 3. Simulations of curves of (a) solar radiation and (b) electric power output of PV power plant for a period of 24 hours.

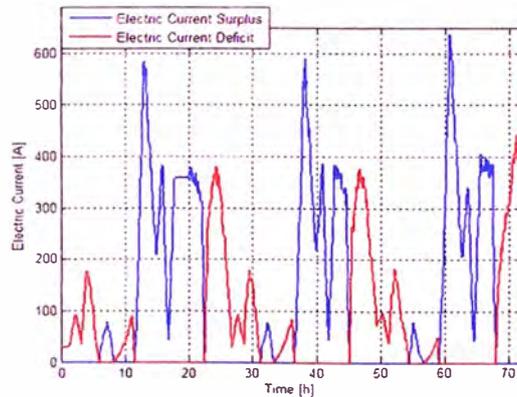


Figure 6. MG Voltage management scheme.

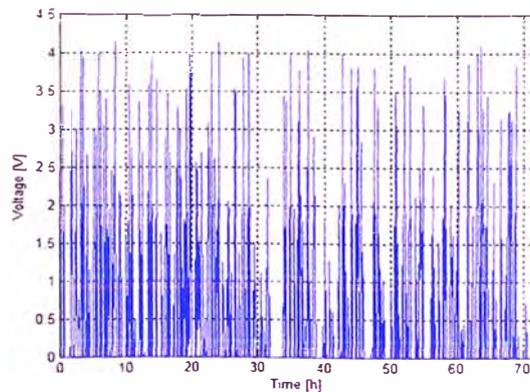


Figure 8. Example of voltage difference between secondary transformer-rectifier and MG-bus.

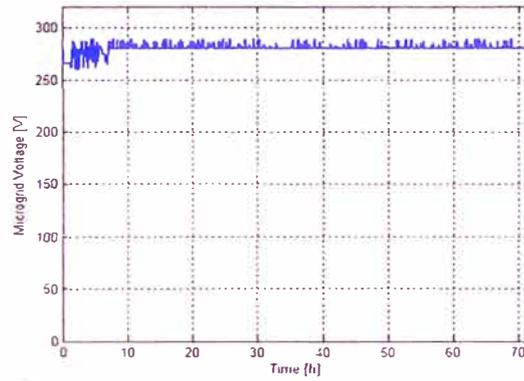


Figure 10. Evolution of voltage resulting MG in Scenario 1.

A Modeling and Simulation of Optimized Interconnection between DC Microgrids with novel strategies of voltage, power and control

Mirez, Jorge

Group of Mathematical Modeling and Numerical Simulation
Faculty of Sciences, National University of Engineering
Lima, Peru
jmirez@uni.edu.pe

Abstract—The interconnection between DC microgrids has been studied through the modeling and simulation of two DC microgrids and utility network with independent connection to each microgrid. Each microgrid has generation sources, storage source, electrical charges, two points of common coupling (one with the utility network and other with the neighboring microgrid) and a central controller. By performing the simulations and searching for new ways in which the interconnection can be made, the following contributions are reached: (a) although a nominal voltage is present on the DC microgrid bus, it becomes necessary to have three mini-voltage scales (one for the micro-sources, another for the storage sources and a third for AC/DC converter output that connects the utility supply and DC microgrid bus); (b) the power to avoid being heavily dependent on random variables requires temporary storage at the generation sources and that electrical loads define a very stable demand and clearance for certain period of time (of a few minutes), said period would be a new time scale of microgrid operation; (c) the cost associated with generation and storage sources must be optimized for the microgrids operation on the new unit of measurement and for which linear programming techniques have been used, and (d) it representing new coordination actions for tertiary control among central controllers of the microgrids. The new strategies of control, voltage and power will serve to propose and study new designs of: topologies of the electrical network, interconnection devices between microredes and other topics.

Keywords—microgrid; DC; optimization; operation; control.

I. INTRODUCTION

Smart Grid (SG) is the use of sensors, communications, computational capacity and control to improve the overall functionality of the electric power supply system. A silly system becomes intelligent by detecting, communicating, applying intelligence, exercising control and by feedback continually adjusting its operation. For an electrical power system, this allows for optimization - from base generation, storage, transmission, distribution, distributed resources and final consumption towards objectives that guarantee reliability and minimize the energy use, mitigate environmental impact, improve management of assets and costs.

Microgrid (MG) is also characterized as the "building blocks of SGs". They are perhaps the most promising new structures in the power grid. MG includes distribution systems in low voltage distributed energy resources (DER) (among them: micro-turbines, fuel cells, PV, etc.) along with storage devices (flywheels, power capacitors and batteries) and flexible loads. Such systems can operate in interconnected mode to the network, or in an autonomous mode, if it is disconnected from the public power grid. The micro-source-based operation in the microred can provide benefits to the overall performance of the system if is managed and coordinated efficiently.

In a broad context, the deployment of DC power distribution systems as part of AC/DC hybrid systems - or as part of isolated DC microgrid (DC MG) that can operate independently of the public power grid - could improve reliability and safety of the electric power system [1]. MG may be interconnected to form a supply block much greater power to meet demands of power base. For interconnected MGs, each central controller (CC) must execute its control in close coordination with the neighboring CCs. Thus, an interconnected MG would allow for greater stability and control capability with a distributed control structure. It would also have greater redundancy to ensure a better reliability of supply [2]

The DC MGs have fewer losses and can distribute 1.41 times more electric power than equivalent configuration of AC microgrids (AC MG) for the same electrical wire sectional area [3]. The most important advantage of DC MGs compared to AC MGs is the possibility of easy control of the direction of power flow. The direction of flow is closely related to the direction of current and voltage. Therefore, power control can be based only on current flow [4]. In addition, DC voltage can be used as an information medium to reveal the state of the operating system [5].

Individual MGs have moments in which there is surplus energy (e.g. in [6] the solar resource ceases to be transformed because demand is supplied and storage is full) and moments of deficit. For this reason, and with the medium-term vision of the operation of multi-microredes (MMG) [7] is necessary to

mathematically model and numerically simulate the interconnection between them.

The interconnection between two MGs is an interesting problem in which we must determine and propose voltage control mechanisms that allow the transfer of power in one direction or another. To analyze this problem, we present a mathematical model of the interconnection of two MGs, we show results and strategies of voltage control and management of the power/energy to transfer/receive bidirectional way. This article is divided into three parts: Interconnection Model describes the model to be studied and details what is pursued in the proposed system; Models of Voltage, Power and Control Strategies show the concept of the strategies with the respective mathematical modeling, results and discussion of them, and finally the Conclusions are given.

The main motivation has been to investigate new ways of performing the interconnection between microgrids and between them with utility network. this is a complex problem. however, one of the most convenient ways of starting to study the subject is through modeling and simulation of the interconnection of two DC MGs and each of them connected independently with the utility network whose results are reported in this publication.

II. INTERCONNECTION MODEL

A. Description of the Interconnection to be studied.

An arrangement of two DC MGs and a utility network is the electric system to be analyzed and a schematic diagram of it is shown in Fig. 1. Each MG is different both demand and internal supply that it have from their micro-sources, storage and electrical loads.

Among MGs it is postulated that there are two types of connections: physical and informatics.

The physical connection is through the electrical line or electrical wire(s) that is physically linked and enables the transmission of electrical energy between the MGs up to and the points of the common coupling (PCC). The determination of the current intensity, the energy and the voltage drop that is established in the connection of perhaps, the possibility of the correct sizing an alloy of what the satisfaction set by the standards of the energy of the electric energy and of the interconnection set in [8].

The informatics connection allows the exchange of information on the operation between MGs and external power grid in all operating parameters of interest (voltage, current, power, energy). The transmission and reception of the information is realized by each CC and PCC. The informatics connection is decisive for the proper decision making.

The communication and physical connection with the electrical network of the electricity distribution companies (UN) becomes necessary in the case of surplus or deficit in both MGs.

The model has been implemented under the microgrid tertiary control scheme, therefore, the electrical circuits are ideal (without resistance) since its implementation would

increase the computational cost, in its replacement, it is considered stochastic voltage values which emulate the Reading of voltmeters located in the MGs and utility network and with this information the operation of the proposed system is realized.

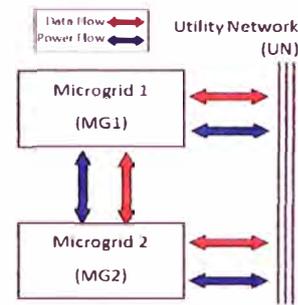


Fig. 1. Scheme of power and information interconnection between two MGs and the utility network.

B. Operation of the proposed system.

Two MGs: MG1 and MG2, have operating parameters that define their availability for interconnection. Voltage is one of them and is an indispensable requirement, since the difference will make possible the transfer of electric energy. The other variable is the amount of energy to be transferred and how much can be done. For this purpose, we will propose that in the communication between CCs of MGs a transfer agreement of a certain amount of power is established for a given time (which corresponds to a certain amount of energy), thus, both in the micro-sources and storage of each MG ensures that during the next period of operation there is a certain amount of energy requested/received. This concept will be called "Power Ensured" and facilitates the purchase/sale/transfer of energy as well as the control and management of the same, deriving to the controllers of the micro-sources and storage the work of managing, predicting and locally optimize the production and/or temporary storage of energy. Both criteria established for a form of work in which transfer co-ordinations are done every 5 minutes (which is the duration of a working period). This lapse is a topic to be studied in the following works and that as technology and communications progress can have small value.

III. MODELS OF VOLTAGE, POWER Y CONTROL ESTRETEGIES.

Below are the criteria and details of the strategies implemented in the voltage, power and control for the electrical interconnection under study, which lead to a maximum production of energy and its distribution in optimal form.

A. Electric Power Production.

In a MG the main thing is the production of energy which has to be maximized. Everything that is produced must be injected and if not injected by some physical condition or by the price must be stored temporarily in the micro-source.

In that sense, what should be considered is a temporary storage both in micro-sources, point of common coupling and

electric loads. In the micro-sources would be a combination between batteries (or similar technology) and super-condensers that allow both a rapid response and a bulk energy input; In the same way in the electric charges, although the size of the storage is in smaller capacity than in the micro-sources; Instead, in the PCC it would be a storage that feeds the utility network under a dual scheme of bulk storage and rapid response.

Therefore, it has been considered that the order of priority for the energy supply of each MG DC is: (a) Self-supply from its own generation and/or storage sources. Under this condition it is not physically connected to the other MG DC or to the UN; (b) Feed from the other MG and remains disconnected from the UN, and; (c) feeding from the power grid of the UN and disconnecting from neighboring DC MG.

B. Distribution of electrical energy within the Microgrid.

The voltage strategy within the DC MG allows the viability of how to distribute the energy in such a way as to meet the demand.

With the help of the power electronics, three sub-levels of voltage can be defined within the nominal voltage of the DC MG bus with values that allow establishing the dispatch priority as shown in Fig. 2.

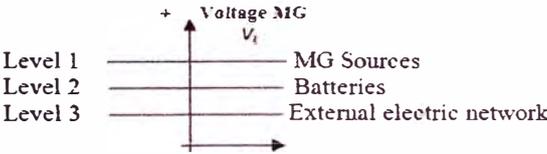


Fig. 2. Voltage management scheme of DC MG.

Therefore, the power management is prioritized as: (a) renewable energies are prioritized to deliver their electrical energy to the MG; (b) in case of deficit, energy storage injected energy into the MG; and (c) in case of missing power from microsources and battery, the MG is supplied from external power supply. The basic equation of power management is shown in Eq. 1.

$$P_{surplus} = P_{turb} + P_{PV} - P_{pct} \quad \square \square \square$$

where: P_{turb} is power of wind turbines; P_{PV} is power of PV plant; and P_{pct} is power consumption of loads. Therefore, when surplus power is greater than zero ($P_{surplus} > 0$) more power being generated than demanded this difference stored and/or delivered to external network; however, when surplus power is less than zero ($P_{surplus} < 0$), discharge process of the storage source to the MG is realized and if its stored energy is exhausted, then entered from the external power grid. Solar panels and wind turbines have been considered since they are the most widely used technologies.

Equation 1 reflects a production and consumption defined for a certain period of time because the storage has been converted from having a single large storage source to having distributed storage and located in micro-sources, loads and PCC(s).

C. Electrical energy management.

The MG must then take into account the energy stored, produced and the power flow, so that it can negotiate with the other MGs and the external electrical network.

Having each micro-source and load its own storage system, then the most feasible is that they have a microcontroller that will optimize the work of the same. At the MG level there would be a CC that is only dedicated to receive information from the microcontrollers and to perform the negotiation of energy exchange with other MGs and the utility network. Fig. 3 shows the optimized dispatch in a MG developed using linear programming.

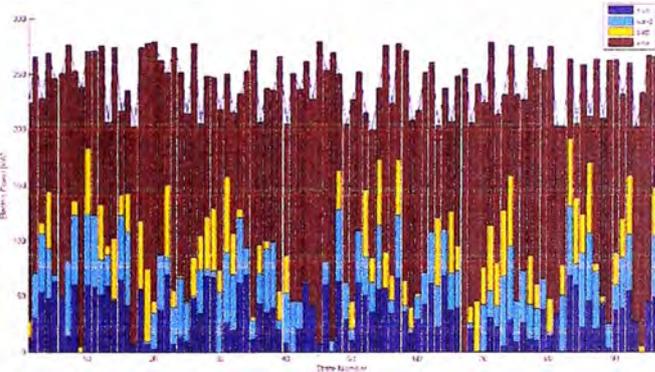


Fig. 3. Optimized generation (bars according to source) to meet demand (line).

D. Exchange of electric energy.

In order to initiate the protocol of exchange of energy between micro-currents and between them and the external electrical network arises concerns as the calculation of voltage drop and how each microred could identify the characteristics of the conductor, and with this to decide by the physical conditions if another one is better MG or the external electrical system, we think that using an electric signal of high-frequency will allow the measurement of the distance between microred and/or with UN and in the case of the wire diameter is entered as data or have a special device to determine the diameter of the wire.

Both MG1 and MG2 have a continuous voltage bus: V1 and V2 respectively. If they are physically connected, the following conditions are met: If V1 > V2, the electric energy flows from MG1 to MG2; If V2 > V1 then the electric energy flows from MG2 to MG1 (see Fig. 4)

The other condition is that there is a surplus of power in one of the MGs. Therefore, if this occurs, both MGs must have the ability to condition their voltages in order for the energy transfer to take place.

In each MG it is considered that the assured powers for the following period are: P_g is the power from the generators and P_l is the power consumed by the loads; Therefore, for the MG to be transmitted would be in any of the following defined in equations (2) and (3).

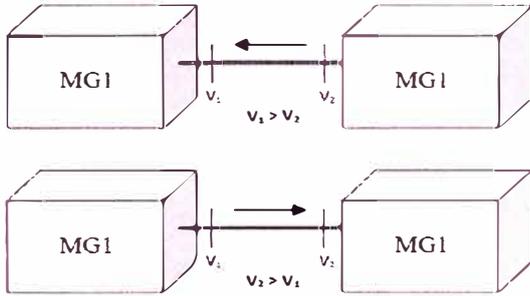


Fig. 4. Voltage conditions for the transfer of electrical energy between MGs.

$$P_g + P_s > P_l \quad (2)$$

$$P_g > P_s + P_l \quad (3)$$

Where P_s is the charge power of the battery and P_s' is the discharge power of the battery. Equations (2) and (3) mention that there is a surplus of energy: (2) explains that the battery is in discharge mode and therefore defines the voltage of the MG and in (3) the MG voltage is high and allows charging of the batteries. Consequently (2) and (3) reflect two different values of the power to be exported P_e y P_e' of the MG that is defined in equations (4) y (5).

$$P_e = P_g - P_s - P_l \quad (4)$$

$$P_e' = P_g + P_s' - P_l \quad (5)$$

And the power deficit P_d and P_d' in one of the MGs would be defined by equations (6) y (7).

$$P_d = P_l + P_s - P_g \quad (6)$$

$$P_d' = P_l - P_s' - P_g \quad (7)$$

The interaction between MGs and/or between them and the UN is explained in Table I, taking as an example that MG1 is the export MG and MG2 is the receiving MG. The same logic applies in the opposite case (MG1 is the receiving MG and MG2 is the exporting MG).

TABLE I. CONCEPTUAL LOGIC FOR POWER TRANSFER MANAGEMENT BETWEEN DC MG.

Exporting MG		Receiving MG	Operation Mode
P_e, P_e'	>	P_d, P_d'	MG1 transfers energy to the MG2 and the surplus is injected to the UN
P_e, P_e'	<	P_d, P_d'	MG1 transfers energy to MG2 and the deficit in MG2 is injected from the UN.

Table II shows all the voltage conditions for the transfer of energy from one of the MG considered as exporter towards the other MG is considered as receiver and in Fig 5 shows a referential representation of its values.

TABLE II. VOLTAGE MANAGEMENT FOR ELECTRIC POWER TRANSFER BETWEEN DC MG.

State	Exporting MG	Receiving MG
1	V_β	V_α
2	V_α	V_γ
3	V_γ	Not, both are in the same condition: buy energy from the UN

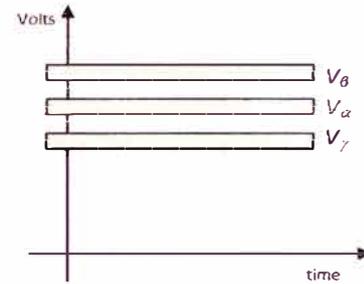


Fig. 5. Voltage levels between two MGs.

The proposed scheme is strongly based on the prediction of production and storage variables (which can be done by the same micro-sources, storage, loads and CC in each MG). The performance of the storage sources to supply the variations being connected in the micro-sources and/or DC bus will depend on the form of business of each MG or both MGs.

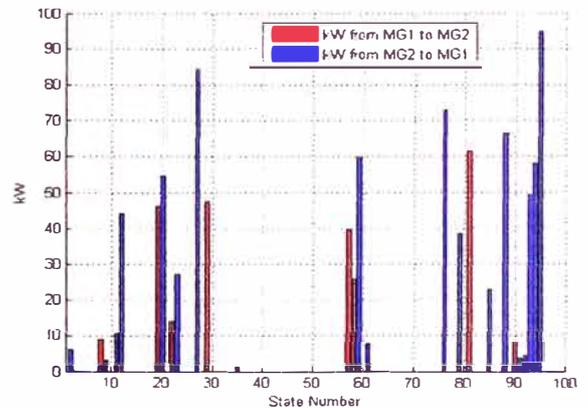


Fig. 6. Transfer of electric energy between two MGs.

The simulations were performed for 100 states and each state with a duration of 5 minutes, which is equivalent to 500 minutes (20 hours 50 minutes). Figure 6, shows the powers that are transferred through the interconnection between MG1 and MG2. It is seen that there are states in which no transfer is made, that is to say that they do not fulfill the two elementary

conditions to transfer electric energy. The colors represent the direction of power flow.

In Figure 7 we can see the excess and deficit of both MGs. The surplus of each of them after having served the demand of the neighboring MG is injected towards the UN. The deficit shown in both MGs is indicative of the entrance of electrical energy from the UN because the neighboring MG cannot supply this energetic deficiency. There are states in which both MGs present deficits and therefore, both are fed from the UN. It also displays states where there is no deficit or surplus because the requirements for interconnection are not met.

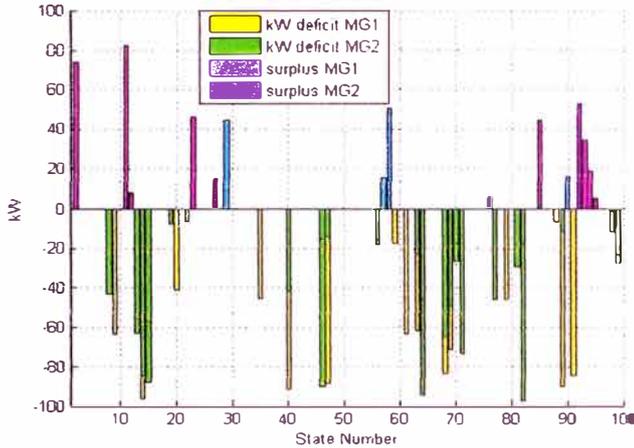


Fig. 7. Surplus and deficit power of two interconnected MGs.

A simulation of the operating voltage of each MG is shown in Figure 8.

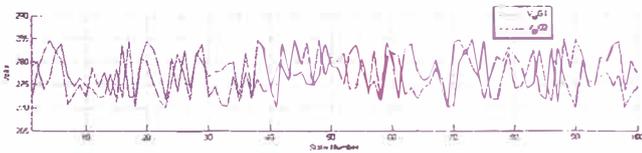


Fig. 8. DC Voltage operating in both MGs.

Figure 9 shows the evolution of the energy balance between MG1 - MG2, MG1 - UN and MG2 - UN. For this analysis, the power transferred from MG1 to MG2 and negative value in the reverse direction has been considered as positive value; In addition, the value of the power that is transferred from any MG to the UN and the power that enters from the UN to the MGs is positive. In general it is observed that the interaction of MGs with UN is based on importing energy, whereas between MGs is a compensated power flux. This type of diagram is an indicator of installed capacity deficit of microsources in each MG.

Much longer periods of time can be simulated, but the resulting graphs do not allow visualizing the mechanisms of interconnection between MGs. Long periods of one month, months or year, allow an energetic valorization of the interconnected MG

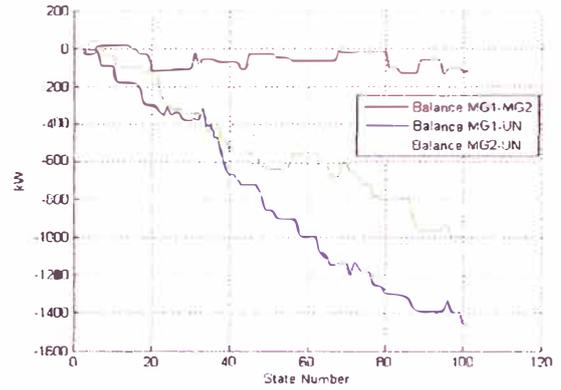


Fig. 9. Balance of the electric energy transferred between MGs and between MGs and the UN.

IV. CONCLUSIONS.

Two interconnected MGs have been analyzed using mathematical modeling, numerical simulations and taking into account technical criteria of operation and management possible to implement.

It is observed that electrical loads must be regulated in the sense that they ensure an almost constant consumption power during a period of system operation (which may take several minutes), this may be possible if the load element - MG can do the following: (a) prediction of the consumption trend, (b) heating on/off, (c) air conditioning on/off, (d) water pump on/off, (e) any other requirements energy that can be programmed for use (for example: washing machine, irrigation, etc.). With the condition that once in operation it does until it finishes its process. The customer could only put the electric loads in "on-off" condition and the load microcontroller and MG can program the operation and decide the moment of start.

The shorter duration of each state and/or greater storage capacity in each MG (be connected to each micro-source and/or DC bus) would reduce the deficiencies that could occur during each state.

ACKNOWLEDGMENT (Heading 5)

The author is grateful to the MIGEDIR project: Microgrids with Distributed Generation of Renewable Energy (code 713RT0468) from the Ibero-American Program of Science and Technology for Development (CYTED), the Power Electrical Systems Research Group of Sandia National Laboratories in Albuquerque, USA and Center for Information and Communication Technologies (CTIC) of the National University of Engineering, Lima, Peru.

REFERENCES

- [1] Clark W. Gellings, The Smart Grid. Lilburn, GA: CRC Press. 2009.
- [2] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury and P. Crossley. Microgrids and Active Distribution Networks. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology. 2009.
- [3] Ganesh Patil, M. F. A. R. Satarkar, Gorakshanath Abande, "New Scheme for Protection of DC Micro grid" International Journal of

- Innovative Research in Science, Engineering and Technology, vol 3, Special Issue 3, March 2014, pp. 103-107.
- [4] P. Biczek, "Power Electronic Converters in DC Microgrid" Proc. Compatibility in Power Electronics, 2007. CPE'07, May 29-June 01, 2007.
- [5] Dong Chen, Lie Xu, "DC Microgrid with Variable Generations and Energy Storage". IET Conference on Renewable Power Generation 2011(RPG 2011). Sept 6-8, 2011.
- [6] Gilbert M Bokanga, Atanda Raji, Mohammed TE Kahn, "Design of a low voltage DC microgrid system for rural electrification in South Africa," Journal of Energy in Southern Africa, vol 25, no. 2, pp. 9-12. May 2014.
- [7] Nikos Hatziargyriou, Microgrids Architectures and Control. Chichester, United Kingdom: Wiley, 2014.
- [8] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. IEEE Standard 1547. 2003.

Energy Management of Distributed Resources in Microgrids

J.L. Mirez, *IEEE Member*, H.R. Chamorro, *IEEE Student Member*, C.A. Ordonez, *IEEE Student Member*, and R. Moreno, *IEEE Member*

Abstract – The rapid increase in the integration of distributed resources such as distributed generation (DG), demand response (DR) and electricity storage (ES) requires management schemes to integrate distributed resources into low and medium electricity networks. Energy management represents a challenge for operation of electric grids when distributed resources are merged into the network. This paper address the energy management of distributed resources considering a complete characterization of them. The feasibility of those resources is considered into a microgrid model, so, the distributed resources are integrated through of a microgrid. This paper proposes the integration of distributed resources using a microgrid concept because there are relevant advantages of this model. The operational advantages are evident from the results. The results show how effectively different energy resources can be managed into the grid in the most efficient way.

Keywords – Distributed resources, Smart Microgrids, Wind Power, Solar Power, and electricity storage.

I. INTRODUCTION

The integration of massive distributed resources is the next challenge for the operation and management of power electric grids. The term distributed resources is used to characterize mainly three new notions: demand response (DR), distributed generation (DG) and electricity storage (ES) [1]. These distributed resources are connected in low and medium voltage level inside of the electricity grid. This connection of distributed resources inside of the grid represents a radical change for the operation [2], [3].

DG installed in various spots can supply energy obtained from renewable resources. Its represents a challenge because the operation is usually radial, energy flowing in one direction, the new operation requires bidirectional flow of energy [4]. Other characteristic of DG resources is given by the nature of this resource, specifically; the DG is based on renewable resources such as wind and solar radiation which are well characterized by its intermittency and volatility [5].

Other distributed resource addressed in this paper is the well-known demand response. Demand response is based on the availability of real-time energy prices. If the prices are fluctuating during a day then users will take economic decisions based on prices [6], [7].

Jorge L. Mirez is a PhD Student at Facultad de Ciencias Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Peru. (e-mail: jmirez@uni.edu.pe)

Harold R. Chamorro is a PhD Student at KTH, Stockholm, Sweden (e-mail: hr_chamo@ieee.org)

C. A. Ordonez is Operation Analyst in Intercolombia S.A, Colombia (e-mail: cordonez@intercolombia.com)

Ricardo Moreno is PhD in Electrical Engineering from Universidad de los Andes, Bogota, Colombia. Currently, he is a consultant and professor in Colombia. (e-mail: ri-moren@uniandes.edu.co)

The demand response concept implies a change for the demand side. The demand side had been a passive actor in the electric sector but the integration of new technologies of monitoring and controlling will allow the demand side to participate actively in the energy market [8]-[10].

Electricity storage is a key distributed resource for the electricity sector with a high share of renewables as it allows electricity to be generated when renewables sources are available and to be consumed on demand [11], [12]. Electricity can only be stored after conversion into other forms of energy (i.e. potential, mechanical, thermal, chemical, electrostatic or magnetic energy).

In general, ES is a challenging and costly process however more electricity storage could help balance the grid and reduce the need for costly peak-load capacity. Electricity storage can facilitate the integration of renewable power technologies into the grid [13], [14].

All these distributed resources can be managed into a microgrid. A microgrid has two modes of operation: islanded mode and connected mode. The intentional islanding in microgrids refers to the condition where it is isolated from the utility grid and operates by itself, however it should be possible to connect and transfer/receive power [15]-[17].

An appropriate energy management of the distributed resources is absolutely necessary in order to guarantee a constant energy supply and avoid unnecessary energy. Also, with a suitable management it would be possible to exchange (sell) the excess of energy in the microgrid to the grid [18], [19].

The aggregator agent then, plays the role to quantify the power provided from wind farms, solar panel parks or biomass plants. Disadvantages of wind and solar parks, for example the unsteadiness of wind and sun, can be compensated [21].

The aggregator might draws up a schedule on the day and figure out how much energy does the house (load) needs online. The aggregator is the brain that knows how and when to connect and distribute the energy among the components of the smart microgrid [22], [23].

Several contributions of power and control management have been developed in microgrids. Utilities, academic and governmental agencies have joined to propose solutions to face the energy demands.

In [24], it is stated the conformation and application of agents which are joined to the Distribution System Operators (DSO), adding a smart management of the DG integrated into the grid.

The addition of power electronics interfaces requires of the use of modern communication interfaces and control techniques to improve the connection of DG [25], but also a hier-

archical layer which monitors and send the information to the DSO.

Reference [26], shows the application of an intelligent connection agent which is in charge to disconnect, resynchronize and reduce the transient stability produced. Same authors propose in [27], an agent for the fault detection in islanded microgrids.

An automatic microgrid management system is presented in [28], where state estimation for forecast and update the set-points to achieve different targets is applied.

A management power quality monitoring system for home solar applications is described in [29]. It is conducted under real data obtained and smart meters.

In a previous study was proposed a framework of the aggregator based on a Multi-Agent System which establishes the cooperation of the inverters involved into the microgrid, to supply the energy and recharge the storage in the system [30].

This paper presents a scheme for energy management aggregator for microgrids which the aim of quantify the whole power of the different distributed sources and, monitor the battery status in order to have the capability to do a power exchange with the bulk system.

II. DISTRIBUTED RESOURCES

A. Microgrid model

The MG has elements that works co-ordinately, connected to the conventional electric grid (Figure. 2) or independently, as well (Fig. 1).

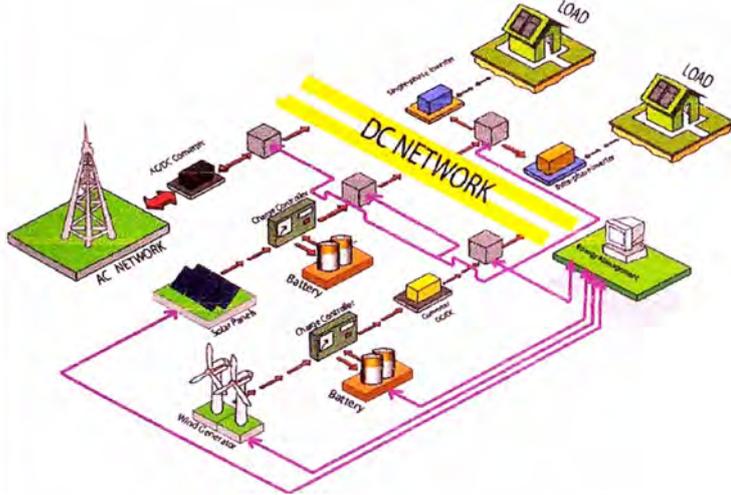


Fig. 1: MicroGrid representation

B. Wind Turbine

The ideal power of an air mass flowing is described as (1):

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

where, ρ is the air density and v the wind speed.

The density varies depending on the environmental conditions where the wind farm will be located. This variation is described as (2):

$$\rho(z) = \frac{\rho_o}{RT} \left(\frac{-gz}{RT} \right) \quad (2)$$

Where ρ_o is the atmospheric standard density at the sea level, R is the gas specific constant of the air; g is the gravity; T is environmental temperature and z the altitude. The available energy in the wind is the integral of (1).

Tip seed ratio λ is used too (3):

$$\lambda = \frac{\omega R}{V} \quad (3)$$

$$\lambda_t = \frac{3600R}{1609\lambda} \quad (4)$$

where, ω is the rotational rotor speed and R is the rotor radius. Additionally, the following equations for the tip speed ratio real λ_t and the power coefficient C_p shown in (4) and (5) are used:

$$\lambda_t = \frac{3600R}{1609\lambda} \quad (4)$$

$$C_p = \frac{1}{2} (\lambda_t - 0.022\beta^2 - 5.6) e^{-0.17\lambda_t} \quad (5)$$

Where, β is the el angle of the blade. These parameters are shown in Fig. 2.

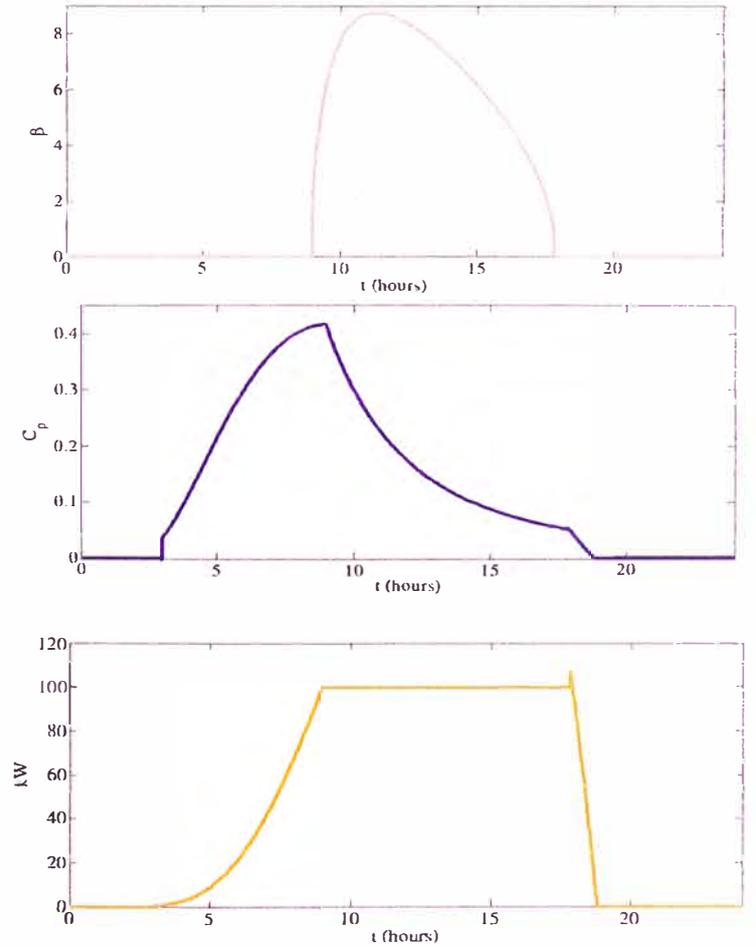


Fig. 2: Wind Parameters

C. Photovoltaic Solar Panel

The absorption coefficient of Solar panels was taken from silicon data. The solar cells are connected in series/parallel arrangement for getting the desired voltage and the out power. The solar panels efficiencies are growing up progressively.

The current density is defined by (6):

$$J = J_{SC} - J_o \left(e^{\frac{v}{V_T}} - 1 \right) \quad (6)$$

Where J_{SC} is the spectral short circuit current density; J_o is the saturation current density, v is the voltage at the electrodes of solar cells and V_T is the cell thermic voltage.

The current generated at the solar cell is:

$$I = I_{SC} - I_o \left(e^{\frac{v}{V_T}} - 1 \right) \quad (7)$$

The relations with the densities are defined by:

$$I_{SC} = AJ_{SC} \quad (8)$$

$$I_o = AJ_o \quad (9)$$

Where A is the total area of the device. The electric power of the cell is:

$$P = V \times I \quad (10)$$

However, adopting the solar irradiation and the cell temperature, the expression becomes:

$$P_{PV} = P_{STC} \frac{G_{ING}}{G_{STC}} [1 + k(T_c - T_r)] \quad (11)$$

Where, P_{PV} is the generated power, P_{STC} is the rated power in standard conditions; G_{ING} , the instantaneous irradiance; G_{STC} , the solar irradiance during standard conditions and k is the temperature coefficient of silicon, which is the main constitutive material of the photovoltaic cell.

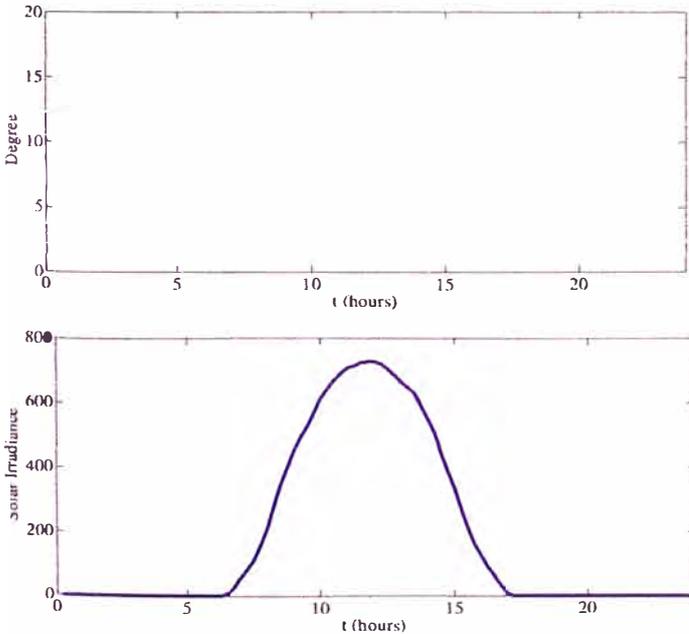


Fig. 3: PV Parameters

D. Home electric loads.

They have a behaviour during a while day, characterized by a hard increase during the first time of the night (19.00). A good performance multilevel inverter is used.

E. Transformer-Rectifier.

Mathematical expressions of ideal transformer have been used, which works with a well performance rectifier.

F. Grid Energy Storage Systems

In this approach this systems have been modelled as a unified concept. It should be understood as any storage such as flywheel, batteries, thermal, etc.

III. MICROGRID MANAGEMENT

In this section, the prioritization on the microgrid's voltage level maintenance is explained. The prioritization on the energy dispatch is considered too, as well as the surplus and stored energy.

Prioritization on the microgrid's voltage level. The voltage level will be determined as a function of the availability of generation from the following sources, in the following priority: first the renewables sources, then the storage and finally the conventional grid.

Prioritization on the energy dispatch. This will be determined by the power and energy generated or stored from different sources, as the same as the voltage level priority.

A. Power System Voltage level in the microgrid

- If the microgrid voltage is higher than the storage discharge voltage, then the storage charge current has a finite value and the microgrid maintains its voltage level.
- If the microgrid voltage is lower than the storage discharge voltage and there is stored energy at the storage, then the discharge voltage determines the grid voltage level of the microgrid and the storage discharge current has a finite value.
- If the microgrid voltage is lower than the storage discharge voltage and there is not stored energy at the storage, then the power system voltage must be conditioned by the conventional grid, and there is not storage discharge current.

Additionally,

B. Power supply conditions in the microgrid electric system

- If the power generated by the removable sources is higher than the load demand, then the current that get from the conventional grid is null and the storage charge current is finite.
- If the power generated by the removable sources is lower than the load demand, additionally there is energy stored in the storage, and the storage voltage is higher than the grid, then the conventional source current is zero and the storage charge current is finite.
- If the power generated by the removable sources is lower than the load demand, and there is not energy stored in the storage, then the discharge current from

storage is zero and the incoming current to the microgrid from conventional sources is finite.

For describing the power transfer in detail, consider the next variables:

P_{PV} : is the power from solar generators

P_{wind} : is the wind power

P_{CG} : is the power supplied from conventional sources

P_L : is the load power

P_{cb} : is the power consumed during the charge process of storage.

P_{db} : is the power consumed during the discharge process of storage.

P_s : surplus power

During the storage charge process, the power balance is as follows:

$$P_{PV} + P_{Wind} + P_{CG} = P_L + P_{cb} \quad (12)$$

And during the storage discharge process, the power balance is as follows:

$$P_{PV} + P_{Wind} + P_{CG} + P_{db} = P_L \quad (13)$$

If P_{CG} is considered zero ($P_{CG}=0$), that is, a self-sufficient microgrid, expressions (12) and (13) turn to:

$$P_{PV} + P_{Wind} - P_L - P_{cb} = 0 \quad (14)$$

$$P_{PV} + P_{Wind} + P_{db} - P_L = 0 \quad (15)$$

However, if the surplus power P_s is considered, that is, if generated power is higher than the sum of the total demand (including the power system losses) plus the battery power charge (if this applies), equations (14) and (15) must be rewritten as:

$$P_{PV} + P_{Wind} - P_L - P_{cb} = P_s \quad (16)$$

$$P_{PV} + P_{Wind} + P_{db} - P_L = P_s \quad (17)$$

If the power demand is higher than generation from removable sources (even, using the discharge power from storage), finite (conventional sources power imported to the microgrid (P_{CG}), then equations (14) and (15) must be reordered as:

$$P_{PV} + P_{Wind} - P_L - P_{cb} = -P_{CG} \quad (18)$$

$$P_{PV} + P_{Wind} + P_{db} - P_L = -P_{CG} \quad (19)$$

Theses system equations are the mathematical complement for the criteria enumerated before, which determine the functional mode of microgrid from generation, supply, storage and energy distribution points of view.

IV. SIMULATIONS

A general balance of power during a day it is presented in Fig.4. It is shown the detail of the storage charge according to the priority management stated above. Based on the weather conditions and consumption it can be obtained the energy that is required from the grid and the energy that can be exported to the grid. It can be seen that energy is required when there is no solar irradiance or there is not enough wind (Fig. 5).

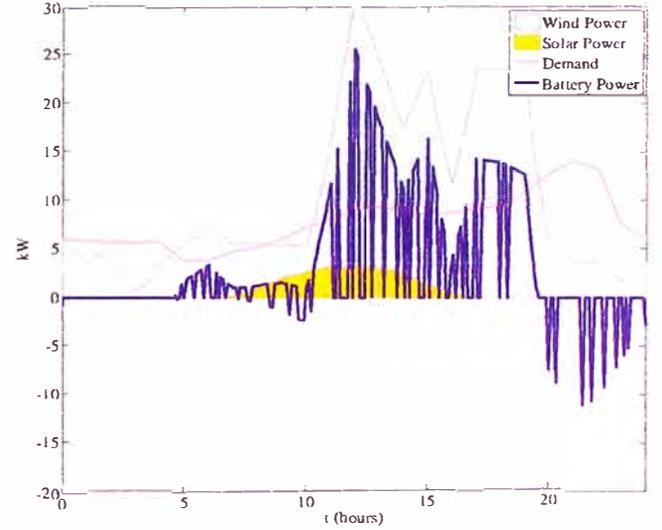


Fig. 4 Power Management

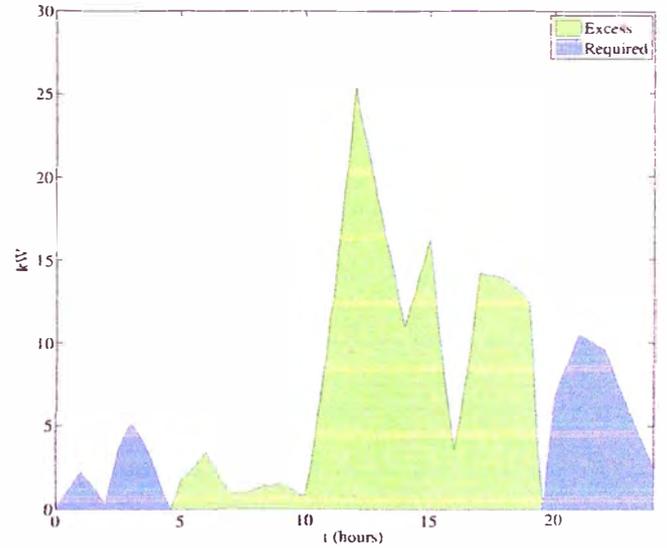


Fig. 5 Power exchange between the Microgrid and the grid

Also, it can be quantified the energy. In Fig. 6 it is presented the energy storage of the storage and the energy demanded from the microgrid. It can be see that is only required energy when is absolutely necessary avoiding the connection even in the rush hour (18-19).

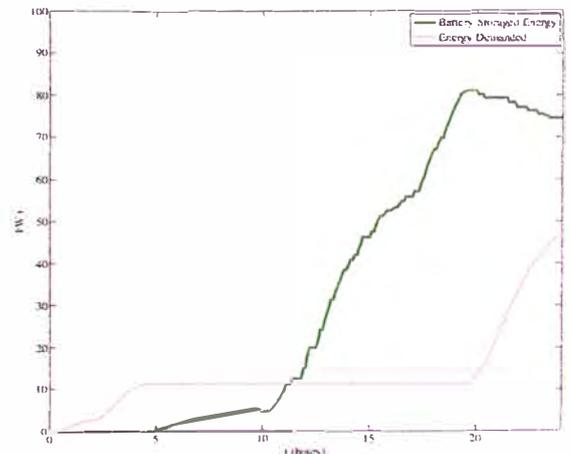


Fig. 6 Energy quantification

Finally it is presented the voltage dc bus including the storage management according to the energy requirements. Even though of the variations it shows a regulation with a slightly error.

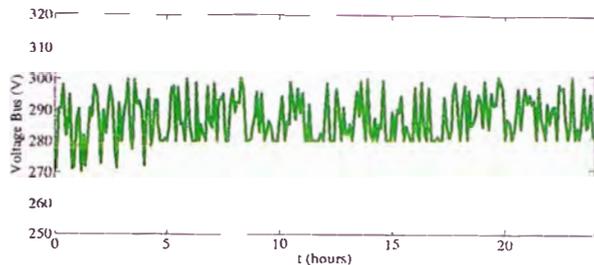


Fig. 7 DC bus Voltage

V. CONCLUSIONS

The automatic energy management proposed fulfills the requirements to guarantee an adequate operation of the microgrid and the grid through the common coupling point. This methodology allows integrating and connecting more microgrids and DG under different conditions.

The adequate coordination of the storage in the microgrid allows to maintain acceptable operation regions with the possibility to have a surplus energy even in rush hours.

Future applications suggest the utilization of forecast methods to bid the energy the day before.

VI. REFERENCES

- [1] E. Hinds, J. Boyer-Dry, The Emergence of an Electric Energy Storage Market, *The Electricity Journal*, Volume 27, Issue 2, , Pages 6-13, March 2014
- [2] D. Wilson, L. Hughes, Barriers to the Development of Electrical Energy Storage: A North American Perspective, *The Electricity Journal*, Volume 27, Issue 2, Pages 14-22, March 2014
- [3] A. Mishra, D. Irwin, P. Shenoy, J. Kurose, Z. Ting, "GreenCharge: Managing Renewable Energy in Smart Buildings," *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, vol.31, no.7, pp.1281,1293, July 2013
- [4] D. Manz, R. Pivko, N. Miller, "Look Before You Leap: The Role of Energy Storage in the Grid," *Power and Energy Magazine, IEEE* , vol.10, no.4, pp.75,84, July 2012.
- [5] J. Newcomb, V. Lacy, L. Hansen, M. Bell, Distributed Energy Resources: Policy Implications of Decentralization, *The Electricity Journal*, Volume 26, Issue 8, Pages 65-87, October 2013
- [6] K. Kumaraswamy, J. Cotrone, Evaluating the Regulation Market Maturity for Energy Storage Devices, *The Electricity Journal*, Volume 26, Issue 10, Pages 75-83, December 2013
- [7] N. Venkatesan, J. Solanki, S.K. Solanki, "Market optimization for microgrid with Demand Response model," *North American Power Symposium*, 4-6 Aug. 2011
- [8] H.S. Nunna, S. Doolla, "Demand Response in Smart Distribution System With Multiple Microgrids," *Smart Grid, IEEE Transactions on* , vol.3, no.4, pp.1641,1649, Dec. 2012
- [9] S.A. Pourmousavi, M.H. Nehrir, "Demand response for smart microgrid: Initial results," *Innovative Smart Grid Technologies*, 17-19 Jan. 2011.
- [10] W. Dan; G. Shaoyun, J.Hongjie, W. Chengshan, Z. Yue, L. Ning; K. Xiangyu. "A Demand Response and Battery Storage Coordination Algorithm for Providing Microgrid Tie-Line Smoothing Services," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on* , vol.5, no.2, pp.476,486, April 2014
- [11] M.H. Tushar, C. Assi, M. Maier, M.F. Uddin, "Smart Microgrids: Optimal Joint Scheduling for Electric Vehicles and Home Appliances," *Smart Grid, IEEE Transactions on* , vol.5, no.1, pp.239,250, Jan. 2014
- [12] Z. Yu; N. Gatsis, G.B. Giannakis, "Robust Energy Management for Microgrids With High-Penetration Renewables," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on* , vol.4, no.4, pp.944,953, Oct. 2013
- [13] A. Ravichandran, P. Malysz, S. Sirouspour, A. Emadi, "The critical role of microgrids in transition to a smarter grid: A technical review," *Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, 2013 IEEE, June 2013
- [14] S. Umer, M. Kaneko, T. Yasuo, A.O. Lim, "Priority based Maximum Consuming Power Control in Smart Homes," *Innovative Smart Grid Technologies Conference*, 19-22 Feb. 2014
- [15] J.C. Vasquez, J.M. Guerrero, J. Miret, M. Castilla, L.G. de Vicuña, "Hierarchical Control of Intelligent Microgrids," *Industrial Electronics Magazine, IEEE* , vol.4, no.4, pp.23,29, Dec. 2010
- [16] H.R. Chamorro and G. Ramos, "Microgrid central fuzzy controller for active and reactive power flow using instantaneous power measurements," *Power and Energy Conference at Illinois*, 25-26 Feb. 2011
- [17] Q. Shafiee, T. Dragicevic, J.C. Vasquez, J.M. Guerrero, "Modeling, stability analysis and active stabilization of multiple DC-microgrid clusters," *IEEE International Energy Conference*, 13-16 May 2014
- [18] Z. Haihua; T. Bhattacharya, T. Duong, T. Siew, A.M. Khambadkone, "Composite Energy Storage System Involving Battery and Ultracapacitor With Dynamic Energy Management in Microgrid Applications," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol.26, no.3, pp.923,930, March 2011
- [19] F. Shariatzadeh, C.B. Vellaithurai, S.S. Biswas, R. Zamora, A.K. Srivastava, "Real-Time Implementation of Intelligent Reconfiguration Algorithm for Microgrid," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol.5, no.2, pp.598,607, April 2014
- [20] D.T. Nguyen, L.B. Le, "Risk-Constrained Profit Maximization for Microgrid Aggregators with Demand Response," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. PP, no.99, pp.1,1
- [21] R.J. Bessa, M.A. Matos, "The role of an aggregator agent for EV in the electricity market," *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, 7th Mediterranean Conference and Exhibition on*, 7-10 Nov. 2010
- [22] L. Gkatzikis, I. Koutsopoulos, T. Salonidis, "The Role of Aggregators in Smart Grid Demand Response Markets," *Selected Areas in Communications, IEEE Journal on* , vol.31, no.7, pp.1247,1257, July 2013
- [23] E. Akhavan-Rezai, M.F. Shaaban, E.F. El-Saadany, F. Karray, "Priority-based Charging Coordination of Plug-in Electric Vehicles in Smart Parking Lots," *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2014 IEEE PES , vol., no., pp.1,5, 19-22 Feb. 2014
- [24] L. Schmitt, J. Kumar, D. Sun, S. Kayal, and S.S.Venkata, "Ecocity Upon a Hill: Microgrids and the Future of the European City," *Power and Energy Magazine, IEEE* , vol.11, no.4, pp.59,70, July 2013
- [25] T. Dragicevic, J. Vasquez, J. Guerrero, D. Skrlec, "Advanced LVDC Electrical Power Architectures and Microgrids: A step toward a new generation of power distribution networks.," *Electrification Magazine, IEEE*, vol.2, no.1, pp.54,65, March 2014
- [26] J. Rocabert, G. Azevedo, I. Candela, R. Teoderescu, P. Rodriguez, I. Etxebarria-Otadui, "Microgrid connection management based on an intelligent connection agent," *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society* , 7-10 Nov. 2010
- [27] J. Rocabert, G. Azevedo, G. Vazquez, I. Candela, P. Rodriguez, J.M. Guerrero, "Intelligent control agent for transient to an island grid," *Industrial Electronics (ISIE)*, 2010 IEEE International Symposium on , 4-7 July 2010
- [28] Borghetti, A.; Bosetti, M.; Bossi, C.; Massucco, S.; Micolano, E.; Morini, A.; Nucci, C. A.; Paolone, M.; Silvestro, F., "An Energy Resource Scheduler Implemented in the Automatic Management System of a Microgrid Test Facility," *Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on* , vol., no., pp.94,100, 21-23 May 2007
- [29] Rosa, J.; Madduri, P. Achintya; Soto, Daniel, "Efficient Microgrid Management System for Electricity Distribution in Emerging Regions," *Global Humanitarian Technology Conference (GHTC)*, 2012 IEEE , vol., no., pp.23,26, 21-24 Oct. 2012
- [30] R. Moreno, H.R. Chamorro, S.M. Izadkhan, "A framework for the energy aggregator model," *Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)*, 2013 Workshop on, July 2013

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO DE INVERSOR MULTINIVEL MONOFÁSICO EN CASCADA

David Sarzoza *) Jorge Mírez **)

*) Departamento de Eléctrica y Electrónica
Universidad de las Fuerzas Armadas, Latacunga, Ecuador.

e-mail: djsa18@yahoo.com

***) Facultad de Ciencias
Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.
e-mail: jmirez@uni.edu.pe

Resumen

Los inversores multinivel pueden generar corrientes y/o voltajes sinusoidales con mucho menor contenido armónico. Si el número de niveles es lo suficientemente alto, se puede obtener un voltaje (o corriente) casi sinusoidal. Más aún, se puede modular en amplitud en vez de ancho de pulso (PWM) al voltaje, por lo que las pérdidas generadas por las armónicas de corriente pueden minimizar. Dentro del contexto de utilizar los inversores multinivel para obtener un bajo contenido armónico, se diseñó y construyó un prototipo de inversor monofásico de 8 niveles para operar un motor de corriente alterna. Este inversor consta de tres puentes completos tipo H, con sus voltajes escalados, lo que permite obtener el número de niveles ya mencionado. El inversor diseñado es capaz de soportar corrientes de aproximadamente 2 A, con un voltaje de salida de 110 Vac, dando una potencia nominal de 220 W. Para llevar a cabo este proceso, se diseñó un sistema de potencia modular con inversores individuales aislados galvánicamente, con sus sistemas de control de encendido y fuentes de alimentación independientes.

Palabras Claves: *Inversor multinivel, armónicos, IGBT, control.*

Abstract

Multilevel converters, which can generate almost perfect currents, and sinusoidal voltages with better harmonics, if the number of levels is high enough; a voltage almost sinusoidal can be got. Even more it is possible to inflect in width instead of pulse width (PWM) to the voltage so the generated losses by the harmonic current can be minimized. Moreover, the switching frequency and the power level of the semiconductor are reduced considerably. In the context of using multilevel converters to get a low harmonic content, a monostatic converter prototype of eight levels was designed and built to operate an AC motor. This converter consists of three full bridges type H, with its scaled voltages; it allows getting the mentioned levels. The designed converter is able to endure currents of approximately of 2A, with an output voltage of 110 Vac, giving a nominal power of 220 W. A modular power system with individual converters galvanically isolated was designed to achieve this process, with its control systems of ignition and independent power supply.

Keywords: *multilevel inverter, harmonics, IGBT, control.*

INTRODUCCIÓN

La función principal de un Inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente

continua a un voltaje de salida de corriente alterna con la magnitud y la frecuencia deseada por el usuario, por lo que este tipo de equipos tiene amplia aplicación desde pequeñas fuentes de alimentación para computadoras, pasando por

aplicaciones automotrices hasta grandes aplicaciones industriales de potencia (1). Los inversores producen un voltaje o una corriente de salida cuyos niveles son 0, + Vdc y - Vdc (2). Estos inversores con fuente de voltaje son conocidos como inversores de tres niveles. Para obtener la forma de onda de voltaje o corriente con un mínimo de armónicos se requiere una conmutación en alta frecuencia, junto con diversas modulaciones por ancho de pulso (3).

En el campo de la electrónica de potencia los inversores multinivel han atraído mucho interés porque presentan un conjunto nuevo de propiedades adecuadas que sirve para usarse en compensación de potencia reactiva (4). Es por esto que, al aumentar la cantidad de niveles de voltaje en el inversor multinivel sin cambiar mayores especificaciones nominales de los dispositivos individuales, se puede aumentar la potencia nominal (5). La función general de este inversor multinivel es sintetizar un determinado voltaje a partir de varias fuentes separadas de corriente continua que pueden ser baterías, celdas de combustible o celdas solares (6). Los inversores multinivel son también un tema de estudio en los países de la región como se reporta en (7) y (8) que reportan una mínima distorsión armónica con señal sinusoidal casi perfecta. Por lo tanto siendo un tema bastante interesante y con mucha perspectiva de múltiples aplicaciones a futuro y con el adecuado uso de microcontroladores (9) es que se ha diseñado y construido un inversor multinivel monofásico.

RESULTADOS

Los criterios de diseño del inversor son del tipo multinivel en cascada, de tres etapas, monofásico, de carga inductiva, con tipo de alimentación asimétrica, con tres fuentes de entrada, con ocho niveles de tensión, con modulación de pulso único, con conmutadores IGBT y de salida aproximadamente de onda sinusoidal.

Los parámetros de diseño de la etapa de potencia son de 110 Vrms de voltaje de carga, 200 W, 60 Hz y lograr el esquema de conexiones de la Figura 1.

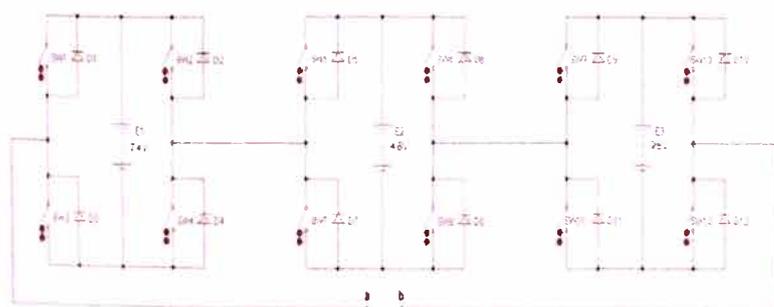


Figura 1. Esquema de conexiones

Para el diseño de las fuentes de alimentación se ha considerado un voltaje pico de 168 V que dividido entre $\sqrt{2}$ resulta 118.79 Vrms, valor cercano al parámetro de diseño de 110 Vrms. Para las diferentes etapas se hizo una selección de fuentes de alimentación que son mostrados en la Tabla 1, cada fuente de alimentación tiene 6 A de capacidad para compensar el arranque del motor.

Etapa	Valor Nominal de Salida	Voltaje de Alimentación
I	24 Vdc 6 A	110 V – 220 V
II	48 Vdc 6 A	110 V – 220 V
III	96 Vdc 6 A	110 V – 220 V

Tabla 1. Selección de fuentes de Alimentación

La utilización del IGBT se justifica por las características de robustez y velocidad de respuesta. El inversor multinivel posee doce IGBT's FGA40N65SMD, los cuales son del tipo potencia con corriente de arranque de 6 A, 168 Vmaxdc, 60 Hz de frecuencia de conmutación, con carga máxima de carga de 2 A y que cumple con los criterios de diseño del inversor.

En el diseño de la etapa de control se ha considerado calcular los ángulos de disparo de los IGBT, así mismo, se ha realizado la programación de los pulsos que el microcontrolador debe entregar para el funcionamiento adecuado del inversor multinivel.

El contenido armónico de un sistema que posee inversores tipo puente completo en cascada se reduce de manera considerable solo por el hecho de incrementar las etapas, proceso que incluso permite obtener mayor voltaje de salida.

Cálculo del TDH, Ángulos y Tiempos de Disparo.

Con las ecuaciones 1, 2 y 3 se ha calculado del TDH del inversor en donde α y t_d están en función de los ángulos de disparo.

$$(1) \quad TDH = \sqrt{\frac{E_r^2 - E_i^2}{E_i^2}} \times 100$$

$$(2) \quad E_i^2 = \frac{8E^2}{49\pi^2} [\cos(\alpha_1) + \cos(\alpha_2) + \cos(\alpha_3) + \cos(\alpha_4) + \cos(\alpha_5) + \cos(\alpha_6) + \cos(\alpha_7)]$$

$$(3) \quad E_r^2 = \frac{2E^2}{49\pi^2} \left[\frac{49\pi}{2} - \alpha_1 - 3\alpha_2 - 5\alpha_3 - 7\alpha_4 - 9\alpha_5 - 11\alpha_6 - 13\alpha_7 \right]$$

La Tabla 2 muestra los ángulos de disparo obtenidos al igualar a cero las ecuaciones 2 y 3; lográndose un TDH igual a 7.94%, tiempos de disparo de los IGBT's mostrados en la Tabla 3 lográndose una forma de onda de voltaje de salida del inversor monofásico multinivel de tres etapas conectadas en cascada mediante las señales de control.

Ángulo	α_1	α_2	α_3	α_4	α_5	α_6	α_7
°	8.57	10.08	25.72	31.56	42.85	49.92	66.01
t_d [ms]	0.397	0.466	1.190	1.461	1.983	2.310	3.054

Tabla 2. Ángulos y Tiempos de Disparo (td)

Tiempo (μs)	IGBT											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$t_1=400$	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1
$t_2=70$	1	0	0	1	0	0	1	1	0	0	1	1
$t_3=720$	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	1	1
$t_4=270$	1	0	0	1	1	0	0	1	0	0	1	1
$t_5=520$	0	0	1	1	0	0	1	1	1	0	0	1
$t_6=330$	1	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1
$t_7=740$	0	0	1	1	1	0	0	1	1	0	0	1
$t_8=2230$	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1
$t_9=740$	0	0	1	1	1	0	0	1	1	0	0	1
$t_{10}=330$	1	0	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1
$t_{11}=520$	0	0	1	1	0	0	1	1	1	0	0	1
$t_{12}=270$	1	0	0	1	1	0	0	1	0	0	1	1
$t_{13}=720$	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	1	1
$t_{14}=70$	1	0	0	1	0	0	1	1	0	0	1	1
$t_{15}=400$	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1
$t_{16}=400$	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1
$t_{17}=70$	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0	1	1
$t_{18}=720$	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	1	1
$t_{19}=270$	0	1	1	0	0	1	1	0	0	0	1	1
$t_{20}=520$	0	0	1	1	0	0	1	1	0	1	1	0
$t_{21}=330$	0	1	1	0	0	0	1	1	0	1	1	0
$t_{22}=740$	0	0	1	1	0	1	1	0	0	1	1	0
$t_{23}=2240$	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1	0
$t_{24}=740$	0	0	1	1	0	1	1	0	0	1	1	0
$t_{25}=330$	0	1	1	0	0	0	1	1	0	1	1	0
$t_{26}=520$	0	1	1	0	0	0	1	1	0	1	1	0
$t_{27}=270$	0	1	1	0	0	1	1	0	0	0	1	1
$t_{28}=720$	0	0	1	1	0	1	1	0	0	0	1	1
$t_{29}=70$	0	1	1	0	0	0	1	1	0	0	1	1
$t_{30}=400$	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1

Tabla 3. Tiempos de activación de cada IGBT's

El microcontrolador seleccionado fue el ATMEGA164P con 12 salidas por IGBT, 1 salida para un PED, temporizador, frecuencia, señal de reloj, espacio de memoria, y; en puertos digitales con interrupción: 1 salida para switch on/off, 1 salida para pulsador de arranque.

Un solo modelo de placa (ver Figura 2 y 3) fue necesario para las tres etapas dado que son el mismo circuito y funcionalidad, por lo que utilizando las borneras de acople tipo tornillo se unirán las fuentes de alimentación con las GATES de cada uno los IGBT's y que permite recibir mejor la señal del dispositivo de la placa de control.

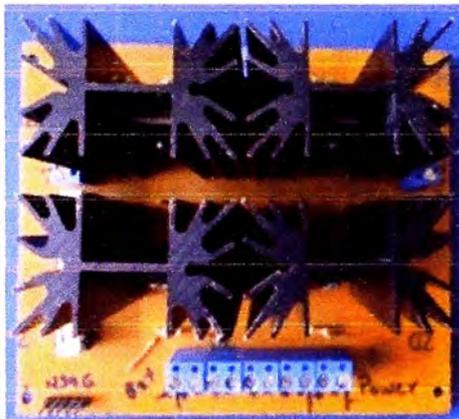


Figura 2. Tarjeta de potencia.

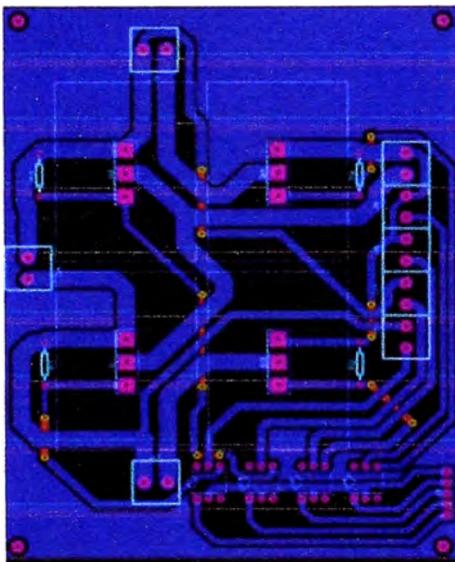


Figura 3. Placa del circuito de la etapa de potencia

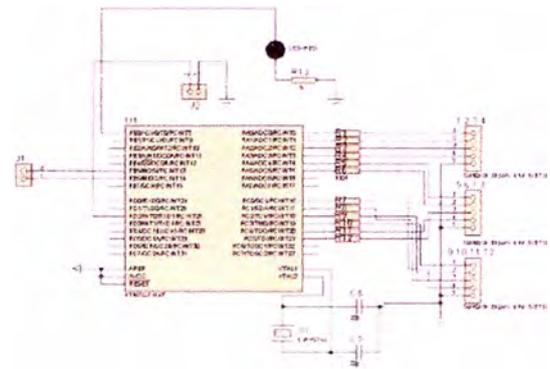


Figura 4. Diagrama eléctrico de la etapa de control.

La integración de las etapas de control y de potencia se realizó con conductor AWG N° 20 para enviar las señales de control a cada uno de los IGBT's. La Figura 5 muestra el prototipo final del inversor con acabados para el uso didáctico del mismo en el laboratorio.



Figura 5. Módulo final del inversor multi-nivel didáctico monofásico en cascada.

Las pruebas de laboratorio fueron realizadas tomando en cuenta los valores de diseño del inversor y los datos fueron obtenidos desde el módulo de adquisición de datos LV DAM ES. La forma de onda real obtenida se aprecia en la Figura 6 y la Fig. 7 muestra que el valor TDH real es 7.9 %, lo cual es menor al calcu-

La Figura 4 muestra el diagrama eléctrico de conexiones de la etapa de control.

lado cumpliendo así de manera correcta el diseño para el TDH y en la Tabla 4 se muestra el valor medido de los ángulos de disparo de cada nivel.

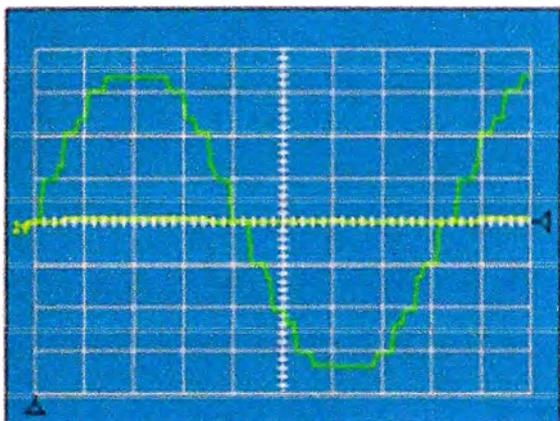


Figura 6. Forma de onda generada real

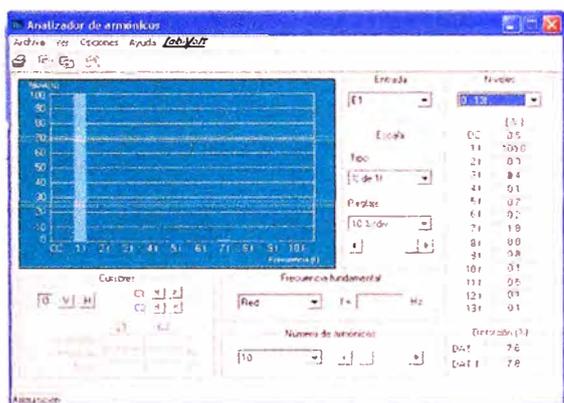


Figura 7. Valor real del TDH.

Valor ideal	Valor real	Error (%)
0.397	0.40	0.75
0.466	0.47	0.85
1.190	1.20	0.83
1.461	1.47	0.61
1.983	2.00	0.85
2.310	2.33	0.85
3.054	3.07	0.50

Tabla 4. Valor ideal, valor real y error de tiempo de disparo de cada nivel.

La Tabla 5 muestra los resultados de las pruebas de laboratorio obtenidas conectando un motor a la salida del inversor multinivel. Los resultados obtenidos son los esperados en el diseño para 110 Vrms y corriente menor a 2.5 A.

Carga Resistiva en el Generador (A)	Salida Motor	
	Voltaje [V]	Corriente [A]
0	110	2
0.1	110	2
0.2	110	2
0.3	110	2
0.4	110	2
0.5	110	2
0.6	110	2.1
0.7	110	2.1
0.8	110	2.1
0.9	110	2.1
1.0	110	2.2
1.1	110	2.2
1.2	110	2.2
1.3	110	2.2
1.4	110	2.2
2.1	110	2.2
2.8	110	2.2
3.5	110	2.3
4.1	110	2.3

Tabla 5. Voltaje y Corriente a salida de motor.

CONCLUSIONES

Un inversor multinivel monofásico de tres etapas ha sido diseñado y construido usando 12 IGBT's y el microcontrolador ATMEGA164P con lo cual se ha logrado un valor de TDH igual a 7.9 %. El inversor multinivel ha sido implementado en un módulo funcional, didáctico y práctico para su estudio, de estructura compacta y robusta. Los opto acopladores permiten separar y aislar las tierras entre el circuito de control y el circuito de potencia del inversor multinivel para proteger la parte de control en caso

de presentarse problemas con la respuesta del sistema en la parte de potencia del inversor.

Los inversores multinivel contruidos a partir de puente "H" conectados en cascada permiten en pocas etapas, muchos niveles de tensión. El inversor construido tiene 3 etapas del que se obtuvo 8 niveles.

Las pruebas de laboratorio concluyen que el inversor multinivel cumple con los parámetros de diseño predeterminados y además se comprueba las buenas propiedades de la tecnología de inversores multinivel.

Referencias

- (1) Hart, D. (2001). *Introducción a la Electrónica de Potencia*. Primera edición.
- (2) Benavent. (2001). *Electrónica de Potencia, Teoría y Aplicaciones*.
- (3) Ross, J. (1997). *The Essence of Power Electronics*.
- (4) Rashid, M. (2004). *Electrónica de Potencia: Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones*. Tercera edición.
- (5) Mohan, N. (2009). *Electrónica de Potencia*. Tercera Edición.
- (6) Gonzáles, M. O. (2006). *Estudio de un Inversor Monofásico basado en Inversores Puente Completo conectados en Cascada para la realización de un Compensador Sincrónico Estático (STAT-COM)*". Tesis de Pregrado. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. Valparaíso, Chile.
- (7) Grisales, L. A. (2010). *Diseño e Implementación de un Inversor Trifásico Multinivel con fijación de Diodos*. Tesis para optar el Grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica. Universidad Tecnológica de Pereira.
- (8) Bretón, A. (2003) "Diseño y Construcción de un Inversor Trifásico Multinivel". Tesis de Pregrado. Escuela de Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile, Chile.
- (9) Angulo U. M. (2003). *Microcontroladores PIC. Diseño Práctico de Aplicaciones*", Tercera edición.

TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS OF A AC/DC MICROGRID FOR PUBLIC HEALTH INSTITUTIONS WITH LOW ELECTRICAL DEMAND. CASE STUDY: PERÚ

Jorge-Luis Mírez-Tarrillo

Faculty of Sciences
National University of Engineering (UNI), Lima, Perú.
e-mail: jmirez@uni.edu.pe

A bstract

In this paper, we analyze the implementation of a microgrid with a photovoltaic solar plant in health facilities of the Level I and II according to the categorization of the Ministry of Health of Peru. The study includes both technical (microgrid control and power management) and economic developments under a project investment horizon of 15 years. The mathematical modeling and numerical simulations in Matlab/Simulink are used to demonstrate the feasibility of the project investment. In addition, details of the PV system design and connectivity scheme with external grid are shown. Also, its main characteristic is to allow only the entry of missing energy from external power supply and not have storage systems. The mathematical model has taken into consideration 3-scenarios: pessimistic, average and optimistic. This paper is a contribution to the implementation of microgrids in the society and contribution to places that have not yet taken advantage of the solar resource for electricity generation in health facilities.

KeyWords: Microgrid, Health building, Microgrid control, Power management.

R esumen

En el presente artículo se analiza la implementación de una microred con una planta solar fotovoltaica en establecimientos de salud del tipo I y II de acuerdo a la categorización del Ministerio de Salud del Perú. El estudio evalúa tanto el aspecto técnico (control y gestión de potencia de microredes) y económico bajo un horizonte de proyecto de inversión de 15 años. Modelamiento matemático y simulación numérica en Matlab/Simulink son usadas para demostrar la factibilidad del proyecto. En adición, detalles del diseño del sistema fotovoltaico y esquema de conectividad con la red externa son mostrados. La principal característica de la microred es permitir sólo el ingreso de energía faltante y no tener sistema de almacenamiento. En el modelo matemático tres escenarios han sido considerados: pesimístico, promedio y optimístico. Este artículo es una contribución a la implementación de microredes en la sociedad y en especial en los lugares en que no se ha aprovechado el sol para la autogeneración de electricidad en establecimientos de salud.

Palabras Clave: Microred, Edificación de salud, Control de microred, Gestión de potencia.

INTRODUCTION

The Public Health Institutions (PHI) in Peru are classified according to their level of complexity in three levels: I, II and III. The Level I and II are of low and medium complexity and are located at different latitudes and altitudes covering the entire national territory in three regions which are Coast, Highlands and Jungle respectively. Each PHI needs electricity to operate lighting, biomedical equipment and other loads. For this, the most common solution is the connection to the external power supply provided by a utility. However, for this it has to

pay a bill each month.

In Peru, there are places with high values of wind speed and solar radiation (1) which can serve for the self-generation of electricity and/or heat and can be profitable.

In this regard, the Peruvian government through the Ministry of Health (MOH) has been implementing the Program of Support to the Reform of the Heal-

th Sector II (PARSALUD II), which is the improvement of the 748 strategic PHI through the development of Public Investment Projects (PIP) with a time horizon of 15 years (2). Each PHI has roof areas potentially useful for the use of radiant energy incident and to implement them with microgrids (MG) with a good impact on the environment and reduction of operational costs.

To analyze this case, a mathematical model was constructed to estimate the feasibility, return time and volumes of production/consumption of electricity.

MG are small-scale, supply networks designed to supply electrical and heat loads for a small community. From a grid point of view, the main advantage of a MG is that it is treated as a controlled entity within the power system. It can be operated as a single aggregated load. This ascertains its easy controllability and compliance with grid rules and regulations without hampering the reliability and security of the power utility. From a customers' point of view, MGs are beneficial for locally meeting their electrical/heat requirements. They can supply uninterruptible power, improve local reliability, reduce feeder losses and provide local voltage support. From an environmental point of view, MGs reduce environmental pollution and global warming through utilization of low-carbon technology (3).

MG concept relates to a system which coordinates locally the demand and supply of energy. MG is essentially an active distribution network because it provides a platform for the integration of various energy sources distributed through a communications system that allows control actions at distribution voltage level (3). There are many possible configurations which may contain generation of renewable and non-renewable electricity, storage and controllable loads with priority categories according to the user (4). Therefore, we want to have: an MG with photovoltaic

(PV) plant; control, monitoring and supervision in autonomous real time in PHI's electric system and comply with Peruvian legislation (5).

A MG is not an electrical configuration: (a) without a load, (b) having only electrical charges, without microsources, (c) without monitoring and control despite having microsources, since their operation would not be quantifiable or optimized, (d) a configuration that has all the elements, but insufficient carbon credits (6).

MATERIALS AND METHODS

About the PHI.

The Office of Investment Projects (IPO) of the General Office of Planning and Budget of the MOH by RD No. 010-2012 / EF-68 approved the Minimum Contents Specific 012 (MCS 012), a technical guideline that authorizes the use of renewable energy in PHI [2] but it does not say how nor mentions modern trends as MG. MOH by means of PARSALUD makes the evaluation of PHI called "strategic" to improve their operational capacity (7). This work is a contribution for the evaluation and installation of MG in PHI of low electricity demand. The PHI of Category I and II have usually a roof from 2,000 m² to 13,000 m².

Solar Map of Peru.

Peru is politically constituted by 24 regions. A solar map of Peru is available at (1). The largest PHI are located in the capital of each region, therefore the solar radiation in the capital of each region is considered as a reference. From (7) three values are assumed: Maximum (R_{max}): 6.08 kWh/m²day; Average (R_{ave}) 5.17 kWh/m²day, and Minimum radiation (R_{min}) 4.42 kWh/m²day.

Wind energy was not considered because installation of wind turbines depends largely on the location; wind speed varies during the year, depending on the season, changes daily and have changes in short term (seconds to minutes) both speed and direction (8). Currently there exists a wind map of Peru (9) with only general information; one needs to installation of measuring equipment in PHI and needs real time records for an adequate technical and economic evaluation of the wind resource (10).

PV Solar Panel Technology

There is a continuous improvement in materials and construction processes in solar panels (11). For this study, a

standard panel has been selected: Model E20-327-COM (12) from SunPower Company with nominal power of 327 Wp, average panel efficiency of 20.4 %, panel area of 1.63 m², weighing 18.6 kg and 1046 x 1558 mm of dimensions. (12). It cost in the Peruvian market is US \$ 1/W including installation. The lifetime of solar panel selected exceeds the duration of PIP in 10 years.

Proposal connection between external electrical network and MG of PHI

The proposed configuration is shown below in Fig.1.

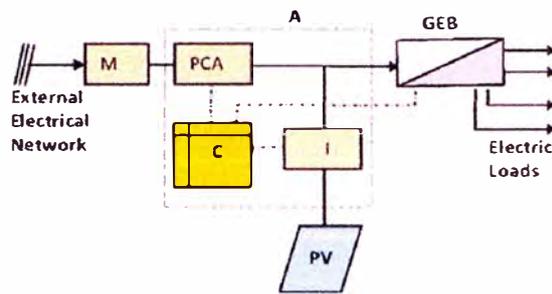


Figure 1: Proposal of microgrid in electric network

where: “PV” are the PV solar panels; “M” is a electricity meter that measures the energy coming from the external power grid; “I” is a microsource controller (3,6); DC/AC converter of energy from the solar panels, can synchronize the phase, can let flow from the external power supply the amount of missing energy to complete the need of electricity of IHP; “PCA” is the Point of Common Coupling that connects/disconnects the MG of the utility network (13); “C” is MG central controller (3,6) that communicates bidirectional with General Electric Board (GEB). Both “I” and “PCA” management makes the power of the MG under the rule of admitting only missing input power from the external power supply, too “C” has the adequate human-machine interface (HMI) (3,6); “A” brings together the control, management and monitoring equipments of MG proposal; it is of according at the state of art actual in MG with good reliability, low unavailability and little interruptions (6).. “A” could be in the future a single assembled element. The cost of the electricity that companies sell has also been considered. In this there are two scenarios, buy in low voltage (LV) and/or medium voltage (MV). PHI Level I usually feed on 220V (single phase) or 380/220 V (three phase). The PHI level II, usually purchased in MV with nominal voltage of 10 kV or 22.9 kV. The price of electricity in both low voltage “PrBT” and MV “PrMT” are [14]: PrBT = 0.38115 US\$/kWh and PrMT = 0.05705 US\$/kWh. In all cases the cost assumed of “A” is C (C_C) equal to US \$ 3,500.00

General Considerations

The growth rate of the maximum power demand to future is assumed as the same value as the percentage growth rate of the population (15) of the region to study. The equations for calculating the growth in electricity demand will be according with (5):

$$X_{(t_2)} = X_{(t_1)} e^{PRG(t_2-t_1)}$$

where: PRG is percentage growth rate, t2 is time at the end of the study period, t1 is the initial time of the study phase, X(t1) is the variable to deduce their behavior when baseline and X(t2) is the variable at the end point of the study period. Something similar is done with the prices in LV and MV where the percentage of annual growth in electricity prices (PRG) will be equal to 3.9% (16) to calculate the evolution of prices during the PIP.

Mathematical Model

The radiant energy incident on the area where the solar panels will be arranged is calculated based on average values recorded incident of solar radiation, according to:

$$E_{max,ave,min} \text{ [kWh/day]} = A \times R_{max,ave,min}$$

where: maximum energy radiated for a day is “E_{max}”, “E_{ave}” is average value, and “E_{min}” is minimum daily radiation energy. It is considered that “A” has three scenarios:

$$A_{min}=3,000 \text{ m}^2; A_{ave} = 7,000 \text{ m}^2 \text{ and } A_{max}=11,000 \text{ m}^2 \quad [\text{Eq. 3}]$$

Given that Peru is located close to the equator, the amount of daily hours of sun is approximately 12 hours, the daily energy available can supply an electric charge to daily power average electric “Pp”, for which, a given amount of solar panels “Upv” is needed, therefore:

$$P_p \text{ [kW]} = fa \times E_{mes}$$

where: “fa” is an adjustment factor that indicates the amount of energy consumed during daylight hours and we considered fa = 0.70; “E_{mes}” is the monthly electric energy consumed by the

PHI in kWh and is considered under the following three scenarios:

$$E_{mes,min} = 5,000 \text{ kWh}; E_{mes,ave} = 10,000 \text{ kWh} \text{ and } E_{mes,max} = 15,000 \text{ kWh}$$

The amount of solar panels required is calculated by the following equation:

$$U_{pv} = (P_p \times 1000) / (P_{nom})$$

The initial cost [US\$] of the MG “C_{in}” is:

$$C_{in,max,ave,min} = U_{pv,max,ave,min} \times C \times 327 + C_c$$

Fifteen years of PIP involves 5475 days. This represents a payment in purchased energy “Pec” therefore low voltage “Pec_{BT}” and MV “Pec_{MT}” of:

$$Pec_{BT,max,ave,min}(t) = Pr_{BT}(t) \times Days(t) \times P_{p,max,ave,min}(t)$$

$$Pec_{MT,max,ave,min}(t) = Pr_{MT}(t) \times Days(t) \times P_{p,max,ave,min}(t)$$

where “P_{pmax}”, “P_{pave}” y “P_{pmin}” are the average powers: maximum, average and minimum deducted from the scenarios: “E_{mesmin}”, “E_{mesave}” y “E_{mesmax}”. During PIP’s lifespan, the price of MG is amortized progressively considering the following calculation of real value (VR) (5) for both tariff LV (VR_{BT}) and tariff MV (VR_{MT}):

$$Pec_{MT,max,ave,min}(t) = Pr_{MT}(t) \times Days(t) \times P_{p,max,ave,min}(t)$$

$$VR_{BT,max,ave,min}(t) = C_{in,max,ave,min} - Pec_{BT,max,ave,min}(t)$$

Similarly, the incident radiant energy converted into electrical energy for one day, quantified as “E_{max}”, “E_{ave}”, “E_{min}”; is primarily affected by the efficiency of the solar panel “η”, then the electrical energy from solar panels for a day “E_{Esol}” is:

$$E_{Esol,max,ave,min} = E_{max,ave,min} \times \eta$$

The electricity generated, for this case, will make the price of energy at low voltage “Pr_{BT}” because it resembles the voltage level and the form of equipment that is supplied through the distribution network. The price at the time is calculated using equation 4. Therefore, during PIP, sales price of energy produced from solar panels “C_{Esol}” is valued according:

$$C_{Esol,max,ave,min}(t) = E_{Esol,max,ave,min} \times Days \times Pr_{BT}(t)$$

In short, installation of MG in PHI consists of an initial cost which is amortized by the cost of energy to stop buying in LV or MV, likewise, the energy produced represents a value that gradually increases in the time. In any time, both values of MG and production are equalized to represent return time of investment, the MG pays for itself. Fig. 2 shows the trend where “TIR” is the return time investment, and; “VR” is real value of MG. Three curves of scenarios is shown: optimistic (suffix “max” in variables), average (suffix “ave”) and minimum (suffix “min”).

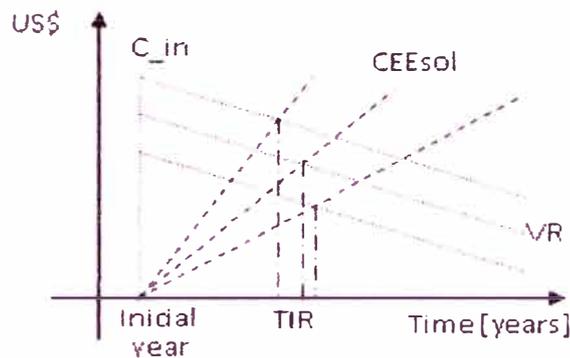


Figure 2: Evolution of the actual value of the facility and the value of the energy produced.

RESULTS AND DISCUSSION

The first scenario simulated is the power estimated using 20 % of the available area of PHI. For this we considered the efficiency of solar panels, a solar radiation assumed in Eq. 8 divided by 10 hours of sunshine. Fig. 3 shows the results, which allow us to verify that the PV plant will occupy a portion of the available area of PHI.

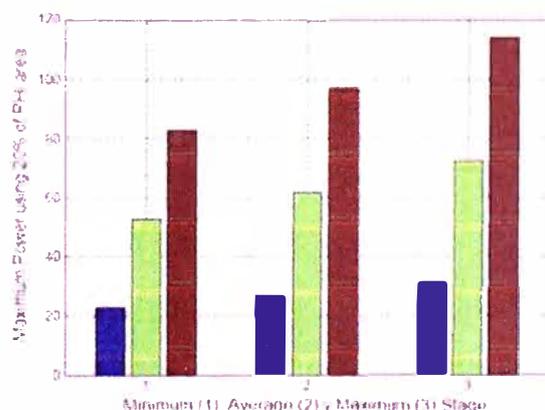


Figure 3: Estimated production considering the three scenarios of “A” and “R”.

In the case of R_{min} and A_{min} has 36 PV panels which occupy 60 m²; in the case of R_{max} and A_{max} are needed 108

PV panels which occupy 180 m².

A second simulation scenario is to calculate the maximum demand (MD) during the years of PIP considering the growth rate of the population, given that as the population increases, so does the health care and therefore the amount of energy that is required for PHI. For this, two scenarios have been considered: with A_{min} , R_{min} (see Fig.4a) and A_{max} , R_{max} (see Fig. 4b). In this aspect the environmental conditions have been assumed constant over the years.

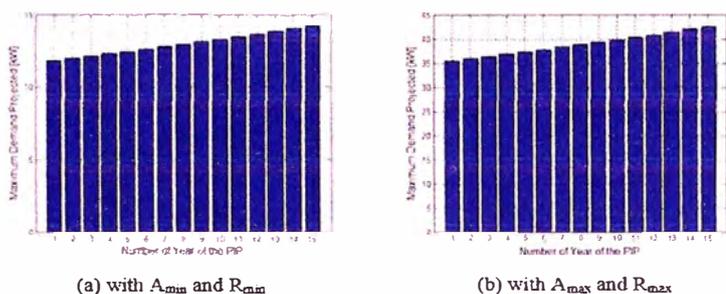


Figure 4: Projection of MD during PIP time.

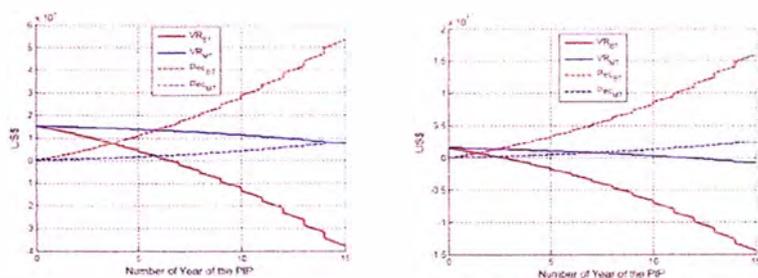


Figure 5: Evolution of the VR and Pec in BT and MT for calculate of TIR

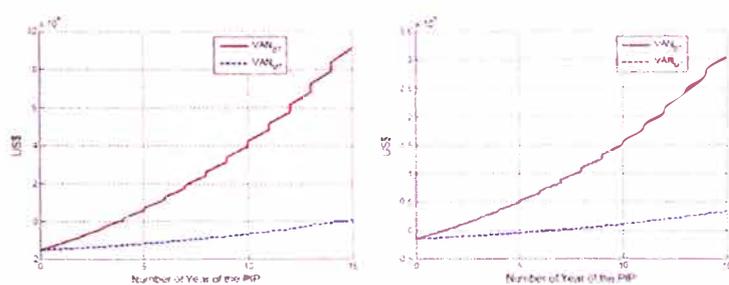


Figure 6: Evolution of VAN into BT and MT for calculate of TIR.

Figure 5 indicates that the return time of the investment is shorter if there is a higher energy demand. Fig. 6 indicates that it is more beneficial for the PHI to buy at LV instead of buying at MV, but in both cases the return time is within PIP. It has to be studied at what energy demand in order to change from LV to MV.

CONCLUSIONS

It has been shown that a PIP horizon of 15 years is viable, reaching a payback (a) in worst case scenario (A_{min} , R_{min} and electric demand) within approximately 4 years for users who buy at low voltage and 14 years for users who buy at medium voltage; and (b) in best scenario (A_{max} , R_{max} and electric demand) is about 2.5 years for users who buy at low voltage and 6.5 years for users who purchase at medium voltage.

At the end of PIP (15 years) are still 10 years more of optimal performance in PV solar panels, which entails that if is necessary, PHI may increase the capacity of PV solar power.

Moreover, there is area available for installation of solar thermal equipment for production of hot water. Both cases lead to an improvement in PHI economy, quality of care and working environment and increase the efficiency contributing to a green image.

The calculation described considers the PV solar power as a source of electrical power of the base type, that is to provide important part of consumption and the remaining (which may be continuous, intermittent or changing) will be supplied from the public grid.

Not considered is electrical storage, because it has a high cost in operation and maintenance, which will increase the cost and extend the return time of investment. The electricity produced by a PV solar plant in a MG pays itself.

ACKNOWLEDGMENTS

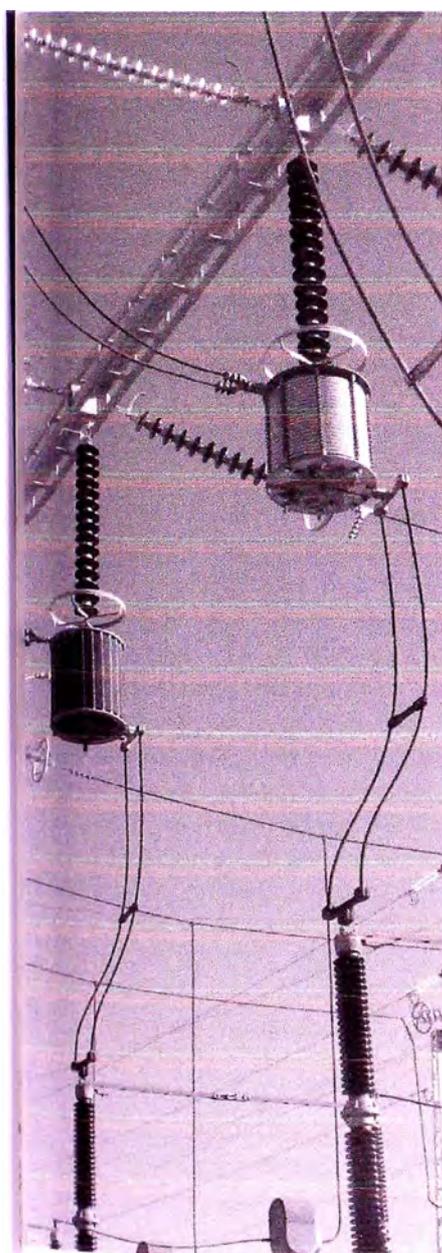
The author thanks to the National Council of Science and Technology of Peru, CONCYTEC for funding his doctoral research at UNI, also at the Electric Power System Research Group in Sandia National Laboratories (USA) during a internship (Jan – Apr 2016).

1. Energy and Mines Ministry. Peru Solar Map [Website].<http://deltavolt.pe/atlas/atlassolar>
2. Ministry of Health of Perú. Strategic Health Establishments: R.M.N° 632-2012/MINSA [Website]. <http://www.minsa.gob.pe/Portalweb/EsSa/index.asp>
3. Chowdhury S, Chowdhury SP, Crossley P. Microgrids and Active Distribution Networks”.London.The Institution of Engineering and Technology. 2009.
4. ArtoNiinistö. Simulation of the Management of a Micro Grid with Wind, Solar and Gas Generators [Master Thesis]. Aalto University, Finland. 2009.
5. Website Peruvian State. Electrical Legislation: Law of Electrical Concessions and Regulations. [Website].http://www.peru.gob.pe/docs/PLANES/13049/PLAN_13049_2014_Normatividad_LCE_y_RLCE.pdf
6. C. Schwaegerl. DG3&DG4 Report on the technical, social, economic, and environmental benefits provided by Microgrids on power system operation. Siemens. 2009
7. Ministry of Health of Perú. Program to Support of Health Sector Reform [Website].<http://www.parsalud.gob.pe/>
8. Francisco GoncalvesGoianaMesquita. Design Optimization of Stand-Alone Hybrid Energy Systems [Master Thesis]. Universidade do Porto, Portugal. 2010.
9. Energy and Mines Ministry. Wind Map of Perú [Website].<http://deltavolt.pe/atlas/eolico>
10. Masters GM. Renewable and Efficient Electric Power Systems. New Jersey. Jhon Wiley & Sons, Inc. 2004.
11. Phys.org. NREL demonstrates 45.7% efficiency for concentrator solar cell [Website]. United States of America <http://phys.org/news/2014-12-nrel-efficiency-solar-cell.html>
12. SunPower. Solar Panels for Commercial Use Serie E20-327-COM [Website].<http://us.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/data-sheets/ds-e20-series-327-residential-solar-panels.pdf>
13. Paolo Piagi. Autonomous Control of Microgrids. IEEE PES Meeting 2006.
14. Luz del Sur. Prices for the Sale of Electricity (including tax) Tariff September 2015 [Website]. <https://www.luzdelsur.com.pe/media/pdf/tarifas/TARIFAS.pdf>. 2015.
15. National Institute of Statistics and Information. Growth Rate of Population for Region [Website]. http://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib0015/cap-52.htm
16. PCR Pacific Credit Rating. Peru Electric Sector: Report at September 2014 [Website].http://www.ratingspcr.com/uploads/2/5/8/5/25856651/sector_electrico_peruano_201409-fin.pdf

Aplicación del Loop Automation en una red de distribución aérea de media tensión

Application of Loop Automation in an overhead distribution network of medium voltage

D. Miraglia, J. Mirez Tarrillo** y D. Miraglia ****



ABSTRACT

Product to the affectations happened in the distribution circuits by the faults happened in its the investigation arises: Application of the Loop Automation in a net of distribution of half tension, looking for design a system of protection that is able to isolate the fault in the smallest tract in the possible circuit, avoiding a high number of clients so is affected. In the work is carried out a brief description of the protection commonly used in the distribution systems demonstrating as these they are not able to limit the fault to the smallest possible area, and of how that is possible using the recloser of Nulec working under the Loop Automation. Also, is proposed a work methodology that facilitates the design of this system of protection getting in the analyzed circuits the faults affect to the smallest number of clients.

keywords: distribution circuits, Nulec, electric protection, Loop Automation.

RESUMEN

Producto de las afectaciones ocurridas en los circuitos de distribución cuando ocurren fallas surge la investigación: Aplicación del Loop Automation en una red de distribución aérea de media tensión, buscando diseñar un sistema de protección capaz de aislar las fallas en el menor tramo del circuito afectado, es decir, afectando a un menor número de clientes. En el trabajo se realiza una breve descripción de las protecciones comúnmente usadas en los sistemas de distribución demostrando que estas no son capaces de limitar la falla a la menor área posible y como esto se logra usando los reconectores de Nulec trabajando como parte del esquema Loop Automation. Además se propone una metodología de trabajo que facilite el diseño de este sistema de protec-

Fecha de recepción: 2015-01-22 - Fecha aceptado: 2015-06-03

Departamento de Electroenergética, *Universidad de Oriente, Cuba.* dante@fie.uo.edu.cu, *Ingeniero Eléctrico*

** Facultad de Ciencias, *Universidad Nacional de Ingeniería, Cuba.* jorgemirez2002@gmail.com, *Master*

*** Dirección Técnica Provincial, *Empresa Eléctrica, Santiago de Cuba, Cuba.* dante@elecstg.une.cu, *Master*

ciones obteniendo que en el circuito analizado las fallas ocurridas afecten al menor número de clientes posibles.

Palabras clave: circuitos de distribución, Nulec, protecciones eléctricas, Loop Automation.

1. INTRODUCCIÓN

La confiabilidad de los Sistemas Electroenergéticos es un indicador de calidad que define la capacidad que tiene el mismo de operar de forma confiable a régimen. En el caso de las líneas de distribución primaria, el incremento de la confiabilidad se puede alcanzar implementando un sistema de protecciones confiables y modernas [1], lo que presupone un análisis técnico-económico de las mismas. De acuerdo con las investigaciones realizadas se conoce que, en la provincia de Santiago de Cuba (Cuba) al ocurrir una falla en el circuito primario, el cliente debe esperar largos tiempos de restablecimiento del servicio, por esto se deben diseñar sistemas de protecciones capaces de disminuir el Tiempo de Interrupción al Usuario (TIU)[2][3][4] al mínimo posible. Las protecciones comúnmente usadas en los sistemas de distribución son protecciones contra sobrecorriente [5], las que fundamentalmente son fusibles y relevadores. Estas protecciones debido a sus características propias de construcción no son capaces de discriminar entre los fallos transitorios y los permanentes, no poseen sistema de comunicación y acción remota, su posibilidad de brindar datos es mínima, se deben ajustar cada vez que cambia la configuración del circuito, no son capaces de detectar la dirección del flujo de potencia, entre otras, lo que hace que su instalación en los sistemas de distribución tenga estas limitantes. Se ha demostrado que en los sistemas de distribución entre el 60% y el 70% de los fallos son transitorios [6] así que, las protecciones convencionales estarían actuando entre el 60% y el 70% de las veces ante fallos que podrían ser eliminados con una operación de recierre. Para dar solución a esta problemática surge la implementación de equipos modernos de automática contra fallos, equipos que una vez instalados son capaces de localizar y aislar la falla en el menor tiempo posi-

ble y dotar al circuito de la capacidad, de que en caso de no eliminarse la perturbación, reconectarse automáticamente por otra vía, dejando sin servicio al menor número de usuarios posibles.

2. IMPLEMENTACIÓN DE LOS RECONECTADORES NULEC EN EL LOOP AUTOMATION

En la provincia Santiago de Cuba (Cuba) se han venido instalando los reconectores Nulec, los cuales además de poseer las prestaciones comunes de un reconector son capaces de realizar las mismas funciones de protección que los fusibles y los relevadores realizando en ellos ajustes similares, pero con las ventajas incorporadas de ser protecciones digitales [7], lo que permite que se puedan operar a distancia, que se realicen ajustes específicos para distintas direcciones del flujo de potencia y para distintas configuraciones del circuito. Además que al tener estos dispositivos capacidad de almacenamiento y transmisión de datos se pueden utilizar para futuras investigaciones en el circuito donde son instalados. Estos dispositivos, pueden también operar formando parte del esquema de Loop Automation implementado por la compañía Nulec, esquema que le da cierta flexibilidad al sistema de protecciones para que opere de manera inteligente en caso de falla. El Loop Automation reconfigura la red para recuperar el suministro de energía a secciones libres de falla que perdieron alimentación debido a una condición de falla en otra sección del circuito. En este esquema de trabajo se definen tres modos de trabajo de los reconectores como son [8]:

Reconector Alimentador: Este reconector se ubicará lo más cercano posible a la subestación.

Reconector de Enlace: Utilizado como punto normalmente abierto donde se encuentran dos circuitos alimentadores.

- **Reconector Intermedio:** Este reconector se coloca en cualquier punto de la red entre un recerrador alimentador y el de enlace.

Cuando los reconfiguradores se configuran de alguna estas formas son capaces de operar automáticamente de acuerdo con una serie de reglas de operación definidas para cada tipo de reconector [8]. Los ajustes de protección de cada reconector se realizaran de manera similar al modo de ajuste de relevadores y fusibles, en base a un primer escalón que brinda protección contra cortocircuito en la zona principal de la protección y un segundo escalón de sobrecarga que actuaría como respaldo. Donde:

Corriente de Operación I_{op_I} : La corriente de operación debe calcularse con la expresión (1) suponiendo una falla al final de la zona de operación de cada reconector, lo cual asegura que este opere ante cualquier corriente de falla en su zona.

$$I_{op_I} = K_{seg} * I_{cc_{3max}} \quad (1)$$

Donde K_{seg} es un coeficiente de seguridad y $I_{cc_{3max}}$ es la corriente de cortocircuito trifásico máximo.

Corriente de Operación I_{op_I} : La corriente de operación debe calcularse en base a la corriente de carga máxima en el punto de ubicación del reconector.

$$I_{op_I} = K_{seg} * I_{max} \quad (2)$$

Donde K_{seg} es un coeficiente de seguridad y I_{max} es la corriente de carga máxima.

Estos dispositivos permiten una vez calculados los valores de corriente con los cuales deben operar, seleccionar entre una gran variedad de curvas de tiempo inverso, operaciones instantáneas o de tiempo definido según sean las características propias de cada circuito en las cuales deberá operar el reconector. Para el ajuste de los tiempos de actuación se han tenido en cuenta los siguientes criterios basados en las posibilidades reales de recierre de los reconfiguradores Nulec serie U:

Tiempos de recierre: Define el tiempo muerto entre cada operación del reconector.

Ajustes en corriente y en tiempo: Se debe ajustar la corriente de operación (1), (2) y el tiempo de operación de cada acción del reconector para que actúe luego de cada operación de recierre. En caso de definir 3 operaciones de recierre se recomienda seguir los criterios que se dan a continuación.

Primera Operación: Se asume que la falla está relacionada con un rayo o con un acercamiento ocasional entre dos conductores. Se usa un tiempo de operación instantáneo con un multiplicador instantáneo. Con el fin de proteger equipos electrónicos y de refrigeración se usa un tiempo de recierre muy corto (0.5 s).

Segunda Operación: Se usa un tiempo de recierre más grande, con el fin de permitir que algunas causas de fallo como el contacto con los árboles o la irrupción por un ave se auto extingan. Se propone un tiempo de recierre de 2 s.

Tercera Operación: Si la falla permanece luego de la segunda operación se asume como permanente, por tanto, para minimizar la exposición a la corriente de falla y teniendo en cuenta que debido a la operación lenta de la segunda operación los conductores se encuentran sobrecalentados, se usa una operación instantánea con un pequeño multiplicador instantáneo. Luego de esta operación el dispositivo abrirá sus contactos y así permanecerá hasta que se realice una operación de reconexión manual o automática sobre él.

Un circuito de distribución típico puede ser como el que aparece en la figura 1:

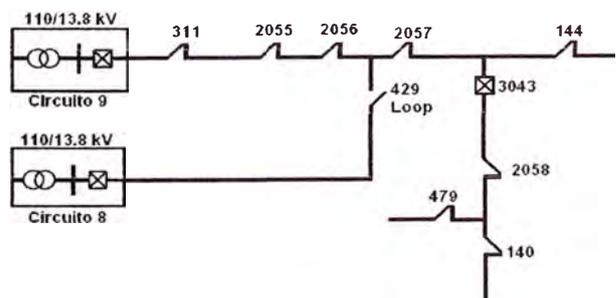
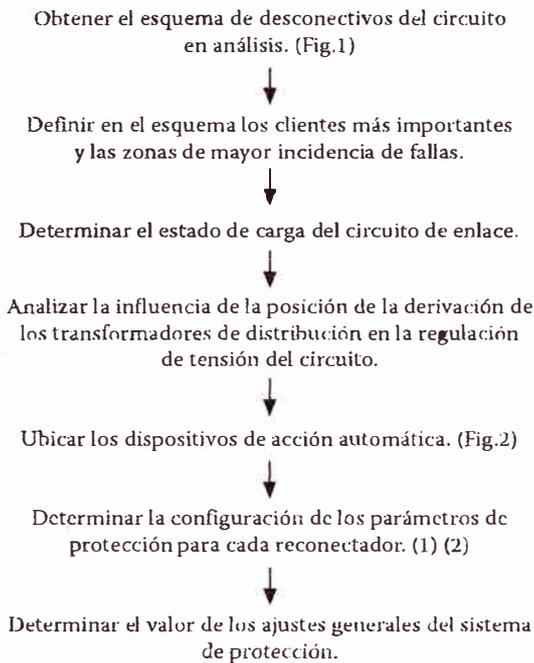


Figura 1. Circuito de distribución hipotético.



Esquema 1.

Donde los interruptores normalmente cerrados son los desconectivos a lo largo del circuito y el interruptor normalmente abierto es el Loop con el circuito vecino. Para la instalación y ajustes de los dispositivos como parte del esquema de Loop Automation se propone la metodología del esquema 1.

Una vez aplicada la metodología propuesta se obtiene que para una falla ocurrida en el primer tramo del circuito este quedará como se observa en la figura 2.

Donde la falla quedaría aislada del resto del circuito y este sería transferido. Nótese que el tramo final del circuito no ha sido transferido

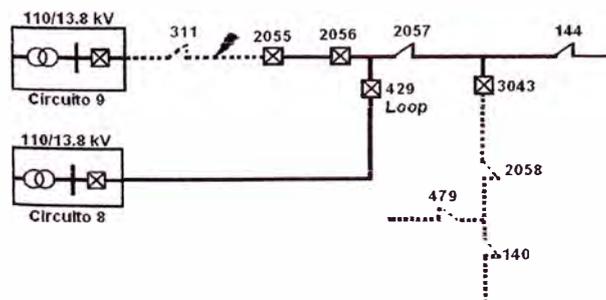


Figura 2. Falla aislada del resto del circuito.

debido a que al realizar el estudio de cargabilidad del circuito con el cual se tienen un enlace, este no es capaz de asumir toda la carga a transferir. Además se ha decidido incluir el desconectivo 2055 debido a que el tramo entre el desconectivo 2055 y el 2056 es una zona gran concentración de clientes y de esta manera quedarían aislados de fallas en otras zonas del circuito.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La instalación del sistema de protección propuesto se estudió en el circuito 9 de la ciudad de Santiago de Cuba, se debe destacar que la instalación de este sistema de protecciones brinda una gran flexibilidad operativa al circuito, disminuyó considerablemente la Energía No Suministrada (ENS) [2][4] y el TIU. El sistema presenta las limitantes de un alto costo de la inversión inicial y como su principal respaldo económico es a cuenta de la ENS mientras el circuito ha fallado, sólo sería factible instalarlo en circuitos donde exista un alto índice de averías.

El TIU del circuito se determina por:

$$TIU = \frac{\sum C_i T_i}{NTC} \quad (3)$$

Donde C_i es la cantidad de consumidores afectados, T_i representa el tiempo de duración de la interrupción NTC el número total de consumidores.

Haciendo un análisis estadístico de las fallas ocurridas en este circuito entre los años 2005 al 2013 y se obtuvo que el TIU anual del circuito fuera de 593 min.

Como resultado de la implementación de este sistema en el circuito 9 de Santiago de Cuba se obtuvieron que, para las fallas ocurridas entre octubre 2012 a septiembre 2013 los resultados se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Resultados del uso del sistemas del protecciones

Sin sistema de protecciones		Con sistema de protecciones	
TIU(min)	ENS (MW*h)	TIU(min)	ENS (MW*h)
585	202.2	26	3.38

Con la implementación de estos interruptores en el circuito en estudio se logra disminuir el TIU de 585 min a 26 min por año, lo que representa una reducción del 95.5% y una disminución de la energía dejada de servir a cuenta de las interrupciones por fallas de 202.2 MW*h a 3.38 MW*h, de cerca del 98%.

La Empresa Eléctrica Cubana comercializa como promedio el MW*h a 243 dólares. Con la disminución de la energía dejada de vender se lograría recuperar por la empresa 198MW*h al año, lo que representaría 48114 dólares que ganaría la empresa eléctrica solo por concepto de energía dejada de vender.

Al realizar un análisis económico de la implementación de este sistema de protecciones en el circuito en análisis se obtiene que el beneficio obtenido en el primer año supera a la inversión, por tanto, nuestro sistema sería rentable desde del primer año. En la Tabla 2 se muestra un análisis beneficio-costos para el proyecto de mejoras aquí propuesto.

Tabla 2. Resultados del análisis beneficio-costos

Costo del sistema automático (dólares)	Beneficio económico (dólares/año)	Relación Beneficio-Costo (B/C)
38000	48114	1.26

Además traería consigo otros beneficios reflejados en las empresas e industrias donde la falta de suministro eléctrico ocasionaría grandes pérdidas en sus procesos productivos.

4. CONCLUSIONES

Las protecciones existentes en los sistemas de distribución aún ajustadas correctamente y operando de forma selectiva ante los fallos, son insuficientes para dotar a los circuitos de buenos indicadores de calidad por concepto de interrupción al usuario. El uso de protecciones automá-

ticas a base de recerradores trabajando como parte del esquema de Loop Automation pueden disminuir considerablemente el TIU y además, sus posibilidades de detección y almacenamiento de eventos permiten a los especialistas hacer estudios más cercanos a la realidad de los circuitos. Con la implementación de estos interruptores en los circuitos de distribución se logra una considerable disminución del TIU y una disminución de la energía dejada de servir. Todo esto se traduce en beneficios directos para la economía del país y las empresas suministradoras.

REFERENCIAS

- [1] M. Mockey Castellanos, Calidad de la energía eléctrica. Departamento de Electroenergética. Facultad de Ingeniería eléctrica. Universidad de Oriente. Santiago de Cuba, 2005.
- [2] Procedimiento UR-BL 0115. Diagnóstico de líneas aéreas de distribución de 110 kV y menores. Manual de Distribución, UNE, Mayo, 2003.
- [3] R. Fernández, "Sistema de gestión de redes: Diez años de desarrollo", *Ingeniería Energética*, vol. XXX n.2, pp. 3-12, may. 2009.
- [4] E. Sierra Gil y S. Lajes Choy, "Evolución de los métodos de evaluación de la confiabilidad para redes eléctricas de distribución", *Ingeniería Energética*, vol. 31, n.3, pp. 42-48, 2010
- [5] R. Tamasco Amador. Protecciones eléctricas. [CD-ROM]. Colombia. 2006.
- [6] Nulec Industries. MV Overhead Feeder Automation Sophistication. [CD- ROM]. A Schneider Electric Company. 2007.
- [7] Nulec Industries pty ltd, N-Series. Automatic Circuit Recloser. [CD- ROM]. Technical Manual, 2006.
- [8] Nulec Industries pty Ltd, Loop Automation para restauradores. [CD - ROM]. Manual Técnico. Sistema de Sistema de Automatismo Loop Automation. Restauradores serie N-U. 2007.

An Optimization of Power Dispatch using Linear Programming with new strategic of operation in DC Microgrid

Jorge-Luis Mírez-Tarrillo

Faculty of Sciences

National University of Engineering (UNI), Lima, Perú.

E-mail: jmirez@uni.edu.pe

Abstract

This paper reports implementation of an optimization process of power dispatch in a DC microgrid using principles of linear programming. The microgrid used for this purpose has many microsources: a wind turbine, a solar PV plant, a battery bank, an electric load and an electrical interconnection point with utility network. The microgrid only allows pass of energy from the utility network and additionally, every component is configured to offer/request a nominal power of production/demand during the next period of five minutes; this is a new operating strategy: define a constant power generation and consumption for and during the next period with duration of five minutes. To optimization process search the minimum cost of electricity production distributing adequate the demand between microsources and utility network. The demand in case can not be supplied by only one microsource, is distributed between the microsources of MG in function of its respective costs; these costs are assumed vary randomly in every period and in each microsource and utility network. The optimization process has been development, implemented and compared with its equivalent in Matlab.

Keywords: Energy management, microgrids, optimization, power generation dispatch.

Abstract

Este artículo reporta la implementación de un proceso de optimización del despacho de potencia en una microred de corriente continua usando principios de programación lineal. La microred usada para este propósito tiene varias microfuentes: una turbina de viento, una

planta solar fotovoltaica, un banco de baterías, una carga eléctrica y un punto de interconexión eléctrica con la red eléctrica externa. La microred solo permite el paso de energía desde la red eléctrica externa, y adicionalmente cada componente es configurado para ofrecer/requerir una potencia nominal de producción/demanda durante cada periodo de 5 minutos; esto es una nueva estrategia de operación: definir una potencia constante de generación y consumo para y durante los siguientes 5 minutos. El proceso de optimización busca el mínimo costo en la producción de electricidad distribuyendo adecuadamente la demanda entre microfuentes y la red eléctrica externa. La demanda en caso no poder ser suministrada por solo una microfuente, ésta es distribuida entre microfuentes de la MG en función a sus respectivos costos; estos costos son asumidos varían aleatoriamente en cada periodo y en cada microfuente y red eléctrica externa. El proceso de optimización ha sido desarrollado, implementado y comparado con su equivalente en Matlab.

Keywords: Gestión de energía, microredes, optimización, despacho de la generación.

INTRODUCTION

Electrical systems need to operate under several technical and economical conditions. Companies look for the minimum product cost and to maximize sale in the utility because clients look for the minimal cost for the given energy.

Traditionally, the economic aspect is based on measurements for the register of the supplied energy in generation/transmission/distribution in a structure of centralized generation. Now, new trends as Distributed Generation (12), Actives Networks, Smart Grids and Microgrids (MG) (1,5,6,14) have sources of generation and storage closers to the loads, even inside the costumer buildings; so economic operation changes substantially because of the appearance of these new elements, with multiples prime resource highly dependent of the environmental conditions. Our attention in this paper is the MG of DC (MGDC), because its multiplier technical advantages comparising to MG of AC (8, 9,11).

The technical aspects of MG's operation are treated in several publications (1,11), where it has been developed some ways to ensure the management of voltage and frequency (6) that have led to the creation and development of technologies, and the technics implemented in inverters (18), rectifiers (10), smart measurers, controllers of microsources and of MGs.

Pero es usual encontrar que las microredes tienen una sola fuente de almacenamiento para toda la microgrid, es decir, no hay almacenamiento temporal en fuentes y loads.

There are many possible ways of business for MGs (1,6,14). Usually, it is considered the energy quantity that had been dispatched every so often (2,3). Our proposal is that MGs have multiple owners, where each component is dedicated according to the owner's specialization; microsource and storage ensure certain power with a fixed price during the next period of operation and the electric utility network (UN) will ensure delivery at a determined price as last backup source of the MG. All the prices will change in the time. Demand, microsourses and storage must have the needed of adequate configuration to ensure the power dispatch or supply.

The base times of optimization are in some cases one hour (2,3,14,15), a month (16) and a year (4). Only a study considered each 3 minutes for realizing the calculus for the operation of the electric system but this MG is being fed from a PV plant. Pero es usual que el tiempo de cálculo de optimización es cada hora (11,16,17). Sin embargo, las microfuentes de almacenamiento y generación en las microredes tienen costos variables definidos por un comportamiento aleatorio en el tiempo de las potencias involucradas, por lo tanto, siendo deseable que potencias constantes o levemente variables se den en microsourses, nosotros proponemos que las microsourses tengan dispositivos de almacenamiento temporal para que puedan generar/consumir potencia constante a lo largo de un determinado tiempo (period); por ejemplo en (17) se puede observar que APX Group allow power contracts in intervals of 15 minutes.

Also, there are studies using several technics of optimization (3,15,16,17); but the economic operation of MG is decided in only one component: a Central Controller (CC) (2). Nosotros asumimos que MG operation decisions are realized in each period by CC under the premise that microsourses/storage/load are designed para conocer su entorno y el comportamiento de la potencia que manipula y con ello: to ensure a demand/supply for the next period (assumed duration of 5 minutes). Under this supposition, the system gets linear and many functions of prediction and control in microsourses, storage and demand response strategies are derived to controllers. Para esta nueva estrategia de operación es que an optimization process to MGDC ha sido desarrollado and is presented, el cual tiene with

rules to improve the dispatch power al mínimo costo plasmado en a mathematical model with two scenarios of study.

THEORETICAL FRAMEWORK

Microgrids

MG is an integrated energy system consisting of distributed energy resources and multiple electrical loads operating as a single, autonomous grid either in parallel to or islanded from the existing utility power grid. MG can be viewed as the building blocks of the SG or as an alternative path to “Super Grid” (13) - a similar concept is Multi-MG (1). Also, one of the main characteristic of MGs is that it can interchange until 10 MVA with the UN.

Linear Programming

According to (7) a linear programming (LP) problem has standard form if (a) the objective is to minimize, (b) all constraints are of equality type and (c) all variable are non-negative.

MATHEMATICAL MODEL AND SIMULATIONS

To elaborate the model of optimization of the MG, we will start up from the model written on (7), where a linear program is specified in the following form: Minimize $f^T x$ and is subject to $Ax \leq b$; $A_{eq}x = h_{eq}$ and $l_b \leq x \leq u_b$. That assumes that constraints are grouped according to inequality constraints, equality constraints, and bounds on the decision variables. The first set de constraints: $Ax \leq b$ represents inequality constraints. The second set of constraints $A_{eq}x = h_{eq}$ represents the equality constraints, and $l_b \leq x \leq u_b$ represents the lower and upper bounds on the decision variables. Then A , A_{eq} are matrices and b , h_{eq} , l_b and u_b are vectors. f is a vector that represents the cost coefficients of the objective function with that the value of x is calculated and $fval$ that is the value of minimum cost.

The CC every 5 minutes makes the monitoring of the system and decides the buying/selling of the energy for next 5 minutes. The total time of simulation is 8 hours, divided in equal hours before and after of the solar noon; with that, we will have all the sources in capacity of generation. Therefore, for a certain time there are “m” states. Moreover it is considered

that MG needs “n” cost coefficients of objective function for every state “m” and additionally, each state has self-load for supply b_{eq} . Then, next formulation is achieve

State	f					b_{eq}
1	$f_{1(1)}$	$f_{2(1)}$	$f_{3(1)}$...	$f_{n(1)}$	$b_{eq(1)}$
⋮	⋮					⋮
m	$f_{1(m)}$	$f_{2(m)}$	$f_{3(m)}$...	$f_{n(m)}$	$b_{eq(m)}$

where A , A_{eq} are defined by their own characteristics of the problem, in this case, they will show relations between several sources of generation and storage, as well as to the extern electrical network and will be contain inside the optimize software, which after processing data of x and f give back the values of x according to the next scheme:

State	x					f_{val}
1	$x_{1(1)}$	$x_{2(1)}$	$x_{3(1)}$...	$x_{n(1)}$	$f_{val(1)}$
⋮			⋮			⋮
m	$x_{1(m)}$	$x_{2(m)}$	$x_{3(m)}$...	$x_{n(m)}$	$f_{val(4)}$

It is assumed aleatory prices which emulate its behavior and additionally it allows us to evaluate the optimizer considering also that the electrical loads have a random behavior also. A general schema of the simulations realized is presented in Fig. 1 where is shown that we need a generator of states, costs, electrical charge and the optimizer.

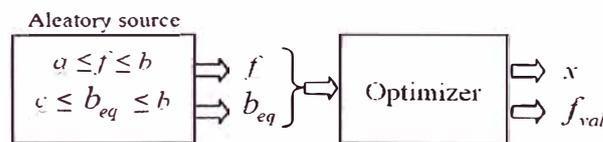


Fig. 1. Flow of information toward Optimizer and results.

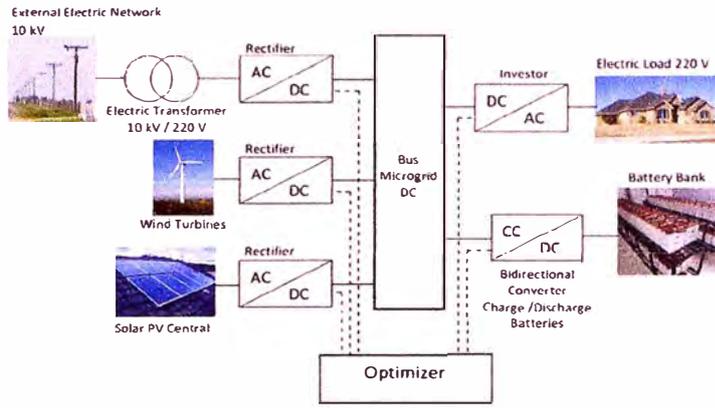


Fig. 2. Schematic diagram of MG in study.

MG to analyze is shown in Fig. 2, where the optimizer interacts with converters for data collection, action of command and control over power flow. Bus of MGDC of unlimited capacity has been considered. MG is formed by wind central, solar PV central, battery bank, electrical load and interconnection with utility power grid through of a transformer-inverter arrangement. Capacities of equipment are assumed according to scenarios of analyzed study. Temporal storage in microsources had been assumed that it was implemented to ensure supply of nominal power during every period.

It is deduced that “ $n = 4$ ”, being f_1 is the price of energy, f_2 the cost of wind energy, f_3 the cost of battery energy and f_4 the cost of energy coming from utility power grid. There are 4 components which give 24 possible ways of supply energy to electrical load represented by b_{eq} ; from all of them, we will take the most striking what is when all the elements are in capacity to supply electrical energy to bus DC of the microred; it determines that A_{eq} have next expression $A_{eq} = [1 \ 1 \ 1 \ 1]$, which is the more favorable condition and where $A_{eq}(1,1)$ represents the photovoltaic solar source, $A_{eq}(1,2)$ the wind, $A_{eq}(1,3)$ the power coming from batteries and $A_{eq}(1,4)$ the power that enters from utility power grid. l_b and u_b represents the minimum (0 in every case) and maximum value of the power offered by every source.

The prices according to energy source considered in this work are: Sun is $f_1 = 0.10 \pm 0.2$ US\$/kW-h, wind is $f_2 = 0.15 \pm 0.2$ US\$/kW-h, battery is $f_3 = 0.20 \pm 0.2$ US\$/kW-h and utility network is $f_4 = 0.25 \pm 0.2$ US\$/kW-h. With these data are analyzed next scenarios:

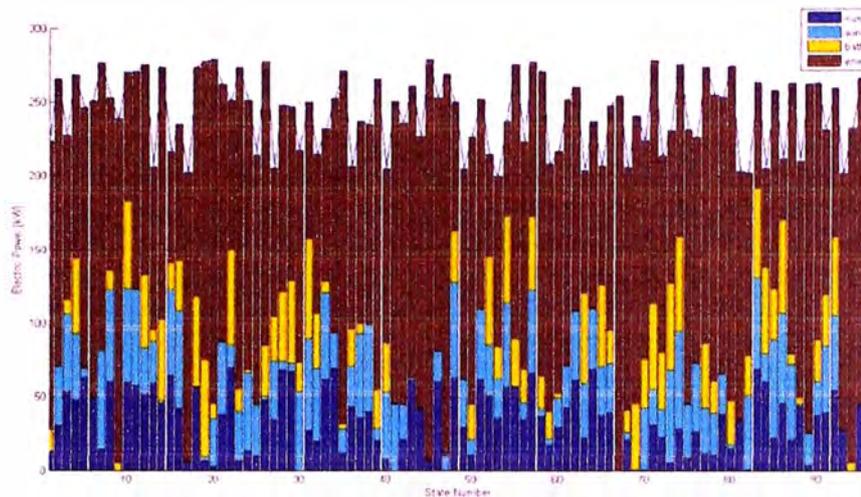


Fig. 3. Distribution of the demand between microsources.

Scenario 1: Criteries implemented in Matlab

It is assumed that electrical load have the demand power: $200 \pm 80 \times rand()$ kW, where $rand()$ create a random value uniformly distributed between 0 and 1 for every state; the supplied power from each microsource is $70 \times rand()$ for every state (random number is different for every microsource) and capacity of supply from utility power grid is 300 kW for every case. The command *linprog* is used to implement this model and Fig. 3 shows results for 100 periods (states) equivalent to 8.33 hours of ordinary time.

The total cost associated to every state is shown in Fig. 4 and the big capacity of support of utility power grid is shown in Fig. 5.

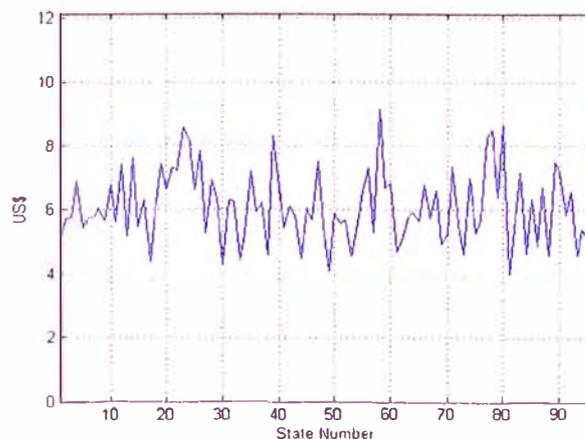


Fig. 4. Evolution of the cost of the electrical energy in the MG

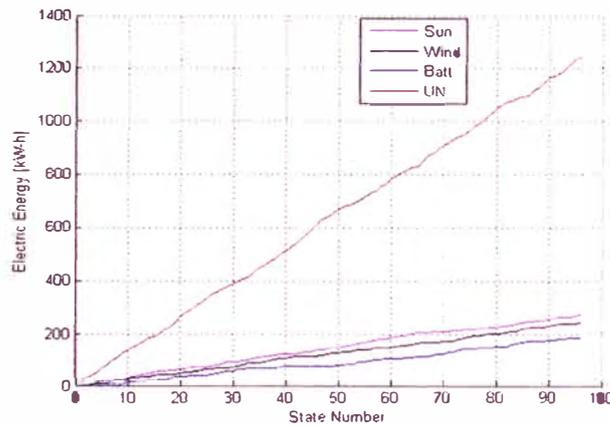


Fig. 5. Example of evolution of the energy supply for every source

Scenario 2: Alternative optimization process

It is possible that requested power won't be available by the cheaper source and another source will be needed more expensive; it means: If source 1 which is cheaper do not have enough power to supply the demand, the system supplies this deficiency complementing with another source 2, which is a little more expensive, in a way that adding both source the demand will be attended. So, the alternative optimization process order for every state, the prices of energy from the cheaper towards the expensive according to the supply source link in at the same time its own power availability to supplied. The software chooses the source to supply the demand even when the prices are random. For this scenario, a new flow diagram with the new considerations is shown in Fig. 6 with its respective inputs and outputs.

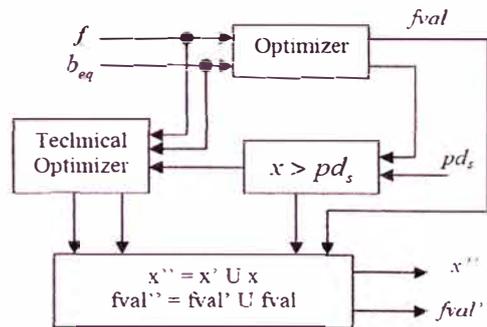


Fig. 6. Schematic diagram of complete optimization process.

In a first stage *Optimizer* uses the technique detailed in Scenario 1 with the premise that the sources (microsources, storage, utility electrical grid) have unlimited capacity of supply and that inside alternative method it will allow us rescue those states where only one source can

supply the demand using the rule $x > pd_s$ where pd_s is the supply power of the source in each state. In a second stage the *Technical Optimizer* order from lowest to highest price of the sources, and distribution of the power according to the availability of each source for the states where only one source cannot supply the demand. And another third stage makes the union of all answers of every state to give as a final result the matrix x'' and the $fval''$ vector ($fval''$ is the cost of MG's operation y x'' is the distribution of the demand in every microsource, storage and utility electrical grid). A comparison between both methods are shown in Fig. 7 and Fig. 8.

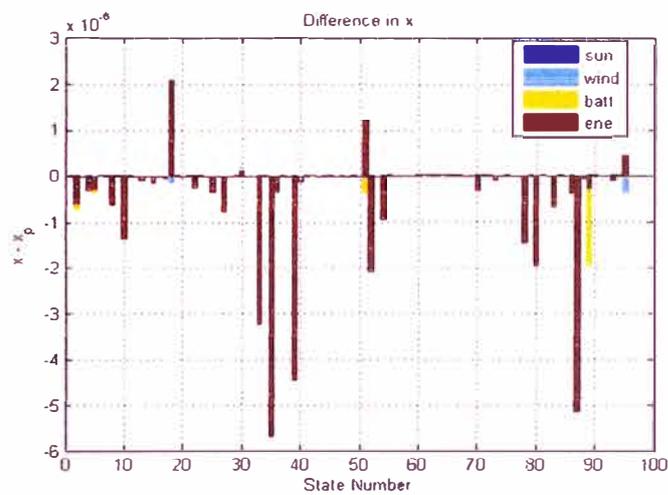


Fig. 7. Difference of supply power in each source of MG

In Fig. 7, x is the distribution of power by source given as an answer of the command *linprog* of Matlab, and; x_p is the answer equivalent given by the alternative method. In Fig. 8, $fval$ is the total price total for the deduced state through the command *linprog*, and; $fval_p$ is the equivalent deduced by the alternative method. There is a remarkable accuracy in the distribution of powers and the prices between both methods.

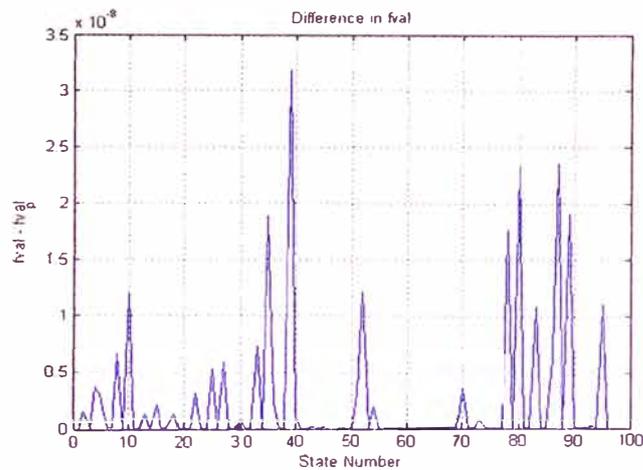


Fig. 8. Difference in the cost per state of MG.

DISCUSSION

Five minutes has been proposal as a period for optimization calculation for this microgrid where microsources, storage, customers, manufacturers and UN have greater benefit; it allows ensure electricity at best price and it foments the development and implementation of multiples specialized technologies: electronic power equipment, storage, communications and more, because the sources and loads should have a temporal storage. This length of period can reduce o extend according to electric system inertia or also can be variable, lo cual es tema para posteriores estudios que puedan afinar esta longitud de period, pero un criterio general es que the duration of period could be extended in case there is bigger capacity nominal by installed and/or major capacity in temporal storage in each microsource and/or battery bank. It is reduced only if there is PV plant as a main source or es un alto porcentaje de la autogeneración de la microred.

In case that power from microsources and storage is bigger than the demand, the rest of power which generally corresponds to the expensive source, can be injected to UN or hacia otra microred with a bigger price because implies a right of step using MG-bus, with this, is ensure that MG customers have a cheaper price. Incluso las fuentes con un almacenamiento temporal adecuado, funcionarían a su maxima eficiencia y rentabilidad, en comparación a ahora en que lo generado es transportado por el MG-bus hasta el storage lo que conlleva a flujos de potencia aleatorios en los circuitos eléctricos de la microred.

CONCLUSION

An optimization process had been developed, implemented and tested under the premise of priority of electric dispatch ordering the random price of sources from lowest to highest value in every state and distribute the demand at minimum possible cost for the customer. Because of this it had been used principles of linear optimization and had been proposed a new strategy of operation for MG: that all the components of MG ensure a power of supply/demand during a determined time (periods of 5 minutes of duration), dicho tiempo se construye en una referencia para la parte contractual del mercado electric entre autogeneradores, cargas y utiliy. Así mismo se logra una mejor gestión de la generación y despacho y el flujo de potencia en los circuitos eléctricos que conforman el MG-bus. The method had been validated comparing the results that give the command *linprog* of Matlab. Also, has been obtained the excess of power in every source (with potential for temporal storage in each source) and the reserve of supply of UN in PCC. The developed software allow to configurate the inputs (price, power) and operating conditions of each source, demand curve of loads, calculate prices of sales, excess of power and determine where to send this surplus energy. Por lo tanto, lo presentado es una propuesta de optimización y estrategia de operación para la microgrid con potencial para abarcar interconexión de multi-microgrids.

ACKNOWLEDGMENT

The author thanks to the National Council of Science and Technology of Peru, CONCYTEC for funding his doctoral research at UNI, also at the Electric Power System Research Group in Sandia National Laboratories (USA) by the work in team during internship (Jan – Ap 2016).

REFERENCES

- (1) Hatziargyriou, "Microgrids Architectures and Control". Chichester, UK: Wiley, 2014.
- (2) Sudipta Chakraborty, Manoja D. Weiss, M. Godoy Simões, "Distributed Intelligent Energy Management System for a Single-Phase High-Frequency AC Microgrid," IEEE Trans. Ind. Electron. Vol. 54, No. 1, Feb. 2007, pp: 1-13.
- (3) Jin-O Kim, "Phasor Discrete Particle Swarm Optimization Algorithm to Configure Micro-grids," J. Electrical Eng & Tech., vol. 7, no.1, pp. 9 -16, 2012, pp: 9-16, Jan 2012.

- (4) Richard W. Wies, Ron A. Johnson and Tyler J. Chubb, "Simulink Model for Economic Analysis and Environmental Impacts of a PV With Diesel-Battery System for Remote Villages," *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp: 692-700, May 2005.
- (5) Clark W. Gellings, *The Smart Grid*. Lilburn, GA: CRC Press, 2009.
- (6) S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*. London, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- (7) Roy H. Kwon, *Introduction to Linear Optimization and Extensions with MATLAB*. Boca Raton, FL: CRC Press, 2014.
- (8) Dong Chen, Lie Xu, "DC Microgrid with Variable Generations and Energy Storage," in *IET Conference on Renewable Power Generation 2011(RPG 2011)*. Sept 6-8, 2011.
- (9) N. R. Rahmanov, N. M. Tabatabaei, K. Dursun, "Combined AC-DC Microgrids: Case Study - Network Development and Simulation," *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering*, issue 12, vol 4, no 3, Sep. 2012, pp: 157-161.
- (10) Miguel Villablanca, "Tryristor-based AC/DC Rectifiers with High-quality Waveforms," *Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería*, vol. 18, no 1, pp. 132-143, 2010.
- (11) Ji-Heon Lee, Hyun-Jun Kim, Byung-Moon Han, Yu-Seok Jeong, Hyo-Sik Yang, "DC Micro-Grid Operational Analysis with a Detailed Simulation Model for Distributed Generation," *Journal of Power Electronics*, vol. 11, no. 3, May 2011, pp: 350-359.
- (12) Hans Larsen, "The Future Energy System – Distributed Production and Use," Roskilde, Denmark, Risø DTU National Laboratory, Rep. Riso Energy Report 4, Oct. 2005.
- (13) Peter Asmus (2009). "Microgrids: Islanded Power Grids and Distributed Generation for Community, Commercial, and Institutional Applications," Pike ResearchLLChttp://www.missioncriticalmagazine.com/ext/resources/MC/Home/Files/PDFs/WP-MICROPike_Research-ExecutiveSummary.pdf.
- (14) Christine Schwaeger, "DG3&DG4 Report on the technical, social, economic, and environmental benefits provided by Microgrids on power system operation," Erlangen, Germany, Siemens AG, Rep. STREP Project, Dec. 2009.
- (15) René Martínez. "Renewable-Driven Microgrids in Isolated Communities," M.S. dissertation, Electrical Eng. Department, University of Puerto Rico, Puerto Rico, 2009.
- (16) Francisco Goiana. "Design Optimization of Stand-Alone Hybrid Energy Systems," M.S. dissertation, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2010.

(17) Arto Niinistö, "Simulation of the Management of a Microgrid with Wind, Solar and Gas Generators," M.S. dissertation, Faculty of Electronics, Communications and Automation, Aalto University, Espoo, Finland, 2009.

(18) Alberto Andrés Bretón Schuwirth, "Design and Construction of a Multi-phase Inverter Four Stages Harmonic and Reactive Compensation," Pregrade dissertation, Dept. Engineering. Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Chile. 2003.

MODELAMIENTO Y SIMULACION DE INTERCONEXION DE MICROREDES DE CORRIENTE CONTINUA

Línea Temática: Microredes con Generación Distribuida.

Jorge Luis Mírez Tarrillo¹

(1) Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú. jmirez@uni.edu.pe

RESUMEN

En el presente trabajo se estudia la interconexión entre microredes de corriente continua mediante el modelamiento matemático y simulación numérica de la interconexión eléctrica entre microredes, así como la interconexión entre cada microred y la red eléctrica externa. Han sido usados criterios de diseño y operación de sistemas eléctricos ya existentes. Estrategias de gestión de voltaje han sido establecidas para hacer posible la transferencia bidireccional de energía eléctrica entre microredes y entre cada microred y la red eléctrica externa. También se propone y detalla una nueva estrategia de potencia disponible para intercambio microred-microred y microred-red eléctrica externa, la que se ha denominado: Potencia asegurada. En los varios escenarios de simulación estudiados, voltajes aleatoriamente uniformes han sido utilizados para evaluar el software desarrollado a partir del modelo matemático. Los resultados de las simulaciones son analizados y discutidos para responder a la inquietud de lo que es necesario para llevar a cabo la interconexión entre microredes de corriente continua, siendo el flujo de información una parte esencial de ésta. El software Matlab ha sido utilizado para las simulaciones numéricas. Lo reportado es un aporte a la gestión de la energía entre microredes y entre cada microred y la red eléctrica externa.

Palabras clave: *Flujo de potencia bidireccional, intercambio de energía, microred, control de potencia y de control de voltaje.*

INTRODUCCIÓN

Una Smart Grid (SM) es el uso de sensores, las comunicaciones, capacidad computacional y control de alguna forma para mejorar la funcionalidad global del sistema de suministro de energía eléctrica. Un sistema tonto se vuelve inteligente mediante la detección, comunicación, aplicación de inteligencia, ejercicio de control y mediante la retroalimentación, ajustando continuamente. Para un sistema de energía, esto permite varias funciones que permiten la optimización - en combinación - de la utilización de la generación base y almacenamiento, transmisión, distribución, recursos distribuidos y consumidor final utiliza hacia objetivos que garanticen la fiabilidad y optimizar o minimizar el uso de energía, mitigar impacto ambiental, gestión de activos y contener los costes.

Microredes (MG) también es caracterizado como los “bloques de construcción de las Smart Grids”, son tal vez la estructura más prometedora novel estructura de la red eléctrica. MG comprende sistemas de distribución en baja tensión con recursos de energía distribuidos (DER) (microturbinas, celdas de combustible, PV, etc.) junto con dispositivos de almacenamiento (volantes de inercia, capacitores de potencia y baterías) y flexibles cargas. Tales sistemas pueden operar de forma no-autónoma si está interconectado a la red, o en una forma autónoma, si esta desconectada de las red eléctrica pública. La operación en microfuentes en la red puede proporcionar beneficios distintos al rendimiento global del sistema, si es gestionado y coordinado de manera eficiente.

En un contexto amplio, el despliegue de los sistemas de distribución de potencia en DC como parte de los sistemas híbridos AC/DC – o como parte de las microredes aisladas de potencia DC que pueden operar independientemente de la red eléctrica pública - podría mejorar la fiabilidad y seguridad del sistema de energía eléctrica (Gellings, 2009). Microredes pueden estar interconectadas para formar un bloque de suministro de potencia mucho más grande para atender demandas de potencia base. Para MGs interconectadas, cada controlador central (CC) debe ejecutar su control en estrecha coordinación con los CCs vecinos. Así, una MG interconectada permitiría lograr una mayor estabilidad y capacidad de control con una estructura de control distribuido. También tendría mayor redundancia para asegurar una mejor fiabilidad del suministro (Chowdhury et al, 2009)

Las microredes de DC (DC MG) tienen menos pérdidas y pueden distribuir 1.41 veces más potencia que los sistemas AC para la misma área seccional del conductor (Patil et al, 2014). La más importante ventaja de las DC MG en comparación con los sistemas AC, es la posibilidad de un fácil control de la dirección del flujo de potencia. La dirección de flujo está muy relacionada con la dirección de la corriente y el voltaje. Por lo tanto, control de potencia puede ser basado sólo sobre el flujo de corriente (Biczal, 2007). Además, el voltaje DC se puede emplear como un medio de información para revelar el estado del sistema operativo (Chen y Xu, 2011)

MGs individuales tienen momentos en que sobra energía (e.g. en Bokanga et al (2009) el recurso solar deja de ser transformado porque demanda está abastecida y almacenamiento está full) y momentos de déficit. Por ello y con la visión a mediano plazo del funcionamiento de multi-microredes (MMG) (Hatziaargyriou, 2014), se hace necesario modelar matemáticamente y simular numéricamente la interconexión entre ellas.

La interconexión entre dos MGs es un problema interesante en la que hay que determinar y proponer mecanismos de control de voltaje que permitan la transferencia de potencia en uno u otro sentido. Para analizar este problema, se presenta un modelo matemático de la interconexión de dos MG, se muestra resultados y estrategias de control de voltaje y de gestión de la potencia/energía a transferir/recepcionar de manera bidireccional. Este artículo está dividido en las siguientes partes: En el ítem “Modelamiento Matemático y Simulaciones” se muestra el modelamiento matemático y los supuestos considerados en el presente trabajo, así como también se presenta los escenarios de simulación, resultados y discusión de los mismos, y finalmente se da a saber las Conclusiones.

MODELAMIENTO MATEMÁTICO Y SIMULACIONES.

Dos MGs: MG1 y MG2, poseen parámetros de funcionamiento que definen su disponibilidad para la interconexión. El voltaje es uno de ellos y es requisito indispensable, dado que la diferencia hará posible la transferencia de energía eléctrica. La otra variable es la cantidad de energía a transferir y con qué intensidad se puede hacer, para ello, vamos a proponer que en la comunicación entre CCs de MGs se establece un acuerdo de transferencia de determinada cantidad de potencia durante un tiempo determinado (lo que equivale a cierta cantidad de energía), con ello, tanto en las microfuentes y almacenamiento de cada MG se asegura que durante el siguiente período de funcionamiento hay cierta cantidad de energía solicitada/recibida, a este concepto lo llamaremos “Power Ensured (Potencia Asegurada)” y facilita en creces la compra/venta/transferencia de energía así como el control y gestión de la misma, derivando hacia los controladores de las microfuentes y almacenamiento la labor de gestionar, predecir y optimizar localmente la producción y/o almacenamiento temporal de energía. Ambos criterios establecidos para una forma de trabajo en que las coordinaciones de transferencia se hacen cada 5 minutos (tomado como duración de un período de trabajo, dicho lapso con el tiempo y a medida que progrese la tecnología y las comunicaciones puede ser reducida a menos tiempo)

Entre MGs se puede decir que hay dos tipos de conexiones: la física y la informática. Una apreciación de la misma se muestra en la Figura 1.

La conexión física es a través de la línea eléctrica o conductor(es) eléctrico(s) que enlaza físicamente y posibilita la transmisión de energía eléctrica entre MGs hasta y desde los respectivos puntos de común acoplamiento (PCC). La determinación de la intensidad de corriente, potencia y caída de tensión que se establece en dicha conexión, posibilita el dimensionamiento correcto a fin de que se cumpla lo establecido por los estándares de calidad de energía eléctrica [8]

La conexión informática que permite el intercambio de información del estado de ambas MGs en todos los parámetros de funcionamiento de interés (voltaje, corriente, potencia, energía), está a cargo del CC de cada MG.

además de la transmisión y recepción de la información. La conexión informática es determinante para la toma de decisiones.

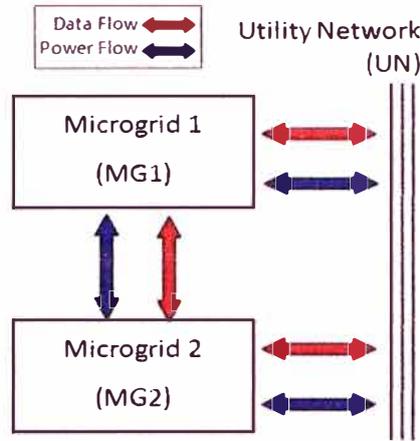


Figura 1.- Esquema de interconexión de potencia y de información entre dos MGs.

Sin embargo, en caso de sobrante o déficit en ambas microredes, una comunicación y conexión física con la red de las empresas distribuidoras de electricidad (UN) se hace necesaria, bajo los mismos considerandos vertidos líneas arriba.

Por lo tanto, se ha considerado que el orden de prioridad para el abastecimiento energético de cada DC MG es: (a) Autoabastecimiento desde sus propias microfuentes de generación y/o de almacenamiento. Bajo esta condición no se encuentra conectada físicamente a la otra MG DC o a la UN; (b) Alimentarse desde la otra MG DC y mantenerse desconectado de la UN, y; (c) Alimentarse de la red eléctrica de la UN y desconectarse de la DC MG vecina.

Tanto MG1 y MG2, poseen un bus de voltaje continuo V_1 y V_2 respectivamente. Si están conectadas físicamente, se llega a cumplir las siguientes condiciones: Si $V_1 > V_2$, la energía eléctrica fluye de MG1 a MG2; si $V_2 > V_1$ entonces la energía eléctrica fluye de MG2 a MG1 (ver Figura 2).

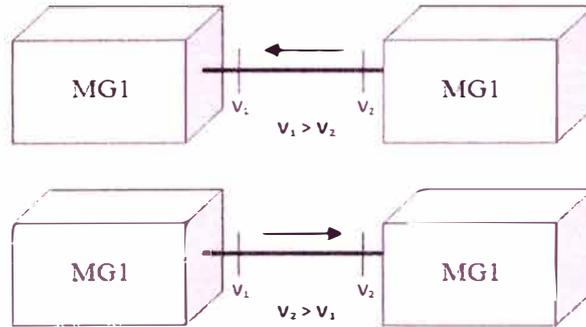


Figura 2.- Condiciones de voltaje para la transferencia de energía eléctrica entre MGs.

La otra condición es que haya un sobrante de potencia en una de las MGs. Por lo tanto, si esto ocurre, ambas MGs deben tener la capacidad de acondicionar sus voltajes a fin de que la transferencia de energía se realice.

En cada MG se considera que la potencia asegurada para el siguiente periodo es: P_g es la potencia desde los generadores y P_l es la potencia consumida por las cargas; por lo tanto, para la MG que va a transmitir estaría en cualquiera de las siguientes dos condiciones:

$$P_g + P_s > P_l \tag{1}$$

$$P_g > P_s + P_l \tag{2}$$

Donde P_s es la potencia de carga de la batería y $P_{s'}$ es la potencia de descarga de la batería. Las ecuaciones (1) y (2) mencionan que hay un sobrante de energía considerando que (1) dice que la batería están en modo descarga y por lo tanto define el voltaje MG and (2) me dice que producción en generadores es buena y por lo tanto el voltaje MG es alta permitiendo la carga de las baterías. En consecuencia (1) y (2) reflejan dos valores diferentes de la potencia a exportar P_e y $P_{e'}$ de la MG:

$$P_e = P_g - P_s - P_l \tag{3}$$

$$P_{e'} = P_g + P_{s'} - P_l \tag{4}$$

Y el déficit de potencia P_d y $P_{d'}$ en una de las MG sería:

$$P_d = P_l + P_s - P_g \tag{3}$$

$$P_{d'} = P_l - P_{s'} - P_g \tag{4}$$

La interacción entre MGs y/o entre ellas y la UN lo explicamos en la Tabla I tomando como ejemplo que la MG1 es la MG exportadora y la MG2 es la MG receptora. La misma lógica se aplica en el caso contrario (MG1 es la MG receptora y MG2 es la MG exportadora).

Tabla 1.- Lógica conceptual para la gestión de transferencia de potencia entre DC MG.

MICRORED 1 EXPORTADORA		MICRORED 2 RECEPTORA	MODO DE OPERACIÓN
$P_e, P_{e'}$	$>$	$P_d, P_{d'}$	MG1 transfiere energía a la MG2 y el sobrante es inyectado a la UN
$P_e, P_{e'}$	$<$	$P_d, P_{d'}$	MG1 transfiere energía a la MG2 y el déficit en MG2 es inyectado desde la UN.

La Tabla II muestra todas las condiciones de voltaje para la transferencia de energía desde una de las MG considerada como exportadora hacia la otra considerada como receptora.

Tabla 2.- Gestión de voltaje para la transferencia de potencia entre DC MG.

ESTADO	MICRORED EXPORTADORA	MICRORED RECEPTORA
1	V_β	V_α
2	V_α	V_γ
3	V_γ	<i>No, ambas están en la misma condición: comprar energía de la UN</i>

El esquema propuesto se basa fuertemente en la predicción de las variables de producción y almacenamiento (lo cual puede hecho por las mismas microfuentes, almacenamiento y CC en cada MG) y el desempeño de las fuentes de almacenamiento para suplir las variaciones estando éstas conectados en las microsources y/o bus DC según sea la forma de negocio cada MG o ambas MGs.

Simulaciones y Discusión.

En el proceso de simulación la potencia disponible a exportar (P_e y $P_{e'}$) y el déficit de potencia (P_d y $P_{d'}$) se ha reunido en un solo generador de datos P_{MG1} y P_{MG2} (estado de potencia a exportar o deficiente de MG1 y MG2 respectivamente durante el siguiente período de operación) que toma valores positivos para la potencia a exportar y valores negativos si hay déficit. Las ecuaciones que generan los valores considerados para P_{MG1} y P_{MG2} en cada estado de la simulación son:

$$r_{MG1} = (-1)^{\lfloor 1 \times \text{round}(\text{rand}()) \rfloor}$$

$$P_{MG1} = P_{\max} \times \text{rand()} \tag{5}$$

$$P_{MG1} = r_{MG1} \times P_{MG1} \text{ [kW]}$$

$$r_{MG2} = (-1)^{\lfloor 1 \times \text{round}(\text{rand}()) \rfloor}$$

$$P_{MG2} = P_{\max} \times \text{rand()} \tag{6}$$

$$P_{MG2} = r_{MG2} \times P_{MG2} \text{ [kW]}$$

Donde “rand” es un generador de número aleatorios uniformemente distribuidos entre [0,1] siendo los valores diferentes para cada ecuación; “round” es un operador que redondeo el número contenido entre paréntesis al entero más cercano; “r_{MG1}” y “r_{MG2}” es la generación de valores positivos y negativos aleatorios para cada MG y “P_{max}” es la potencia máxima sobrante o déficit en cada MG.

De la misma forma el voltaje DC operante en cada MG (V_{MG1} and V_{MG2} respectivamente) se ha generado a partir de las siguientes ecuaciones:

$$V_{MG1} = 270 + 15 \times \text{rand()} \text{ [V]}$$

$$V_{MG2} = 285 - 15 \times \text{rand()} \text{ [V]}$$

Para 100 estados que hacen un equivalente a 500 minutos (20 horas 50 minutos), la Figura 3 muestra las potencias que se transfieren a través de la interconexión entre MG1 y MG2. Se aprecia que hay estados en que ninguna transferencia se realiza, esto es a que no cumplen las dos condiciones elementales para transferir energía eléctrica. Los colores representan el sentido de flujo de potencia.

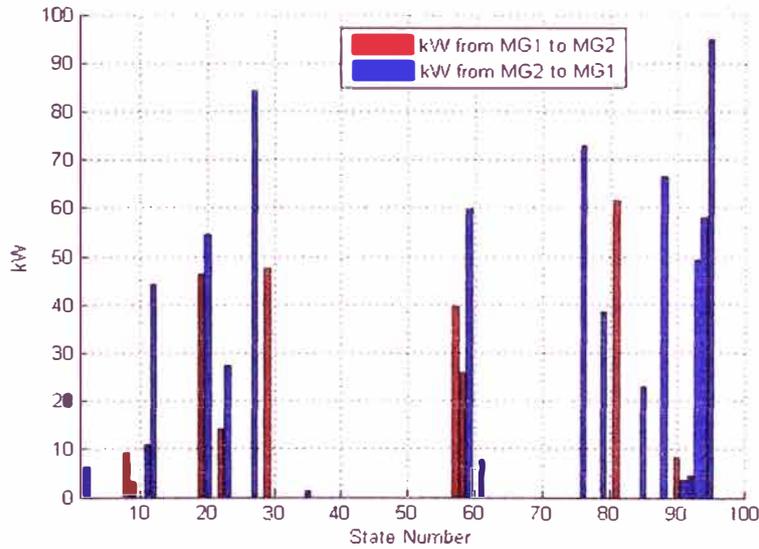


Figura 3.- Transferencia de energía eléctrica entre dos MGs.

En la Figura 4 se puede apreciar el exceso y déficit de ambas MGs. El sobrante de cada una de ellas luego de haber atendido la demanda de la MG vecina es inyectado hacia la UN. El déficit que se muestra en ambas MGs es indicador de ingreso de energía eléctrica desde la UN debido a que la MG vecina no puede suplir esa deficiencia. Hay estados en que ambas MGs presentan déficit y por lo tanto, ingreso desde la UN para ambas. También se visualiza estados en que no hay déficit ni sobrante debido a que los requisitos para la interconexión no se cumplen.

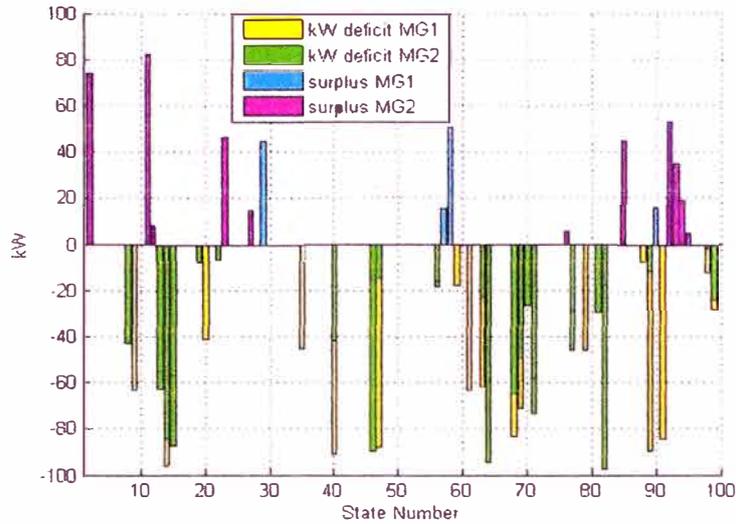


Figura 4.- Sobrante y déficit de dos MG interconectadas.

Una simulación del voltaje operante de cada MG es visualizado en la Figura 5.

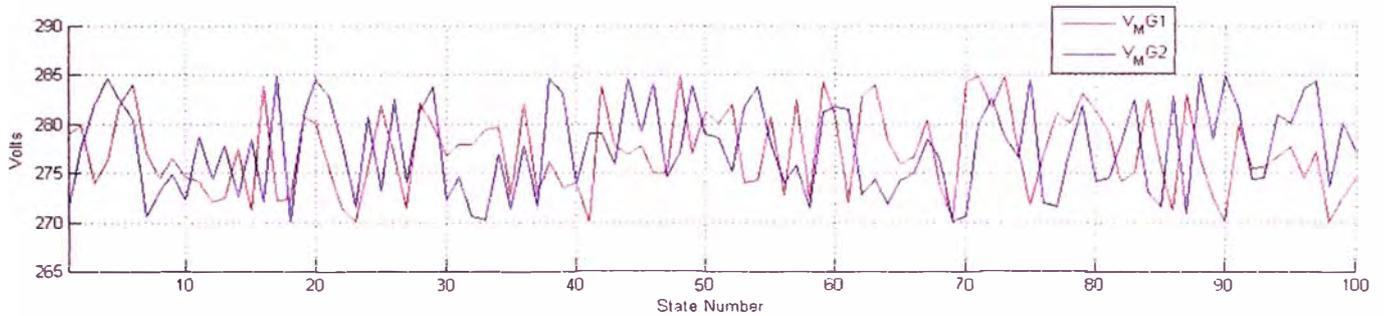


Figura 5.- Voltaje DC operante en ambas MGs

La Figura 6 muestra la evolución del balance energético entre MG1 - MG2, MG1 - UN y MG2 - UN. Para éste análisis se ha considerado como valor positivo la potencia que se transfiere desde MG1 a MG2 y valor negativo en sentido inverso; además, es positivo el valor de la potencia que se transfiere desde cualquier MG a la UN y negativo la potencia que ingresa desde la UN hacia las MGs. En general se observa que la interacción de MGs con UN se basa en importar energía, mientras que entre MGs es un flujo de potencia compensado. Este tipo de diagrama podría ser un indicador de déficit de capacidad instalada en microsources de cada MG.

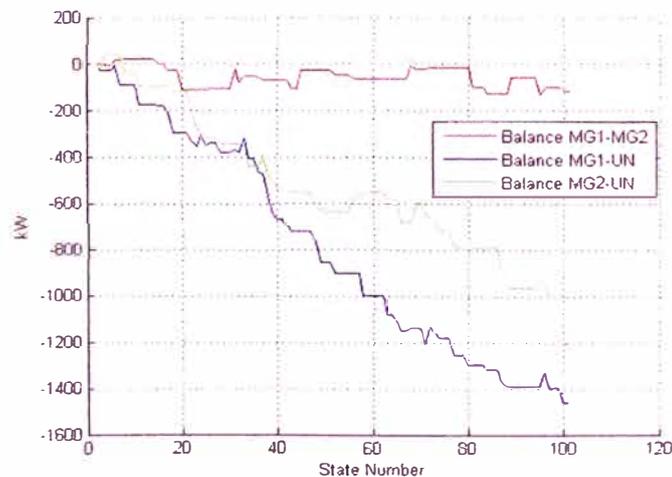


Figura 6.- Balance de la energía eléctrica transferida entre MGs y entre MGs y la UN.

Períodos de tiempo mucho más prolongados pueden ser simulados, pero las gráficas resultados no permiten visualizar los mecanismos de interconexión entre MGs. Períodos largos de un mes, meses u año, permiten una valorización energética de las MG interconectado.

CONCLUSIONES

Se ha analizado dos microredes interconectadas, realizado el modelamiento matemático y simulaciones tomando en consideración criterios técnicos de operación y de gestión bastante posibles de implementar.

Se ve la necesidad que las cargas eléctricas sean reguladas en el sentido que aseguren una potencia de consumo casi constante durante el siguiente período de funcionamiento del sistema, esto puede ser posible si el elemento de conexión cliente – MG puede hacer lo siguiente: (a) predicción de la tendencia de consumo, (b) encendido/apagado de la calefacción, (c) encendido/apagado de aire acondicionado, (d) encendido/apagado de electrobomba de agua, (e) cualquier otro requerimientos energético que pueda ser programado su uso, por ejemplo, lavadora, riego, etc. con la condición de que una vez en funcionamiento lo hace hasta que acabe su proceso. El cliente podría sólo colocar las cargas eléctricas en condición de “apto para encendido” y el elemento de conexión cliente – MG puede programar el encendido y decidir el momento de encendido.

Menor tiempo de duración de cada estado y/o mayor capacidad de almacenamiento en cada MG (sea conectada a cada microfuelle y/o bus DC) disminuiría las deficiencias que se podrían dar durante cada estado.

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece al proyecto MIGEDIR: Microrredes con Generación Distribuida de Renovable (código 713RT0468) del Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED) y al Grupo de Investigación en Sistemas Eléctricos de Potencia de Sandia National Laboratories en Albuquerque, USA.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Clark W. Gellings, *The Smart Grid*. Lilburn, GA: CRC Press, 2009.
- Nikos Hatziargyriou, *Microgrids Architectures and Control*. Chichester, United Kingdom: Wiley, 2014.
- S. Chowdhury, S. P. Chowdhury and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- Ganesh Patil, M. F. A. R. Satarkar, Gorakshanath Abande, "New Scheme for Protection of DC Micro grid" *International Journal of Innovative Reseach in Science, Engineering and Technology*, vol 3, Special Issue 3, March 2014, pp. 103-107.
- P. Biczal, "Power Electronic Converters in DC Microgrid" *Proc. Compatibility in Power Electronics*, 2007. CPE'07, May 29-June 01, 2007.
- Dong Chen, Lie Xu, "DC Microgrid with Variable Generations and Energy Storage" *IET Conference on Renewable Power Generation 2011(RPG 2011)*. Sept 6-8, 2011.
-

Gilbert M Bokanga, Atanda Raji, Mohammed TE Kahn, "Design of a low voltage DC microgrid system for rural electrification in South Africa," Journal of Energy in Southern Africa, vol 25, no. 2, pp. 9-12. May 2014.

IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. IEEE Standard 1547. 2003.

RECOMENDACIONES

NORMAS GENERALES

- Envío de las comunicaciones a través del correo electrónico info@microrredesinteligentes.com .
- Soporte de la documentación: fichero *.doc.
- Se recomienda ajustarse, en la medida de lo posible, a un contenido aproximado de 10 páginas de texto.

ENCABEZADO Y PIE DE PÁGINA

Encabezado: opcionalmente pueden incluirse los logotipos de los organismos de los autores con una altura máxima de los mismos de 1,5 cm.

Pie de página: definir el grupo de trabajo al que está adscrita la ponencia y el título de la misma.

MODELADO Y SIMULACIÓN DE LA MICRORED ELÉCTRICA DE CEDER-CIEMAT

Línea Temática [1]: Redes Eléctricas Inteligentes.

Jorge Mírez Tarrillo¹, Luis Hernández Callejo²

(1) Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú, jmirez@uni.edu.pe; jorgemirez2002@gmail.com

(2) Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER-CIEMAT) – Universidad de Valladolid (Campus Universitario Duques de Soria), luis.hernandez@ciemmat.es; luis.hernandez.callejo@uva.es

RESUMEN

Es una gran ventaja tener instalaciones experimentales de generación distribuida del tipo microred con equipamiento en el que podamos hacer mediciones según escenarios de trabajo de los diferentes equipos, sin embargo, es también de gran ayuda para comprender mejor el funcionamiento de los mismos, el poder a estos equipos e instalaciones modelarlos matemáticamente para que luego sean simulados computacionalmente en lenguajes de alto nivel. El presente trabajo describe las actividades realizadas para el modelamiento y simulación realizado con la microred existente en CEDER – CIEMAT y vamos a describir las ventajas y desventajas de dicho trabajo, así mismo los objetivos del mismo, una descripción de las actividades realizadas para el modelamiento y simulación numérica de los diferentes equipos que constituyen la microred.

Palabras clave: Generación Distribuida, Microred.

GENERACION DISTRIBUIDA Y MICROREDES

Alrededor del mundo, los sistemas de potencia convencional están enfrente a los problemas de la gradual depleción de los recursos de combustibles fósiles, pobre eficiencia de energía y polución del medio ambiente. Estos problemas han llevado a una tendencia de generación de potencia localmente en el nivel de voltaje de distribución por uso de fuentes de energía renovables o no convencionales tales como: gas natural, biogás, potencia eólica, células solares fotovoltaicas, celdas de combustible, sistemas de energía y calor combinados (CHP), microturbinas y motores Stirling y lograr su integración dentro de la red de distribución de las empresas. Este tipo de generación de potencia es denominado: Generación Distribuida (DG) y las fuentes de energía son denominadas: Fuentes de Energía Distribuida (DERs). El término Generación Distribuida ha sido ideado para distinguir este concepto de generación que es diferente al de la generación convencional centralizada. La red eléctrica de distribución llega a ser activa con la integración de la DG y llega a ser denominado como: red de distribución activa.

Las redes de electricidad están en un era de la mayor transición desde redes de distribución estables pasivas con transporte de electricidad unidireccional hacia redes de distribución activas con transporte de electricidad bidireccional. Las redes de distribución sin ninguna unidad de DG son pasivas dado que la potencia eléctrica es suministrada por la red de energía nacional hacia los usuarios inmersos en la red de distribución. En cambio es

activa cuando unidades de DG son agregadas al sistema de distribución permitiendo el flujo de potencia bidireccional en las redes.

El concepto fundamental de una microred puede ser asumido como el siguiente: un sistema de energía integrado consistente de recursos de energía distribuidos y múltiples cargas eléctricas como un simple, red autónoma sea en paralelo o aislada de la existente red eléctrica de las empresas. Las microredes pueden ser visto como los bloques de construcción de las Smart Grid o como una alternativa trayectoria de las muchas hiperinterligentes “SuperGrid”

Hay principalmente dos tipos de método de control en microredes: Una que requiere comunicación entre generadores – o un control centralizado, y la otra que establezca la necesaria potencia activa y reactiva autónomamente:

- a) Microred con Control Centralizado: Control de generación, despacho, desconexión de carga y gestión de servicios auxiliares son realizados a través de un controlador centralizado. Medios de comunicación necesitan ser colocados entre fuentes por medio de cableado o por wireless. Este esquema de control es más alineado con el concepto de “SmartGrid”.
- b) Microred con Control Autónomo: Bajo este esquema de control, la demanda es compartido entre generadores en proporción a sus respectivas “caídas (droops)” de potencia activa y reactiva, como en un tradicional sistema de potencia.

El futuro de la industria eléctrica se basa en la necesidad para el desarrollo de un infraestructura del sistema eléctrico inteligente y altamente flexible la cual facilite substancialmente las grandes cantidades de energías renovables que habrá en comparación a lo que hay en los sistemas de energía de hoy. Esta infraestructura flexible e inteligente es un prerrequisito en lograr las metas establecidas por IPCC en el 2007 sobre las reducciones de CO₂ (mitigación del cambio climático) como también asegurar la seguridad futura del suministro de energía en todas las regiones del mundo.

Hemos asumido el reto de contar con un modelo matemático de una microred, en el cual se definan diferentes escenarios de funcionamiento y sean contrastados con la respuesta de las máquinas y elementos existentes a fin de que podamos comprender mejor el funcionamiento de los mismos.

Ventajas y Desventajas del Presente Trabajo

Presenta la ventaja de costos reducidos en la realización del modelamiento y simulación.

Con el criterio adecuado se puede construir modelos matemáticos y computacionales simplificados que brinden información relevante de las principales variables a estudiar, lo cual constituye una ventaja si se tiene los conocimientos previos adecuados. De hecho, al realizado un modelo matemático se tiene en cuenta sólo la información necesaria y definida para las variables de entrada y de salida del modelo de un sistema en estudio dado.

El área física para realizar el modelamiento y simulaciones se ve reducido a ambientes de estudio u oficinas de trabajo, en comparación a la parte experimental que requiere de instalaciones especiales.

Tiene la ventaja de que los resultados del modelo pueden ser analizados y/o comparados con los obtenidos en otros grupos de investigación sea de modelamiento o experimentales, centrándonos específicamente en las variables de salida del sistema en estudio.

La desventaja principal está asociada al coste computacional de los modelos. A modelos más sofisticados se requiere mejores sistemas computarizados para obtener tiempos de respuesta razonables y precisión en los resultados adecuados.

Otra de las desventajas es que los comportamientos modelados son aproximados a los reales. En ese criterio de aproximados prima mucho el software utilizado, la calidad de los datos utilizados, la complejidad del comportamiento de algunos elementos en que criterios de matemática estocástica y de probabilidades son necesarios usar.

●objetivos del Presente Trabajo

El presente trabajo persiguió varios objetivos:

Conocer y caracterizar cada componente de la microred.

Modelar cada componente/equipo de la microred.

Integrar componentes/equipos para así formar subsistemas (bloques) de la microred.

Integrar todos los componentes y subsistemas en un todo general con el que se lograría el modelo completo de la microred.

MICRORED CEDER

El Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER-CIEMAT) de Lobia, situado a escasos kilómetros de Soria capital, se creó en 1987 como centro nacional para la investigación, desarrollo y fomento de las energías renovables. Esta instalación en Castilla y León del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Organismo Público de Investigación adscrito al Ministerio de Economía y Competitividad a través de la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación; está considerada como pionera en España en el campo de la investigación relacionada con el aprovechamiento energético de la biomasa, además de ser una de las mejores dotadas de Europa en instalaciones, medios materiales y humanos para la experimentación en energía eólica de pequeña potencia y generación distribuida con fuentes renovables en redes eléctricas.

CEDER-CIEMAT se presenta como un entorno idóneo para la demostración y experimentación aplicada de elementos de generación distribuida, almacenamiento, electrónica de potencia e inteligencia distribuida, pasando de las pruebas de laboratorio a pruebas en un espacio real. Una de las principales ventajas de CEDER-CIEMAT es que todos los elementos se encuentran ya desplegados y son propiedad de CIEMAT, lo que posibilita cualquier tipo de maniobra y/o ensayo. En la Figura 1 se muestra una parte de las 640 hectáreas de CEDER-CIEMAT.



Figura 1.-Foto aérea de CEDER-CIEMAT

La totalidad de los edificios existentes en CEDER-CIEMAT se encuentra comunicados con el centro de proceso de datos mediante tecnología Ethernet, por medio de dispositivos de capa 2 y capa 3. De esta manera, se puede enviar y recibir información desde cualquier sitio de CEDER-CIEMAT donde se realice vida normal, y poderla procesar de manera descentralizada en cualquier otro punto del centro. El centro incorpora dispositivos de capa 2 en los centros de transformación, lo que permite la realización de pruebas de comunicación contra equipos desplegados en estos lugares, e incluso la realización de pruebas de comunicación paralelas, y así poder validar otras tecnologías diferentes a Ethernet.

La compañía distribuidora suministra a 45 kV, y mediante un transformador a la entrada del centro se pasa a 15 kV. El elemento transformador de entrada es de 45/15 kV - 1000 kVA, mientras que el resto de elementos de transformador, todos dentro de envolvente prefabricada, excepto lo de CT-PEPA I. Las denominaciones de los centros de transformación son:

- CT-SUB E01-Arfrisol: 15/0,4 kV 250 kVA.
- CT-1 E02: 15/0,4 kV 630 kVA.
- CT-2 E03: 15/0,4 kV 630 kVA.
- CT-LEVI E07: 15/0,4 kV 630 kVA.
- CT-PEPA I: existen dos transformadores, 15/0,4 kV 50 kVA; 15/0,4 kV 500 kVA.
- CT-PEPA II: 15/0,4 kV 630 kVA.
- CT-PEPA III: 15/0,4 kV 50 kVA; 15/0,4 kV 630 kVA.

El modelado y simulación empleados para este estudio contempla los elementos instalados en el CT-PEPA III. A continuación se enumerarán los elementos existentes en dicho centro de transformación, los cuales serán posteriormente modelados.

Generación distribuida en CT-PEPA III

A continuación, se enumeran las instalaciones de generación distribuida renovable que CEDER-CIEMAT dispone en CT-PEPA III:

- Instalación fotovoltaica de 15 kW orientables, con 3 inversores monofásicos de 5 kW y ubicados en transformador de 50 kVA de CT-PEPA III.
- Instalación fotovoltaica de 15 kW orientables, con 1 inversor trifásico de 15 kW ubicado en transformador de 630 kVA de CT-PEPA III.
- Mini-central hidráulica con turbina Pelton(Figura1) y generador asíncrono trifásico acoplado directamente al rodete de la turbina Pelton, potencia eléctrica máxima generada 40 kW. Situada en transformador de 630 kVA de CT-PEPA III.

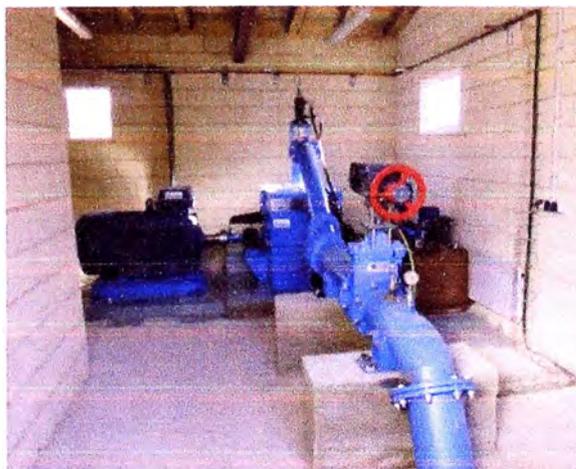


Figura 2.-Mini-turbina hidráulica Pelton con generador asíncrono

Consumos en CT-PEPA III

Mediante tubería diferente a la del turbinado, se plantea la posibilidad de bombear agua desde un depósito inferior hasta otro superior, mediante dos grupos SIHI motor-bomba series AKH 6100 (6103), potencia eléctrica 18,5 kW cada uno (Figura 3) y conectado en PEPA III. Al disponer de un sistema de turbinado y bombeo, se

podrá optimizar la energía, y además, emplear el grupo de bombeo como carga controlable. Tanto la turbina hidráulica como el sistema de bombeo estarán conectados en transformador de 630 kVA de CT-PEPA III.



Figura 3.-Sistema de bombeo hidráulico con dos bombas centrífugas multietapa de 18,5 kW por unidad

MODELAMIENTO Y SIMULACION DE MICRORED CEDER

Lo que se describe a continuación resume los pasos más importantes que se han sido necesarios para lograr los objetivos propuestos.

Diagrama Esquemático de la Microred modelada de CEDER - CIEMAT

El sistema está constituido por redes eléctricas en media y baja tensión, transformadores, cargador de baterías, arreglo turbina Pelton – generador eléctrico, electrobombas de agua, paneles solares fotovoltaicos policristalinos y monocristalinos, banco de condensadores, inversores monofásicos y trifásicos, medidores inteligentes (smartmeters), cargas eléctricas controladas y no controladas. La figura 4 visualiza esquemática la distribución de equipos y el flujo de energía en la microred.

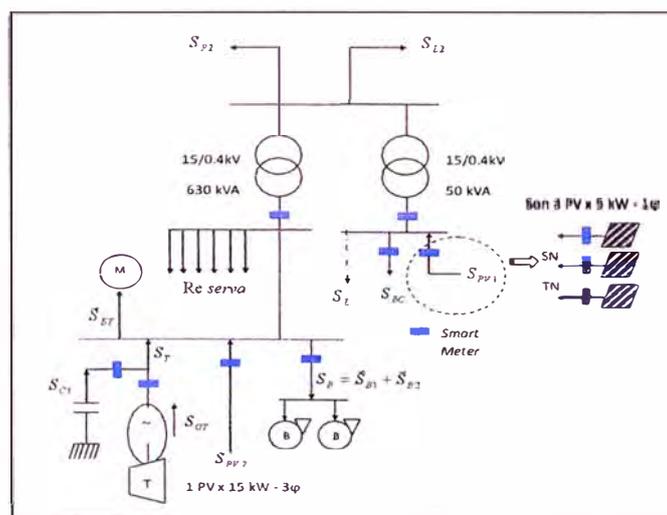


Figura 4.-Diagrama esquemático de la microred CEDER en estudio

Modelamiento de Caudales, Alturas y Potencias en Subsistema Pelton

Este subsistema está constituido por tres depósitos de agua colocados a diferentes alturas, desde los cuales el agua pasa a ser turbinada en horas en que el costo de la energía es elevado y es bombeada desde el depósito

más bajo hacia los más altos por medio de electrobombas en horas del día en que la electricidad es barata. En la figura 5 se muestra un esquema representativo de la instalación con distancia de recorrido, diámetros de tuberías, diámetro de reservorios y un detector instalado de mínimo nivel. En el reservorio B hay una válvula de flotador que prioriza el llenado del depósito B sobre el reservorio A, y; de manera opuesta durante el funcionamiento de la turbina, prioriza el flujo de agua desde el reservorio A sobre el reservorio B.

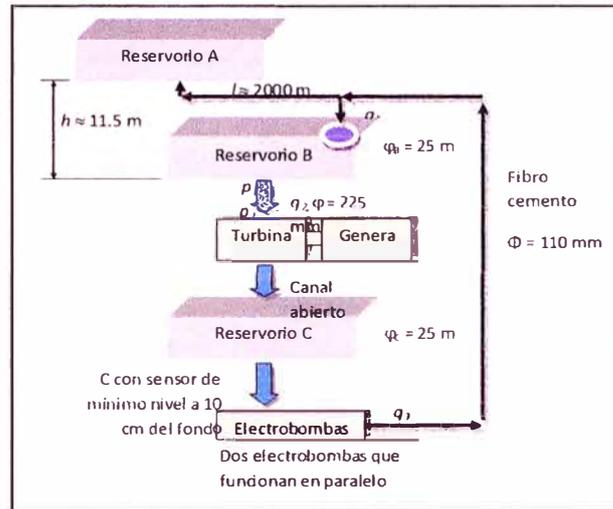


Figura 5.-Diagrama de la instalación con principales variables a modelar

En la figura 6 muestra el modelo en computadora desarrollado bajo entorno Matlab/Simulink del subsistema de la turbina Pelton, reservorios y electrobombas para un tiempo equivalente de 24 horas, para ello el usuario programa potencia y tiempo de operación de turbina, tiempo de funcionamiento de electrobombas, el modelo da como resultados finales los flujos y volúmenes en los reservorios y las potencias eléctricas involucradas.

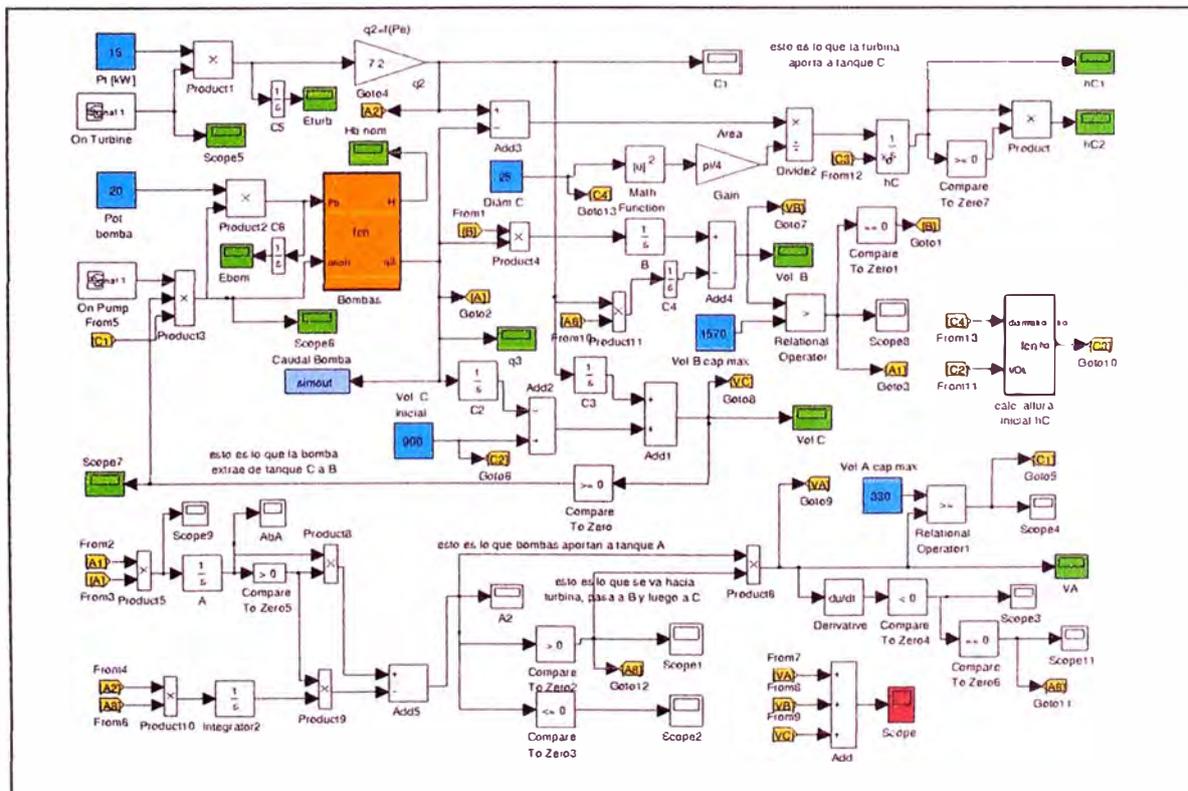


Figura 5.-Un primer modelo de subsistema Turbina Pelton, electrobombas y reservorios

Datos de irradiación solar para la determinación de producción en paneles solares fotovoltaicos

Se considera el día 09 de junio el día número 160 del año, dado que de ese día se tomaron lecturas en la estación meteorológica del CEDER. Aquel día se hizo mediciones de irradiación solar a fin de que sean útiles para los modelos teóricos y computacionales de los paneles solares monocristalinos y policristalinos. La figura 6 muestra los valores medios y máximos y la curva de irradiación teórica calcula para este día del año y con las coordenadas geográficas del CEDER. Aquel día hacia la tarde hubo nubes y una fuerte lluvia.

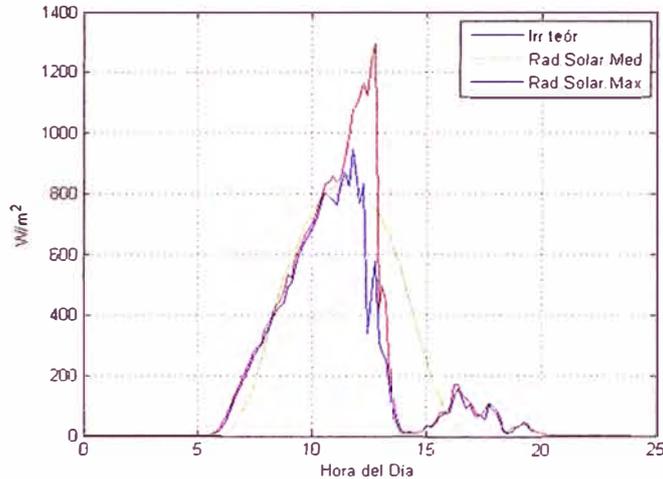


Figura 6.-Curva de irradiación teórica y datos captados por estación meteorológica del CERER el 09 de junio del 2015

Tarifas por consumo de electricidad suministrada a CEDER

La figura 7 muestra la distribución según horas del día (eje horizontal del 1 al 24) y durante los meses del año (desde M1 hasta el M12) del costo por concepto de consumo de energía eléctrica en CEDER. Hay una distribución de costos según horario aparte para lo que son sábados, domingos y festivos nacionales. Son tres tarifas entre barato, medio y caro. Por lo tanto, se desea turbinar agua para generar parte del consumo cuando la tarifa es cara y bombear agua en horas que la tarifa es la más barata. La no uniformidad de las tarifas durante el día y lo largo del año se han considerado en los modelos computacionales.

Tarifa 3.1 A del Calendario Energético 2013 Peninsular INDES0
Horas del día comienza a partir de 0, es decir, 0-1, 1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, etc

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
M1	P3	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2															
M2	P3	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2															
M3	P3	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2															
M4	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2														
M5	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2														
M6	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2														
M7	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2														
M8	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2														
M9	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2														
M10	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2														
M11	P3	P2	P1	P2																				
M12	P3	P2	P1	P2																				

P3 P2 P2 P2 P2 P2 P2 P2 P2
Sábados, Domingos y Festivos Nacionales

- Punta (caro)
- P2 Llano (medio)
- P3 Valle (barato)

Figura 7.-Cuadro de tarifas por concepto de energía eléctrica consumida en CEDER

Resultados esperados y previos

El modelo ha sido elaborado considerando las características propias del consumo de energía eléctrica y de funcionamiento de la red eléctrica del CEDER. Dicha información ha sido captada en campo, sistematizada y ordenada a fin de plasmarla matemáticamente en el modelo luego de reuniones de trabajo y coordinación con el personal CEDER. Un primer modelo se basa en definir que horas y en que potencia trabaja la turbina y de manera similar con las electrobombas, para ello, se asume datos de consumos constantes y aleatorios para visualizar el estado y cambios en las capacidades de los reservorios y hacer un balance de potencias y energías del sistema. Un segundo modelo, continuidad del primero, involucra el usar datos recopilados desde los medidores inteligentes e ingresarlos al sistema junto con las horas y potencia de funcionamiento de turbina y horas de encendido – apagado de electrobombas y evaluar el balance de potencias y energías del sistema. Para ello, no sólo información desde medidores inteligentes son necesarios, sino también los datos provenientes desde instrumentos de medición de la irradiación solar, los que permiten cuantificar y cualificar el rendimiento de las diferentes plantas solares y sus respectivos inversores. Un tercer modelo tipo sería aquellos que buscan la optimización de la microred, para ello el modelo tendrá ajustes y buscará un punto óptimo de funcionamiento mediante técnicas que durante la investigación serán determinadas. Un cuarto y final modelo tipo involucra la predicción del comportamiento de la microred y la toma de decisiones adecuada, en esta parte, es probable que se haga muchos diferentes escenarios de simulación en función a los primeros modelos tipo descritos con la finalidad de visualizar y analizar resultados. En todo esto, la operación de la microred será un buen referente para el ajuste y evaluación de los resultados; algunos días será posible configurarlo de acuerdo a los parámetros de funcionamiento de los equipos en el modelo; y en otras veces, se tendrá data recolectada más información de la forma de operación de los equipos y con ello se hará un proceso inverso de reproducir los mismos resultados en el modelo computacional en base a lo experimentado.

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo fue realizado gracias al auspicio de la Red Telemática CYTED en Microredes de Energía, así mismo, agradecer al personal del CEDER y al Dr. Manfred Horn del Centro de Energías Renovables – CER de la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima – Perú.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- MoralesGuzmán, P. (1992): “ONGD y Desarrollo”. *V Coloquio de Cooperación al Desarrollo. Actas y Comunicaciones*. Servicio de publicaciones de la Universidad de Zaragoza, Zaragoza, pp. 43-59.
- Nargo Martínez, A. (2001): *La Educación para el Desarrollo en las universidades españolas*. Ariel, Madrid, 465 pp.
- Peter Asmus, Adam Cornelius, Clint Wheelock. “Microgrids: Islanded Power Grids and Distributed Generation for Community, Commercial and Institutional Applications”. Research Report. Pike Research LLC. 2009.
- René Martínez. “Renewable-Driven Microgrids in Isolated Communities”. Thesis for Master of Science in Electrical Engineering. University of Puerto Rico .2009
- Riso National Laboratory for Sustainable Energy. “Riso Energy Report 8 – The intelligent energy system infrastructure for the future”. Technical University of Denmark. 2009.

Schmidt, P. (2003): Entwicklungshilfe. *GeoFocus* (Editorial), 6: 1-10.

S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley. "Microgrids and Active Distribution Networks". IET Renewable Energy Series 6. United Kingdom. 2009.

Torst, F. y Guillaume, J. (2005): La coopération Internationale. En: D. High y D. Slow (Ed.), *International Cooperation*. Cooper and Baker, Londres, pp. 279-296.

Ui, P.Y. y Gau, S. (2005): Fair Trade. *International Journal of Cooperation*, 20 (1): 53-67.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE CIENCIAS



TESIS

**CONTROL, OPTIMIZACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES DE
CORRIENTE CONTINUA**

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR EN
CIENCIAS CON MENCIÓN EN FÍSICA**

**ELABORADO POR:
JORGE LUÍS MÍREZ TARRILLO**

**ASESOR:
DR. MANFRED JOSEF HORN MUTSCHLER**

**CO-ASESOR:
DR. JOSEP MARÍA GUERRERO**

LIMA PERÚ

2018

INDICE DE CONTENIDOS

Lista de Figuras.	4
Lista de Tablas.....	9
Lista de Acrónimos.....	10
Agradecimientos.....	13
Resumen	15
Summary.....	18
INTRODUCCIÓN.	21
A. Microrredes.....	38
a. Concepto.	39
b. Beneficios.....	41
c. Importancia.	44
d. Modos de funcionamiento de una microrred.....	46
e. Tipos de Microrredes.....	49
B. Objetivos.....	55
i. Objetivo General	55
ii. Objetivos Específicos.....	55
CAPÍTULO I	
ESTADO DEL ARTE.	56
1.1. Estado del arte de las configuraciones de las microrredes.....	56
1.2. Estado del arte de los voltajes del bus DC de la microrred.....	61
1.3. Estado del arte de la optimización de las microrredes.....	63
1.4. Estado del arte de la interconexión entre microrredes.....	66
1.5. Estado del arte de la implementación de microrredes en infraestructuras existentes.....	72
1.6. Estado del arte del control de microrredes.....	73
1.7. Estado del arte de la gestión de microrredes.....	74
CAPÍTULO II	
OPERACIÓN DEL VOLTAJE DEL BUS DE LA MICRORRED.	77
2.1.Descripción y modelo matemático de una microrred referencial.....	77

2.2. Rangos del voltaje de trabajo de componentes al interior de una microrred.....	86
2.3. Doble nivel de voltaje de trabajo en bus de microrred.....	87
CAPÍTULO III	
OPTIMIZACIÓN DE LA MICRORRED.	93
CAPÍTULO IV	
INTERCONEXIÓN ENTRE MICRORREDES.	104
CAPÍTULO V	
IMPLEMENTACIÓN DE MICRORREDES EN HOSPITALES	115
5.1. Hospital de baja demanda de energía eléctrica.....	115
CAPÍTULO VI	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	125
6.1. Conclusiones.....	125
6.2. Recomendaciones.	127
ANEXOS	137
ANEXO 1: . Microrred modelo.....	137
ANEXO 2: . Acerca de los rangos de voltaje de trabajo en el bus de una MG.	144
ANEXO 3: Algoritmos matemáticos de optimización del funcionamiento de la microrred.	145
ANEXO 4: Algoritmos de cálculo para la interconexión entre microrredes y red eléctrica externa	148
ANEXO 5: Producción científica y pasantías resultado del desarrollo de la presente Tesis Doctoral.	150
BIBLIOGRAFÍA.	130

Índice de Figuras.

- Figura No. 1 Uso de la energía primaria global 1850 – 1990 (Riso National Laboratory [1])
- Figura No. 2 Proyección de demanda de energía primaria mundial acorde a escenario de referencia de IEA (Riso National Laboratory [1])
- Figura No. 3 Demanda urbana de energía primaria en los escenarios ETP (Energy Technology Prospective) 2013-2050 (IEA [4])
- Figura No. 4 Contribución de los sectores a la reducción de las emisiones para cumplir las metas del escenario 2DS (IEA [4])
- Figura No. 5 Emisiones de CO₂ relacionadas a energía por sector bajo escenario 2DS (IEA [4])
- Figura No. 6 Emisiones de CO₂ por combustible 1971 – 2014 (IEA [6])
- Figura No. 7 Emisiones de CO₂ por sector 1971 – 2014 (IEA [6])
- Figura No. 8 Evolución del stock global de automóviles eléctricos 2010-2015 en donde BEV es vehículo con baterías eléctricas, PHEV es vehículo eléctrico híbrido (IEA [2])
- Figura No. 9 Evolución de costo y densidad de energía de baterías (IEA [2]).
- Figura No. 10 Costo referencial de la energía eólica onshore (en tierra firme) y PV (IEA [5])
- Figura No. 11 Inversiones históricas y proyectadas en transmisión y distribución según IEA escenario 2DS (IEA [7])
- Figura No. 12 Crecimiento de la capacidad de transmisión en alto voltaje (IEA [7]).
- Figura No. 13 Sistemas de electricidad más inteligentes (IEA [10]).
- Figura No. 14 Ilustración de microrred – una microrred de simple cliente, una microrred de alimentador parcial, y una microrred de alimentador total (Manisa Pipattanasomporn [22])
- Figura No. 15.a Ejemplo de MG como una red en baja tensión (LV grid) (Christine Schwaegerl [15])
- Figura No. 15.b Ejemplo de MG como un alimentador en baja tensión (LV feeder) (Christine Schwaegerl [15])
- Figura No. 15.c Ejemplo de MG como una casa en baja tensión (LV House) (Christine Schwaegerl [15])
- Figura No. 16 Evolución de la capacidad instalada de las microgrids en el Mercado

Mundial desde el 2010 al 2015 (Peter Asmus [14]).

- Figura No. 17 Desglose de los ingresos del mercado de las microrredes en los Estados Unidos de América (Peter Asmus [14]).
- Figura No. 18 Microrred del tipo AC en modo conectado reportado por M. Saejia en [21]
- Figura No. 19 Microrred de prueba CERTS (John Stevens [25])
- Figura No. 20 Diagrama de bloques de la microrred AC reportada por S. Glover en [26].
- Figura No. 21 Concepto de microrred DC tipo bipolar de bajo voltaje (Hiroaki Kakigano [20]).
- Figura No. 22.a Operación interconectada de la microrred (Hiroaki Kakigano [20])
- Figura No. 22.b Operación aislada de la microrred (Hiroaki Kakigano [20])
- Figura No. 23.a Una representación compacta de la microrred híbrida propuesta por Kodanda Ram en [23]
- Figura No. 23.b Una compacta representación de la microrred híbrida propuesta por Mohsen Akbari [24].
- Figura No. 24 Configuración de MG usada de manera similar por Tran Dang Khoa [41], Manuela Sechilariu [43] y Lexuan Meng [44]
- Figura No. 25 Esquema de microrred DC usado por Leena Nikhil Suranglikar [34].
- Figura No. 26 Esquema de microrred DC reportado por Wenchao Fan [35].
- Figura No. 27 Esquema de la operación de la microrred DC descrita por Cendan Li en [45]
- Figura No. 28 Distribución porcentual de los principales componentes según las microrredes listadas en la Tabla 3. [Fuente: Elaborada por el Autor]
- Figura No. 29 Diagrama esquemático para la microrred DC propuesta. Líneas punteadas marcan la conexión de PV con la red (M. Rezwan Khan [39]).
- Figura No. 30 Costo neto de la energía con respecto a la participación del diesel de la salida de energía. Gráficas a, b y c corresponden a los precios PV of US\$ 2.5, 2.0 y 1.5 respectivamente para una red AC con 24 horas de backup de baterías (M. Rezwan Khan [39])
- Figura No. 31 Costo neto de la energía con respecto a la participación diesel de la energía que sale en una microgrid DC. Gráficos a, b y c corresponden

a precios PV de US\$ 2.5, 2.0 y 1.5 respectivamente con 4 horas de backup de batería (M. Rezwan Khan [39])

- Figura No. 32 Infraestructura DC múltiple y escalable hecha de subsistemas (nanoredes) DC interconectados reportado en Annete Werth [52].
- Figura No. 33 Procedimiento descentralizado para intercambio de energía DC desde “n” a “n” unidades en cada clúster (subsistema) (Annete Werth [52]).
- Figura No. 34 Interconexiones de conmutación de circuitos (Annete Werth [52])
- Figura No. 35 Interconexiones de conmutación de paquetes (Annete Werth [52]).
- Figura No. 36 Esquema de interconexión de dos microrredes DC aisladas reportado por Srayashi Konar en [53]
- Figura No. 37 Propuesta configuración de interconexión de microrredes DC dado por Moonhyun Lee en [54]
- Figura No. 38 Propuesta arquitectura para la interconexión de dos microrredes a través de un conversor bi-direccional dado por Mahesh Kumar en [55]
- Figura No. 39 Sistema de microrredes interconectadas (Debasish Dhua [56])
- Figura No. 40 Diagrama de la Microrred DC referencial para la presente tesis.
- Figura No. 41 Diagrama eléctrico de la instalación fotovoltaica de la Universidad Politécnica Salesiana – Sede Cuenca estudiada por Adrián Ramón y René Pineda en [51].
- Figura No. 42 Diagrama esquemático del TCCV.
- Figura No. 43 Comparación de la caída de tensión entre operación normal y con TCCV.
- Figura No. 44 Simulación de las pérdidas de efecto Joule.
- Figura No. 45 Energía ahorrada por operación del control TCCV.
- Figura No. 46 Flujo de información desde fuente de aleatorios (aleatory source) hacia el Optimizador (Optimizer) y resultados.
- Figura No. 47 Diagrama esquemático de la MG en estudio.
- Figura No. 48 Distribución de la demanda entre microfuentes.
- Figura No. 49 Evolución del costo de la energía eléctrica en la MG.
- Figura No. 50 Ejemplo de evolución del suministro de energía para cada microfuente (sun = planta PV, wind = turbinas eólicas, batt = almacenamiento).

Figura No. 51	Diagrama esquemático del proceso de optimización completo.
Figura No. 52	Diferencia del suministro de potencia en cada microfuelle de la MG (sun = planta PV, wind = turbinas eólicas, batt = almacenamiento).
Figura No. 53	Diferencia en el costo en US\$ por estado de MG.
Figura No. 54	Esquema de interconexión de potencia y de información entre dos MGs y la red eléctrica externa
Figura No. 55	Condiciones de voltaje para la transferencia de energía eléctrica entre MGs
Figura No. 56	Representación gráfica de los niveles de voltaje posibles en cada MG
Figura No. 57	Transferencia de energía eléctrica entre dos MGs
Figura No. 58	Sobrante y déficit de dos MG interconectadas
Figura No. 59	Voltaje DC operante en ambas MGs
Figura No. 60	Balance de la energía eléctrica transferida entre MGs y entre MGs y la red eléctrica externa
Figura No. 61	Influencia sobre la oferta actual del Sistema Interconectado Boliviano de un programa de implementación de generación distribuida para Bolivia reportado en (Mario Romero [50])
Figura No. 62	Propuesta de configuración de microrred para EESS Nivel I y II.
Figura No. 63	Evolución del valor real de la instalación y el valor de la energía producida por la planta PV.
Figura No. 64	Estimada producción considerando tres escenarios de “A” y “R”.
Figura No. 65	Proyección de MD durante el tiempo del PIP.
Figura No. 66	Evolución del VR y Pec en BT y MT para calcular el TIR.
Figura No. 67	Evolución del VAN con BT y MT para cálculo del TIR.
Figura A1-1	Esquema general de la microrred implementada en Simulink
Figura A1-2	Central eólica constituido por cuatro aerogeneradores
Figura A1-3	Central eólica constituido por cuatro aerogeneradores
Figura A1-4	Central solar fotovoltaica
Figura A1-5	Ensamble transformador de distribución – rectificador de potencia
Figura A1-6	Sistema de almacenamiento de energía
Figura A1-7	Cargas eléctricas domiciliarias
Figura A1-8	Sistema de control y gestión de la microrred
Figura A2-1	Esquema de gestión de voltaje de la MG

Figura A3-1

Costo total de operación de MG según estado de funcionamiento

Figura A3-2

Evolución de los costos de operación de MG según estado de funcionamiento

Índice de Tablas.

- TABLA No. 1 Características de las Smart Grids (IEA [10])
- TABLA No. 2 Beneficios de los Recursos de Sistemas Distribuidos (René Martínez [13]).
- TABLA No. 3 Principales componentes de las MG DC.
- TABLA No. 4 Lógica conceptual para la gestión de transferencia de potencia entre MG DC.
- TABLA No. 5 Gestión de voltaje para la transferencia de potencia entre MG DC.

Lista de Acrónimos.

2DS	2 °C Scenario (establece una vía de despliegue del sistema energético y una trayectoria de emisiones con al menos un 50% de probabilidad de limitar el aumento de la temperatura media global a 2 ° C)
6DS	6 °C Scenario (en gran medida una extensión de las tendencias actuales)
AC	Corriente Alterna.
ANN	Artificial Neural Network (Red Neuronal Artificial).
BEV	Battery Electric Vehicles.
CAC	Captura y almacenamiento de emisiones de carbono.
CC	Controlador Central
CoC	Corriente Constante.
CEDER	Centro de Desarrollo de Energías Renovables (pertenece al CIEMAT)
CER	Centro de Energías Renovables y Uso Racional de Energía de la UNI
CERTS	Consortium for Electric Reliability Technology Solutions.
CGS	Sistemas de Co-Generación.
CHP	Sistema combinado de energía eléctrica y calor.
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas. España.
CIGRE	Internacional Council on Large Electric Systems
CIREN	Internacional Conference and Exhibition on Electricity Distribution.
CO ₂	Dióxido de carbono.
CONCYTEC	Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica. Perú.
CONICET	Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas. Argentina.
COP21	Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2015
CV	Tensión Constante.
CYTED	Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo.
DC	Corriente Directa.
DER	Distributed Energy Resources (Recursos de Energía Distribuidos).
DFIG	Doubly-fed Induction Generator (Generador de Inducción Doblemente Alimentado).
DG	Distributed Generation (Generación Distribuida).

DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos de América.
DR	Distributed Resources (Recursos Distribuidos).
EDLC	Electric double-layer capacitor.
EJ	Exajulios.
EPS	Electric Power System (Sistema Eléctrico de Potencia).
EESS	Establecimiento de Salud.
ETP	Energy Technology Perspectives.
FONDECYT	Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico. Perú.
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
IEC	International Electrotechnical Commission.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineering.
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor (Transistor Bipolar de Puerta Aislada).
LV	Baja Tensión
MATLAB	Matrix Laboratoty (Un software producto de MathWorks Inc al igual que Simulink®).
MD	Máxima demanda.
MG	Microgrid (Microrred).
MG AC	Microrred de Corriente Alterna.
MG DC	Microrred de Corriente Directa o Continua.
MIGEDIR	Red Telemática del CYTED de Microrredes de Generación Distribuida de Renovables. España.
MILP	Programación Lineal Integral Mixta.
MINSA	Ministerio de Salud del Perú.
MMU	Microgrid Management Unit (Unidad de Gestión de Microrred).
MOGA	Algoritmo Genético Multi-Objetivo.
ONG	Organización No Gubernamental.
PCC	Punto de Común Acoplamiento.
PEI	Power Electronic Interface (Interface de Electrónica de Potencia).
PHEV	Plug-in Hybrid Vehicles.
PIB	Producto Bruto Interno.
PIP	Proyecto de Inversión Pública.
PV	Solar fotovoltaica.
R-L-C	Resistencia-Inductancia-Capacitancia.

RMS	Valor medio cuadrático.
SMES	Almacenamiento de Energía Magnética por Superconductividad.
SNG	Gas Natural Sustituido Sintéticamente.
T&D	Transmisión y Distribución.
TIC	Tecnología de la Información y Comunicaciones.
TCCV	Control de exceso de capacidad de corriente y caída de tensión
TIR	Tiempo de Retorno de Inversión.
Tk	Moneda de Bangladesh con una equivalente de 100 Tk igual a 1.26 US\$
Tm	Tonelada Métricas de Vapor Saturado.
UCI	Unidad de Cuidados Intensivos.
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México.
UN	Red eléctrica externa (a la MG)
UNI	Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.

AGRADECIMIENTOS

Son muchas personas a quienes agradecer y estas líneas quedan muy cortas para mencionar a todos quienes de una u otra forma se han involucrado durante el período de desarrollo de mis estudios de doctorado en física en UNI.

En primer lugar gracias a Dios por toda la variedad de cosas que he tenido que pasar para culminar esta tesis: las cosas pasan por algo, sólo me queda meditar cuál es el mensaje, pues en las infinitas dimensiones del conocimiento aún andamos en la oscuridad guiados por repentinos chispazos de luz sobre esta mota de polvo suspendida en un rayo de sol.

A todos(as) quienes conforman mi gran familia por su apoyo y aliento: A Dilcia por su gran apoyo, ánimos y compañía, mi madre Natividad, mis hermanos Socorro y Carlos, a Milagros y Lucero, Sara, Socorro, Elí, Emiliano, Adriana, Eduardo, Flor, JeanPierre, Yesenia, Juvencio, Leonor, Iduvina, Clara, sobrinos, tíos y demás familiares.

A mis asesores: Manfred Horn en la Universidad Nacional de Ingeniería y Josep Guerrero en la Universidad de Aalborg (Aalborg, Dinamarca) por sus orientaciones, información, trabajo en equipo, reuniones fructíferas de ideas y acciones a realizar. También a Luis Hernández de la Universidad de Valladolid, Campus Soria, España, quien ha sido como un asesor más en todo este proyecto de estudios.

A la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú, por las horas de clase, docentes e investigadores; por sus enseñanzas, orientaciones, trabajo en equipo y disponibilidad de un ambiente adecuado para desarrollar mis investigaciones tanto en: la Facultad de Ciencias (FC); Centro de Tecnologías de la Información y Comunicaciones (CTIC), Grupo de Modelamiento Matemático y Simulación Numérica (GMMNS) de la UNI y la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas y Petroquímica (FIP).

A los colegas que conocí y trabajamos durante las pasantías y eventos. Así mismo, a todos mis amigos, conocidos, autoridades, compañeros de trabajo y estudiantes en Chota, Chiclayo, Piura y Lima por la camaradería, amistad y apoyo.

Al CONCYTEC – FONDECYT por el apoyo en la realización de los estudios de Doctorado que llegan a la culminación con la presente Tesis, en especial al Sr. Marcelo Cortés por su orientación y paciencia en que se haga un buena tesis doctoral.

A la Red Telemática MIGEDIR del CYTEC y a CER de la UNI por la oportunidad de pertenecer a dicha Red y el apoyo para participar de una pasantía en CEDER y dos congresos iberoamericanos sobre MGs (III y IV Congreso MIGEDIR).

A Noelia, Dany, Isabel, Luis, Raúl y Miguel en el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) del CIEMAT en Soria, España, por el trabajo en equipo durante pasantía (junio del 2015).

A Michel de Lara y al Instituto Henri Poincaré, París, Francia, por los tres meses de trabajo en optimización durante el Trimestre de Bioeconomía (inicios del 2013).

A Ross, Felipe, Alex, Jaqui y Sharon en Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, por la oportunidad de haber realizado una pasantía muy fructífera durante tres meses a inicios de 2016 y seguir en comunicación hasta el presente momento.

A Luis García de la Universidad de Concepción, Concepción, Chile; a Epstiben Rojas en la Universidad de Magallanes, Punta Arenas, Chile; a Aníbal Coronel en la Universidad del BíoBío, Chillán, Chile; a Alejandro Otero y Esteban Mocskos en el Centro de Simulación Computacional para Aplicaciones Industriales del CONICET, Buenos Aires, Argentina; a Nicolás Kemper en la UNAM, México; a Marcelo Cortés en la Universidad de Antofagasta, Chile; Mario Romero en Bolivia; Deyvid Sarzosa en Ecuador; Andrés Guerrero en Albuquerque NM, USA; Gabriela Mendoza en Lima; Waldo Cancino, Yolanda Regault y esposo en París; por el intercambio de opiniones, sugerencias, experiencias, y desarrollo de temas afines que nutrieron la presente tesis.

RESUMEN

La presente tesis busca aportar nuevos conocimientos al control, gestión y optimización de las MG DC teniendo como objetivo general el de proponer nuevas formas de operación de MG DC y de interconexión entre ellas y con la UN. Para ello se ha desarrollado modelos matemáticos que describen el funcionamiento de los componentes de la MG y de la MG como un todo, se ha implementado balances de energía y potencia en la MG estudiadas, se propone nuevas formas de operación de MG con sus modelos matemáticos respectivos, se propone estrategias de optimización en base a las nuevas forma de operación propuestas, se estudiar la interconexión eléctrica entre MGs mediante modelos matemáticos con los balances de energía y potencia y formas de operación propuestas para MG, se desarrolla un caso de implementación de MG en EESS de baja demanda eléctrica que son parte de la infraestructura civil peruana.

Los modelos matemáticos elaborados han sido luego implementados en software de alto nivel (Matlab/Simulink de MathWorks Inc.) para con ello realizar simulaciones numéricas de los diferentes escenarios de estudio y cuyos resultados se exponen en la presente tesis, la cual está dividida en nueve capítulos.

En la Introducción se muestra la actualidad energética mundial y los resultados de estudios prospectivos, la tendencia del mercado eléctrico, la importancia, trascendencia y potenciales logros de las redes eléctricas avanzadas (Smart Grids, MGs), así como los objetivos de la presente tesis.

En el Capítulo I se hace un estado de arte de las configuraciones existentes de MGs y se define una MG DC que sirve como un modelo base para el desarrollo de la presente tesis, la cual es implementada en software Matlab/Simulink; además, se presenta el estado del arte de la gestión, control del voltaje y la optimización de MGs, la interconexión entre MGs y su implementación en redes eléctricas existentes.

En el Capítulo II se desarrolla (a partir del modelo base) los aportes de la presente tesis en el control de los voltajes de las fuentes de generación, de almacenamiento y de la red eléctrica, en el que se ha definido sub-rangos específicos de voltaje de trabajo del bus

DC a fin de que el despacho de energía eléctrica esté priorizado. Esto va a permitir -aparte de la nueva estrategia de despacho que se propone - expandir la posibilidad de manipulación de la MG a otros voltajes con el consiguiente beneficio de reducción de pérdidas, mayor distancia y/o capacidad de transmisión con igual sección conductora, por ejemplo: se presenta el caso de una MG con doble voltaje de trabajo que se activa según caída de tensión y/o exceso de la capacidad de conducción de conductores.

En el Capítulo III se desarrolla un modelo de optimización lineal combinado con una nueva estrategia de almacenamiento temporal en las fuentes de generación, punto de común acoplamiento con la UN y en el ingreso hacia las cargas eléctricas. Esto va a hacer posible minimizar el grado de influencia del comportamiento aleatorio de la oferta/demanda, y; controlar el despacho en función al costo y a la potencia disponible de entregar/recibir (según sea el componente de la MG) en un determinado período de tiempo.

En el Capítulo IV se estudia, modela y se simula la interconexión entre dos MGs de corriente continua como parte de la comprensión de la interacción de multi-MGs, para lo cual se fija un escenario de dos MG DC con una UN que puede abastecer a cada MG de manera independiente, se fijan condiciones tanto físicas y de información para el intercambio de energía eléctrica entre MGs y entre cada una de ellas con una UN, elabora un modelo matemático de la interconexión, y; se muestran los resultados de simulaciones.

En el Capítulo V se analiza la implementación del concepto de MG DC en un hospital de baja demanda eléctrica (equivalente a un Hospital Nivel II-I según la categorización del MINSA) desarrollado bajo el criterio de ser implementada con las mínimas modificaciones posibles de la infraestructura eléctrica disponible, la normativa técnica vigente y se da un análisis económico.

En el Capítulo VI se muestra las Conclusiones del presente trabajo de investigación y se dan a saber las Recomendaciones para la realización de futuras investigaciones, trabajos conjuntos en cooperación y colaboración con grupos de estudio/investigación en otras universidades y centros de investigación nacional e internacionales.

Finalmente se tiene la Bibliografía y Anexos. En la Bibliografía se da a saber las referencias bibliográficas consultadas para la presente tesis. En los Anexos se complementa con códigos de computadora, explicaciones adicionales a lo escrito en el cuerpo de la tesis y en Anexo 5 el detalle de la producción científica y relación de pasantías resultado de la presente tesis.

SUMMARY

The present thesis seeks to contribute new knowledge to the control, management and optimization of MG DC with the general objective of proposing new forms of operation of MG DC and of interconnection between them and with the UN. For this purpose, mathematical models have been developed that describe the operation of the MG and MG components as a whole, energy and power balances have been implemented in the MG studied, new forms of MG operation are proposed with their mathematical models respective, optimization strategies are proposed based on the proposed new operation forms, MG interconnection through mathematical models with the energy and power balances and proposed operation forms for MG is studied, a case of MG implementation is developed in EESS of low electrical demand that are part of the Peruvian civil infrastructure.

The elaborated mathematical models have been later implemented in high level software (Matlab / Simulink of MathWorks Inc.) to do numerical simulations of the different study scenarios and whose results are exposed in the present thesis, which is divided into nine chapters.

The Introduction shows the world energy news and the results of prospective studies, the electricity market trend, the importance, importance and potential achievements of advanced power grids (Smart Grid, MGs) as well as the objectives of this thesis.

In Chapter I we study the existing configurations of MGs and define a DC MG that serves as a base model for the development of this thesis, which is implemented in Matlab / Simulink software; In addition, the state of the art of management, voltage control and optimization of MGs, the interconnection between MGs and their implementation in existing electrical networks is presented.

Chapter II develops (from the base model) the contributions of this thesis in the control of the voltages of the sources of generation, storage and of the electric network, in which specific sub-ranges have been defined. working voltage of the DC bus so that the

dispatch of electric power is prioritized. This will allow - apart from the new dispatch strategy that is proposed - to expand the possibility of manipulating the MG to other voltages with the consequent benefit of loss reduction, greater distance and / or transmission capacity with the same conductive section, for example: the case of an MG with a double working voltage is presented, which is activated according to voltage drop and / or excess conductivity of conductors.

Chapter III develops a linear optimization model combined with a new strategy of temporary storage in the generation sources, point of common coupling with the electrical network and in the entrance to the electric charges. This will make it possible to minimize the degree of influence of the random behavior of supply / demand, and; control the dispatch according to the cost and the available power to deliver / receive (depending on the component of the GM) in a certain period of time.

In Chapter IV, the interconnection between two direct current MGs is studied, modeled and simulated as part of the understanding of the interaction of multi-MGs, for which a scenario of two MG DC is fixed with an external electrical network that can supply each MG independently, set both physical and information conditions for the exchange of electric power between MGs and between each of them with an external electrical network, elaborates a mathematical model of the interconnection, and; the results of simulations are shown.

Chapter V discusses the implementation of the MG DC concept in a hospital with low electricity demand (equivalent to a Hospital Level II-I according to the MINSA categorization) developed under the criterion of being implemented with the minimum possible modifications of the infrastructure available electric, current technical regulations and an economic analysis is given.

Chapter VI shows the Conclusions of this research work and provides recommendations for the conduct of future research, joint work in cooperation and collaboration with study / research groups in other universities and national and international research centers.

Finally we have the Bibliography and Annexes. The bibliography refers to the bibliographic references consulted for this thesis. In the Annexes it is complemented with computer codes, additional explanations to the written in the body of the thesis and in Annex 5 the detail of the scientific production and relation of internships resulting from this thesis.

INTRODUCCIÓN.

Sobre la creciente demanda de energía eléctrica.

Desde los años 70's la economía mundial va hacia un nuevo período de crecimiento más estable en las décadas por venir. Siendo esta etapa una fase caracterizada por la innovación de productos en las industrias existentes y la creación de nuevas industrias en diferentes sectores básicos como el sector energía. Esto indica que las nuevas tecnologías introducidas en el sector energía durante los últimos 20 años (turbinas de viento, micro turbinas de gas, celdas de combustible, TIC, etc.) pueden masivamente ser integradas en el sector energía en las décadas por venir [1]. La evolución de la distribución porcentual de las fuentes primarias de energía desde la Revolución Industrial al año 1990 se muestra en la Fig. 1, y que, bajo este marco referencial de tiempo, las energías renovables no tienen presencia significativa.

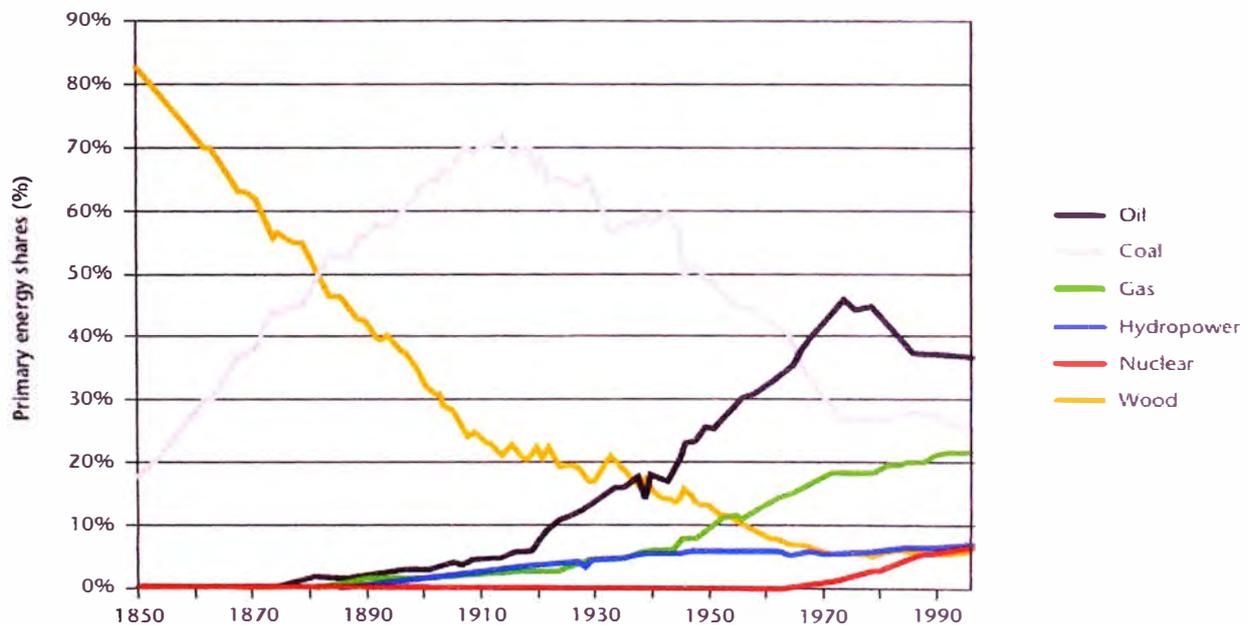


Figura 1: Uso de la energía primaria global 1850 – 1990 [1].

Al 2004, el sistema energético mundial está basado principalmente en el petróleo, gas y carbón los cuales proveían alrededor del 80 % de la energía primaria; la biomasa y leña un 12 %, la energía nuclear 7 %, las hidroeléctricas un 2 % y sólo

alrededor de 0.5 % era de otras fuentes de energías como son las renovables tales como viento, solar y geotérmica [19], esto representaba una pequeña aparición en el escenario energético mundial.

Según el pronóstico de la IEA en su llamado “escenario de referencia” menciona que el consumo de la energía primaria crecerá en más que 60 % durante el período 2002 – 2030 (ver Fig. 2), en la que se prevé que los combustibles fósiles participen en un 85 % de este incremento.

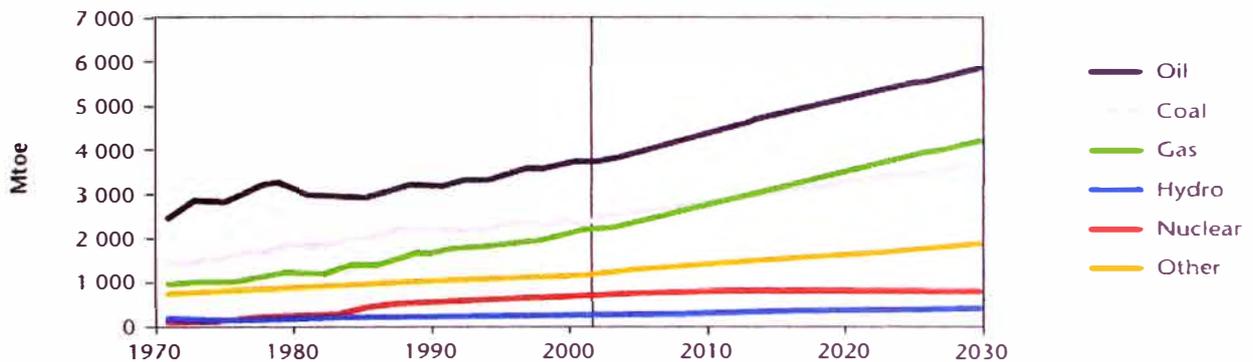


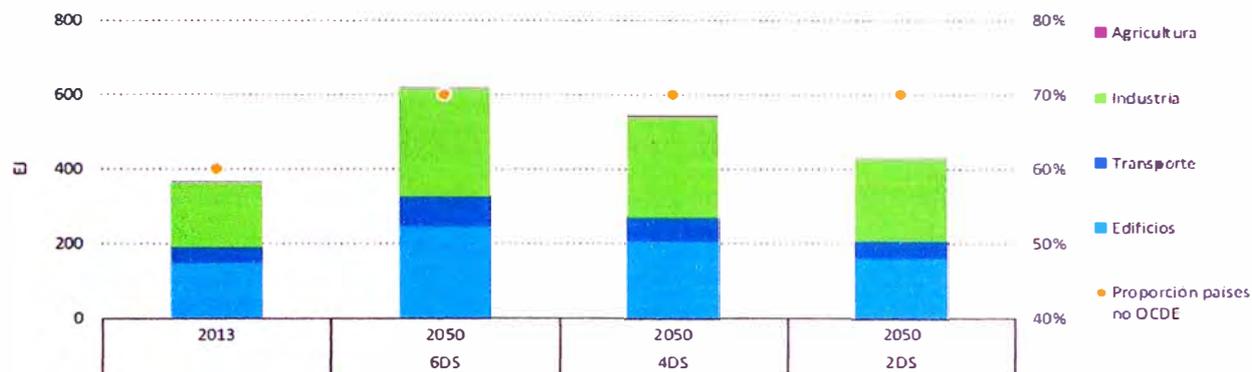
Figura 2: Proyección de demanda de energía primaria mundial acorde a escenario de referencia de IEA [1].

Sobre el crecimiento de la población y economía.

La COP21 intensificó el impulso para acelerar la implementación de tecnologías de bajas emisiones de carbono. En el Acuerdo de París, por primera vez, se invitó a actores no estatales a formar parte intrínseca del proceso, en la que no sólo se incluyeron a actores energéticos públicos, sino también a ONGs, al sector privado y a entidades locales y regionales. Las ciudades ocuparon un lugar preeminente, con su destacado papel en la preparación de la COP21 a través del Plan de Acción Lima-París (Lima-París Action Agenda) y su apoyo al Compromiso de Acción de París (París Pledge for Action). La transición hacia nuevas tecnologías requiere cambios masivos en el sistema energético y el 2DS, pone de relieve las medidas específicas necesarias para desarrollar tecnologías de bajas emisiones de carbono con el fin de lograr una transición rentable. Con las políticas adecuadas, semejante transformación a gran escala es realista y puede reducir drásticamente tanto la intensidad energética como la intensidad de emisiones de carbono de la economía mundial. Comparado con un

escenario en el que la implementación de tecnologías es impulsada sólo por las políticas que están actualmente en marcha: el 6DS. En el 2DS, mediante el apoyo adecuado a las tecnologías de bajas emisiones de carbono en procesos de conversión y usos finales, la demanda de energía primaria puede reducirse en un 30 % y las emisiones de carbono en el sistema energético en un 70 % (y a la mitad con respecto a los niveles actuales) de aquí al 2050. Las dos principales contribuciones a las reducciones acumuladas de emisiones en el 2DS durante el período 2013 – 2050 provendrían de la eficiencia del uso final de los combustibles, de la electricidad (38 %) y de las renovables (32 %), la CAC vendrían en tercer lugar con un 12 %, seguida de la energía nuclear con un 7 % [3].

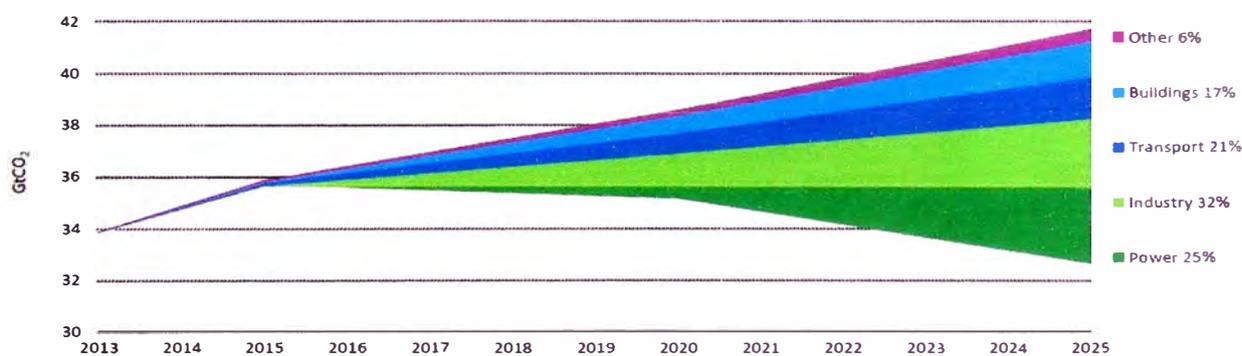
Las ciudades dan forma al paisaje energético, tienen más de la mitad de la población de todo el planeta y en torno al 80 % del PIB mundial del año 2013, además, las ciudades representan en torno a dos tercios de la demanda de energía primaria y el 70 % de las emisiones totales de CO₂ relacionadas con la energía. La huella de energía y carbono de las áreas urbanas aumentará con la urbanización y la creciente actividad económica de los ciudadanos urbanos. Para el año 2050, la población urbana aumentará hasta abarcar los dos tercios de la población mundial y la cuota urbana del PBI mundial girará en torno al 85 %. La continuación de las tendencias actuales del sistema energético, impulsadas por políticas existentes como las del 6DS, incrementará la demanda urbana de energía primaria en un 70 % - desde los niveles del 2013 - hasta unos 620 EJ en el año 2050, año que dicha demanda representará un 66 % del total (ver Fig. 3). Asimismo, las emisiones de carbono derivadas del uso de la energía en las ciudades (incluidas las emisiones indirectas relacionadas con la generación de electricidad y calor) aumentarían un 50 %. Por lo tanto, los esfuerzos destinados a impulsar vías energéticas urbanas sostenibles son cruciales para alcanzar las ambiciones nacionales y mundiales de bajas emisiones de carbono [3]. Esto implica un gran reto en el trabajo de investigación, desarrollo e innovación de soluciones tecnológicas que permitan lograr estas metas, es decir, de tecnologías cuya implementación tendrá que tener un mayor crecimiento en comparación al de la población; algunas de dichas tecnologías quizás estén ya en desarrollo u otras al parecer tendrán que ser nuevas e innovadoras que permitan rápidamente mejorar a las actuales tecnologías.



Nota: 4DS = Escenario 4°C

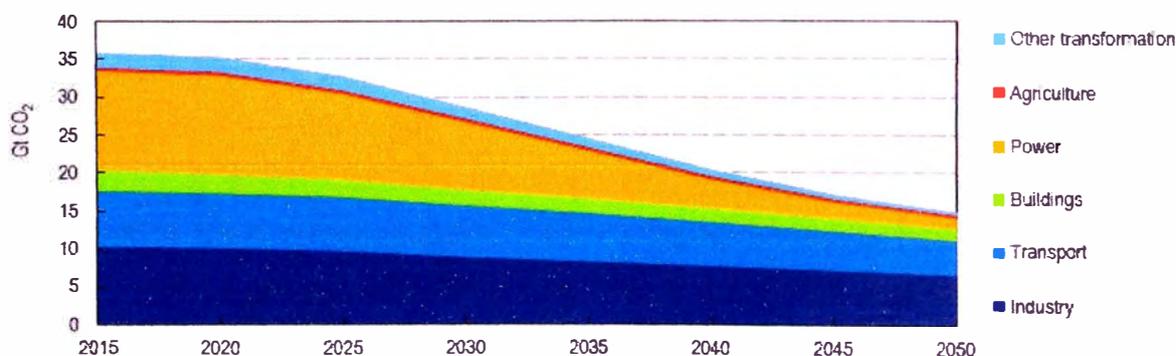
Figura 3: Demanda urbana de energía primaria en escenarios ETP 2013-2050 [4]

El 2DS es el más deseado; se basa en el desarrollo y el despliegue de tecnologías de bajo consumo de carbono y de eficiencia energética en los sectores de la generación de energía, la industria, el transporte y los edificios, bajo una perspectiva de logros a obtener según lo mostrado en la Fig. 4 y Fig. 5 [4].



Note: GtCO₂ = gigatonnes of carbon dioxide.

Figura 4: Contribución de los sectores a la reducción de las emisiones para cumplir las metas del escenario 2DS [4].



Source: Derived from 2DS modelling results in IEA (2016a), Energy Technology Perspectives 2016.

Figura 5: Emisiones de CO₂ relacionadas a energía por sector bajo escenario 2DS [4].

Sobre el cambio climático global.

En la Fig. 6 se muestra la evolución de las emisiones de CO₂ según el tipo de combustible y en la que se puede ver que todos los combustibles fósiles - en especial el carbón y gas natural - han ido incrementando su porcentaje de contribución de CO₂ a la atmósfera durante los últimos 40 años. El carbón es principalmente usado en centrales base por su gran poder calorífico; el gas natural se usa como combustible primario en centrales base (por su bajo costo) y centrales de punta (por su capacidad de maniobra), y; el petróleo es usado de muchas diversas formas tales como el transporte, centrales eléctricas, grupos electrógenos de respaldo en cargas eléctricas, calefacción, entre otros.

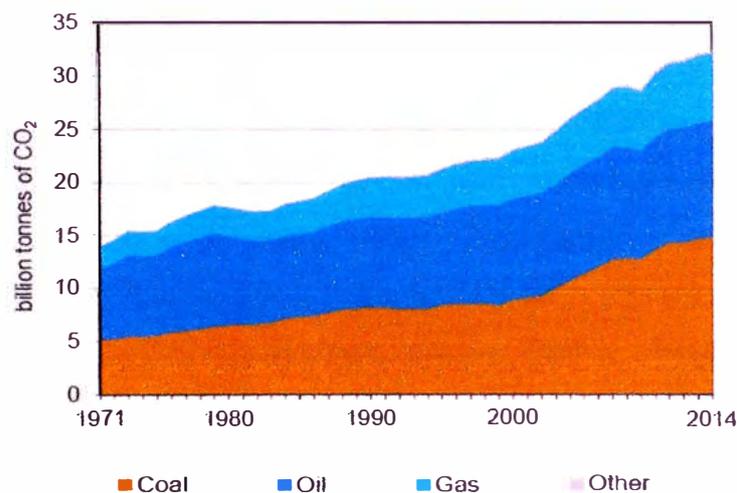


Fig. 6: Emisiones de CO₂ por combustible 1971 – 2014 [6].

En la Fig. 7 se muestra la evolución de las emisiones de CO₂ por sector desde el año 1971 al 2014. Los sectores que más contribuyen a las emisiones de CO₂ a la atmósfera son (a) la generación de electricidad y calor y (b) el transporte. Otros sectores como el residencial han ido disminuyendo las emisiones de CO₂ entre el período 1990 y 2014, mientras que el sector manufactura, industria y construcción ha tenido un comportamiento conservador.

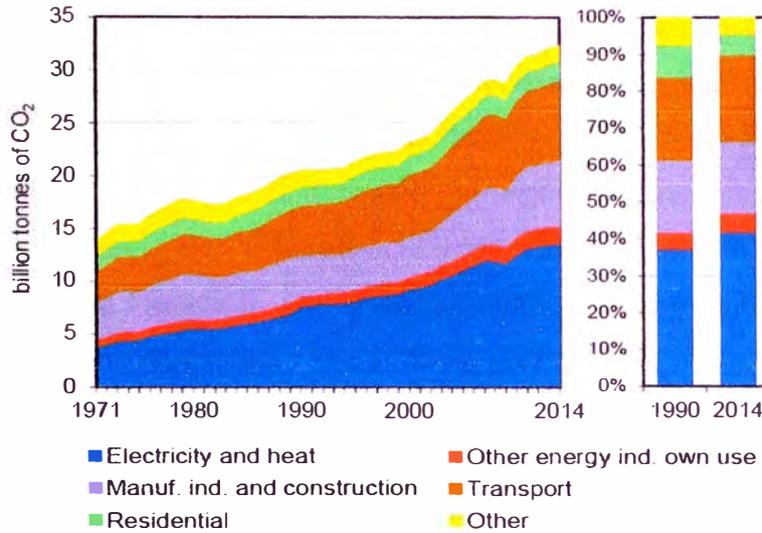
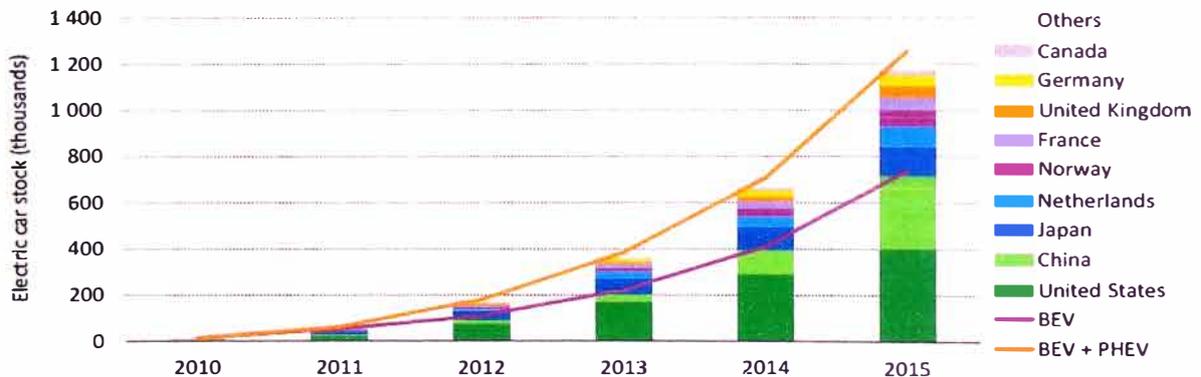


Figura 7: Emisiones de CO₂ por sector 1971 – 2014 [6].

Sobre las energías renovables y las soluciones que plantea.

En el año 2015 a nivel mundial se ha logrado vender y tener circulando en carreteras unos 1.26 millones de autos eléctricos. En el 2014, existía sólo aproximadamente la mitad del stock de automóviles eléctricos existentes ahora, mientras que en el año 2005 eran contados en cientos. En la Fig. 8 se observa que el 80 % de los autos eléctricos que se encuentran funcionando en las carreteras del mundo están en los Estados Unidos de América, China, Japón, Holanda y Noruega [2]. Estados Unidos de América y China son los mayores mercados para los autos eléctricos.

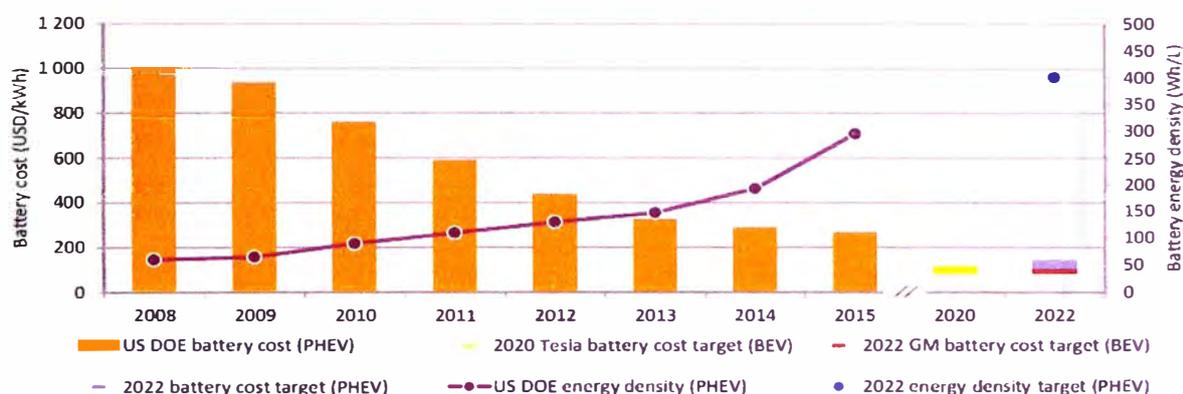


Note: the EV stock shown here is primarily estimated on the basis of cumulative sales since 2005.

Sources: IEA analysis based on EVI country submissions, complemented by EAFO (2016), IHS Polk (2014), MarkLines (2016), ACEA (2016a), EEA (2015) and IA-HEV (2015).

Figura 8: Evolución del stock global de automóviles eléctricos 2010-2015 en donde BEV es vehículo con baterías eléctricas, PHEV es vehículo eléctrico híbrido [2].

Los avances tecnológicos en mejorar la densidad de energía de la batería y reducir los costos realizados durante la última década, dan señales alentadoras sobre la posibilidad de cumplir con las metas definidas por los fabricantes de automóviles y por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. Como se puede observar en la Fig. 9, el costo específico de batería ha ido disminuyendo e incrementando la densidad de energía con muy buenas expectativas hacia el año 2020 y 2022.

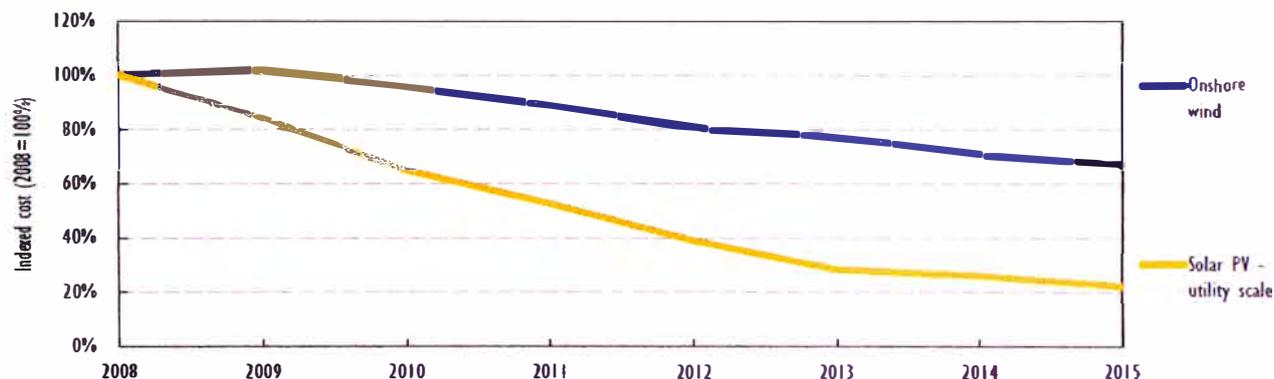


Notes: USD/kWh = United States dollars per kilowatt-hour; Wh/L = watt-hours per litre. PHEV battery cost and energy density data shown here are based on an observed industry-wide trend, include useful energy only, refer to battery packs and suppose an annual battery production of 100 000 units for each manufacturer.

Sources: US DOE (2015 and 2016) for PHEV battery cost and energy density estimates; EV Obsession (2015); and HybridCARS (2015).

Figura 9: Evolución de costo y densidad de energía de baterías [2].

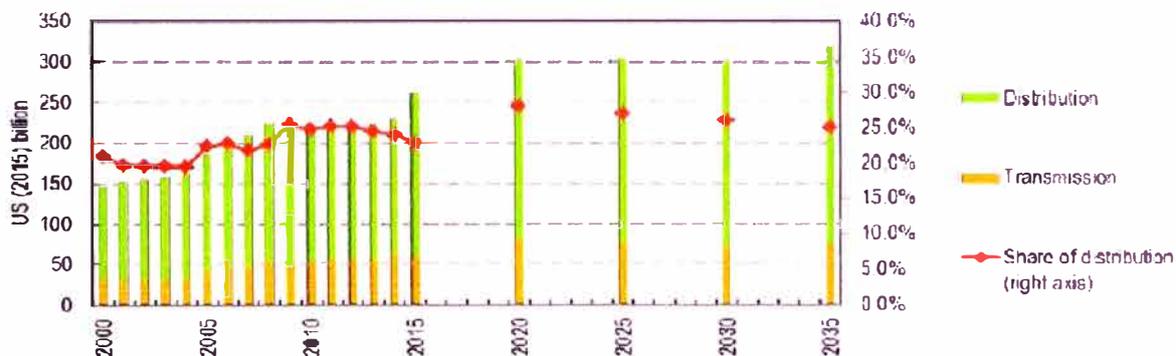
El viento y la energía PV son actualmente las fuentes de electricidad de más rápido crecimiento a nivel mundial. En el 2015, su generación adicional anual alcanzó más del 90% de la demanda incremental de electricidad. Entre 2008 y 2015, el costo medio de la electricidad del viento en tierra firme disminuyó en un 35% y la PV en casi un 80% (ver Fig. 10). La madurez tecnológica y los costos más bajos hacen que la energía eólica y PV sea una opción cada vez más atractiva para los políticos responsables que buscan cumplir los objetivos de la política energética, como mejorar la seguridad energética mediante la diversificación de la oferta, la reducción de la contaminación local y la reducción de las emisiones de CO₂. Se espera que tanto la energía eólica y PV contribuyan de manera decisiva a cumplir las ambiciones del Acuerdo de París. Su contribución a los sistemas de energía en todo el mundo está pasando rápidamente de marginal a general, incluso en los países emergentes y en desarrollo [5].



Note: Costs refer to global average of LCOE with country specific assumptions on investment costs (declining over time) and cost of financing (fixed over time). Different costs per country are averaged weighted by annual capacity additions.

Figura 10: Costo referencial de la energía eólica on-shore y PV (IEA [5])

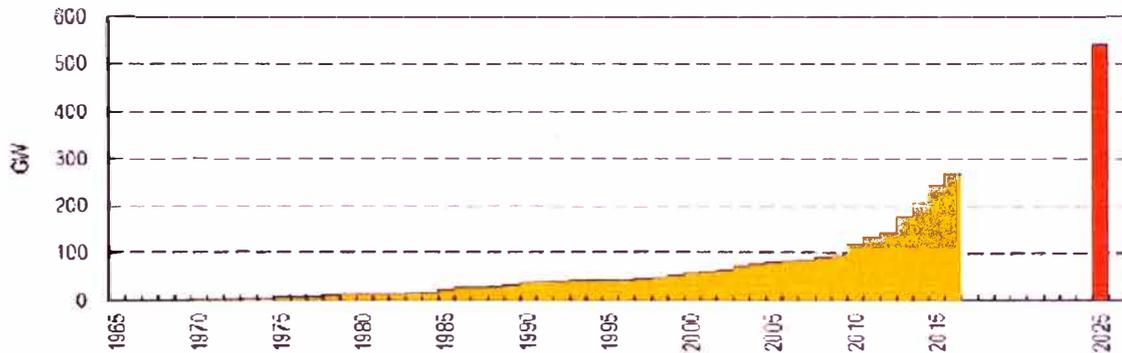
Las inversiones en líneas de transmisión y redes eléctricas de distribución han ido incrementándose como se puede apreciar en la Fig. 11 y se prevé con un horizonte de tiempo al 2025, que el mayor incremento se dará en la redes de distribución.



Source: IEA (2016, World Energy Investment; IEA (2016), World Energy Outlook (2016).

Figura 11: Inversiones históricas y proyectadas en transmisión y distribución según IEA escenario 2DS [7].

Con el rápido crecimiento de las fuentes renovables, el crecimiento en el acceso a la electricidad, la electrificación de nuevos servicios (en transporte, industria y construcciones) y la necesidad de construir redes eléctricas inteligentes (Smart Grids), hará que nuevas tecnologías para la transmisión de potencia sobre largas distancias y entre sistemas de potencia tengan la expectativa de crecer más allá de sus niveles actuales de implementación. La Fig. 12 muestra la evolución histórica del crecimiento y la prospectiva hacia el 2025 de las líneas de transmisión en HVDC según la IEA [7].



Source: BNEF (2016), *Global HVDC Interconnector Database*; IEA (2016), *Energy Technology Perspectives 2016*.

Figura 12: Crecimiento de la capacidad de transmisión en alto voltaje [7].

Smart Grids

Los sistemas eléctricos que se han implementado durante los últimos 70 años suplen de energía eléctrica desde grandes centrales por medio de transformadores de potencia hacia redes interconectadas de alto voltaje, conocidas como redes de transmisión. Cada unidad de generación individual es grande con un rango de hasta 1000 MW ya sea alimentado por energía hidráulica, nuclear o combustibles fósiles. La red de transmisión es usada para transportar la energía eléctrica, algunas veces a considerables distancias, y esta potencia es entonces llevada a través de varios transformadores de distribución hacia los circuitos finales en donde se entrega la energía eléctrica a los usuarios finales [9].

Las grandes unidades de generación y la red de transmisión tienen buenos enlaces de comunicación para asegurar la operación efectiva, para permitir las transacciones del mercado, para mantener la seguridad del sistema, y para facilitar la operación integrada de los generadores y los circuitos de transmisión. Esta parte del sistema de potencia tiene algún control automático aunque éstos pueden estar limitados a ser controles locales, con funciones discretas para asegurar comportamiento predecible para los generadores y la red de transmisión durante grandes disturbios [9].

El sistema eléctrico de distribución es muy extenso pero casi enteramente pasivo, con poca comunicación y sólo limitado a controles locales. Con excepción de

las cargas muy grandes, no hay monitoreo en tiempo real del voltaje que se ofrece a una carga o de la corriente que está siendo extraída por ella desde la red eléctrica de distribución. Hay muy poca interacción entre las cargas eléctricas y el sistema eléctrico de potencia, aparte del suministrar la energía que demanda [9].

La presente revolución en los sistemas de comunicación - particularmente estimulada por la Internet - ofrece la posibilidad de mucho mayor monitoreo y control en todo el sistema eléctrico de potencia y el de hacerla más efectivo, flexible y de menor costo. Las Smart Grids son una oportunidad para el uso de las nuevas TICs con la finalidad de revolucionar los actuales sistemas eléctricos de potencia [9].

Desde alrededor del año 2005 se ha incrementado el interés en las Smart Grids. El reconocimiento que las TICs ofrecen significativas oportunidades para modernizar la operación de las redes eléctricas ha coincidido, entre otras razones, con un entendimiento que el sector energía puede sólo ser des-carbonizado a un costo realista, si es monitoreado y controlado efectivamente [9].

Una Smart Grid es una red de electricidad que usa tecnología digital y otras tecnologías avanzadas para monitorear y gestionar el transporte de electricidad desde las fuentes de generación para satisfacer la variante demanda de electricidad de los usuarios finales. Las Smart Grids coordinan las necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de red, usuarios finales y partes interesadas del mercado eléctrico para operar todas las partes del sistema tan eficientemente como sea posible, minimizando costos y el impacto al medio ambiente mientras que se maximiza la fiabilidad, resiliencia y estabilidad del sistema. Las redes inteligentes son un conjunto evolutivo de tecnologías que se desplegarán a diferentes velocidades en diversos entornos alrededor del mundo, dependiendo del atractivo comercial local, la compatibilidad con las tecnologías existentes, los desarrollos normativos y los marcos de inversión. La Fig. 13 muestra el carácter evolutivo de las redes eléctricas inteligentes [10].

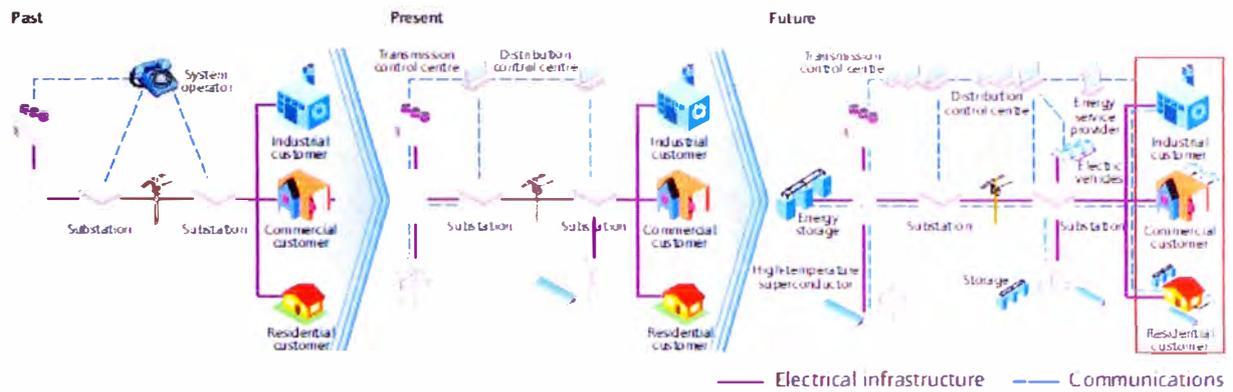


Figura 13: Sistemas de electricidad más inteligentes [10]

Las características principales de Smart Grids son explicadas en la Tabla 1.

Tabla 1: Características de las Smart Grids [10].

Característica	Descripción
Permite la participación informada de los clientes	Los consumidores ayudan a equilibrar la oferta y la demanda, y aseguran la fiabilidad modificando la forma en que utilizan y compran electricidad. Estas modificaciones se producen como resultado de que los consumidores tienen opciones que motivan diferentes patrones de compra y comportamiento. Estas opciones incluyen nuevas tecnologías, nueva información sobre su uso de electricidad y nuevas formas de precios e incentivos de la electricidad.
Acomoda todas las opciones de generación y almacenamiento.	Una red inteligente aloja no sólo grandes centrales centralizadas, sino también el creciente abanico de recursos distribuidos de energía implementados por los clientes. La integración de estos recursos - incluyendo los renovables, el calor combinado a pequeña escala y el almacenamiento de energía - aumentará rápidamente a lo largo de toda la cadena de valor, desde los proveedores hasta los vendedores y los clientes.
Permite nuevos productos, servicios y	Los mercados correctamente diseñados y operados crean eficientemente una oportunidad para que los

<p>mercados.</p>	<p>consumidores escojan entre los servicios competidores. Algunas de las variables independientes que deben ser gestionadas explícitamente son la energía, la capacidad, la ubicación, el tiempo, la tasa de cambio y la calidad. Los mercados pueden desempeñar un papel importante en el manejo de estas variables. Los reguladores, los propietarios / operadores y los consumidores necesitan la flexibilidad para modificar las reglas de negocio para adaptarse a las condiciones de operación y mercado.</p>
<p>Proporciona la calidad de energía para la gama de necesidades.</p>	<p>No todas las empresas comerciales, y ciertamente no todos los clientes residenciales, necesitan la misma calidad de potencia. Una red inteligente suministra diferentes grados (y precios) de potencia. El costo de las características de calidad de energía premium se pueden incluir en el contrato de servicio eléctrico. Los métodos de control avanzados monitorean componentes esenciales, permitiendo un diagnóstico rápido y soluciones a eventos que impactan en la calidad de la energía, tales: como rayos, sobretensiones de conmutación, fallas de línea y fuentes armónicas.</p>
<p>Optimiza la utilización de los activos y la eficiencia operativa.</p>	<p>Una red inteligente aplica las últimas tecnologías para optimizar el uso de sus activos. Por ejemplo, una capacidad optimizada puede alcanzarse con calificaciones dinámicas, que permiten que los activos se utilicen a cargas mayores mediante la detección continua y la clasificación de sus capacidades. El mantenimiento de la eficiencia se puede optimizar con el mantenimiento basado en condiciones, lo que ignora la necesidad de mantenimiento del equipo en el momento exacto. Los dispositivos de control del sistema se pueden ajustar para reducir las pérdidas y eliminar la congestión. La eficiencia operativa aumenta cuando se selecciona el sistema de suministro de</p>

	energía de menor costo disponible a través de estos tipos de dispositivos de control del sistema.
Proporciona resiliencia a las perturbaciones, ataques y desastres naturales.	Resiliencia se refiere a la capacidad de un sistema para reaccionar ante eventos inesperados mediante el aislamiento de elementos problemáticos mientras que el resto del sistema se restablece al funcionamiento normal. Estas acciones de auto-sanación reducen la interrupción del servicio a los consumidores y ayudan a los proveedores de servicios a administrar mejor la infraestructura de entrega.

Las principales justificaciones para las redes inteligentes tienden a dividirse en tres categorías: económica, ambiental y de fiabilidad. DOE define los siguientes objetivos para una Smart Grid [11]:

- Debe garantizar su fiabilidad hasta niveles nunca antes posibles.
- Mantener su asequibilidad.
- Reforzar nuestra competitividad global.
- Adaptación de fuentes de energías renovables y tradicionales.
- Reducir potencialmente nuestra huella de carbono.
- Introducir los avances y las eficiencias que aún no se han previsto.

Generación Distribuida.

Alrededor del mundo, los sistemas de potencia convencional están enfrente a los problemas de la gradual depleción de las reservas de combustibles fósiles, la pobre eficiencia de energía y la polución del medio ambiente. Estos problemas han llevado a una tendencia de generación de potencia local en el nivel del voltaje de distribución mediante el uso de fuentes de energía renovables o no convencionales tales como: gas natural, biogás, potencia eólica, células PVs, celdas de combustible, sistemas de energía y calor combinados (CHP), microturbinas y motores Stirling y su integración dentro de la red de distribución de las empresas eléctricas. Este tipo de generación de potencia es denominado: Generación Distribuida (DG). El término DG ha sido ideado para distinguir este concepto de generación de la generación convencional centralizada.

La red eléctrica de distribución llega a ser activa con la integración de la DG y por lo tanto llega a ser denominado como: red de distribución activa [12]. La DG se refiere a una evolución emergente de los sistemas de generación de energía eléctrica, en los cuales todas las tecnologías de generación disponibles en una determinada región descentralizada o centralizada son integradas en el sistema de suministro de potencia acorde a la disponibilidad de sus respectivos recursos. Estos recursos son conocidos como: Recursos de Energía Distribuidos (DER) [19].

A finales de los años 90's, los mayores problemas relacionados a la DG fueron intensamente investigados por los grupos de trabajo del CIGRE y CIRED [12]

Hay varias definiciones estrictas en cada país para la DG y dependen del tamaño de la planta, el nivel de voltaje de generación, etc. Sin embargo, el impacto de la DG sobre el sistema de potencia es normalmente el mismo independientemente de las diferentes definiciones. De acuerdo a varios estudios de investigación, algunos atributos comunes universalmente aceptados de la DG son los siguientes según la IEA [6]:

- a) No es planificado para ser centralizado por la empresa de electricidad, tampoco es de despacho centralizado.
- b) Es normalmente más pequeña que 50 MW.
- c) Las fuentes de potencia o generadores distribuidos son usualmente conectados a los sistemas de distribución, los cuales son típicamente de voltajes de 230/415 V hasta 145 kV.

Según Riso National Laboratory [1] la DG da a los usuarios un número de beneficios tales como:

- Un grado de independencia de energía.
- Oportunidades para control local para mejorar seguridad en el suministro.
- Optimización financiera.

- Igual o mejor calidad de energía, y
- Un medio ambiente más limpio.

También se menciona en [1] que para desarrollar tecnologías de soporte útiles para la red eléctrica y para la generación en sistemas de DG requiere de la habilidad para construir modelos matemáticos en:

- Interconexión.
- Calidad de energía.
- Controles y comunicaciones.
- Balanceo y despacho de carga.
- Comportamiento transitorio y dinámico.
- Performance de componentes, eficiencia y tiempo de vida, y
- Performance del sistema, eficiencia y optimización.

Además dice Riso National Laboratory en [1] que para maximizar la credibilidad de la DG, se necesita herramientas e instalaciones para probar la seguridad, calidad y performance de componentes y sistemas de DG, incluyendo:

- Caracterización de equipamiento, test y documentación.
- Revisión de diseños.
- Verificación de performance.
- Buenas prácticas en preparación e implementación de proyectos.
- Aseguramiento de la calidad.
- Estándares y certificación.

A pesar de las varias ventajas facilitadas por los sistemas de potencia convencional, los siguientes beneficios medio ambientales, económicos y técnicos han llevado al gradual desarrollo e integración de los sistemas de DG según S. Chowdhury en [12]:

- a) Debido al rápido crecimiento de la carga, la necesidad para el aumento de la generación convencional se enfrenta a continua depleción de las reservas de combustibles fósiles. Por consiguiente, muchos países están mostrando interés por los recursos de energía renovable / no convencional como una alternativa.

- b) La reducción de la polución medio ambiental y el calentamiento global actúa como un factor clave en la preferencia de recursos renovables sobre los combustibles fósiles. Los Estados Unidos de América, el Reino Unido y muchos otros países han planificado reducir la emisión de gases de efecto invernadero (productos de carbón y nitrógeno) como parte para hacer frente al cambio climático y calentamiento global. Por consiguiente, están trabajando en nuevas formas de generación de energía y políticas de utilización para dar soporte a la utilización de estas fuentes de energía. Se espera que la explotación de los DERs ayuden a generar potencia limpia amigable con muy poco impacto medio ambiental.

- c) La DG provee un buen lugar para realizar lo que es co-generación, trigeneración o plantas CHP para la utilización del calor residual en aplicaciones comerciales, domésticas y/o industriales. Esto incrementa la eficiencia de energía total de la planta y también reduce la polución térmica del medio ambiente.

- d) Debido a la inferior densidad de energía y dependencia de las condiciones geográficas de la región, los DERs son generalmente unidades modulares de pequeña capacidad. Estos son geográficamente extendidas y usualmente localizados próximos a las cargas. Esto es necesario para la viabilidad técnica y económica de las plantas. Por ejemplo, las plantas de CHP pueden ser ubicadas muy próximas a sus cargas calientes, dado que el transporte de calor residual sobre grandes distancias no es económico. Esto hace que sea más fácil encontrar sitios para instalarlos lo que ayuda en reducir el tiempo de construcción y el capital de inversión necesario. La proximidad física entre la carga y la fuente también reduce las pérdidas de transmisión y distribución (T&D) dado que la potencia es generada a baja tensión (LV), entonces es posible conectar un DER separadamente a la red de distribución de la empresa eléctrica o ellos pueden ser interconectados en la

forma de MGs. La MG puede ser conectada a la empresa de electricidad como una unidad semi-autónoma separada.

- e) Las operaciones conectadas a red o autónomas de la DG, ayudan en el incremento de la generación mejorando así la fiabilidad y calidad total de la potencia. Por otra parte, un mercado desregulado y de acceso abierto a las redes de distribución también proporciona grandes oportunidades para la integración de la DG. En algunos países, la diversidad de combustibles ofrecida por la DG es considerado valioso; mientras en algunos países desarrollados, la escasez de potencia es tan aguda que cualquier forma de generación es incentivada para suplir la demanda eléctrica.

Red de Distribución Activa.

Las redes eléctricas están en la era de la mayor transición desde redes de distribución estables pasivas con transporte de electricidad unidireccional hacia redes de distribución activas con transporte de electricidad bidireccional. Son pasivas las redes de distribución sin ninguna unidad de DG dado que la potencia eléctrica es suministrada por la red de energía eléctrica nacional hacia los usuarios inmersos en la red eléctrica de distribución. En cambio es activa cuando unidades de DG son agregadas al sistema de distribución permitiendo el flujo de potencia bidireccional en las redes eléctricas [12].

Las redes de distribución activas necesitan incorporar control flexible e inteligente con sistemas inteligentes de distribución. Con el fin de aprovechar las energías limpias desde DER renovables, las redes de distribución activas también deben emplear en las futuras redes eléctricas, tecnologías que llevan hacia las Smart Grids o MGs [12].

Con el fin de ir implementando redes de distribución activas para control y operación inteligente y flexible, es necesario que la investigación sea focalizada principalmente en las siguientes áreas [12]:

- i. Control activo de amplias áreas.
- ii. Control y protección adaptativa.
- iii. Dispositivos de gestión de red.
- iv. Simulación de red en tiempo real.
- v. Sensores y mediciones avanzadas.
- vi. Comunicación distribuida penetrante (en todos los elementos).
- vii. Extracción de conocimiento por métodos inteligentes, y;
- viii. Nuevos diseños de sistemas de distribución y transmisión.

A. Microrredes.

En general, una MG es un subconjunto de un sistema eléctrico de potencia, que en lo más mínimo, comprende un simple cliente con generación interna y cargas, esto es conocido como un MG con único cliente. Una MG que abarca una parte del alimentador de distribución es generalmente conocida como MG de alimentador parcial; y si es la totalidad del alimentador de distribución es una MG de alimentador total. Estas posibles fronteras de las MGs son ilustradas en la Fig. 14 [22]

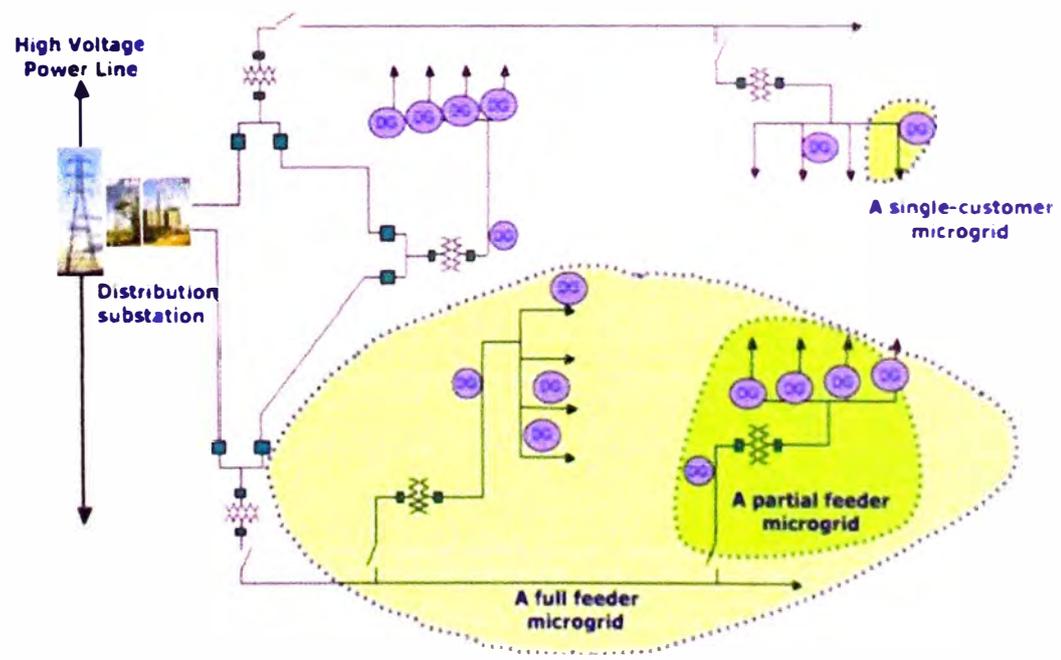


Figura 14: Ilustración de MG – una MG de simple cliente, una MG de alimentador parcial, y una MG de alimentador total [22].

a) Concepto.

MG es esencialmente una red de distribución activa porque ésta es el conglomerado de diferentes sistemas de DG y cargas en el nivel de voltaje de distribución. Los generadores o microfuentes empleadas en una MG son usualmente DER renovables no convencionales que integran su potencia generada al voltaje de distribución de la MG. Desde el punto de vista operacional, las microfuentes deben estar equipadas con interfaces de electrónica de potencia (PEIs) y controles que provean la requerida flexibilidad para asegurar la operación como un simple sistema agregado y el de mantener la calidad de potencia y la salida de la energía. Esta flexibilidad de control permitiría a la MG presentarse a sí misma a la UN como una unidad controlada única que satisface las necesidades de energía locales con la confiabilidad y la seguridad [12] adecuadas.

Las cargas pueden participar en las estrategias de gestión de energía en el lado de la demanda local con los operadores de la MG/UN, a través de sistemas de medición inteligente (smart-metering). También, la MG puede importar o exportar potencia desde/hacia una UN o con otras MGs, si conexiones eléctricas están disponibles [13].

El concepto fundamental de una MG puede ser asumido como el siguiente: es un sistema de energía integrado que consiste de recursos de energía distribuidos y múltiples cargas eléctricas como una simple red autónoma, sea ésta en paralelo o aislada de la existente UN de las empresas. MGs pueden ser vistos como los bloques de construcción de las Smart Grids o como una trayectoria alternativa hacia las redes hiper-inteligentes “Super Grid” [14].

Una MG puede aparecer en una gran variedad de escalas – ejemplo para MGs como una red de baja tensión (LV grid), alimentador de baja tensión (LV feeder) o una casa en baja tensión (LV house) los cuales son dados en la Fig.

15.a, Fig. 15.b y Fig. 15.c respectivamente. Como una MG puede crecer en escala, ello puede ser equipado con más capacidades de balance y permitir una mejor controlabilidad debido a la reducción de intermitencia tanto desde el lado de la carga como del lado de los RES. Sin embargo, en general la máxima capacidad de una MG (en términos de demanda de carga pico) es limitada a varios MW (escala europea), para lo cual hay el concepto de Multi-MG que se aplicaría para dividir las unidades agregadas dentro de un interconectado de varias MGs separadas [15].

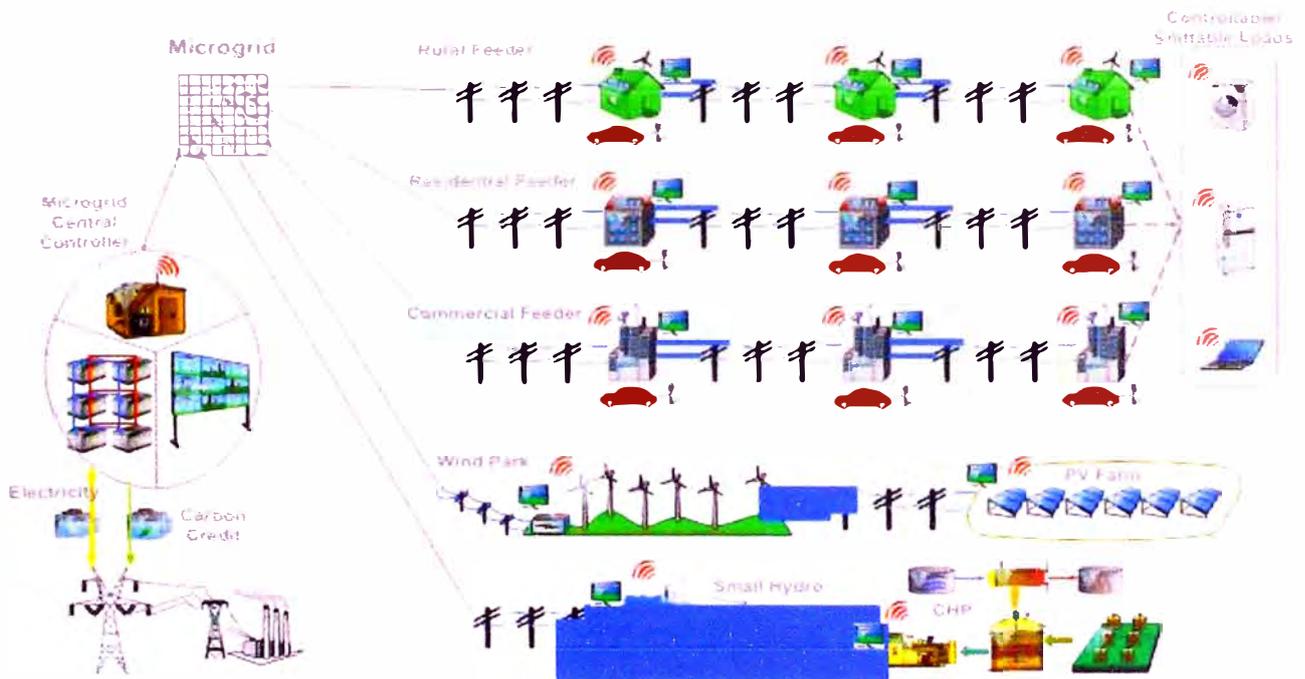


Figure 15.a: Ejemplo de MG como una red en baja tensión (LV grid) [15].



Figura 15.b: Ejemplo de MG como un alimentador en baja tensión (LV feeder) [15].

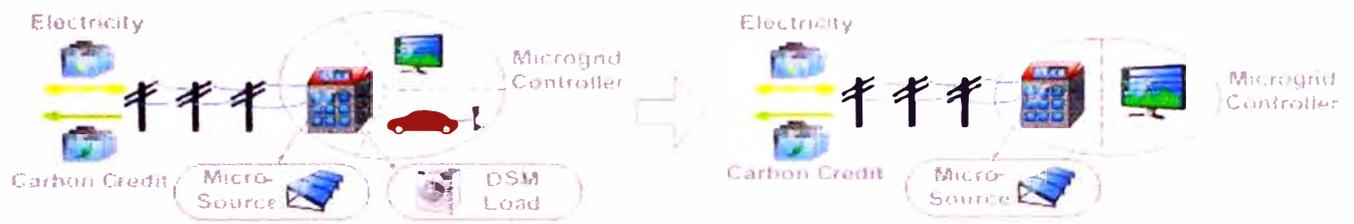


Figura 15.c: Ejemplo de MG como una casa en baja tensión (LV House) [15].

b) Beneficios.

Como beneficios de las MGs se pueden indicar los siguientes:

- Tiene la habilidad para suplir de calor residual en el punto de necesidad (evitando redes de distribución térmica caras) o proveer de alta calidad de energía a algunos casos, pero no a todas las cargas dentro de la instalación en que se implemente [16].
- Desde la perspectiva de la red eléctrica, el concepto de MG es atractiva debido a que ella reconoce la realidad que el sistema de distribución nacional (el de los Estados Unidos de América) es caro, viejo y puede cambiar sólo muy poco [16].
- El concepto de MG permite alta penetración de DG sin requerir re-diseño del mismo sistema de distribución [16].
- Durante las perturbaciones, la generación y las correspondientes cargas pueden automáticamente ser separadas del sistema de distribución para aislar las cargas de la MG de la perturbación (y por lo tanto, mantener alto nivel de servicio) sin dañar la integridad de la red de transmisión [16].
- Intencional aislamiento de la generación y las cargas tienen el potencial de proveer una alta fiabilidad local que aquel suministrado como un todo por el sistema eléctrico de potencia [16].

- El pequeño tamaño de las tecnologías de generación emergentes permiten que los generadores sean ubicados óptimamente en relación a las cargas de calor, lo que permite el uso del calor residual [16].
- Las MGs tienen muchas aplicaciones que pueden más que doblar la eficiencia total del sistema [16].
- Autonomía: MG permite generación, almacenamiento y cargas que operan perfectamente en un modo autónomo, balanceando cuestiones como el voltaje y la frecuencia de salida con recientes tecnologías avanzadas [14].
- Estabilidad: Los criterios de control están basados sobre las caídas de frecuencia (frequency droops) y de los niveles de tensión en los terminales de cada dispositivo [14].
- Compatibilidad: Las MGs son completamente compatibles con la red centralizada existente, sirviendo como una unidad funcional que apoya en construir desde afuera el sistema energético existente, ayudando a maximizar otros activos de suministros no atendidos [14].
- Flexibilidad: La expansión y la velocidad de crecimiento no tienen que seguir un preciso pronóstico. Las MGs son también tecnologías neutras que permiten ser construidas con un mix diverso de renovables y combustibles fósiles [14].
- Escalabilidad: Las MGs facilitan el uso de manera paralela y modular de muchas pequeñas instalaciones de generación, almacenamiento y dispositivos de carga para poder escalar hacia altos niveles de producción y consumo [14].
- Eficiencia: Las metas de gestión de la energía – incluyendo las medio-ambientales y económicas – pueden ser optimizadas en una forma sistemática [14].

- Económicos: Técnicas de control de caída de frecuencia permiten económicas decisiones de mercado a ser programado dentro de los protocolos de operación estándar [14].
- Modelo Peer-to-Peer: Las MGs representan un nuevo paradigma que consiste en un verdadero modelo de despacho de energía de igual a igual (Peer-to-Peer) que no dicta tamaño, escala o velocidad de crecimiento [14].
- Promueve el desarrollo e integración de tecnologías verdes [13].
- Hace más eficiente el sistema de distribución eléctrica [13].
- Incrementa la seguridad de los sistemas de potencia [13].
- Mejora la fiabilidad del sistema y del usuario [13].
- Provee diferentes niveles y calidades de servicio al usuario [13].

Los beneficios tanto para usuarios como para empresas eléctricas se pueden resumir en la Tabla 2.

Tabla 2: Beneficios de los Recursos de Sistemas Distribuidos [13].

Beneficios para Usuarios	Beneficios para Empresas Eléctricas
✓ Incremento de fiabilidad.	✓ Reducción de pérdidas.
✓ Incremento de la calidad de la energía.	✓ Incrementa la capacidad del sistema.
✓ Reducción de cortes.	✓ Puede proveer control de reactiva
✓ Más eficiente uso de energía.	✓ Mejora el perfil del voltaje.
✓ Reducción de los costos de la energía.	✓ Reduce inversiones y expansiones.
✓ Incentiva el uso de la energía renovable.	✓ Reducción de fallas.
	✓ Mejora la relación usuario – empresa.

c) Importancia.

Según Riso National Laboratory [17] los pre-requisitos para el desarrollo de infraestructura de sistemas eléctricos flexibles e inteligentes son la habilidad para:

- Acomodar de manera eficiente grandes cantidades de energía renovable variable.
- Integrar el sector transporte a través del uso de vehículos híbridos y vehículos eléctricos.
- Maximizar los beneficios hacia la transición hacia edificaciones inteligentes y de bajo consumo, y;
- Introducir instalaciones de almacenamiento de energía avanzadas en el sistema.

Según Peter Asmus [14] los cinco principales segmentos de aplicación son los siguientes:

- Comunidad / Empresa de servicios públicos.
- Comercial / Industrial.
- Instituciones / Campus.
- Sistemas remotos fuera de red.
- MGs militares.

El mercado mundial de las MGs se ve prometedor en especial en los Estados Unidos de América (ver Fig. 16) en donde el principal sector es el institucional/campus (47 %), seguido de las comunidades enlazadas a la red y el comercial/industrial - ambas con un 19 % cada una - y el resto se distribuye entre las MGs destinadas a aplicaciones militares y fuera de red (ver Fig. 17).

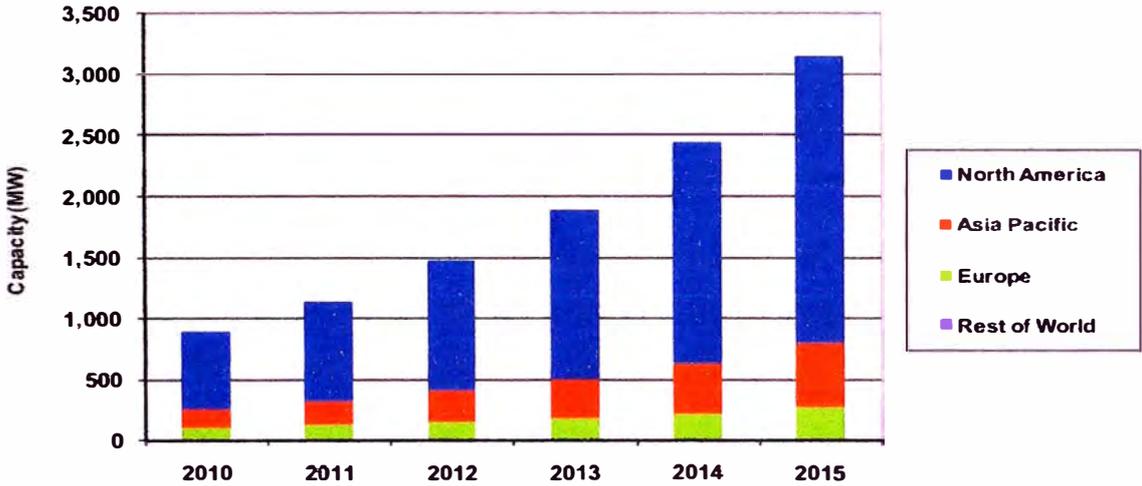


Figura 16: Evolución de la capacidad instalada de las MGs en el Mercado Mundial desde el 2010 al 2015 [14].

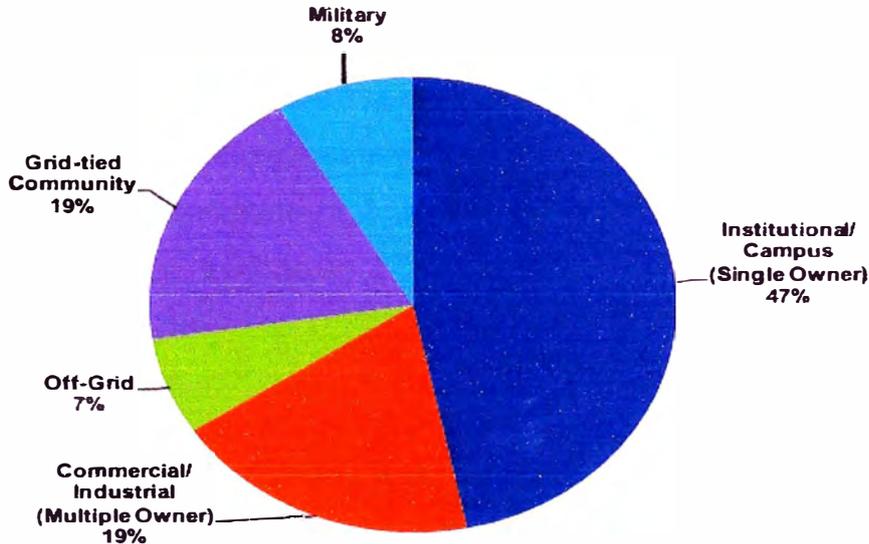


Figura 17: Desglose de las aplicaciones en el mercado de las MGs en los Estados Unidos de América [14].

d) Modos de funcionamiento de una microrred.

Dado que las MGs son diseñadas para generar potencia al nivel de voltaje de distribución permitiendo el uso del calor residual, éstos tienen restricciones en cuanto a su capacidad de energía. Por consiguiente, su máxima capacidad es normalmente restringida a aproximadamente 10 MVA por recomendaciones de la IEEE [12].

Modo conectado a la red.

Esta arquitectura de MG podría ser usada en sistemas de las empresas eléctricas para prevenir cortes y para maximizar la integración con fuentes de energía renovable; también tienen el beneficio de reducir las pérdidas del sistema, expandir el suministro mixto, gestionar la congestión y reducir la emisión de gases de efecto invernadero. También, la arquitectura de conectado a la red es idóneo para instalaciones comerciales e industriales (campus universitarios, zonas industriales, supermercados, residenciales). En este caso, las principales directrices del mercado eléctrico son la calidad de la energía, el acrecentamiento de la fiabilidad y la independencia energética. Otras ventajas incluyen la gestión de la respuesta a la demanda y la posibilidad de operar independiente de la red en respuesta a los precios de la energía que viene desde la UN. Visto desde la perspectiva de la red principal, las MGs conectadas a red representan una carga constante o controlable con un perfil de demanda controlable [13].

IEEE en Std. 1547-2003 [18] es el primero de una serie de estándares que han sido desarrollados por el Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation and Energy Storage (SCC21) concerniente a la interconexión de recursos distribuidos. Los títulos de los documentos adicionales en esta serie son los siguientes:

- IEEE P1547.1TM Draft Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- IEEE P1547.2TM Draft Application Guide for IEEE Std 1547-2003, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- IEEE P1547.3TM Draft Guide for Monitoring, Information Exchange and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems.

El objetivo del estándar es establecer los criterios y requerimientos para interconexión de los DRs con el sistema eléctrico de potencia (EPS), proveyendo requerimientos relevantes para la performance, operación, testeo, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión.

En otras palabras, este estándar se focaliza en los tests y las especificaciones técnicas para la interconexión en sí, y no sobre los tipos de tecnologías DR, por lo tanto, este estándar es tecnológicamente neutral debido a que los atributos técnicos de las DER y los tipos de EPSs no tienen nada que ver sobre los requerimientos de interconexión.

La interconexión se realiza en el PCC que contiene hardware y software a los que el estándar se aplica incluyendo máquinas síncronas, máquinas de inducción o convertidores/inversores de potencia y demás instalaciones necesarias.

Los criterios y requerimientos de este documento son aplicables a todas las fuentes de recursos distribuidos con capacidad de agregar 10 MVA o menos en el PCC, interconectada a la EPS en el típico voltaje de distribución secundario o red primaria. El estándar es escrito considerando que la DR es una fuente de 60 Hz.

Modo desconectado a la red.

Hay básicamente dos tipos de sistemas híbridos aislados de la red los cuales incluyen generadores de energía con sus respectivos componentes (que por lo general son grupos electrógenos). Estos son conocidos como de baja penetración o alta penetración, dependiendo de la parte de la producción renovable en comparación al total de la carga eléctrica al que se ha alimentado. Baja penetración, el cual está en el orden de 20% o menos, significa que el impacto de los generadores renovables sobre la red es menor, y poco o ningún especial equipamiento o control es requerido. Alta penetración, el cual es típicamente sobre 50% y puede llegar hasta el 100%, significa que el impacto de los generadores renovables sobre la red es significativo y un especial equipamiento o control es requerido. Sistemas de alta penetración pueden incorporar control de supervisión, almacenamiento de corto tiempo y sistemas de gestión de carga. Dos importantes consideraciones son cuando el sistema puede en el tiempo arrancar totalmente sobre fuentes renovables (sin ningún generador diesel) y cuando las fuentes renovables pueden arrancar en paralelo con el generador diesel [19].

En este modo se pueden encontrar también MGs que siempre están desconectadas de la UN, comúnmente llamadas MGs aisladas. Un ejemplo es la MG cuyo esquema eléctrico se muestra en la Fig. 18; dicha MG posee un generador diesel, transformadores, cargas eléctricas, una planta PV, una central eólica y una unidad de SMES.

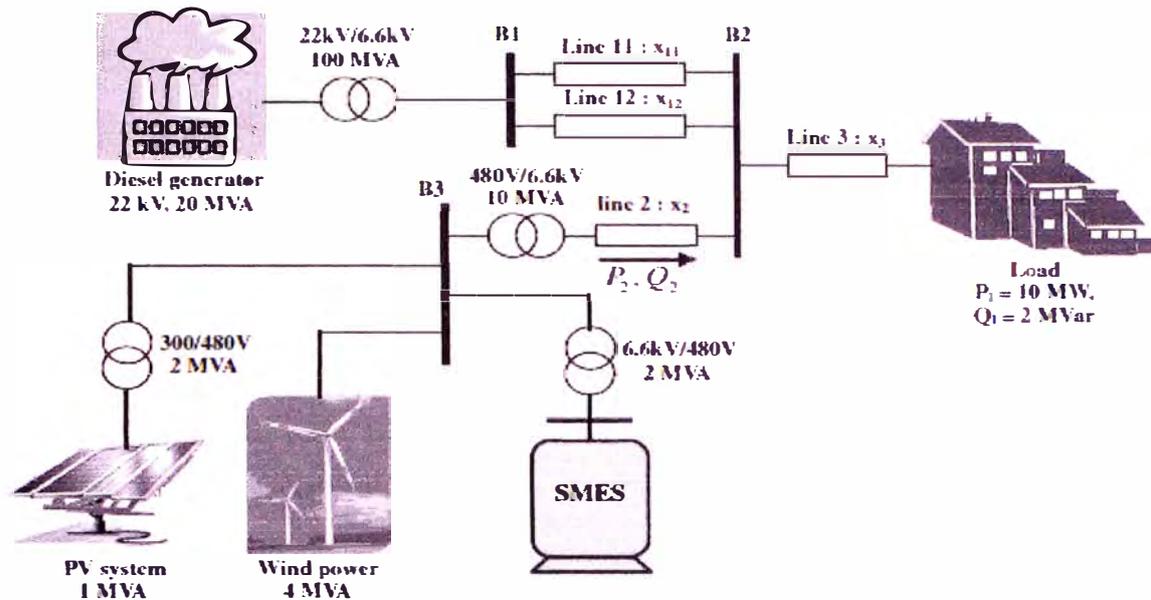


Figura 18: MG del tipo AC en modo conectado reportado por M. Saejia en [21]

e) Tipos de Microrredes.

Hay varias formas de clasificar las MGs. Para efecto de la presente tesis lo clasificaremos según la forma de voltaje en el bus de la MG en: MGs de corriente alterna (MG AC), MGs de corriente continua (MG DC) y MGs de corriente alterna/continua.

Microrredes de corriente alterna

Las MGs de este tipo tienen la característica que el principal circuito distribuidor de la MG transmite la energía en corriente alterna, para ello, todos los elementos tanto generación, almacenamiento y cargas eléctricas se conectan al bus de la MG sea directamente o por medio de convertidores de electrónica de potencia.

La Fig. 19 muestra el unifilar de potencia y control de la MG de prueba CERTS reportado por John Stevens en [25], que es operado por American Electric Power y está localizado cerca de Columbus, Ohio.

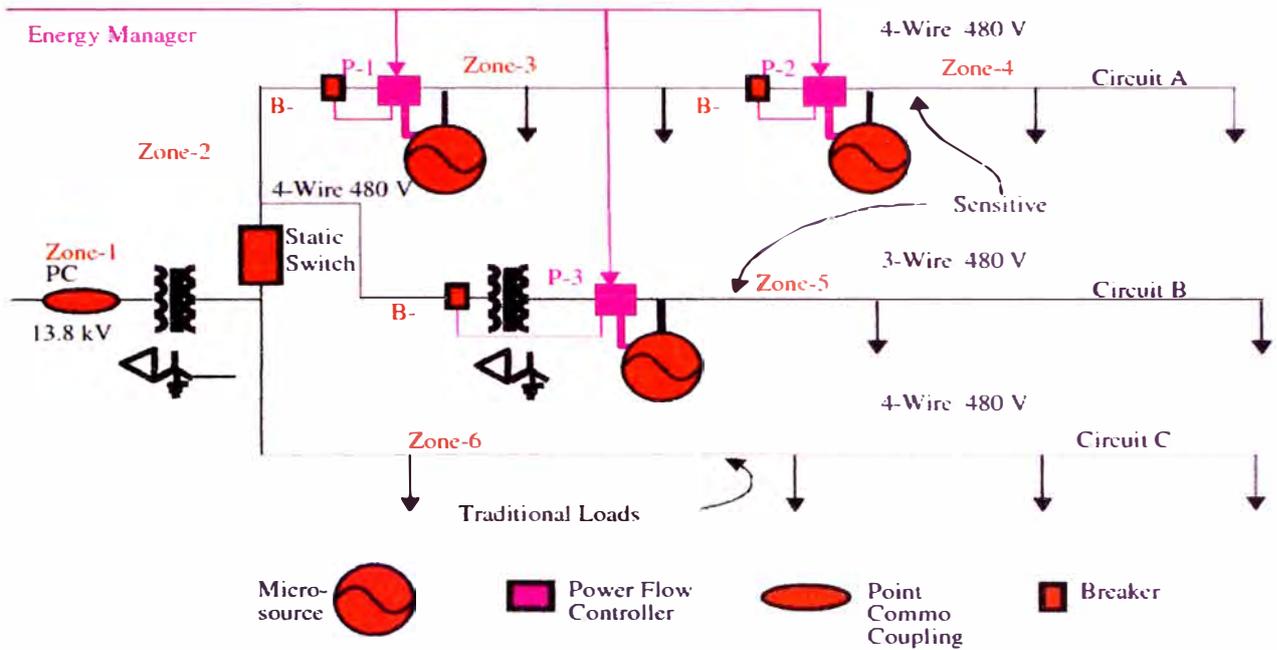


Figura 19: MG de prueba CERTS [25].

La Fig. 20 muestra el diagrama de bloques de la MG reportada por S. Glover en [26], en donde se focalizan en el diseño y construcción de un sistema de pruebas de MGs escalables seguras y que es basado sobre una arquitectura flexible que permite desarrollar múltiples topologías, sistemas adaptivos y criterios de control de multi-nivel.

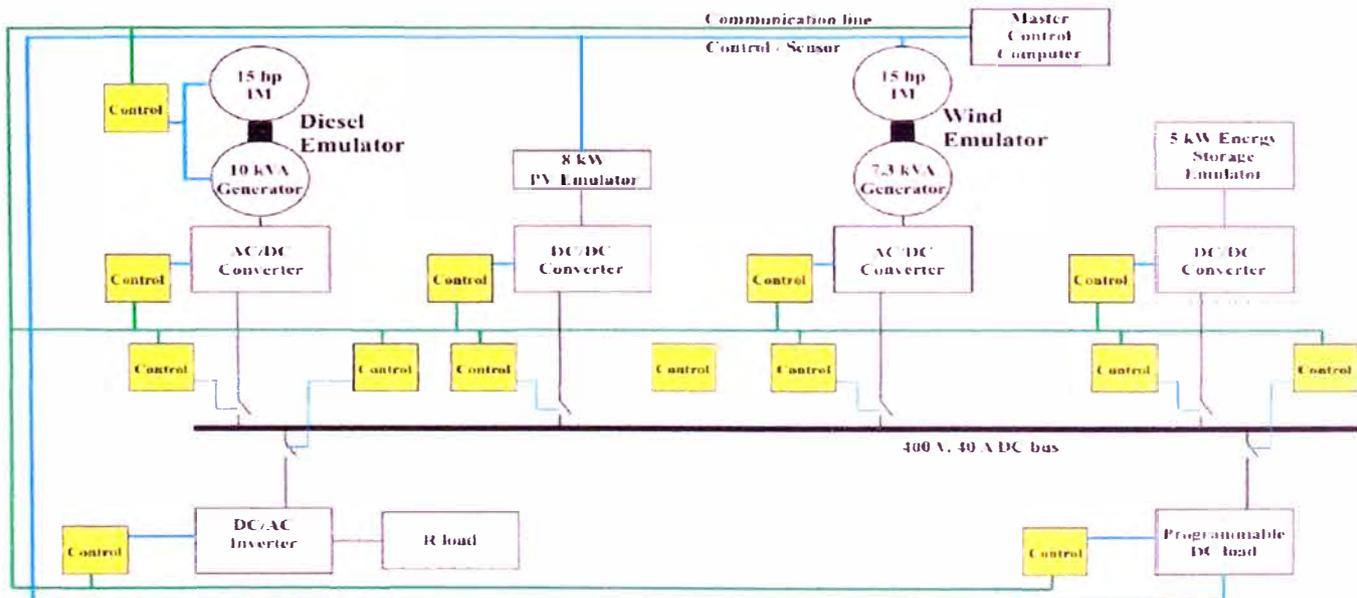


Figura 20: Diagrama de bloques de la MG AC reportada por S. Glover en [26].

Microrredes de corriente directa.

La distribución de la energía eléctrica en la MG se basa en corriente continua mediante un bus DC al que todos los elementos que conforman la MG tienen que conectarse de manera adecuada mediante convertidores de electrónica de potencia AC/DC, DC/AC ó DC/DC.

Por ejemplo, Hiroaki Karigano en [20] propone una MG de corriente continua de bajo voltaje tipo bipolar, el cual alimenta con energía de super alta calidad mediante una línea de distribución de tres conductores. En esta publicación, un sistema para un complejo residencial es presentado como un ejemplo de MGDC en el que cada casa tiene un CGS tales como: turbina de gas ó celda de combustible. La energía eléctrica está cerca de las casas y la potencia total es controlado por el encendido del arranque de los diferentes CGS's. Se ha considerado supercapacitores como principal fuente de almacenamiento. Para confirmar las características fundamentales y operaciones del sistema, los autores han experimentado con un sistema a escala de laboratorio. La Fig. 21 se da a saber el concepto de esta propuesta en forma esquemática, en la Fig. 22.a se observa la estrategia para operación cuando está interconectada a la UN y en la Fig. 22.b la estrategia para modo aislado.

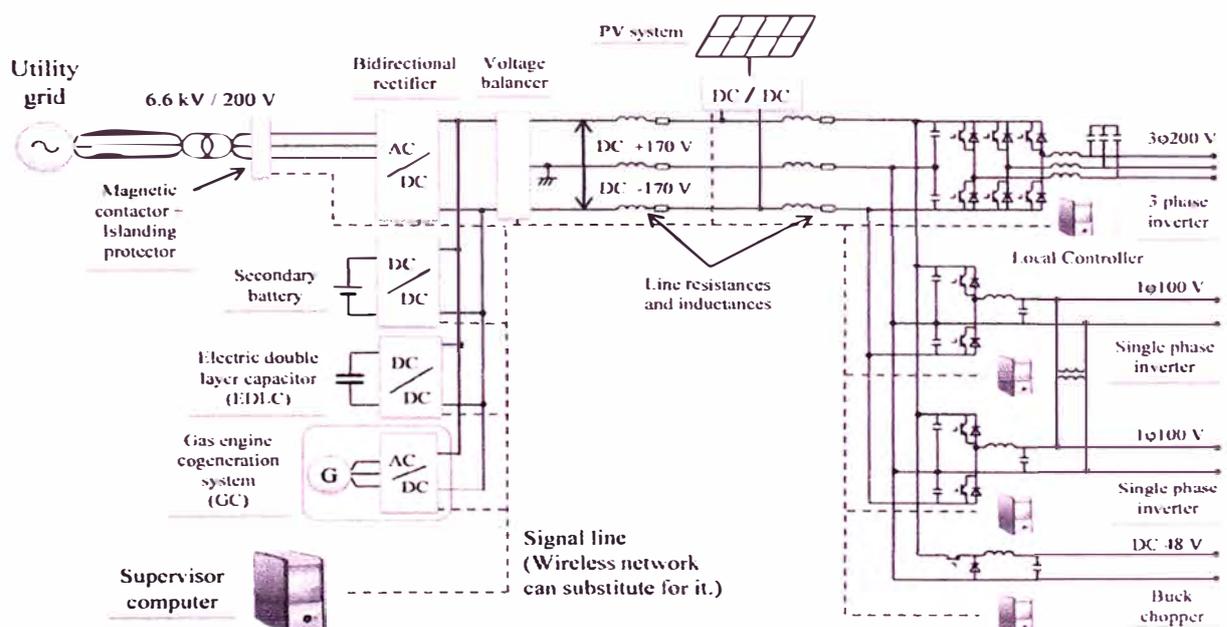


Figura 21: Concepto de MG DC bipolar de bajo voltaje [20].

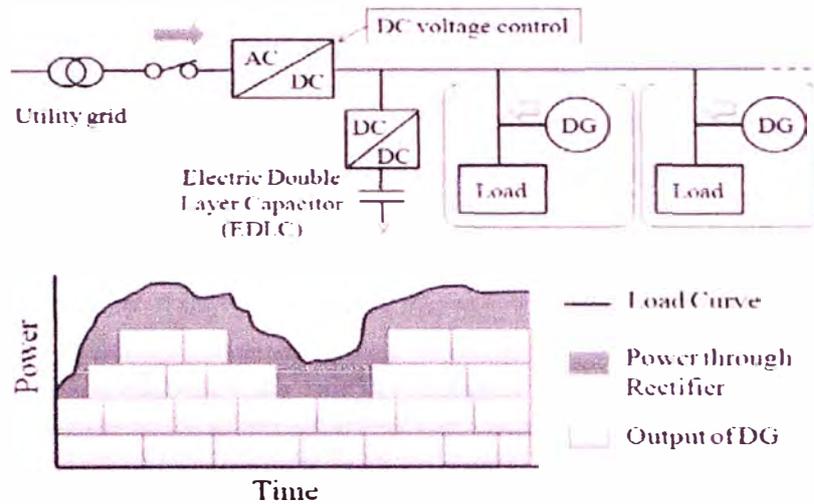


Figura 22.a. Operación interconectada de la MG [20].

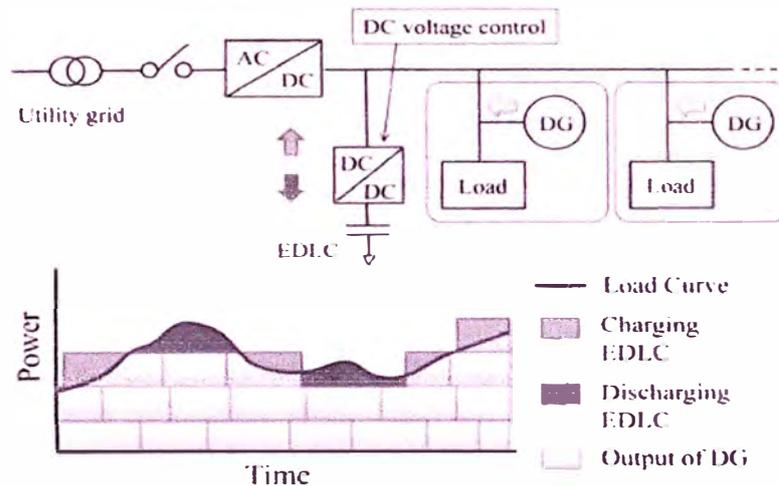


Figura 22.b. Operación aislada de la MG [20].

La estrategia de operación mostrada tanto en Fig. 22.a y 22.b se basan en general en la prioridad del despacho de la energía producida por las microfuentes de DG y como casos específicos es que cuando hay una déficit de potencia se alimenta desde la red externa cuando está conectada o desde el EDLC si está trabajando en modo aislado. De la forma planteada se observa que la estrategia de operación contempla el control y mando de los diferentes componentes y la gestión de los recursos energéticos para abastecer la demanda.

Microrredes de corriente continua/alterna (microrredes híbridas).

La MG tiene un bus dividido en partes en que al menos una transmite la energía eléctrica en forma alterna y al menos otra lo transmite en corriente continua.

La Fig. 23.a ilustra la representación compacta de la configuración de una MG híbrida propuesta por Kodanda Ram [23]. Esta MG híbrida está conformada por una sub red eléctrica en DC y una sub red eléctrica en AC. Cada sub red tiene sus propios elementos de fuentes, elementos de almacenamiento y cargas de igual categoría agrupados de esta manera para reducir la cantidad de convertidores de potencia requeridos. Ambas sub redes son interconectados usando convertidores de interconexión, los cuales son convertidores bidireccionales y su mayor rol es proveer transferencia de energía bidireccional entre las sub redes dependiendo de las condiciones internas prevalentes de demanda – suministro.

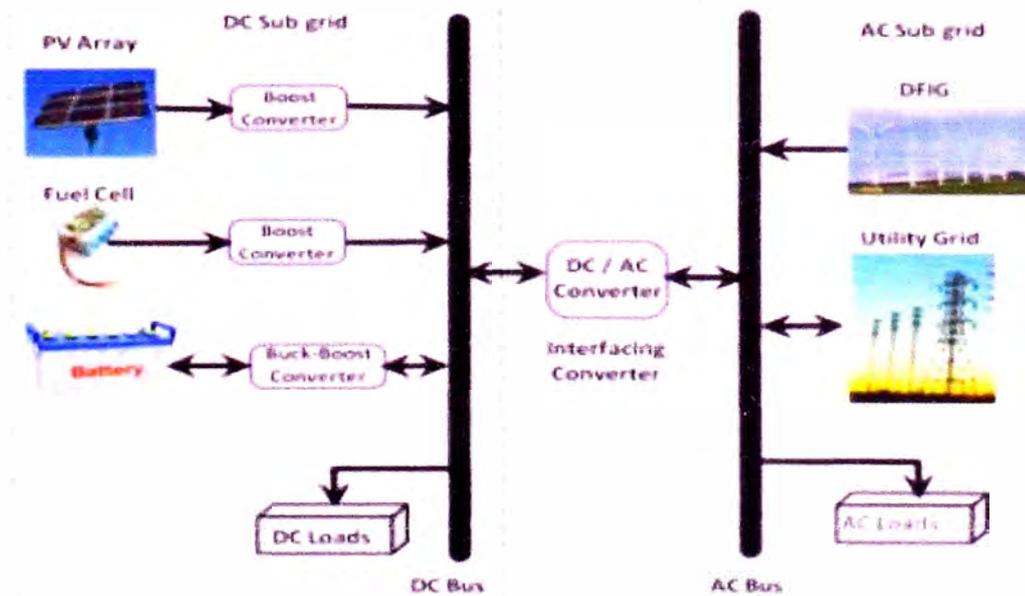


Figura 23.a: Una representación compacta de la MG híbrida propuesta por Kodanda Ram en [23]

La MG híbrida mostrada en Fig. 23.b ha sido propuesta y modelada por Mohsen Akbari [24]. El arreglo de PV está conectado al bus DC a través de un

convertidor de impulso (boost converter) para simular las fuentes DC. Un capacitor C_{pv} es usado para suprimir ondas de alta frecuencia del voltaje de salida del PV. También, una turbina de viento con DFIG es conectada a un bus AC para simular fuentes AC. En adición, una batería y un super-capacitor (SC) como almacenadores de energía son separadamente conectados al bus DC por medio de convertidores DC/DC (back-boost) bidireccionales. Las cargas DC y AC son también conectadas a los buses DC y AC, respectivamente. La carga DC ha sido considerada como una carga resistiva pura, pero la carga AC conectada ha incluido una carga de impedancia constante (resistencia – inductancia), una carga de capacitancia constante y una carga de potencia constante (motor de inducción). Los voltajes nominales para las partes DC y AC son 400 V y 400 Vrms respectivamente. Además, un convertidor principal de tipo trifásico bidireccional DC/AC con filtros R-L-C conecta la parte DC a la parte AC a través de un transformador de aislamiento.

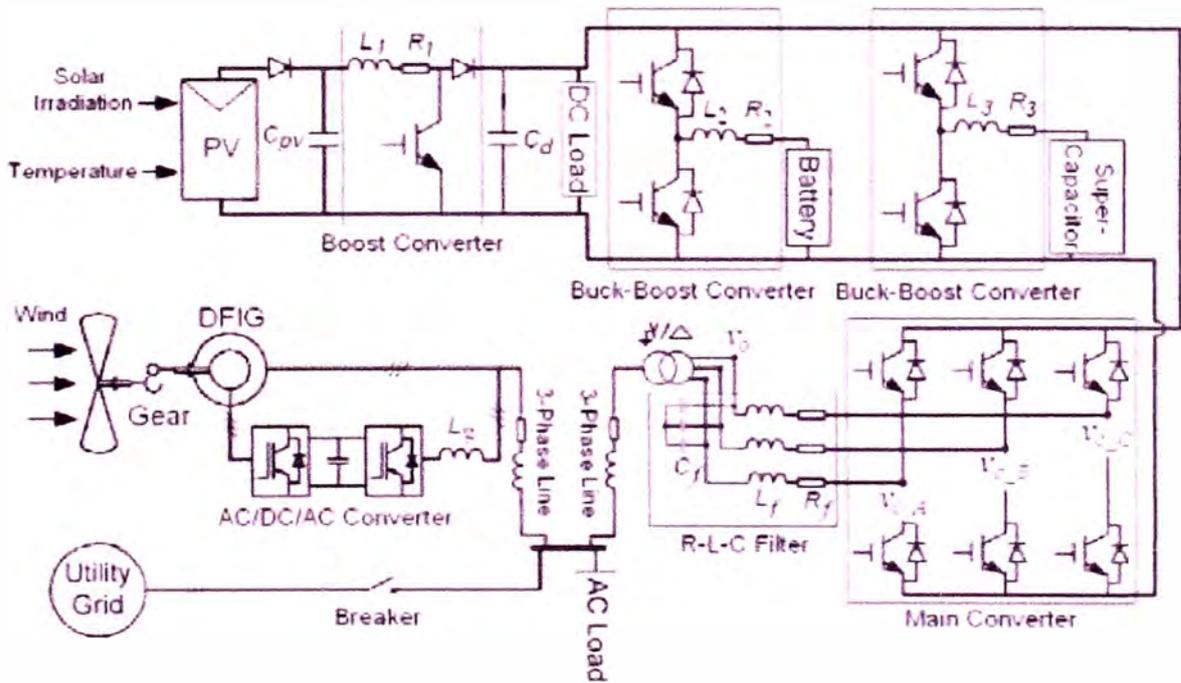


Figura 23.b: Una compacta representación de la MG híbrida propuesta por Mohsen Akbari [24].

En lo que sigue a continuación de la tesis, el término MG estará principalmente enfocado a describir las MG DC, salvo algún párrafo explícito en que se diga lo contrario, es caso que sea necesario, se hará comparaciones

con y/o se dará detalles de las MG AC, para lo cual se describirá en dicho párrafo el tipo(s) de MG(s) analizadas.

B. Objetivos.

i. Objetivo General.

El objetivo de la tesis es el proponer nuevas formas de operación de MG DC y de interconexión entre ellas y con la UN que nos conlleven a brindar aportes en el control, gestión y optimización de MG DC.

ii. Objetivos Específicos.

- a) Elaborar algoritmos matemáticos de MG a estudiar.
- b) Implementar balances de energía y potencia en los modelos de MG a estudio.
- c) Proponer nuevas formas de operación de MG con sus respectivos modelos matemáticos.
- d) Proponer estrategias de optimización en base a las propuestas en operación dadas en la presente tesis.
- e) Estudiar la interconexión eléctrica entre MGs mediante modelos matemáticos usando los balances de energía y potencia y formas de operación propuestas para MG.
- f) Desarrollar un caso de implementación de MG en EESS de baja demanda eléctrica.
- g) Opinar – en base a la literatura consultada y con lo desarrollado en la presente tesis – sobre la topología y operación de las MG.

CAPITULO I

ESTADO DEL ARTE.

Los temas de control, optimización y gestión de MG DC van muy ligados entre sí y también van implícitos bajo el concepto de otros términos como es: la operación de la MG, voltaje(s) de trabajo (operación) del bus de la MG, la interconexión entre MG(s) y/o UN, descripción de proyectos demostrativos, implementación de MG en infraestructura existente, entre otras.

En el presente capítulo se describe el estado del arte sobre temas puntuales de interés en MG DC y que conllevan a conocer pormenores técnicos que serán comentados después de cada ítem con la finalidad de ir fundamentando los aportes que se persiguen en la presente tesis.

1.1. Estado del arte de las configuraciones de las microrredes.

Se reporta la existencia de diferentes configuraciones de MG DC en las referencias consultadas.

Hiroaki Karigano en [20] tiene una configuración que consiste principalmente en que hacia un mismo empalme o barra se conectan todas las fuentes de generación, de almacenamiento y la UN, y; desde esta barra o empalme se inicia el bus DC que va hacia otro empalme o barra en donde se conectan las cargas eléctricas (ver Fig. 21). Para esta configuración un control de balance de voltaje DC es esencial, para lo cual un balanceador de voltaje es ubicado cerca del rectificador para balancear voltajes positivos y negativos; también es posible que el balanceador de voltaje sea ubicado cerca a las cargas. El control de voltaje durante la conexión y reconexión se realiza mediante una técnica llamada “voltaje clamp control” la cual durante en el proceso de desconexión asume el control el convertidor DC/DC del EDLC y durante el proceso de reconexión se da mediante el paso progresivo con el arranque del rectificador e incremento gradual del voltaje de referencia y cese del control asumido por el convertidor DC/DC del EDLC.

Una pequeña variación a éste esquema consiste en que en el recorrido del bus DC de la MG se conecta una planta PV distante de la barra a la que se conectan las otras fuentes de energía.

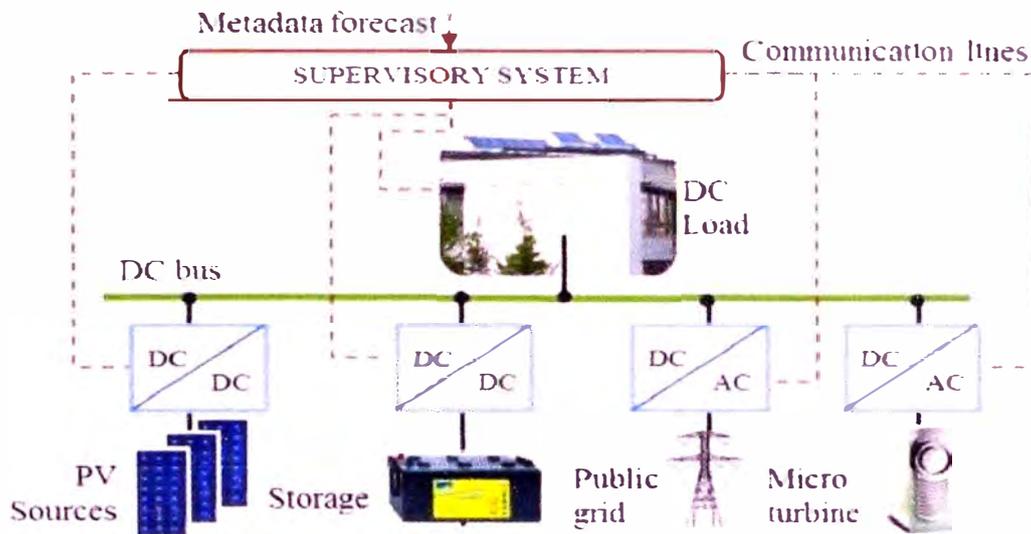


Figura 24: Configuración de MG usada de manera similar por Tran Dang Khoa [41], Manuela Sechilariu [43] y Lexuan Meng [44]

De manera similar por Tran Dang Khoa en [41], Manuela Sechilariu en [43] y Lexuan Meng en [44], todas las fuentes de generación y almacenamiento con sus respectivos convertidores DC/DC ó AC/DC se unen en un solo bus DC desde la cual se conecta directamente a las cargas eléctricas (una imagen representativa se muestra en la Fig. 24). Mohammad B. Shadmand en [42] muestra una configuración de MG similar y sólo añade una interface de electrónica de potencia entre el bus DC y las cargas eléctricas.

Leena Nikhil Suranglikar en [34] presenta una topología en la que la MG está constituida por dos bloques. Las fuentes de generación en corriente alterna se unen en un bus AC al cual también se conectan las cargas AC. El bus DC se conecta mediante un convertor AC/DC al bus AC. En el bus DC están conectados las fuentes de generación y de almacenamiento en DC y las cargas DC (ver Fig. 25);

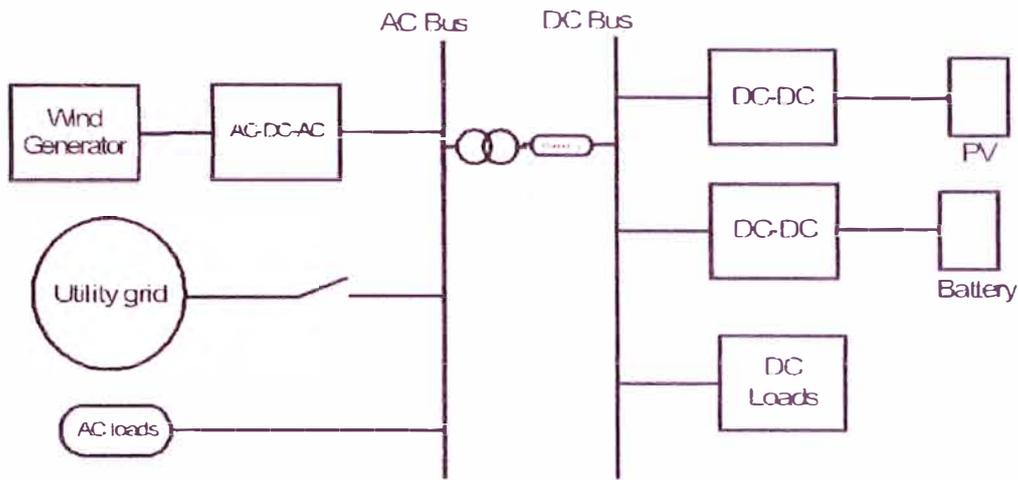


Figura 25: Esquema de MG DC usado por Leena Nikhil Suranglikar [34].

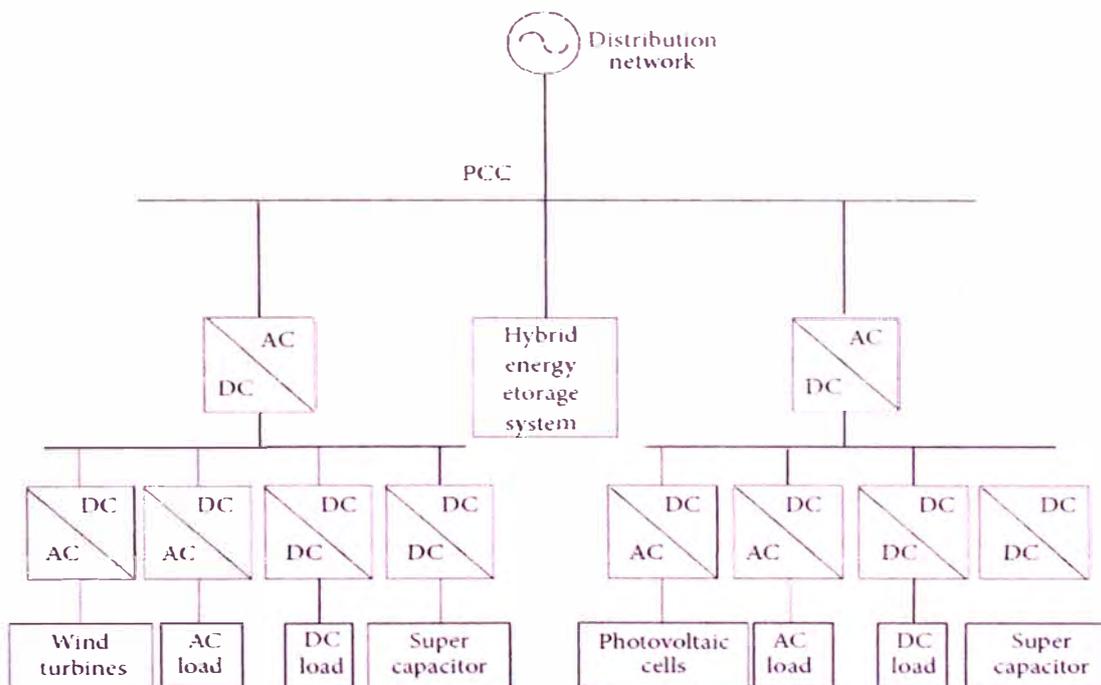


Figura 26: Esquema de MG DC reportado por Wenchao Fan [35].

Wenchao Fan en [35] muestra una MG DC que cuenta con dos bus DC, en cada una de ellas se conectan tanto cargas AC y DC con sus respectivos convertidores DC/DC y DC/AC, fuente de almacenamiento por supercapacitores y fuentes de DG, adicionalmente, en el PCC convergen la UN, los convertidores AC/DC que alimentan a los buses DC de la MG y una sistema de almacenamiento para toda la MG. Un sistema de almacenamiento centralizado llamado “Hybrid energy storage enery” alimenta a toda la MG DC en caso sea necesario y está conectada al PCC (ver Fig. 26).

Cendan Li en [45] tiene una configuración que considera la distribución espacial de las cargas eléctricas, en la que se observan múltiples trayectorias mediante circuitos anulares que unen las fuentes de generación (turbinas eólicas, planta PV, celdas de combustible, UN), el almacenamiento de energía y las cargas eléctricas (residenciales y centros comerciales) bajo el control y gestión de un controlador central de la MG (ver Fig. 27).

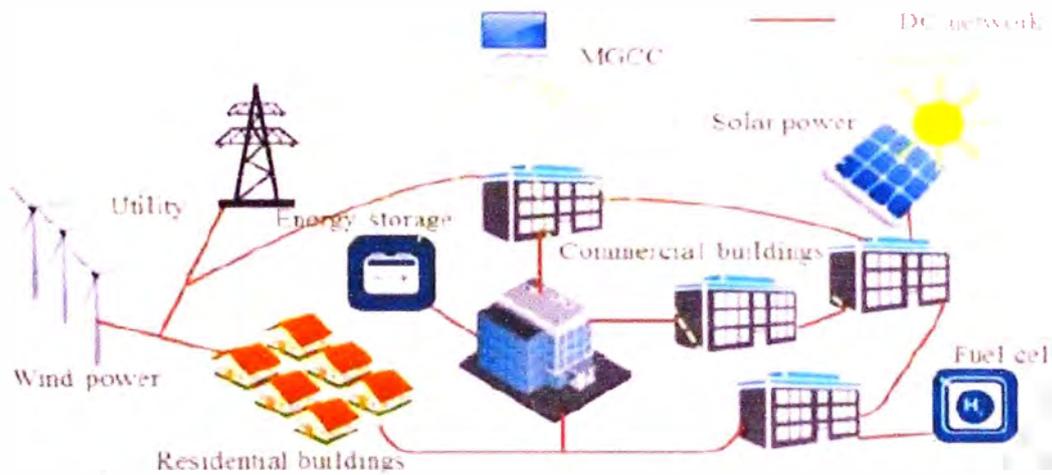


Figura 27: Esquema de la operación de la MG DC descrita por Cendan Li en [45]

En la Tabla 3 se listan los componentes usados en las diferentes MGs que hemos analizado. Dado que estamos centrados en MG DC, las cargas AC y DC cuentan con su respectivo convertidor, al igual que la UN.

Tabla 3: Principales componentes de las MG DC.

Componente	MG descrita en la referencia:									
	[20]	[26]	[27]	[28]	[29]	[31]	[32]	[33]	[34]	[35]
Red Externa	X	X	X		X	X			X	X
Planta PV	X	X		X	X		X	X	X	X
Turbinas eólica	X	X	X		X	X		X	X	X
Cell Fuels					X					
EDLC ^{*)}	X									
Supercapacitor					X					X

GC **)	X									
Voltage balancer	X									
Banco de Baterías		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Motor Diesel		X					X			
Cargas AC	X	X				X	X		X	X
Cargas DC	X		X	X	X	X	X		X	X

*) EDLC: Electric double layer capacitor **) GC: Gas engine cogeneration system

[Fuente: Elaborada por el Autor]

En la Fig. 28 se muestra la distribución porcentual de uso de componentes dados en la Tabla 3. Se aprecia que la red eléctrica, planta PV, turbinas eólicas, banco de baterías, cargas AC y DC son los más usados.

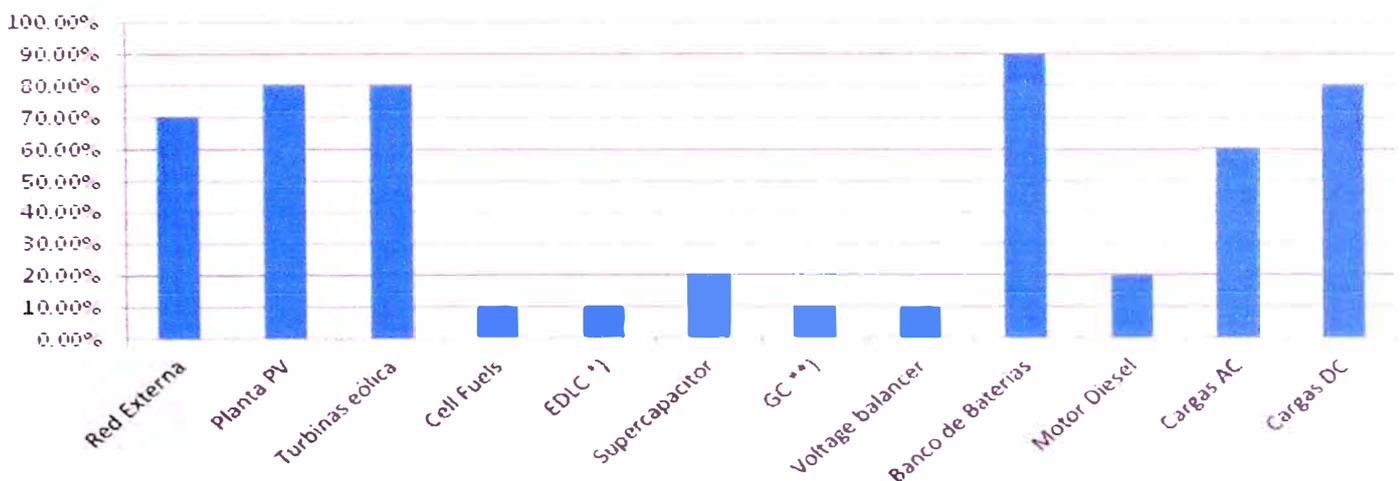


Figura 28: Distribución porcentual de los principales componentes según las MGs listadas en la Tabla 3. [Fuente: Elaborada por el Autor]

Se observa que no hay un acuerdo en el tipo de configuración que debe tener una MG. Esto se debe a que es un tema que recién se viene implementando a nivel mundial con mucha innovación, investigación y proyectos demostrativos y desarrollo por parte de laboratorios y empresas.

A pesar de esta no uniformidad en la configuración, considero y asumo que el escenario a futuro es que las redes eléctricas se adaptarán a la distribución espacial en la que están ubicadas las cargas eléctricas, es decir, dado que la

distribución (y potencialmente la sub-transmisión y transmisión) será en DC, una mayor cantidad de ramas serán dispuestas a fin de que el flujo de energía eléctrica tenga todos los posibles caminos dado que las cargas serán atendidas de manera individual en sus necesidades tanto en situación normal de funcionamiento como en el caso de avería. Con ello, la tradicional topología eléctrica de árbol dejará de ser utilizada y pasará a configuraciones de la más diversa forma, por lo tanto, surge la necesidad de desarrollar el control, la gestión y la optimización de MGs bajo este escenario a futuro.

En la presente tesis, se considera un bus DC configurado con una impedancia nula que permita en un primer momento realizar los cálculos energéticos, dado que el tema de configuración de MGs es un tema que lo dejo como una recomendación para ser atendida en futuras investigaciones. Sin embargo, lo asumido no dista de un escenario real, dado que al tener muchas trayectorias hacia una determinada carga, la impedancia equivalente del alimentador es bastante reducida.

1.2. Estado del arte de los voltajes del bus DC de la microrred.

En la literatura consultada se tiene que hay diferentes voltajes en el bus DC de la MG, de lo cual se deduce que no hay una estandarización al respecto ni un acuerdo en común, en comparación con el sistema eléctrico tradicional en que las redes eléctricas están normalizadas según la parte del sistema eléctrico. Así mismo se tiene diferentes voltajes para el suministro de energía eléctrica hacia las cargas eléctricas de la MG DC, como se describe a continuación.

Hiroaki Karigano en [20] tiene que el bus DC es un sistema tripolar con los voltajes - 170 Vdc, + 170 Vdc y +340 Vdc. En S. Glover [26], Ji-Heon Lee [29], Leena Nikhil Suranglikar [34] y Tran Dang Khoa [41], el bus DC trabaja en 400 Vdc. Dong Chen en [27] reporta que el voltaje nominal del bus es de 100 Vdc; Lie Xu en [31] es de 1200 Vdc; en Naoki Ayai en [33] es de 350 Vdc y tiene una extensión de 1 km. Gilbert M. Bokanga en [28] y Syed Enam Reza en [32] usan 12 Vdc. Cendan Li en [45] usa un bus DC de 380 Vdc.

Son también diferentes los voltajes que se entregan hacia las cargas eléctricas luego del proceso de conversión de DC a AC. En Hiroaki Kakigano [20] los voltajes para las cargas son 3 ϕ 220 V, 1 ϕ 100 V y 48 Vdc obtenidos con su respectivo conversor; en cambio, en Noaki Ayai [33] existe un solo conversor DC/AC que entrega 200 V/100 V 3 ϕ . En Dong Chen [27] sólo hay cargas DC conectadas directamente al bus (100 Vdc bus), al igual que en Gilbert M. Bokanga [28] (12 Vdc bus) y Ji-Heon Lee [29] (400 Vdc bus). En Syed Enam Reza [32] da la opción de que el usuario escoja entre ser una carga DC (12 Vdc bus) o tener un conversor para tener 240 V. En Leena Nikhil Suranglikar [34] las cargas AC se alimentan con 400 V y las cargas DC con 400 Vdc.

De igual manera son diferentes los voltajes de la UN que se conecta en el punto de común acoplamiento con la MG. En Hiroaki Kakigano [20] el transformador es de 6.6 kV/200 V 3 ϕ , en Dong Chen [27] es de 415 V/55 V 3 ϕ , en Ji-Heon Lee [29] es Y-Y 380 V/220 V, en Lie Xu [31] es 11 kV/0.69 kV. En Leena Nikhil Suranglikar [34] la UN alimenta en baja tensión a 400 V.

Sin embargo, considero que una de las principales consideraciones es la implementación de las MGs en el actual sistema eléctrico y que los usuarios no modifiquen sus características de consumo, es decir, se les pueda abastecer en los voltajes usuales de utilización del sistema eléctrico. Por lo tanto, dado que el bus de la MG es en DC, se tiene que usar inversores para que el usuario cliente disponga de energía eléctrica sin ninguna restricción y que por la cual paga.

En Jorge Mírez [36] se estudió las tecnologías convenientes para rectificadores e inversores: en cuanto a rectificadores se usa un diseño reportado en Miguel Villablanca [37] que es en base a tiristores de doce pulsos con valores nominales de 400 V, 50 Hz y 30 kVA obteniéndose una distorsión armónica total de 1.3 % (en comparación a un convencional con 1.48 %) y eficiencia del rectificador del 91 % (algo menor que un convencional cuyo valor es 95 %); en cuanto a los inversores se opta por la tecnología multinivel de 4 etapas y 81 niveles de voltaje reportado en Alberto Betrón [38] con un voltaje de 285 Vdc en el lado

primario para que los usuarios tengan 220 V a la salida del inversor multinivel en donde se usan IGBT como dispositivos de electrónica de potencia y con una eficiencia de 95.03 %.

Se observa que las MGs estudiadas tiene un solo voltaje de operación nominal fijo e invariable. Por lo tanto, se hace necesario tener un suministro en base a niveles de voltaje según fuente de energía, lo cual va a permitir el despacho de energía según prioridad de fuente, considerando por defecto las renovables como fuente prioritaria y la UN como la menos prioritaria.

1.3. Estado del arte de la optimización de las microrredes.

Diferentes técnicas de optimización han sido implementadas en las MG DC.

Leonardo Trigueiro dos Santos en [40] usa MILP como parte de un proceso de predicción de funcionamiento para un día y en el cual consiguen que el error de pronóstico sea indirectamente reducido realizando la optimización con los datos reales del sistema cada cinco minutos. MILP también es usado por Tran Dang Khoa en [41] para hacer una optimización en tiempo real del desconexión/restauración de cargas eléctricas en una MG DC teniendo en cuenta la demanda, las prioridades y el tiempo crítico de operación cuando la energía disponible de la MG es diferente a la energía demandada por la carga, y; Manuela Sechilariu en [43] en donde basándose en un pronóstico de datos y usando MILP, se obtiene un flujo de potencia predictivo el cual lleva a una estrategia de optimización para balance de potencia en tiempo real.

Mohammad B. Shadmand en [42] se usa una técnica de optimización basado sobre un MOGA el cual usa datos aislados con alta resolución temporal con rangos de datos cada 10 segundos en vez de datos cada hora, algo comúnmente usado; esta metodología emplea un criterio técnico – económico para determinar el diseño optimizado de la MG considerando múltiples criterios incluyendo tamaño, costos y disponibilidad.

Lexuan Meng en [44] se propone un algoritmo de consenso dinámico basado en un método de optimización distribuida que ayuda a mejorar la eficiencia del sistema dado que ofrece alta expansibilidad y flexibilidad cuando es comparado con el control centralizado.

Cendan Li en [45] menciona que el problema de optimización es solucionado con un método heurístico para el despacho económico para minimización de costos totales de operación en MG DCs, en el cual un costo de operación es asociado con cada generador en la MG, incluyendo la UN, combinándolo con el costo – eficiencia del sistema con requerimientos de respuesta a la demanda de la UN, también, un modelo de flujo de potencia es incluido en el problema de optimización, así las pérdidas de transmisión pueden ser consideradas para el despacho de la generación.

M. Rezwan Khan en [39] presenta un análisis para mostrar los beneficios técnicos y económicos de una MG DC en comparación con las usuales MG AC considerando las condiciones socio económicas de la zona rural de Bangladesh. Los resultados muestran que el costo de la energía puede ser significativamente menor en el caso de la MG DC. En la comparación de costos entre MG AC y DC PV-Diesel híbrida se ha considerado los siguientes factores: tasa de interés 10%, depreciación de paneles PV 5%, depreciación de la batería 20%, batería (industrial) 10000 Tk para 100 Ah, 12V; precio energía del diesel 18 Tk/kW-h (no subsidiado), precios de la tierra y costos de mantenimiento no están incluidos. El esquema de estudio de la MG DC se muestra en la Fig. 29. Precios de la energía para redes AC y DC son presentados en la Fig. 30 y Fig. 31 respectivamente. En la Fig. 31 el costo de la energía en un bus DC para una variable participación del diesel en la energía de salida, es de interés notar que, esta vez, el costo de energía es menos cuando el porcentaje de participación del diesel es menor. Hay una importante consideración en el diseño de una estación de potencia de pequeña escala, esto puede alentar a los diseñadores a usar al mínimo posible la participación del diesel en la producción total de energía.

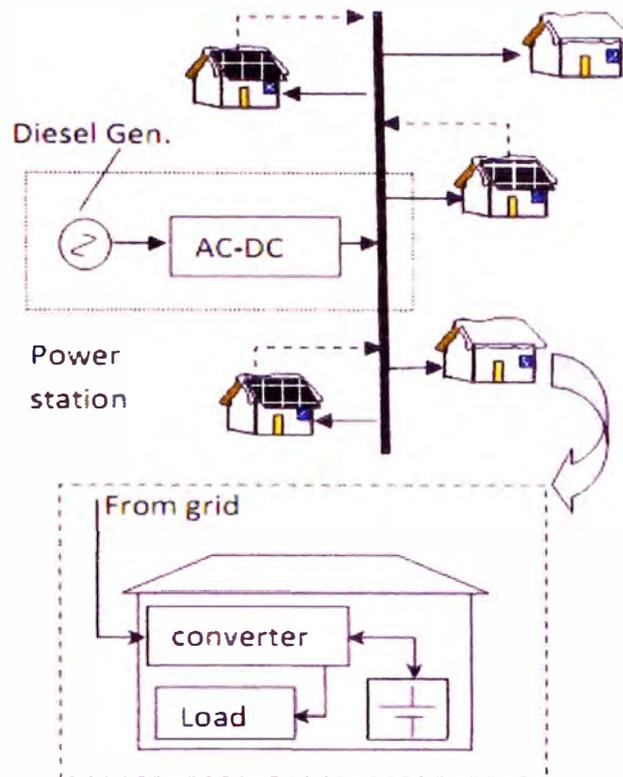


Figura 29: Diagrama esquemático para la MG DC propuesta. Líneas punteadas marcan la conexión de PV con la red [39].

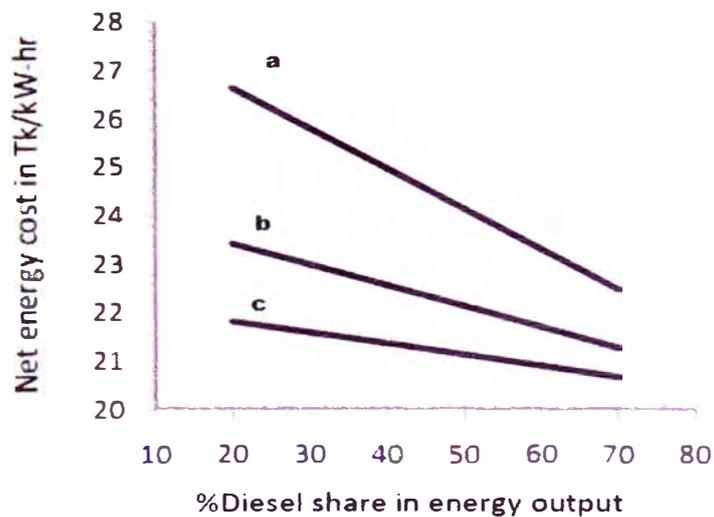


Figura 30: Costo neto de la energía con respecto a la participación del diesel de la salida de energía. Gráficas a, b y c corresponden a los precios PV of US\$ 2.5, 2.0 y 1.5 respectivamente para una red AC con 24 horas de backup de baterías [39].

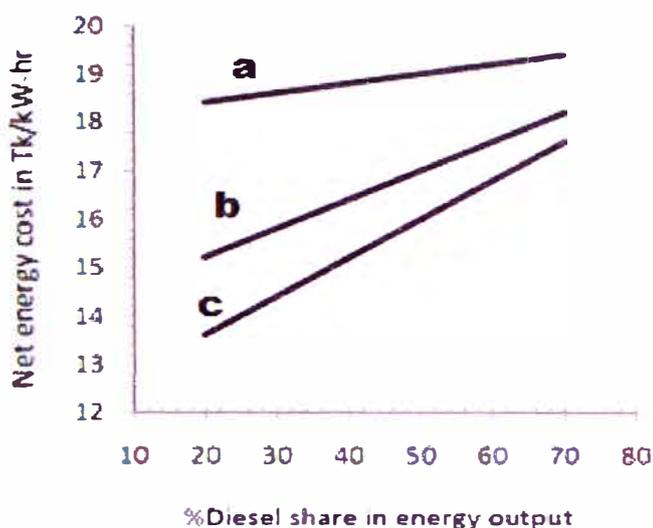


Figura 31: Costo neto de la energía con respecto a la participación diesel de la energía que sale en una MG DC. Gráficos a, b y c corresponden a precios PV de US\$ 2.5, 2.0 y 1.5 respectivamente con 4 horas de backup de batería [39].

Se observa que el almacenamiento de energía está principalmente centralizado en un solo equipo dentro de la MG. No se está utilizando almacenamiento en cada fuente de energía que permita la producción continua de electricidad por parte de las microfuentes y un valor constante en la demanda hecha por parte de las cargas eléctricas al menos durante un tiempo determinado, lo cual facilitaría los cálculos de optimización y que en la presente tesis se aporta como una nueva forma de cálculo de optimización y de operación de la MG.

1.4. Estado del arte de la interconexión entre microrredes.

Hay pocas publicaciones sobre ello. Algunas se resumen a continuación.

Annete Werth en [52] propone una escalable infraestructura de DC partiendo desde simples nanoredes DC que son interconectados vía un bus DC hasta formar un clúster, como se puede apreciar en la Fig. 32. Cada subsistema está conectado al bus DC a través de un convertidor DC-DC bidireccional que puede funcionar en 3 modos: standby (apagado), tensión constante (CV) o corriente constante (CoC). Una vez que se acuerda un flujo de potencia determinado, uno de los convertidores participantes es dinámicamente seleccionado para trabajar en modo CV (maestro) y así asegurar un voltaje de bus

constante. Todos los demás convertidores DC-DC están en stand-by o en modo CoC. El convertidor maestro actúa como carga o como fuente dependiendo de la suma de todas las demás corrientes de las unidades. De esta manera, el voltaje permanece constante durante los intercambios de energía. Cuando no hay intercambio en curso, el maestro se libera y la tensión del bus cae a 0 V. Nos referimos a esta estrategia como control intermitente porque cuando no hay intercambio en curso, todos los convertidores DC-DC se establecen standby que reduce las pérdidas a un mínimo, un ejemplo de la estrategia se puede observar en la Fig. 33. Para la transferencia de energía entre clústeres lo hacen usando directamente conversores DC/DC (ver Fig. 34) y otra modalidad es el uso de conversores DC/DC con almacenamiento (ver Fig. 35). El voltaje nominal del bus DC es de 350 Vdc.

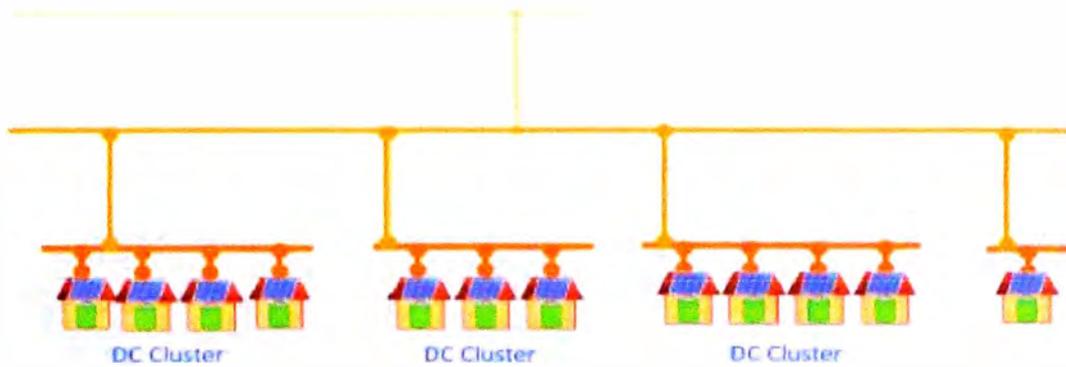


Figura 32: Infraestructura DC múltiple y escalable hecha de subsistemas (nanoredes) DC interconectados reportado en Annete Werth [52].

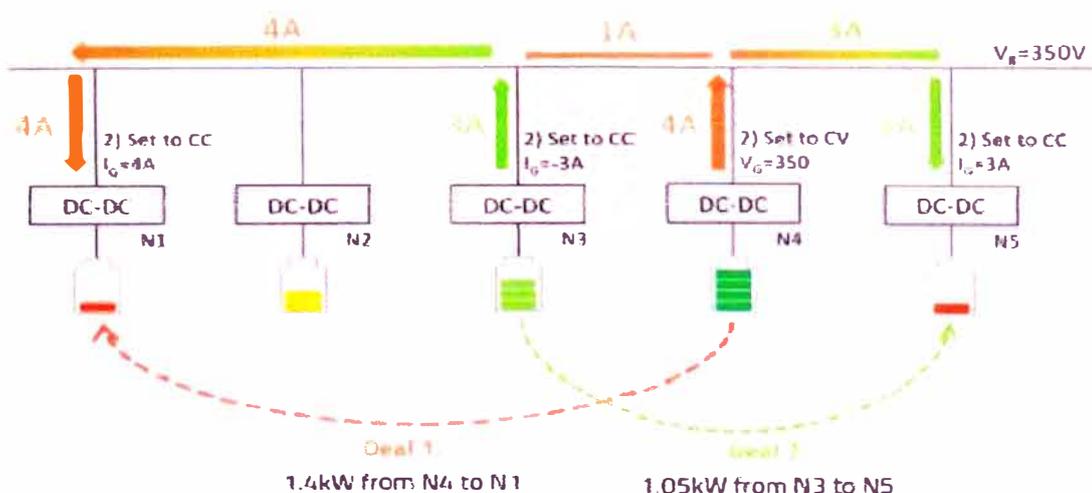


Figura 33: Procedimiento descentralizado para intercambio de energía DC desde “n” a “n” unidades en cada clúster (subsistema) [52].

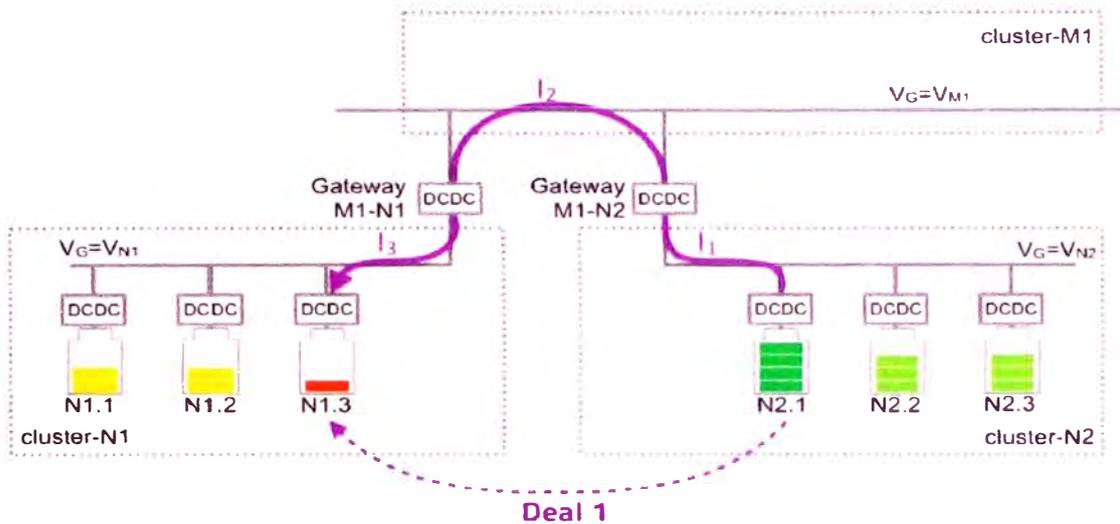


Figura 34: Interconexiones de conmutación de circuitos [52].

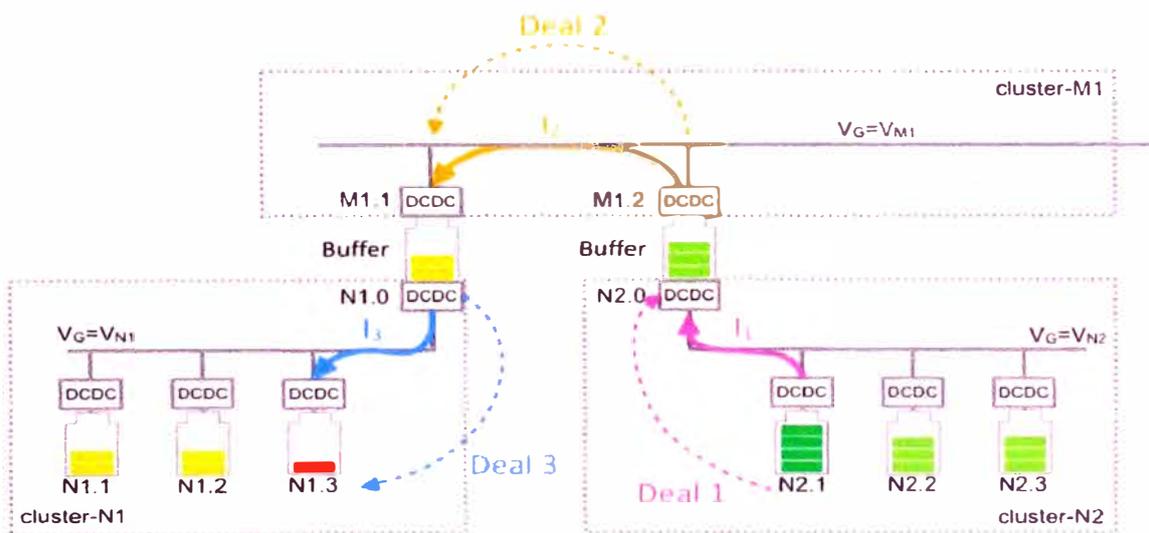


Figura 35: Interconexiones de conmutación de paquetes [52].

Srayashi Konar en [53] menciona que la interconexión aumenta la confiabilidad de la fuente de alimentación ya que un déficit de potencia en una de las MGs puede ser suministrado por otras MGs. Estudian la interconexión de dos MG DC (para escenarios de igual y diferente capacidad) representadas en la Fig. 36 las cuales son interconectadas mediante un convertidor DC-DC bidireccional que posee un transformador de aislamiento de alta frecuencia. Además proponen que para interconectar más de dos MGs, un transformador de múltiples devanados es usado. Durante el tiempo de déficit de potencia en una MG, ésta puede ser conectada a su MG vecina que tiene un sobrante de potencia. Estas dos MGs

interconectadas pueden ser de diferente capacidad y pueden operar a voltajes diferentes y que para éste estudio los buses de las MGs eran de 500 Vdc y 600 Vdc.

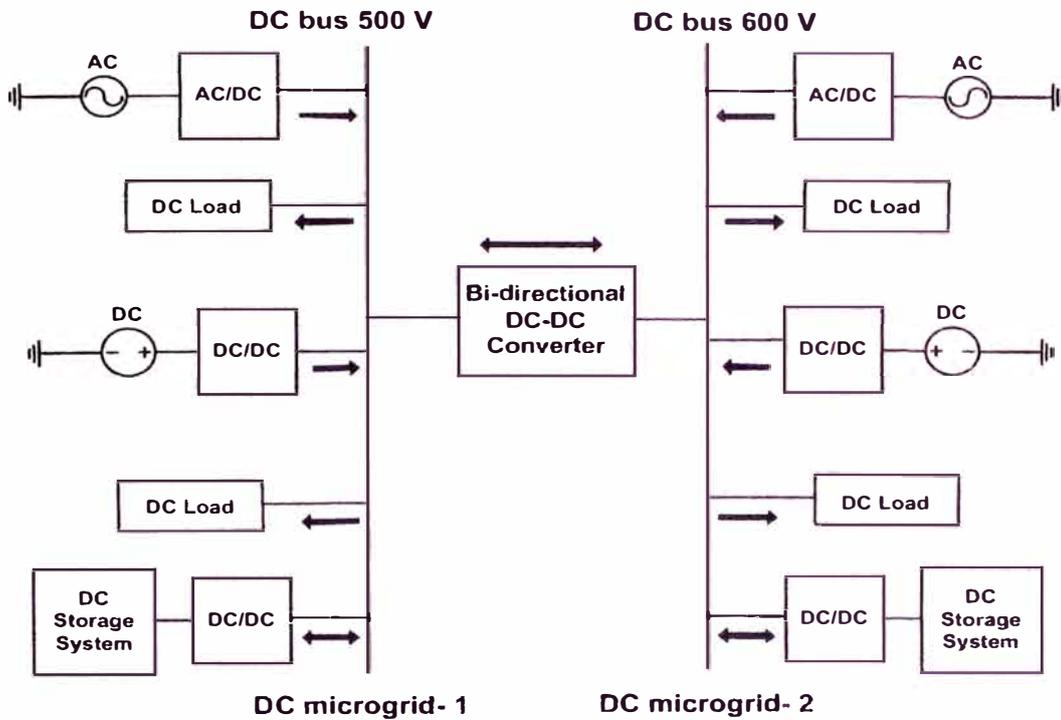


Figura 36: Esquema de interconexión de dos MG DC aisladas reportado por Srayashi Konar en [53]

Moonhyun Lee en [54] presenta la interconexión de MG DC en el nivel de bus DC de bajo voltaje a través de un convertidor DC-DC bidireccional aislado. El propósito de la interconexión es superar las limitaciones inherentes de una única MG DC, tales como la variación de potencia y la capacidad finita de fuentes distribuidas. Los esquemas de operación de los sistemas propuestos están basados en la señalización de bus DC con el objeto de transferencia de energía eficiente y alta calidad de voltaje de bus DC. Conversiones directas y bidireccionales de potencia entre MG DC adyacentes mejoran la confiabilidad de cada MG y la eficiencia de todo el sistema. Los resultados experimentales medidos a partir de una configuración de laboratorio verificaron la factibilidad de los enfoques propuestos. Como se puede apreciar en la Fig. 37, las estrategias de control en las MGs son desarrolladas por las MMUs y controladores locales. Siguiendo la estrategia jerárquica convencional, los controladores locales se encargan de la

clase primaria que regula un convertidor DG individual dependiendo de su curva de caída característica. La clase secundaria, incluyendo la restauración de voltaje y la sincronización/aislamiento desde la UN es controlada por el MMU. El control terciario, que es la gestión de la energía a largo plazo, es también gestionado por el MMU. El controlador de la interconexión parcialmente apoya a los MMU en las clases secundario/terciaria. Varios esquemas de operación son estudiados: la restauración del voltaje en el caso de una situación de sobrecarga general, situación de falla de un componente de la DG, y; la transmisión directa de energía entre MG DC.

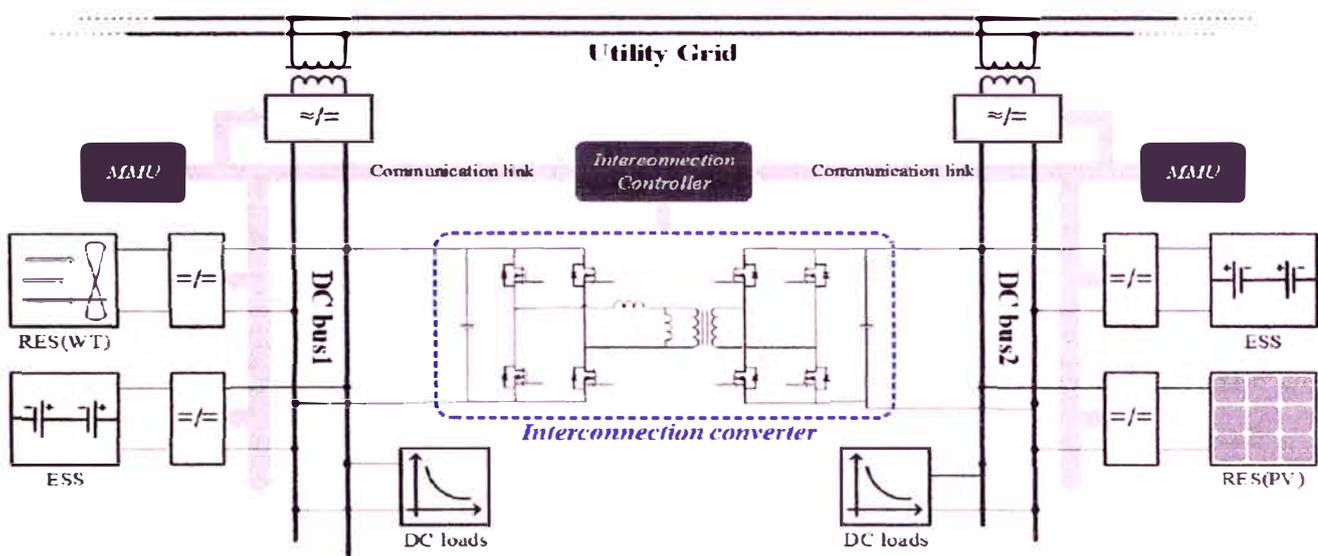


Figura 37: Propuesta configuración de interconexión de MG DC dado por Moonhyun Lee en [54]

Mahesh Kumar en [55] presenta una estrategia de control para la interconexión de un clúster de MG DC operando en diferentes voltajes en modo aislado. Un esquema de las MGs en estudio se muestra en la Fig. 38 en la que dos MGs son interconectadas a través de un conversor bidireccional DC-DC y dos conductores DC de 630 mm^2 de cobre que unen las MGs separadas por una distancia de 1 km. La estrategia de control del conversor ayuda a la gestión del flujo bidireccional de potencia entre MGs al balancear la potencia bajo varios escenarios de operación y condiciones de falla mientras que mantiene constante los voltajes DC de ambas MGs. La estrategia se basa en analizar el balance de potencia de cada MGs, ver el déficit y sobrante de cada una de ellas y además

calcular la caída de tensión en los conductores DC, la caída de tensión se asume que es medida y retroalimenta al convertor.

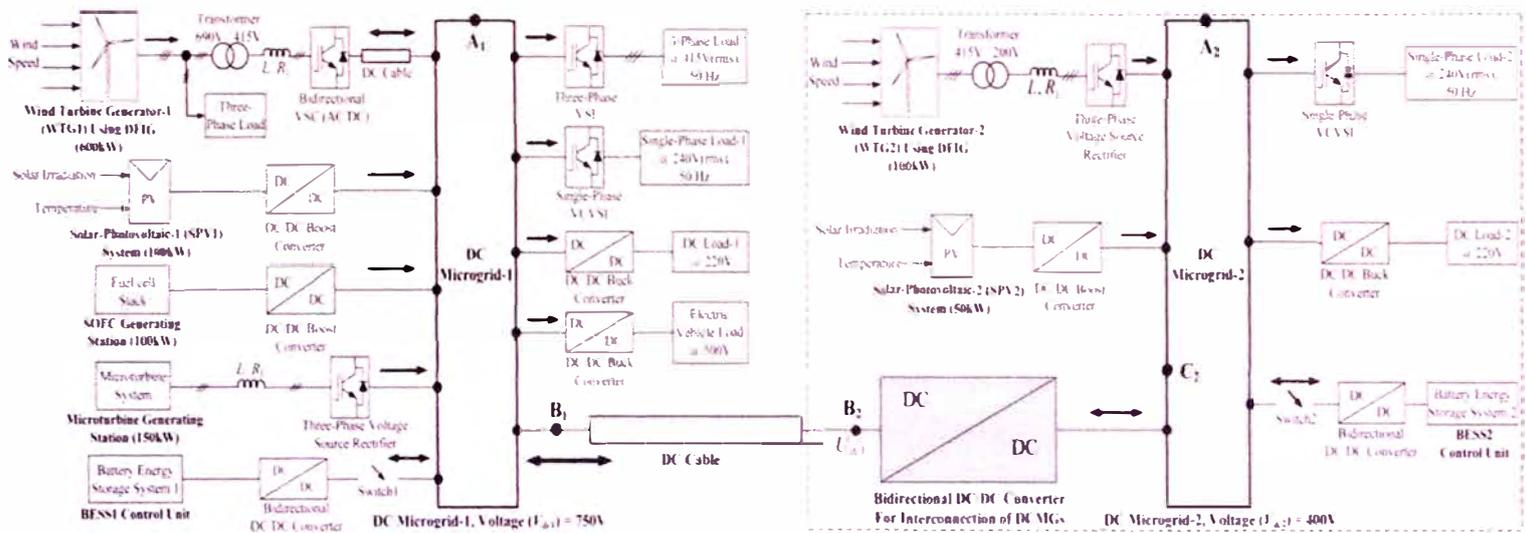


Figura 38: Propuesta arquitectura para la interconexión de dos MGs a través de un convertidor bi-direccional dado por Mahesh Kumar en [55]

Debasish Dhua en [56] han realizado un análisis de un sistema de MGs interconectadas bajo diferentes capacidades de generación y demandas de cargas usando flujo de cargas DC. A pesar del hecho que la dependencia absoluta sobre los recursos renovables no es fiable, pero para que el sistema interconectado sea independiente debe reducirse la interacción con la UN AC. Para satisfacer la optimización autosuficiente, el conjunto de datos de salida del estudio de flujo de carga DC se analiza más a fondo usando Supervisión MultiCapa con el aprendizaje de un algoritmo de ANN usando MATLAB para optimizar la capacidad de generación del sistema de generación híbrida. A pesar de que han realizado varios estudios sobre el análisis de flujo de carga de MG, la generación de optimización utilizando ANN es prácticamente inexistente. El esquema de interconexión entre MGs se muestra en la Fig. 39 en el que hay cinco buses los cuales representan el sistema de MGs interconectadas y en cada región se puede haber una o más fuentes de DG de diferente tipo.

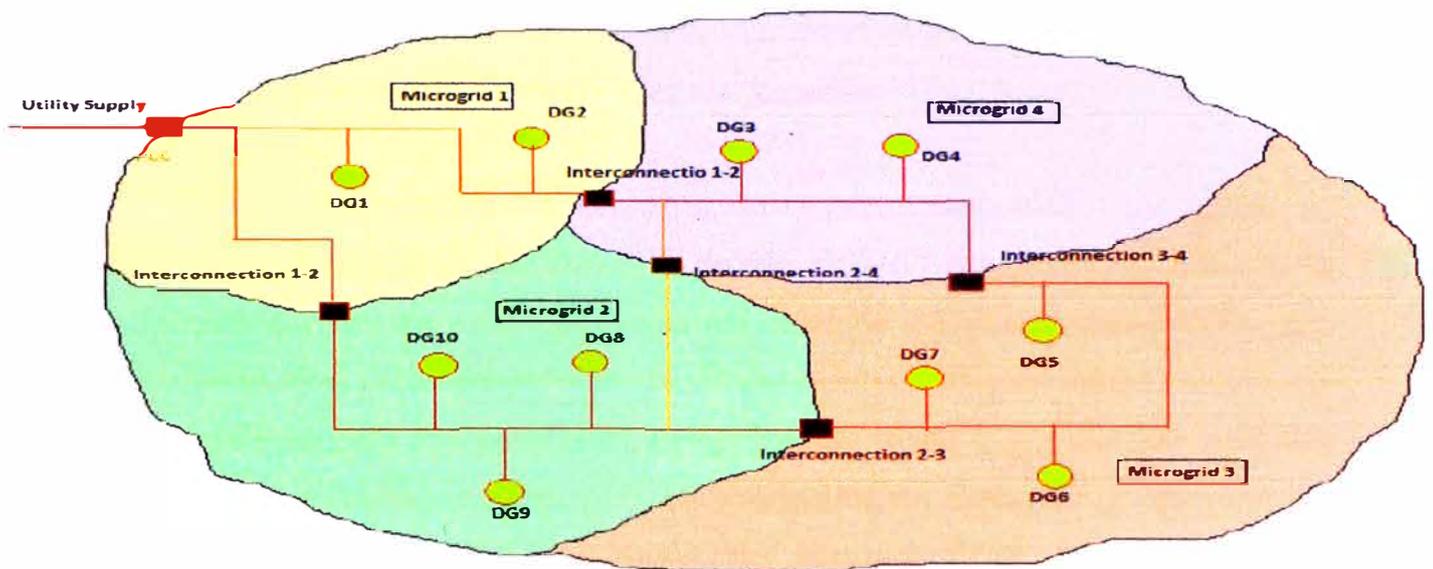


Figura 39: Sistema de MGs interconectadas (Debasish Dhua [56])

Se observa que los escenarios estudiados no tienen la visión de afrontar la capacidad máxima de una MG que es de 10 MW en el PCC, además tienen muy en cuenta lo aleatorio tanto en la generación por parte del comportamiento de las variables: viento y sol, así como en la demanda hecha por las cargas eléctricas. En el ítem 2.3 se aporta que al interior de la MG tanto la demanda como la oferta tengan almacenamiento a fin de mantener constante el flujo de potencia durante un determinado tiempo y que, como otro aporte, en la presente tesis se ha investigado y extendido hacia facilitar la interconexión entre microrredes enfocándonos en la gestión de la potencia y energía.

1.5. Estado del arte de la implementación de microrredes en infraestructuras existentes.

La principal aplicación de las MG DC son los complejos residenciales como en (Hiroaki Kakigano [20]).

En países como Estados Unidos de América se ha implementado en infraestructura civil y militar, sin embargo, no hay acceso a la información dado que es propiedad de las empresas y secreto militar.

En nuestro país no se tiene un estudio o estudios de implementación masiva de MG DC en la infraestructura civil, estatal o militar.

En la presente tesis – y acorde a un objetivo específico – se aporta un estudio de implementación del concepto de MG DC en infraestructura civil – se ha considerado que sea los establecimientos de salud de mediana complejidad – para los que se analiza tanto los aspectos técnicos, regulatorios y económicos. En este escenario de estudio los aportes descritos en los ítems 2.3 y 2.4 no han sido considerados, es decir, es una MG DC virtualmente diseñado y operando de manera tradicional y usual que monitorea constantemente el consumo y la producción para tomar las decisiones adecuadas de balance de potencia en medio de este usual comportamiento aleatorio.

1.6. Estado del arte del control de microrredes.

Según [57,58] la estructura de control jerárquico de microrredes es organizado en tres niveles: primario, secundario y terciario. El primario consiste de los controladores locales de DGs, que usualmente el controlador local de cada DG comprende controladores de voltaje y corriente, controladores de potencia activa/reactiva y bucle de impedancia virtual. El método de control-droop es frecuentemente usado en este nivel para emular el comportamiento físico que hace el sistema estable y más amortiguado. Ello puede incluir un bucle de control de impedancia virtual para emular la impedancia de salida física.

Según [57,58] el nivel de control secundario es concebido para restaurar las desviaciones de amplitud y frecuencia del voltaje de salida de los DGs producido por los controladores “droop” (de caída) e impedancias de salida. En adición, ello puede incluir un bucle de control de sincronización para conectar o desconectar sin problemas la MG hacia o desde el sistema de distribución. En el caso de la presente tesis el principal propósito del control secundario es la calidad del voltaje en el bus de la MG DC (ya que no hay valor de frecuencia al ser DC) y asegurar la conexión/desconexión desde otra MG y/o UN mediante la implementación propuesta en la tesis de almacenamiento temporal en microfuentes y cargas.

El nivel de control terciario según [57,58] es un nivel de producción - energía que regula el flujo de potencia entre la UN y la MG. En la presente tesis las MG DC es operado en modo aislado y en modo conectado a la UN, y cuando se ha estudiado el caso de la interconexión entre dos MG DC y una UN se da que ambas MG DC son operadas en tres modos: aislado, conectado hacia la otra MG DC y conectado a la UN, por lo tanto, la presente tesis trabaja en torno al concepto de control terciario de MG con propuestas de estrategias de optimización, gestión y operación que conllevan en la presente tesis que el control terciario se base en la idea de períodos de operación (de unos minutos) bajo el criterio de producción y consumo constante de las microfuentes, cargas y UN debido al uso de almacenamiento de energía dentro de microfuentes, PCC y cargas para que cada uno de ellas frente al resto de componentes del sistema se presenta como una única microfuente, UN y carga de producción y consumo constante de energía eléctrica.

En la presente tesis no se ha considerado el control primario debido a los siguientes motivos:

- a. Implica tecnologías y capacidad de computación no implementados en nuestra realidad.
- b. No se cuenta con la implementación de laboratorio necesaria en alguna universidad peruana que permita trabajar en colaboración.

1.7. Estado del arte de la gestión de microrredes.

MG es esencialmente una red de distribución activa porque ésta es el conglomerado de diferentes sistemas de DG y cargas en el nivel de voltaje de distribución. Los generadores o microfuentes empleadas en una MG son usualmente DER renovables no convencionales que integran su potencia generada al voltaje de distribución de la MG. Desde el punto de vista operacional, las microfuentes deben estar equipadas con interfaces de electrónica de potencia (PEIs) y controles que provean la requerida flexibilidad para asegurar la operación como un simple sistema agregado y el de mantener la calidad de potencia y la salida de la energía. Esta flexibilidad de control permitiría a la MG presentarse a sí

misma a la UN como una unidad controlada única que satisface las necesidades de energía locales con la confiabilidad y la seguridad [12] adecuadas.

Las cargas pueden participar en las estrategias de gestión de energía en el lado de la demanda local con los operadores de la MG/UN, a través de sistemas de medición inteligente (smart-metering). También, la MG puede importar o exportar potencia desde/hacia una UN o con otras MGs, si conexiones eléctricas están disponibles [13].

Modo conectado a la red.

Esta arquitectura de MG podría ser usada en sistemas de las empresas eléctricas para prevenir cortes y para maximizar la integración con fuentes de energía renovable; también tienen el beneficio de reducir las pérdidas del sistema, expandir el suministro mixto, gestionar la congestión y reducir la emisión de gases de efecto invernadero. También, la arquitectura de conectado a la red es idóneo para instalaciones comerciales e industriales (campus universitarios, zonas industriales, supermercados, residenciales). En este caso, las principales directrices del mercado eléctrico son la calidad de la energía, el acrecentamiento de la fiabilidad y la independencia energética. Otras ventajas incluyen la gestión de la respuesta a la demanda y la posibilidad de operar independiente de la red en respuesta a los precios de la energía que viene desde la UN. Visto desde la perspectiva de la red principal, las MGs conectadas a red representan una carga constante o controlable con un perfil de demanda controlable [13].

Modo desconectado a la red.

Hay básicamente dos tipos de sistemas híbridos aislados de la red los cuales incluyen generadores de energía con sus respectivos componentes (que por lo general son grupos electrógenos). Estos son conocidos como de baja penetración o alta penetración, dependiendo de la parte de la producción renovable en comparación al total de la carga eléctrica al que se ha alimentado. Baja penetración, el cual está en el orden de 20% o menos, significa que el impacto de

los generadores renovables sobre la red es menor, y poco o ningún especial equipamiento o control es requerido. Alta penetración, el cual es típicamente sobre 50% y puede llegar hasta el 100%, significa que el impacto de los generadores renovables sobre la red es significativo y un especial equipamiento o control es requerido. Sistemas de alta penetración pueden incorporar control de supervisión, almacenamiento de corto tiempo y sistemas de gestión de carga. Dos importantes consideraciones son cuando el sistema puede en el tiempo arrancar totalmente sobre fuentes renovables (sin ningún generador diesel) y cuando las fuentes renovables pueden arrancar en paralelo con el generador diesel [19].

En [59] se menciona que el propósito del sistema de gestión de energía es hacer decisiones seguras para la operación económica de la MG. En la presente tesis la gestión de MGs se trata en el ítem 2.3 en que se propone la necesidad de desarrollar un método de optimización de MGs (que incluye precios) bajo una nueva propuesta de optimización de despacho; además, el sistema de energía está restringido al control sólo de la potencia activa dentro de la MG DC y al que intercambien entre MG DC junto con el valor RMS de la potencia entre MG DC y la UN en el estudio de interconexión.

La gestión de la MG va muy interrelacionada con varios aspectos tratados en la tesis tanto desde el punto de vista de energía como de información. Por ejemplo: las estrategias de voltaje, de operación y de optimización conllevan a la gestión de información y de energía/potencia al interior de la MG, y; entre MGs y la UN para el caso de la interconexión.

CAPITULO II

OPERACIÓN DEL VOLTAJE DEL BUS DE LA MICRORRED.

A partir de este capítulo se presenta los aportes de la presente tesis que consisten en proponer una nueva estrategia de voltaje para cada componente y de la MG en general lo que permite priorizar la inyección de energía eléctrica hacia el bus de la MG según el tipo de fuente. También se propone la implementación de almacenamiento de energía integrado en las fuentes de generación (microfuentes), cargas eléctricas y en el PCC – con la UN – como medida para reducir la influencia del comportamiento aleatorio de los recursos primarios (viento y radiación solar) y la demanda solicitada por las cargas eléctricas; lo cual conlleva a (y se presenta) una nueva estrategia de gestión, control y optimización de la potencia y la energía tanto en fuentes de generación, almacenamiento y cargas eléctricas de las MGs; esto facilita también la interconexión entre MG DC ya que tendrán una optimización dentro de cada MG y que define la interconexión para el flujo de energía eléctrica entre MGs o con la UN por determinados lapsos y a determinada potencia lo cual facilita la operación.

Otra de las consideraciones que vamos a tener en cuenta es que todos estos aportes han sido conceptuados asumiendo que van a ser implementados en lugares de gran demanda de energía como pueden ser las ciudades, en donde considero que en el futuro, sus sistemas eléctricos estarán conformados por cientos y quizás miles de MGs.

La temática de las MG DC es de por sí un tema bastante amplio por estudiar, algunos de los resultados logrados en cuanto a aspectos del voltaje de la MG se presentan a continuación a modo de una pequeña descripción del respectivo artículo (de revista, de reporte de pasantía o de congreso) citados en el cuerpo de la tesis y/o en las referencias bibliográficas.

2.1. Descripción y modelo matemático de una microrred referencial.

Crear el modelo matemático para la simulación numérica de una MG referencial ha sido el primer paso para todo éste proceso de investigación.

Los principales componentes de las MGs mostrados en Fig. 28 son las plantas PV, turbinas eólicas, banco de baterías, UN y las cargas AC y DC, sin embargo, considero que las cargas deberían usar la energía en modo AC como lo hacen hasta el momento pues son los usuarios finales que compran la energía en los voltajes nominales fijados por las normas técnicas (a comparación de lo mencionado en el ítem 2.2 en que hay diversidad de voltajes) y normas de calidad de energía eléctrica en cada país. Ante ello, para el desarrollo de la presente tesis, se ha conceptualizado y elaborado un modelo básico de MG (y que sido reportado en [30]) que contiene una alimentación desde la UN a través de un ensamble de transformador de distribución – rectificador de potencia, una planta PV, cuatro turbinas eólicas, almacenamiento por banco de baterías y cargas eléctricas del tipo residencial (ver Fig. 40) en que los diferentes componentes de la MG trabajan coordinadamente conectados a la UN o independiente de ella.

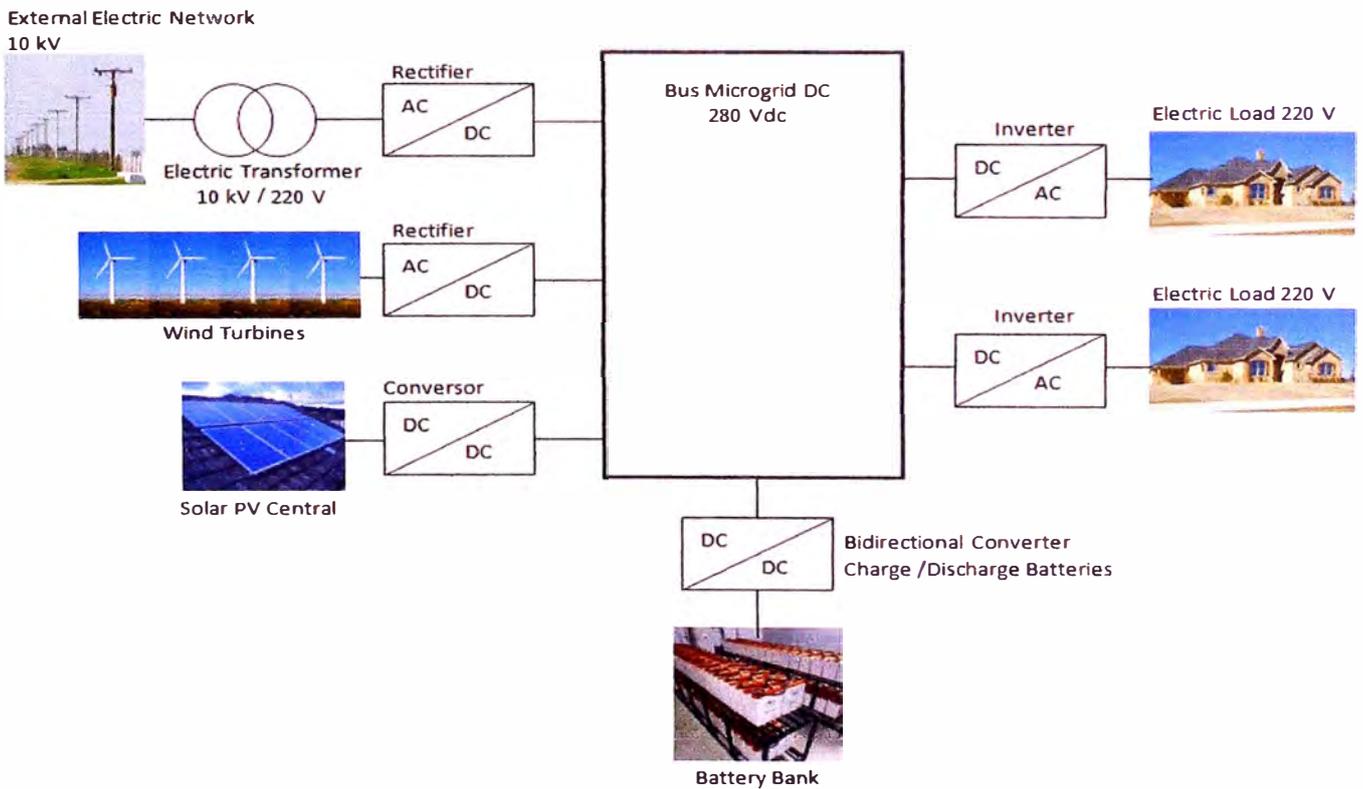


Figura 40: Diagrama de la MG DC referencial para la presente tesis [Fuente: Elaborada por el Autor].

Para la simulación numérica de la MG se hace en dos etapas:

- Una primera que consiste en elaborar el modelo matemático de cada componente de la MG los cuales son luego implementados en lenguaje de computadoras con el cual se obtiene simulaciones de cada componente y con ello se ajusta y verifica que los resultados sean los adecuados.
- Una segunda etapa en que consiste en crear un solo archivo en lenguaje de computadora que contenga todos los componentes de la MG junto con los criterios de control, optimización y gestión (todos ello expresado en ecuaciones).

Los modelos matemáticos utilizados para describir la MG referencial son los siguientes:

Turbina de Viento

La potencia ideal de la masa de aire en movimiento P_v [W] es:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

donde ρ es la densidad del aire [kg/m^3], v es la velocidad del viento [m/s] y A [m^2] es el área transversal a la dirección de velocidad de la masa de aire.

La densidad del aire varía dependiendo de las condiciones ambientales del lugar donde se implementa la turbina o el parque eólico. Esta variación se puede describir según [30,36] como:

$$\rho(z) = \frac{P_o}{R_o T} e^{\left(\frac{-gz}{R_o T}\right)}$$

donde $P_o = 101325 \text{ Pa}$ es la presión atmosférica estándar a nivel del mar,

$R_o = 287.05 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$ es la constante específica de gas del aire; g es la gravedad

[$9.81 \text{ m}/\text{s}^2$]; T es la temperatura ambiental [K] y z es la altitud en metros sobre el nivel del mar [m].

El parámetro adimensional “tip speed ratio” λ es definido como:

$$\lambda = \frac{V \cdot R}{\omega}$$

donde ω es la velocidad rotacional del rotor medida en rad/s, R es el radio de la turbina eólica [m] y V es la velocidad del viento en m/s y el coeficiente de potencia c_p es:

$$c_p = \frac{1}{2} (\lambda - 0.022\beta^2 - 5.6) \cdot \exp(-0.17\lambda)$$

donde β es el ángulo de ataque de cada álabe de la turbina eólica.

Finalmente la potencia real en el eje de la turbina eólica P_T igual a:

$$P_T = c_p P_V$$

Panel Solar Fotovoltaico.

La densidad de corriente en una celda PV J es definida según [30,36] por:

$$J = J_{sc} - J_0 \left[e^{\frac{v}{v_T}} - 1 \right]$$

donde J_{sc} es la densidad de corriente de cortocircuito; J_0 es la densidad de corriente de saturación; v es el voltaje en los electrodos de la celda solar y v_T es el voltaje térmico de la célula o celda PV.

La corriente generada en la célula solar I es:

$$I = I_{sc} - I_0 \left[e^{\frac{v}{v_T}} - 1 \right]$$

donde I_{sc} es la intensidad de corriente de cortocircuito e I_0 es la intensidad de corriente de saturación.

La relación entre intensidades y densidades de corriente están definidas por:

$$I_{sc} = AJ_{sc}$$

$$I_o = AJ_o$$

donde A es el área total de la celda PV.

La potencia eléctrica de la celda es:

$$P = V \times I$$

en donde V es el voltaje medido en mV o V, I es la intensidad de corriente medida en A o mA.

Sin embargo, adoptando la irradiación solar y la temperatura de la celda, la expresión anterior según [30,36] toma la forma siguiente:

$$P_{PV} = P_{SCT} \frac{G_{ING}}{G_{STC}} [1 + k(T_C - T_R)]$$

donde P_{PV} es la potencia generada, P_{SCT} es la potencia producida en condiciones estándar; G_{ING} es la irradiancia instantánea; G_{SCT} es la irradiancia solar durante condiciones estándar y k es el coeficiente de temperatura del silicio, el cual es el principal material constructivo de la celda fotovoltaica.

Para la descripción del balance de potencia de la MG se ha considerado las siguientes variables:

P_{PV} : es la potencia que viene de la generación solar.

P_{wind} : es la potencia eólica.

P_{CG} : es la potencia suministrada desde la UN.

P_L : es la potencia de las cargas.

P_{cb} : es la potencia consumida durante el proceso de carga de la batería.

P_{db} : es la potencia entregada durante el proceso de descarga de la batería.

P_s : es la potencia sobrante.

El balance de potencia de la MG durante el proceso de carga del sistema de almacenamiento (se ha considerado almacenamiento en banco de baterías), se puede describir como:

$$P_{PV} + P_{wind} + P_{CG} = P_L + P_{cb}$$

Y el balance de potencia durante el proceso de descarga es equivalente a:

$$P_{PV} + P_{wind} + P_{CG} + P_{db} = P_L$$

Si P_{CG} es considerado cero ($P_{CG} = 0$ y $P_S = 0$), esto quiere decir que la MG es autosuficiente, trabaja desconectada de la UN y no existe un exceso de potencia, las ecuaciones que la describen son:

$$P_{PV} + P_{wind} - P_L - P_{cb} = 0$$

$$P_{PV} + P_{wind} + P_{db} - P_L = 0$$

Sin embargo, si la potencia sobrante P_s es considerada en algún momento determinado de funcionamiento de la MG, es decir, si la potencia generada es más alta que la suma de la demanda de las cargas eléctricas más la potencia de carga de la batería (si se aplica), entonces el balance de potencia se describe bajo las siguientes ecuaciones:

$$P_{PV} + P_{wind} - P_L - P_{cb} = P_s$$

$$P_{PV} + P_{wind} + P_{db} - P_L = P_s$$

Si la demanda de potencia es más alta que la generada en fuentes renovables, entonces se importa energía a la MG por lo que las ecuaciones que describen el sistema son:

$$P_{PV} + P_{wind} - P_L - P_{cb} = -P_{CG}$$

$$P_{PV} + P_{wind} + P_{db} - P_L = -P_{CG}$$

Estos sistemas de ecuaciones es la descripción matemática de los modos funcionales de la MG considerando la generación, el suministro desde la UN, el almacenamiento y la demanda solicitada por las cargas eléctricas.

La implementación de las ecuaciones se realizó en software Matlab/Simulink considerando variables medioambientales como datos de entrada

y entre los datos de salida más importantes está la gestión de la potencia y el intercambio de potencia entre la MG y la UN.

Para este desarrollo ha sido útil lo desarrollado por el autor en [36] y [66]. En el Anexo 1 se muestra detalles del algoritmo matemático desarrollado en Matlab/Simulink.

El modelo matemático desarrollado y simulado permite la gestión de los componentes de la MG referencial balanceando la potencia producida, almacenada y consumida, además de la energía almacenada en el banco de baterías.

Este primer modelo se ha elaborado considerando los siguientes criterios:

- No se ha considerado la impedancia ni alguna topología en específico del bus DC de la MG, debido a que es un tema en el que hay mucho por investigar, desarrollar e innovar.

En mi opinión el bus de la MG va a tener muchas trayectorias que interconecte los diferentes componentes de la MG, con ello se va a minimizar la resistencia eléctrica y posibilitar muchas trayectorias de conexión eléctrica tanto para modo normal de funcionamiento como en caso de averías. El cómo la MG va a poder operar con tal configuración es un tema por estudiar con el consiguiente diseño, investigación, desarrollo e innovación de dispositivos eléctricos y electrónicos de mando, control y monitorización.

Esto es un tema de estudio en el que hay mucho por desarrollar y enfrentar desde varios frentes. Dante Miraglia y el autor en [49] estudiamos la aplicación de Loop Automation en una red de distribución área de media tensión, buscando diseñar un sistema de protección capaz de aislar fallas en el menor tramo del circuito afectado, es decir, afectando a un menor número de clientes, esto se logra usando los reconectores de Nulec, los cuales además de poseer las prestaciones comunes de un reconector son capaces de realizar las mismas funciones de protección que los fusibles y los relevadores realizando

en ellos ajustes similares, pero con las ventajas incorporadas de ser protecciones digitales, lo que permite que se puedan operar a distancia, que se realicen ajustes específicos para las distintas direcciones del flujo de potencia y para distintas configuraciones del circuito, además que al tener estos dispositivos capacidad de almacenamiento y transmisión de datos se pueden utilizar para futuras investigaciones en el circuito donde son instalados.

- La MG funciona a un solo valor referencial de voltaje nominal, el cual se procura se mantenga en un rango de operación (un +/- porcentual del voltaje nominal) y que defina los momentos de carga y descarga de las baterías. Las fuentes de generación y la UN entregan su energía según el valor del voltaje nominal del bus DC resultante de la interacción con la fuente de almacenamiento y las cargas eléctricas, las cuales son elementos pasivos dentro de esta configuración.

Si bien en la MG referencial se ha considerado el almacenamiento de energía por medio de baterías electroquímicas, se ha realizado una revisión de los diferentes sistemas de almacenamiento de energía que ha sido reportado por el autor en [47].

Un estudio del modo de funcionamiento de las baterías ha sido realizado por el autor en [36] y fue reforzado mediante la cooperación académica con Adrián Ramón y René Pineda, autores de [51], que construyeron modelos matemáticos de un sistema fotovoltaico real con almacenamiento de baterías en la Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, Ecuador para luego ser escritos en entorno Matlab/Simulink y los resultados numéricos fueron comparados con datos de laboratorio del sistema real. El diagrama eléctrico de la instalación estudiada en [51] se muestra en la Fig. 41.

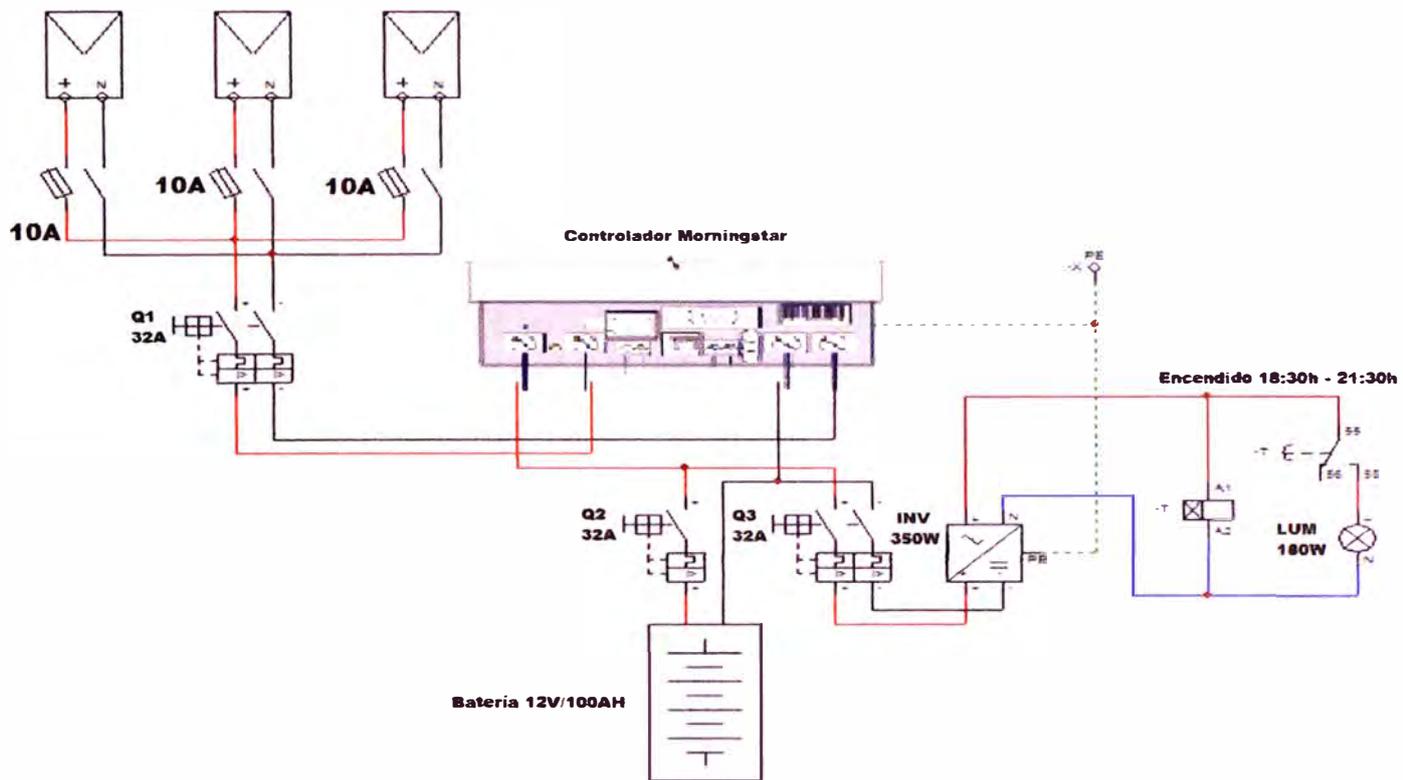


Figura 41: Diagrama eléctrico de la instalación PV de la Universidad Politécnica Salesiana – Sede Cuenca estudiada por Adrián Ramón y René Pineda en [51].

Desde otro punto de vista, la MG referencial planteada permite que las cargas sean residenciales y comerciales, con lo que se pueden considerar universidades, hospitales, colegios, escuelas, mercados, entre otros similares. Cuando es el caso de las industrias, éstas pueden tener otras formas de producir energía eléctrica y térmica dependiendo del proceso industrial que realiza y de los recursos con que cuentan para tal fin. Por ejemplo: Steve Másquez en [48] realizó una investigación que se enfoca en proponer un sistema para la generación de energía eléctrica y térmica en una empresa agroindustrial de la provincia de Chiclayo, Perú, en el que se evaluó el potencial energético de los residuos orgánicos de gandul (leguminosa arbustiva de hojas alternadas trifoliadas, de granos comestibles que se puede cultivar tanto anual como perenne), se estudió el comportamiento del consumo eléctrico de la empresa, se propuso un sistema gasificador/grupo electrógeno seleccionando los equipos principales para lo cual se realizaron los cálculos estequiométricos y balances de energía/masa necesarios, y además, se hizo una evaluación económica del sistema. Los resultados demuestran la viabilidad técnica de generar al año 4.90 GW-h y 9519 Tm, satisfaciendo en su

plenitud la demanda eléctrica de la empresa y, la viabilidad económica quedó demostrada al resultar un TIR de 28 % con un beneficio/costo de 2.18.

2.2. Rangos del voltaje de trabajo de componentes al interior de una microrred.

El anterior modelo descrito en el ítem 3.1. es perfeccionado fijando un sub-rango de voltaje de trabajo para el convertor AC/DC que permite la inyección de energía eléctrica desde la UN; otro sub-rango de voltaje con valor promedio algo mayor al anterior para lo que es la fuente de almacenamiento de energía, y; otro sub-rango diferente y de media mayor al anterior para los convertidores que entregan al bus de la MG desde las fuentes de generación renovables; estos tres sub-rangos no tienen valores que sean comunes entre ellos.

La carga por su parte, tiene un inversor de potencia que puede trabajar sobre todos los sub-rangos posibles descritos en el párrafo anterior (dado que todos ellos están dentro del rango nominal del bus DC de la MG) y entrega al usuario en el voltaje y frecuencia contratada.

Estos criterios se ven facilitados debido a que los convertidores son dispositivos de electrónica de potencia, que pueden ser programados para que hagan dicha función en un predeterminado rango de voltaje y de esta manera la priorización del despacho en base a la disponibilidad del recurso se hace de una manera más fácil.

Además, no es necesario variar los voltajes nominales de las redes de distribución primaria o secundaria que permiten conectar la UN a la MG, ni tampoco modificar los voltajes y frecuencias comúnmente usadas por parte de los clientes. Al sistema eléctrico actual se le añade el respectivo convertor AC/DC para la interconexión entre la UN y la MG; las nuevas fuentes de generación y almacenamiento, y; en el caso de las cargas, el convertor DC/AC.

Este ítem ha sido reportado por el autor en [61] y un resumen se presenta en el Anexo 2.

2.3. Doble nivel de voltaje de trabajo de bus de microrred.

Los conductores que se usan en baja tensión son calificados para trabajar hasta 1000 V, por lo tanto, hay una potencial reserva de voltaje que puede ser usada. En la práctica, un mismo conductor de baja tensión puede ser usado en los circuitos de 220 V, 380 V, 440 V y 660 V, al igual como se hace con el aparataje para baja tensión (interruptores, fusibles, contactores, relés, entre otros).

Al poder incrementar el voltaje de trabajo del bus de la MG, permitiría una mayor capacidad de transmisión de energía y/o la posibilidad de abastecer a cargas eléctricas mucho más distantes o que en caso de las horas de máxima demanda se vean afectadas por el empeoramiento de la calidad de la energía eléctrica por una excesiva caída de tensión.

El modelamiento y simulación para éste ítem conlleva a que la MG en estudio tenga dos niveles de tensión, los cuales son proporcionales y que permite deducir que se pueden escalar los dispositivos de electrónica de potencia. Para entender y poder programar un control adecuado del sistema, se ha modelado y simulado las variables medibles (caída de tensión y la corriente circulante a través de un alimentador) que une las fuentes y las cargas) y también se ha considerado la demanda del cliente.

Un interesante resultado de esta parte es que se deduce que para hacer los cambios de voltaje, es necesaria una coordinación entre los diferentes convertidores de electrónica de potencia para el momento de desconexión en un voltaje de trabajo y reconexión en el otro voltaje de trabajo, además que se debe tener un almacenamiento ultra rápido (considero que los supercondensadores, ultracondensadores, volantes de inercia son potencialmente los adecuados) para que en esos milisegundos de desconexión, cambio de configuración y reconexión, el suministro hacia el usuario no se corte y que además, se evite las sobretensiones generadas durante el proceso transitorio de cambio de voltaje operante.

Un sistema de optimización y control de la caída de tensión y sobrecarga de conductores presenta a continuación.

Voltajes de Trabajo del bus de la microrred.

Si consideramos dos voltajes nominales de operación: un voltaje de operación bajo (VN1) de 280 +/- 10 V y un voltaje de operación alto (VN2) de 450 +/- 10 V, además se ha considerado que la componente aleatoria se ha asumido que es uniformemente distribuido, el tiempo de simulación es de 24 horas, la velocidad de viento tiene un tiempo de muestreo cada hora y la irradiación solar cada 15 minutos. Se ha estudiado bajo un escenario de carga residencial con una potencia promedio de 7789 W y una máxima demanda de 16 kW con un factor de carga de 48.681 %.

Resistencia eléctrica.

La resistencia eléctrica bajo temperatura estándar R_o es expresada como:

$$R_o = \rho \frac{l}{A}$$

donde ρ es la resistividad eléctrica del conductor, l es la longitud del conductor en metros, A es área de corte seccional del conductor en mm^2 .

La influencia de la temperatura sobre la resistencia eléctrica es expresada como:

$$R_i = R_o (1 + \alpha \Delta T)$$

donde α es el coeficiente de temperatura del material.

La resistencia eléctrica total R_T de una línea eléctrica puede ser considerada como la suma de las resistencias R_i donde i indica que la línea ha sido dividida en varias secciones conectadas en serie. Bajo estos supuestos, se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$R_{oi} = \rho \frac{l}{A}$$

$$R_{ii} = \rho \frac{l_i}{A} [1 + \alpha (T_i - T_o)]$$

$$R = \sum_{i=1}^N R_{t,i}$$

Las pérdidas eléctricas Pe son calculadas basadas en la fórmula:

$$Pe = RI^2$$

donde R es la resistencia total del conductor, I es el valor de la corriente que fluye en el conductor eléctrico.

Caída de tensión y la capacidad de los conductores.

Si V_i es el voltaje al inicio de la línea y V_f es el voltaje en la barra que conecta a la carga, entonces la corriente “ I ” requerida por la carga es $I = \frac{P}{V_f}$, donde P es la potencia de la carga, I en función de la caída de tensión será $I = \frac{(V_i - V_f)}{R}$, lo cual conlleva a que la expresión final de V_f esté en función de la potencia de la carga y la resistencia de la línea eléctrica.

$$V_f^2 - V_i V_f + PR = 0$$

La caída de tensión en porcentaje $\Delta V\%$ es calculada con la expresión:

$$\Delta V\% = \frac{V_i - V_f}{V_i} \times 100\%$$

en donde V_i es el voltaje al inicio de la línea y V_f es el voltaje en la barra que conecta a la carga

El conductor eléctrico utilizado fue un conductor TW con una capacidad nominal de 40 A con una temperatura de conductor de 60 °C.

La caída de tensión a lo largo de la línea es evaluada asumiendo que la máxima caída de tensión es de 5 % del voltaje nominal. Si se excede, se cambia a un voltaje más alto de operación; de manera semejante, si se tiene que la corriente circulante excede la capacidad nominal del conductor, se cambia a un voltaje nominal de trabajo más alto (es decir, para ambos casos, el voltaje de trabajo de la

MG pasaría de VN1 a VN2). Estas decisiones son tomadas por un control de exceso de capacidad de corriente y caída de tensión (TCCV) el cual se muestra en la Fig. 42.

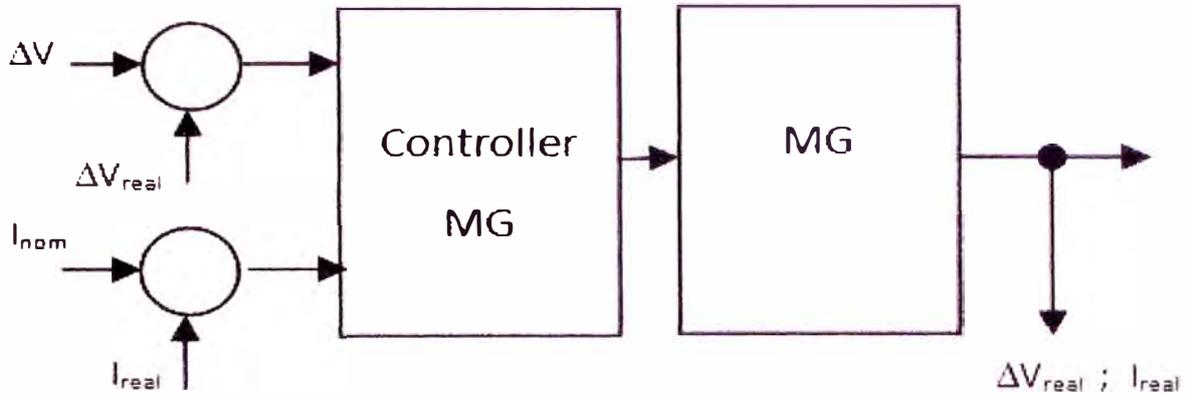


Figura 42: Diagrama esquemático del TCCV [Fuente: Elaborada por el Autor].

De lo dicho anteriormente se tiene que las pérdidas en el voltaje VN1 “ Pe_l ” será mayor que lo que se presenta en el voltaje VN2 “ Pe_h ”, entonces, la diferencia entre ellos es el ahorro de pérdidas en la línea de distribución debido al cambio de voltaje de operación, expresada como:

$$\Delta Pe = Pe_l - Pe_h$$

$$\Delta Ee = \int \Delta Pe \cdot dt$$

donde ΔPe es la diferencia de las pérdidas de potencia instantánea, y ΔEe es la energía ahorrada en disminuir las pérdidas por efecto Joule al realizar el cambio de voltaje.

La comparación de variables como son la caída de tensión y las pérdidas debido a efecto Joule en el bus DC, se muestran en las Fig. 43 y 44.

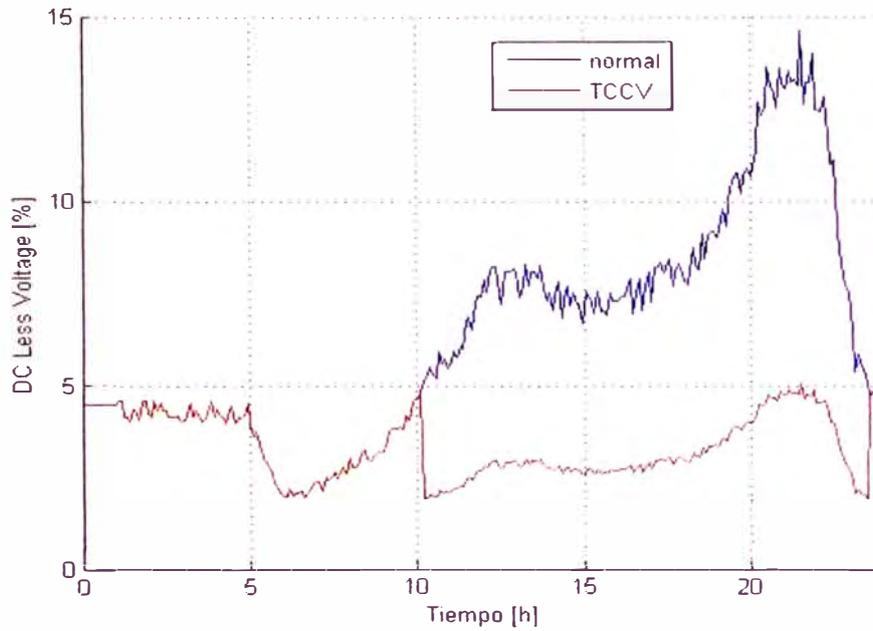


Figura 43: Comparación de la caída de tensión entre operación normal y con TCCV [Fuente: Elaborada por el Autor].

En la Fig. 44 la diferencia entre las dos curvas representan la energía ahorrada en las pérdidas eléctricas, el cual es explicado teniendo en cuenta que dado un mayor voltaje, el esfuerzo para transmitir cierta cantidad de energía es menor.

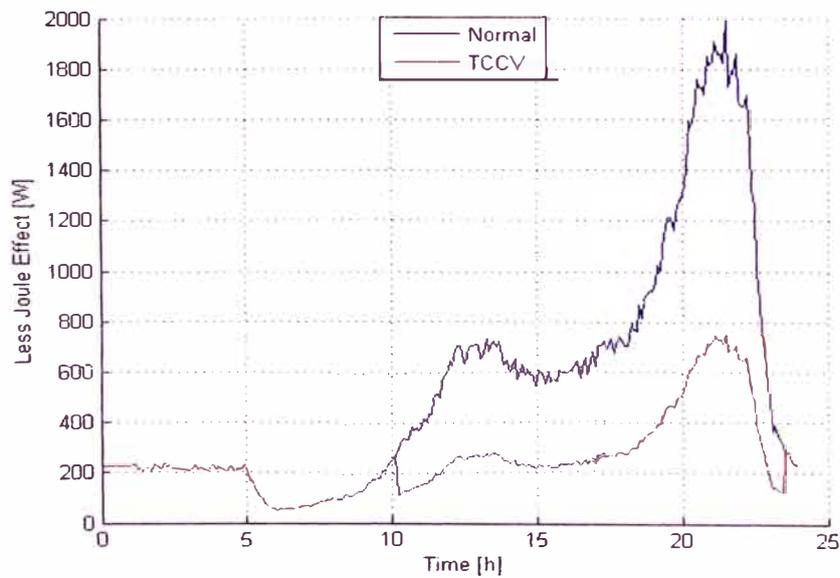


Figura 44: Simulación de pérdidas por efecto Joule [Fuente: Elaborada por el Autor].

La Fig. 45 muestra la energía ahorrada en 24 horas, el cual al final del día es 7.191 kW-h.

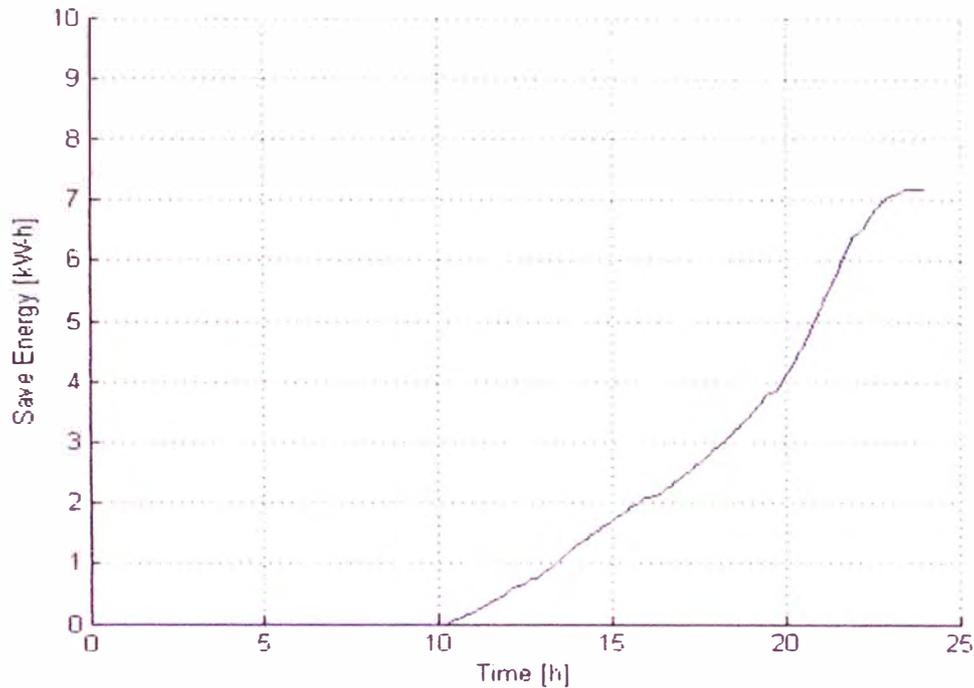


Figura 45: Energía ahorrada por operación del control TCCV [Fuente: Elaborada por el Autor].

La influencia de los cambios de voltaje en las cargas es eliminada mediante la propuesta de que al ingreso de las cargas eléctricas tengan un dispositivo conformado por elementos de almacenamiento rápido (como por ejemplo: supercondensadores, ultracondensadores o similares) y por dispositivos de almacenamiento lento (por ejemplo: baterías electroquímicas o similares), los que con un adecuado diseño de configuración y sistema de control, permitiría que el suministro de energía hacia el inversor de la carga se mantenga constante durante los pocos milisegundos que dura el cambio de voltaje de trabajo de la MG.

CAPITULO III

OPTIMIZACIÓN DE LA MICRORRED.

En el funcionamiento de todo sistema eléctrico no sólo cuenta la potencia que pueden generar las fuentes sino el costo de las mismas. Para la optimización de la MG un modelo matemático ha sido desarrollado que pueda distribuir la potencia en base al costo y a la potencia ofrecida; además, se propone y analiza una nueva forma de operación y se presenta los requisitos en las instalaciones.

Las MGs simuladas hasta el momento sólo condicionan su funcionamiento a la gestión de potencia y rangos específicos de voltaje, sin embargo, se tiene que los costos para cada componente de la MG (fuentes, almacenamiento, suministro desde UN, inversores) son variables a lo largo del tiempo debido a diversos factores entre ellos la disponibilidad del recurso primario (viento, sol), el grado de uso del almacenamiento de baterías (números de ciclos, porcentaje de descarga), el costo de la unidad de energía eléctrica por parte de la empresa dueña de la UN y los requerimientos de las cargas eléctricas las cuales pagan un determinado precio por la energía suministrada (según cantidad y calidad).

Como se ha visto en el ítem 2.3., se puede hacer procesos de optimización de las MGs; sin embargo, se tiene que tanto el recurso viento, sol y la demanda tienen un comportamiento aleatorio, por lo tanto, si planteamos la hipótesis de almacenamiento temporal tanto en la generación como en la demanda, esto uniformiza el despacho dado que las fuentes ahora pueden definir (para un determinado período de tiempo) la potencia que pueden suministrar sin importar la variación de su recurso primo, es decir, el beneficio es que desde el bus de la MG se vería como una microfuerza que entrega una potencia constante durante un período determinado de tiempo. De igual manera las cargas eléctricas programan su demanda constante durante un período de tiempo y por consiguiente la UN tendría la información necesaria desde todos los componentes de la MG para su programación en el siguiente período. En el caso de las microfuentes como turbinas eólicas y PV, al tener durante su funcionamiento una mayor potencia a generar que la necesaria a distribuir, éste exceso puede ser almacenado temporalmente dentro

de la misma microfuerza y que serviría para compensar algún déficit interno de potencia que se presente dentro del período de operación (o siguientes períodos), pero en ambos casos la microfuerza aporta un valor constante de potencia a la MG.

Son muy diversas las tecnologías de almacenamiento que se pueden colocar para hacer real esta propuesta y puedo decir que va depender también de la rapidez de respuesta de la fuente de almacenamiento y de la capacidad de la MG. Por ejemplo se podría usar lo reportado por Daniella Rough en [46] en el que analiza técnica y económicamente la utilización de sistemas “Wind PtG” (wind power-to-gas) como una herramienta para mejorar la viabilidad de los proyectos de implementación de energía eólica en Perú. Wind PtG es un proceso químico que utiliza energía eólica para crear una forma de carbón neutral a partir del SNG. SNG puede ser usado como una alternativa a combustibles fósiles convencionales, proveyendo una opción sustentable de gran escala y para almacenamiento estacional de fluctuaciones de energía eólica. Dicho estudio considera como caso de estudio la Central Eólica de Talara que cuenta con 17 aerogeneradores de 1.8 MW de potencia nominal cada uno.

En [62] ha sido desarrollado para esta temática de optimización el cual se resume a continuación:

Para elaborar el modelo de optimización de la MG, se ha partido desde el modelo escrito en [60], en donde un programa lineal es especificado de la siguiente manera: Minimizar $f^T x$ bajo las condiciones de $Ax \leq b$; $A_{eq}x = b_{eq}$ y $l_b \leq x \leq u_b$. Asume que las restricciones son agrupadas acorde a las restricciones de desigualdad, restricciones de igualdad y los límites de las variables de decisión. El primer conjunto de restricciones: $Ax \leq b$ representa las restricciones de desigualdad. El segundo conjunto de restricciones $A_{eq}x = b_{eq}$ representa las restricciones de igualdad, y $l_b \leq x \leq u_b$ representa los límites superior e inferior de las variables de decisión. Entonces A , A_{eq} son matrices y b , b_{eq} , l_b y u_b son vectores. f es un vector que representa los coeficientes de costos de la función objetivo con el cual el valor de x es calculado y $fval$ es el valor del costo mínimo. Por lo tanto, x es la distribución de potencia por fuente.

El CC cada 5 minutos (duración del período o estado que se ha considerado para la presente tesis) hace el monitoreo del sistema y decide la compra/venta de energía para los siguientes 5 minutos. El tiempo total de simulación es aproximadamente de 8 horas, dividido en partes iguales de horas antes y después del mediodía solar; con el que tendremos todas las fuentes en capacidad de generación. Por consiguiente, para un cierto tiempo hay “m” estados. Además se ha considerado que la MG necesita “n” coeficientes de costos de la función objetivo para cada estado “m” y adicionalmente, cada estado tiene energía para suministrar b_{eq} . Entonces, la siguiente formulación se logra:

State	f					b_{eq}
1	$f_{1(1)}$	$f_{2(1)}$	$f_{3(1)}$...	$f_{n(1)}$	$b_{eq(1)}$
⋮	⋮					⋮
m	$f_{1(m)}$	$f_{2(m)}$	$f_{3(m)}$...	$f_{n(m)}$	$b_{eq(m)}$

donde A , A_{eq} son definidos por las propias características del problema, en este caso, ellos mostrarían relaciones entre varias fuentes de generación y almacenamiento, así como a la UN y estarían contenido dentro del software optimizado, el cual después del procesamiento de datos de x y f devuelve los valores de x acorde al siguiente esquema:

State	x					f_{val}
1	$x_{1(1)}$	$x_{2(1)}$	$x_{3(1)}$...	$x_{n(1)}$	$f_{val(1)}$
⋮			⋮			⋮
m	$x_{1(m)}$	$x_{2(m)}$	$x_{3(m)}$...	$x_{n(m)}$	$f_{val(m)}$

Se ha asumido precios aleatorios los cuales emulan un comportamiento real y adicionalmente evaluamos al optimizador (optimizer) considerando también que las cargas eléctricas tienen un comportamiento aleatorio. Un esquema general de las

simulaciones realizadas es presentado en la Fig. 46 donde se muestra que se necesita un generador de estados, costos, cargas eléctricas y el optimizador.

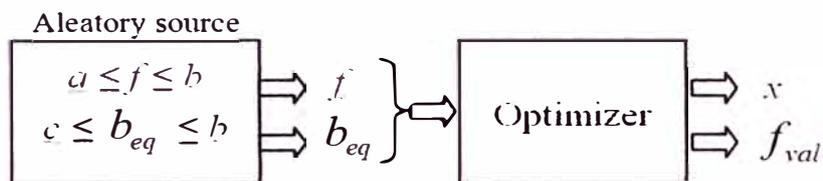


Figura 46. Flujo de información desde fuente de aleatorios (aleatory source) hacia el Optimizador (Optimizer) y resultados [Fuente: Elaborada por el Autor]

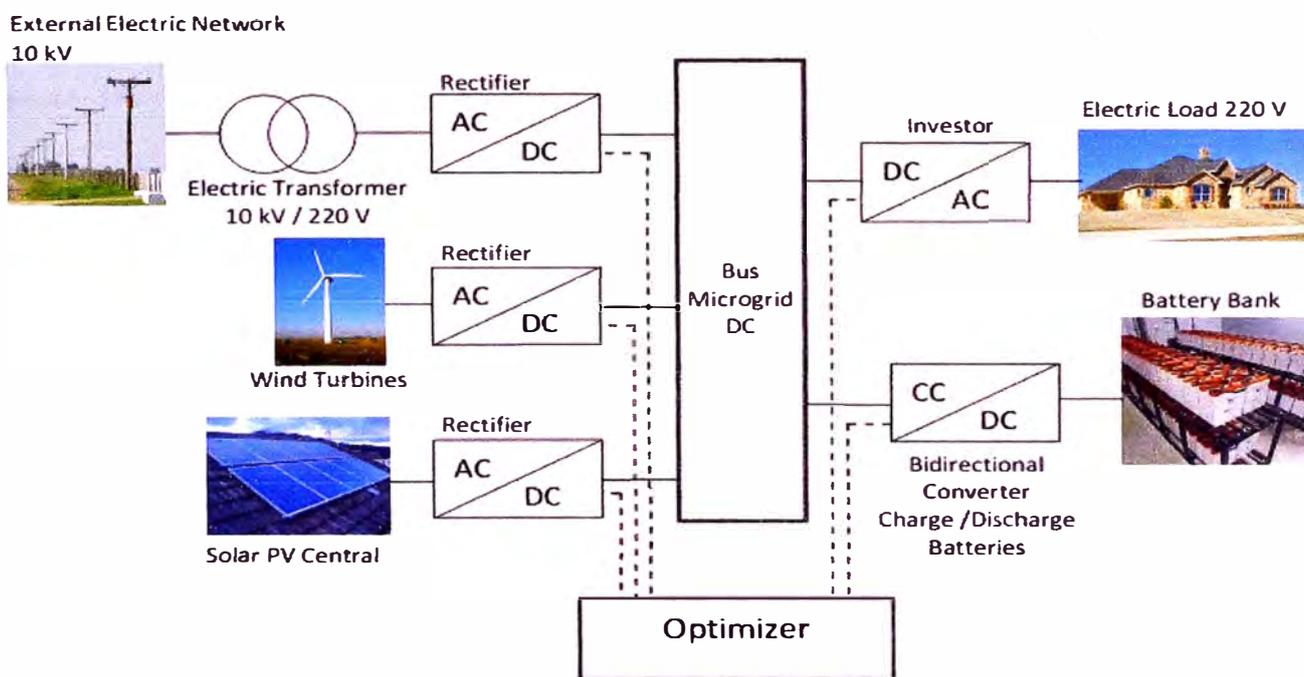


Figura 47. Diagrama esquemático de la MG en estudio [Fuente: Elaborada por el Autor].

La MG a analizar es mostrada en la Fig. 47, donde el optimizador interactúa con los convertidores para la colección de datos, acciones de comando y control sobre el flujo de potencia. El bus de la MG DC ha sido considerado de capacidad ilimitada. La MG está conformada por central eólica, central PV, banco de baterías, cargas eléctricas e interconexión con la UN a través de un ensamble transformador – inversor de potencia. Las capacidades de los equipos son asumidos acorde a los escenarios de estudio analizados. Almacenamiento temporal en microfuentes ha sido asumido y que ha sido implementado para asegurar el suministro de una potencia nominal durante

cada período.

Se considera que para “ $n = 4$ ”, se tiene cuatro (04) precios, es decir: f_1 es el precio de la energía de la planta PV, f_2 el costo de la energía eólica, f_3 el costo de la energía de la batería y f_4 el costo de la energía ingresando desde la UN. Por lo tanto, hay 4 componentes el cual da 24 posibles formas de suministrar energía a las cargas eléctricas representada por b_{eq} ; de todos ellos se elige la opción que corresponde a cuando todos los elementos están en capacidad de suministrar energía eléctrica hacia el bus DC de la MG; esto determina que A_{eq} tenga la siguiente expresión $A_{eq} = [1 \ 1 \ 1 \ 1]$, la cual es la más favorable condición y donde $A_{eq}(1,1)$ representa la planta PV, $A_{eq}(1,2)$ el viento, $A_{eq}(1,3)$ la potencia que proviene desde las baterías y $A_{eq}(1,4)$ la potencia que ingresa desde la UN. l_b y u_b representa el mínimo (0 en cada caso) y máximo valor de la potencia ofertada por cada fuente.

Los precios asumidos de acuerdo a la fuente de energía son: de la planta PV es $f_1 = 0.10 \pm 0.2$ US\$/kW-h, de las turbinas eólicas es $f_2 = 0.15 \pm 0.2$ US\$/kW-h, almacenamiento de baterías es $f_3 = 0.20 \pm 0.2$ US\$/kW-h y de la UN es $f_4 = 0.25 \pm 0.2$ US\$/kW-h (los precios de valor positivo es lo que se paga a la fuente de energía por su energía producida y los precios de valor negativo es lo que la fuente paga por comprar energía a fin de disponerlo en su sistema de almacenamiento interno). Con estos datos son analizados los siguientes dos escenarios:

Escenario 1: Criterios implementados en Matlab.

Se asume que las cargas eléctricas tienen una demanda eléctrica de unos $200 \pm 80 \times rand()$ kW, donde $rand()$ es una función del software Matlab/Simulink que permite crear un valor uniformemente aleatorio distribuido entre 0 y 1 para cada estado, por lo tanto, crea valor aleatorio uniformemente distribuidos entre 120 y 280 kW; la potencia suministrada por cada microfuelle es de $70 \times rand()$ kW para cada estado (diferentes números aleatorios para cada microfuelle han sido generados) y la

capacidad de suministro desde la red eléctrica externa (UN) es de 300 kW para cada estado. El comando *linprog* (función del software Matlab/Simulink que permite solucionar problemas de programación lineal) es usado para implementar el modelo y la Fig. 48 muestra resultado para 100 estados (de 5 minutos de duración cada estado) equivalentes a 8.333 horas del tiempo ordinario.

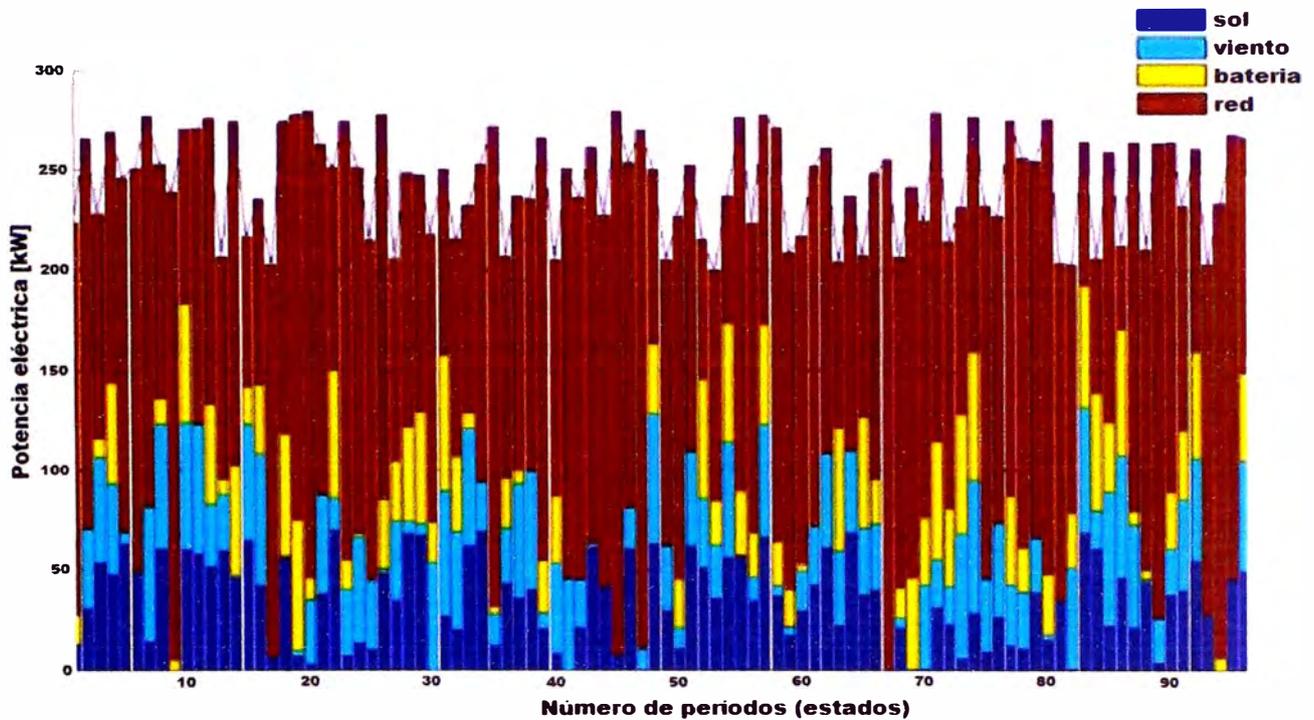


Figura 48. Distribución de la demanda entre microfuentes
[Fuente: Elaborada por el Autor].

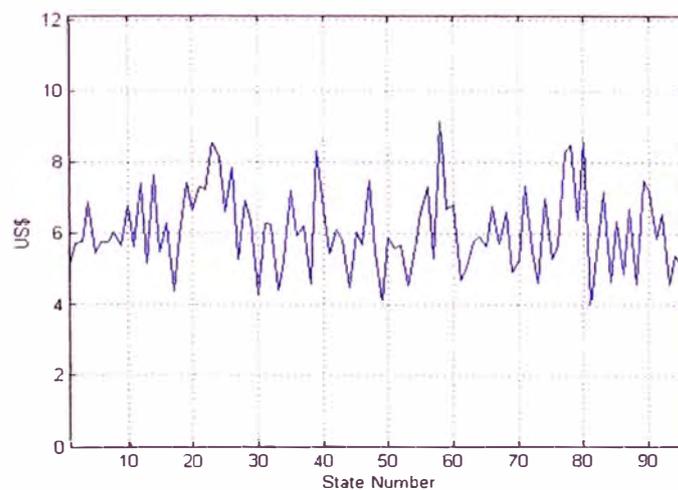


Figura 49. Evolución del costo de la energía eléctrica en la MG
[Fuente: Elaborada por el Autor].

El costo total de la energía eléctrica en la MG para cada estado es mostrado en Fig. 49 y la evolución del suministro de energía desde las diferentes fuentes incluida la UN se muestra en la Fig. 50.

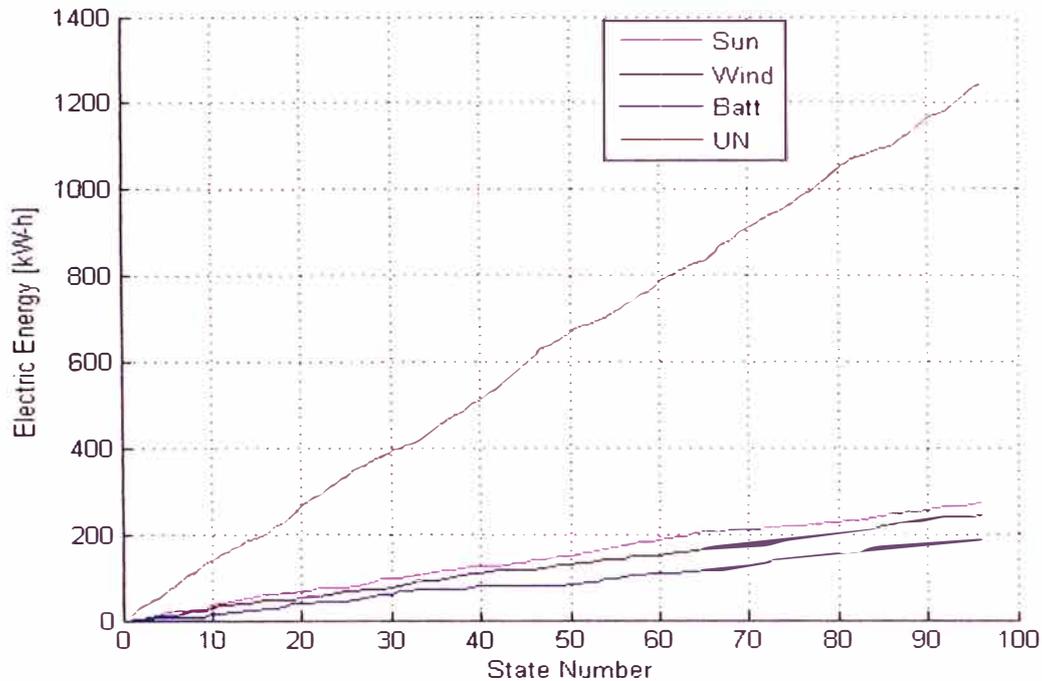


Figura 50. Ejemplo de evolución del suministro de energía desde cada microfuerza (en donde: Sun = planta PV, Wind = turbinas eólicas, Batt = almacenamiento de energía, UN = red eléctrica externa) [Fuente: Elaborada por el Autor].

Escenario 2: Proceso alternativo de optimización.

Es posible que la potencia solicitada por la demanda no esté disponible por la fuente más barata y otra fuente más cara puede ser necesitada; significa que por ejemplo: Si la fuente 1 que es la más barata no tiene suficiente potencia para alimentar a la demanda, el sistema suple esta deficiencia complementando con otra fuente 2, a un costo más caro, de manera que con ambas microfuentes puede ser atendida la demanda. Por lo tanto, el proceso de optimización alternativo ordena para cada estado, los precios de energía desde la más barata hasta la más cara de acuerdo a la fuente energética y si es necesario, los enlaza simultáneamente para suministrar a la demanda, si ésta sobrepasa la capacidad de la disponibilidad de potencia de la fuente más barata. El

software selecciona la fuente para suministrar la demanda incluso cuando los precios son aleatorios. Para este escenario, un nuevo diagrama de flujo con las nuevas consideraciones es mostrado en la Fig. 51 con sus respectivas entradas y salidas.

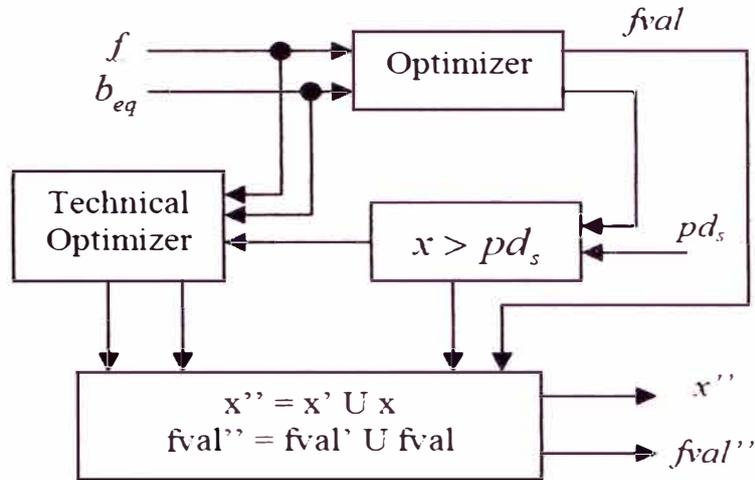


Figura 51. Diagrama esquemático del proceso de optimización completo [Fuente: Elaborada por el Autor].

En una primera etapa el *Optimizer* usa las técnicas detalladas en el Escenario 1 con el supuesto que las microfuentes, almacenamiento y la UN tienen ilimitada capacidad de suministro y que dentro del método alternativo se hace la determinación de aquellos estados donde sólo una fuente puede suministrar la demanda usando la regla $x > pd_s$ donde pd_s es la potencia de suministro de la fuente en cada estado.

En una segunda etapa el *Technical Optimizer* ordena a las microfuentes desde el precio más bajo hasta el más alto, y distribuye la potencia acorde a la disponibilidad de cada microfuente para los estados donde sólo una microfuente no puede suministrar la demanda.

Y otra tercera etapa hace la unión de todas las respuestas de cada estado para dar como un resultado final la matriz x'' y el vector $fval''$ ($fval''$ es el costo de operación de la MG y x'' es la distribución de la demanda de cada microfuente, almacenamiento y la UN). Una comparación entre ambos métodos son mostrados en la Fig. 52 y Fig. 53.

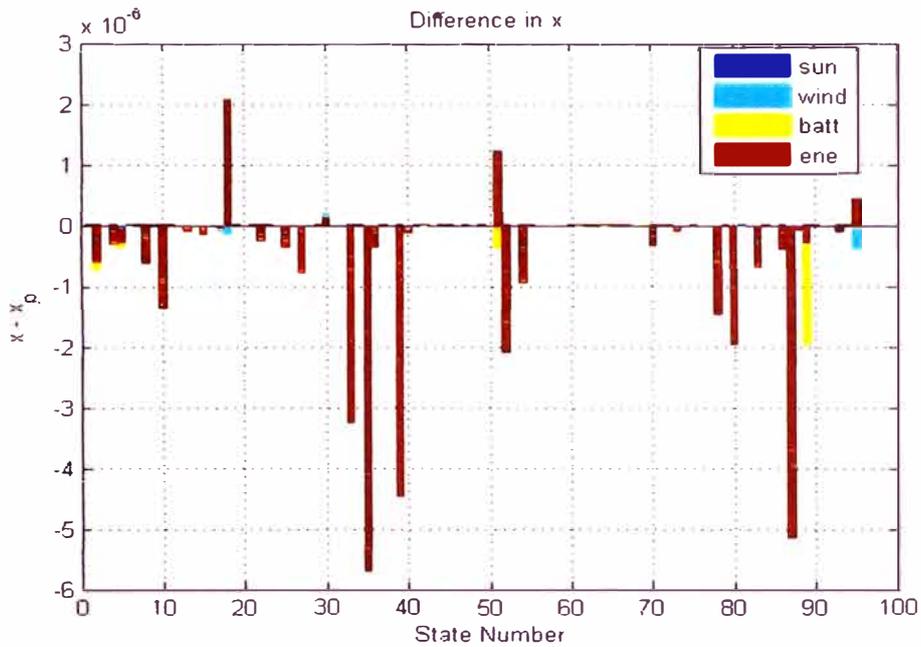


Figura 52. Diferencia en potencia suministrada desde cada fuente de la MG (en donde: Sun = planta PV, Wind = turbinas eólicas, Batt = almacenamiento de energía, ene = red eléctrica externa) [Fuente: Elaborada por el Autor].

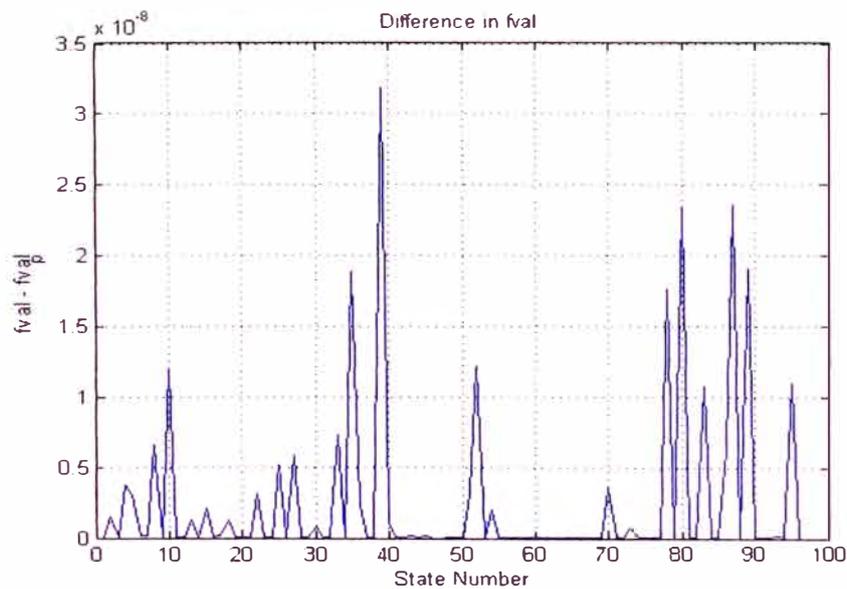


Figura 53. Diferencia en el costo en US\$ por estado de MG [Fuente: Elaborada por el Autor].

En la Fig. 52, x es la diferencia de potencia por fuente y por estado de la comparación de la respuesta al comando *linprog* de Matlab, y ; x_p que es la respuesta equivalente dada por el método alternativo. En Fig. 53, es la diferencia de precios por

fuente y por estado de la comparación de f_{val} que es el precio total para el estado deducido a través del comando *linprog*, y; f_{valp} que es el equivalente deducido como método alternativo. Hay una notable concordancia en la distribución de potencia y de precios entre ambos métodos dado que sus diferencias están en el orden de 10^{-8} .

Discusión.

Cinco minutos ha sido propuesto como un período para los cálculos de optimización para esta MG donde microfuentes, almacenamiento, cargas eléctricas, fabricantes y la UN tienen grandes beneficios; permitiendo asegurar electricidad al mejor precio y fomenta el desarrollo e implementación de múltiples tecnologías especializadas: equipamiento de electrónica de potencia, almacenamiento de energía, comunicaciones y más, debido a que las microfuentes y cargas eléctricas deben tener un almacenamiento temporal. Esta longitud de período puede reducirse o extenderse acorde a la inercia del sistema eléctrico o también puede ser variable, lo cual es tema para posteriores estudios que puedan afinar esta duración de período, pero un criterio general es que la duración del período puede ser extendido en caso haya mayor capacidad nominal instalada y/o mayor capacidad en almacenamiento temporal en cada microfuente y/o almacenamiento. Esto se reduce sólo si hay planta PV como principal fuente o que es un alto porcentaje de la autogeneración de la MG.

En caso que la potencia suministrada desde las microfuentes y almacenamiento exceda lo solicitado por la demanda, el exceso de potencia el cual generalmente corresponde a una fuente cara, puede ser inyectada a la UN o hacia otra MG a un precio más alto porque implica un derecho de paso usando el bus de la MG, con esto a la vez, se asegura que las cargas eléctricas de la MG tengan un precio más barato. Incluso las microfuentes con un almacenamiento temporal adecuado, funcionarían a su máxima eficiencia y rentabilidad, en comparación a lo usual en que la potencia generada es transportada por el bus de la MG hasta el almacenamiento lo que conlleva a flujos de potencia aleatorios en los circuitos eléctricos de la MG.

Por lo tanto, un proceso de optimización ha sido desarrollado, implementado y testeado bajo la premisa de prioridad del despacho eléctrico en orden al precio aleatorio de microfuentes desde el valor más bajo al más alto en cada estado y de esta manera

atender a la demanda al mínimo costo. Debido a esto es que ha usado principios de optimización lineal y ha sido propuesto una nueva estrategia de operación para MGs que consiste en que todos los componentes de la MG aseguren una potencia de suministro/demanda durante un lapso de tiempo denominado período o estado, dicho tiempo se construye en una referencia para la parte contractual del mercado eléctrico entre microfuentes, cargas y empresa que maneja la UN. Así mismo se logra una mejor gestión de la generación, el despacho y el flujo de potencia en los circuitos eléctricos que conforman el bus de la MG. El método ha sido validado comparando los resultados que da la función *linprog* de Matlab. También, ha sido obtenido el exceso de potencia en cada microfuente (con potencial para el almacenamiento temporal en cada microfuente) y la reserva de suministro de la UN en PCC. El software desarrollado permite configurar como datos de entrada: la potencia y precio de cada microfuente, condiciones de operación de cada microfuente, curva de demanda de cargas, calcular el costo total de la energía en la MG, cuantificar el exceso de potencia y determinar a donde enviar la energía sobrante. Por lo tanto, lo presentado es una propuesta de optimización y estrategia de operación para la MG con potencial de ser implementado para la interconexión de multi-MG (como se demuestra en la presente tesis).

En el Anexo 3 se muestra y explica parte del código de optimización descrito en el presente capítulo y que ha sido desarrollado en entorno Matlab de MathWorks Inc.

CAPITULO IV

INTERCONEXION ENTRE MICRORREDES.

En este capítulo se reporta el estudio y creación de un modelo matemático de interconexión eléctrica entre tres elementos: dos MGs separadas y una UN que puede conectarse con cada una de las MGs, por lo tanto, la interconexión se realiza entre las dos MGs y entre cada de una de ellas con la UN. Acá se plantea mejoras en la operación y se sugiere nuevos requisitos para el equipamiento eléctrico.

Un escenario futurista es el que en las ciudades estarán conectadas hacia las UNs (primarias o secundarias) muchas MGs (universidades, complejos residenciales, estadios, mercados, escuelas, colegios, hospitales, centros de producción, industrias, supermercados) y además tendrán que interactuar entre ellas.

Para enfrentar este problema desde el modelamiento matemático y la simulación numérica, es necesario iniciar por algo sencillo lo cual involucra la interacción bidireccional entre tres entidades: dos MGs y una UN. Se asume que cada una de las MGs tiene en su interior condiciones medioambientales y de consumo diferentes a la MG vecina y que los diferentes elementos generan datos que tienen que ser gestionados por un ente que permita las coordinaciones con la otra MG y con la UN (es decir deben tener sus propios sistemas de gestión y control de la interconexión). Esto ha sido desarrollado y publicado en [64] y que a continuación se explica.

Un arreglo de dos MG DC y una UN, es el sistema eléctrico que se va a analizar y un diagrama esquemático del mismo es mostrado en la Fig. 54. Cada una de las MGs son diferentes tanto en la demanda como en la oferta interna que tienen desde sus microfuentes, almacenamiento y cargas eléctricas.

Entre MGs se postula que hay dos tipos de conexiones: la física y la informática.

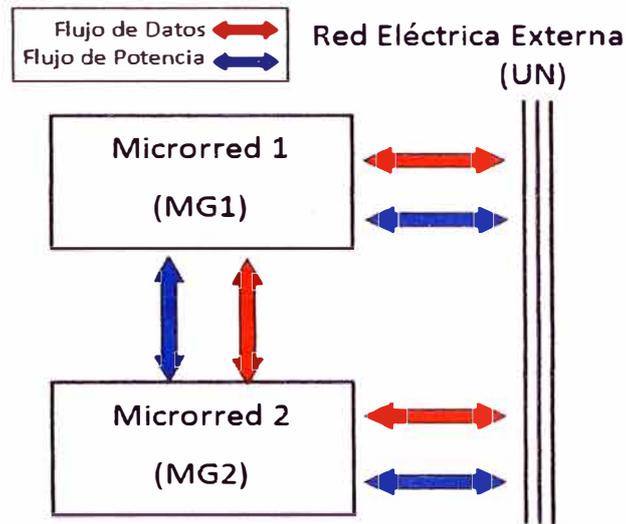


Figura 54. Esquema de interconexión de potencia y de información entre dos MGs y la UN [Fuente: Elaborada por el Autor].

La conexión física es a través de la línea eléctrica o conductor(es) eléctrico(s) que las enlaza físicamente y posibilita la transmisión de energía eléctrica entre MGs hasta y desde los respectivos PCC. La determinación de la intensidad de corriente, potencia y caída de tensión que se establece en dicha conexión, posibilita el dimensionamiento correcto de conductores a fin de que se cumpla lo establecido por los estándares de calidad de energía eléctrica y de interconexión definidos en [65].

La conexión informática permite el intercambio de información del funcionamiento de las MGs y la UN en todos los parámetros de funcionamiento de interés (voltaje, corriente, potencia, energía). La transmisión y recepción de la información está a cargo de cada CC y PCC. La conexión informática es determinante para la toma de decisiones.

La comunicación y conexión física con la UN de las empresas distribuidoras de electricidad se hace necesaria en el en caso de sobrante o déficit en ambas MGs.

El modelo ha sido implementado bajo el esquema de control terciario de MG, por lo tanto, los circuitos eléctricos son ideales (sin resistencia) ya que su implementación incrementaría el costo computacional, en su reemplazo, se considera

valores estocásticos de voltaje lo cual emulan la lectura de voltímetros ubicados en las MGs y la UN y, con dicha información se realiza la operación del sistema propuesto.

Dos MGs: MG1 y MG2, poseen parámetros de funcionamiento que definen su disponibilidad para la interconexión. El voltaje es uno de ellos y es requisito indispensable, dado que la diferencia hará posible la transferencia de energía eléctrica. La otra variable es la cantidad de energía a transferir y con qué intensidad se puede hacer, para ello, vamos a proponer que en la comunicación entre CCs de MGs se establece un acuerdo de transferencia de determinada cantidad de potencia durante un tiempo determinado (lo que equivale a cierta cantidad de energía) y que lo llamaremos “periodo o estado”. Con ello, tanto en las microfuentes y almacenamiento de cada MG se asegura que durante el siguiente período de funcionamiento hay cierta cantidad de energía solicitada/recibida. A este concepto lo llamaremos “Power Ensured (Potencia Asegurada)” y facilita la compra/venta/transferencia de energía así como el control y gestión de la misma, derivando hacia los controladores de las microfuentes y almacenamiento la labor de gestionar, predecir y optimizar localmente la producción y/o almacenamiento temporal de energía. Ambos criterios establecidos para una forma de trabajo en que las coordinaciones de transferencia se hacen cada 5 minutos (que es la duración de un estado o período de trabajo). Dicho lapso de tiempo es un tópico a estudiar en siguientes trabajos y que a medida que progrese la tecnología y las comunicaciones puede tener valores pequeños.

En una MG lo principal es maximizar la producción de energía de sus propias microfuentes. Todo lo que se produce se debe inyectar al bus DC de la MG y si no se inyecta por alguna condición física o por el precio se debe almacenar temporalmente en cada microfuente.

En tal sentido, lo que se debe considerar es un almacenamiento temporal en cada microfuente, así como en el PCC y en las cargas eléctricas. El almacenamiento interno de las microfuentes consistiría en una combinación entre baterías (o tecnología similar) y supercondensadores que permitan tanto una respuesta rápida como un almacenamiento base de energía; de igual manera en las cargas eléctricas (aunque el tamaño del almacenamiento sería de menor capacidad en comparación al de las

microfuentes). En cambio, en el PCC habría un almacenamiento que se alimenta de la UN bajo un esquema dual de almacenamiento base y de rápida respuesta. Idealmente no se tendría conectado fuente de almacenamiento alguna al bus de la MG, sin embargo, se asume que existe al menos una fuente de almacenamiento al bus de la MG.

Por lo tanto, se ha considerado que el orden de prioridad para el abastecimiento energético de cada MG DC es: (a) Autoabastecimiento desde sus propias microfuentes de generación y/o de almacenamiento. Bajo esta condición no se encuentra conectada físicamente a la otra MG DC o a la UN; (b) Alimentarse desde la otra MG DC y mantenerse desconectado de la UN, y; (c) Alimentarse de la UN y desconectarse de la MG DC vecina.

Por lo tanto, el gestor de potencia es priorizado como: (a) las energías renovables son priorizados para despachar su energía eléctrica a la MG; (b) en el caso de déficit, energía almacenada es inyectada al bus de la MG; y (c) en caso de falta de potencia desde las microfuentes y almacenamiento, la MG es alimentada por ingreso de energía eléctrica desde la UN a través del PCC.

Para entablar el protocolo de intercambio de energía entre MGs y, entre ellas y la UN surge inquietudes como el cálculo de caída de tensión y como cada MG podría identificar las características del conductor, y con ello decidir por las condiciones físicas y luego analizar si resulta mejor interactuar con la otra MG o la UN. Sugiero que usando una señal eléctrica de frecuencia elevada va a permitir la medición de la distancia entre MGs y/con la UN y en el caso del diámetro de conductor se ingresa como dato o se tiene una bocanasa especial (herramienta que se propone para que sea diseñada en una futura investigación de elementos que permitan la interconexión entre MG) que determine el diámetro del conductor.

Tanto MG1 y MG2, poseen un bus de voltaje continuo V_1 y V_2 respectivamente. Si están conectadas físicamente, se llega a cumplir las siguientes condiciones: Si $V_1 > V_2$, la energía eléctrica fluye de MG1 a MG2; si $V_2 > V_1$ entonces la energía eléctrica fluye de MG2 a MG1 (ver Fig. 55).

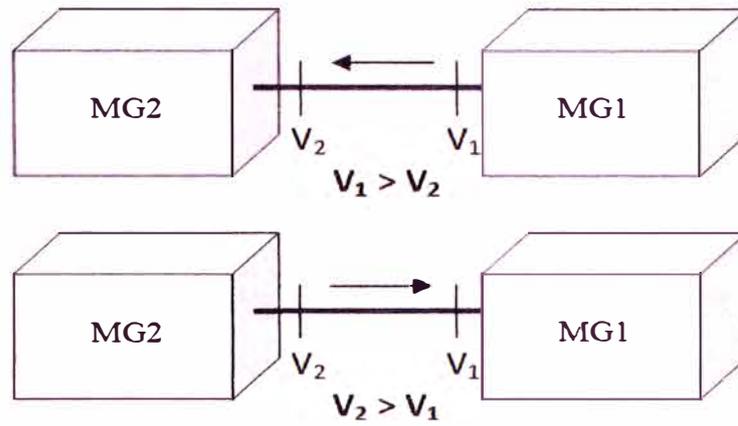


Figura 55: Condiciones de voltaje para la transferencia de energía eléctrica entre MGs
 [Fuente: Elaborada por el Autor].

La otra condición es que haya sobrante de potencia en una de las MGs. Por lo tanto, si esto ocurre, ambas MGs deben tener la capacidad de acondicionar sus voltajes a fin de que la transferencia de energía entre ellas se realice.

En cada MG se considera que las potencias aseguradas para el siguiente período son: P_g es la potencia desde los generadores y P_l es la potencia consumida por las cargas; por lo tanto, para la MG que va a transmitir estaría en cualquiera de los siguientes flujos de potencia definidos en las ecuaciones (2) y (3).

$$P_g + P_{s'} > P_l \tag{2}$$

$$P_g > P_s + P_l \tag{3}$$

donde P_s es la potencia de carga de la batería y $P_{s'}$ es la potencia de descarga de la batería. Las ecuaciones (2) y (3) mencionan que hay un sobrante de energía: (2) explica que la batería están en modo descarga y por lo tanto define el voltaje de la MG y en (3) la producción en generadores es buena y por lo tanto el voltaje MG es alto y permite la carga de las baterías (Es necesario mencionar que las microfuentes tienen su propio almacenamiento el cual tiene la forma peculiar de almacenar energía desde la propia microfuente como también comprar del bus de la MG). En consecuencia (2) y (3) reflejan dos valores diferentes de la potencia a exportar P_e y $P_{e'}$ de la MG que se definen en las ecuaciones (4) y (5).

$$P_e = P_g - P_s - P_l \quad (4)$$

$$P_{e'} = P_g + P_{s'} - P_l \quad (5)$$

Y el déficit de potencia P_d y $P_{d'}$ en una de las MGs estaría definido por las ecuaciones (6) y (7).

$$P_d = P_l + P_s - P_g \quad (6)$$

$$P_{d'} = P_l - P_{s'} - P_g \quad (7)$$

La interconexión entre MGs y/o entre ellas y la UN se explica en la Tabla 4 tomando como ejemplo que la MG1 es la MG exportadora y la MG2 es la MG receptora. La misma lógica se aplica en el caso contrario (MG1 es la MG receptora y MG2 es la MG exportadora).

Tabla 4: Lógica conceptual para la gestión de transferencia de potencia entre MG DC.

MG Exportadora		MG Receptora	Modo de Operación
$P_e, P_{e'}$	>	$P_d, P_{d'}$	MG1 transfiere energía a la MG2 y el sobrante es inyectado a la UN
$P_e, P_{e'}$	<	$P_d, P_{d'}$	MG1 transfiere energía a la MG2 y el déficit en MG2 es inyectado desde la UN.

La Tabla 5 muestra las reglas de voltaje para la transferencia de energía desde una de las MG considerada como exportadora hacia la otra que hace de receptora y en la Fig. 56 se muestra una representación de los valores de voltaje posibles en cada MG.

Tabla 5: Gestión de voltaje para la transferencia de potencia entre MG DC.

Estado	MG Exportadora	MG Receptora
1	V_β	V_α
2	V_α	V_γ

Estado	MG Exportadora	MG Receptora
3	V_γ	No, ambas MGs están en la misma condición: comprar energía de la UN

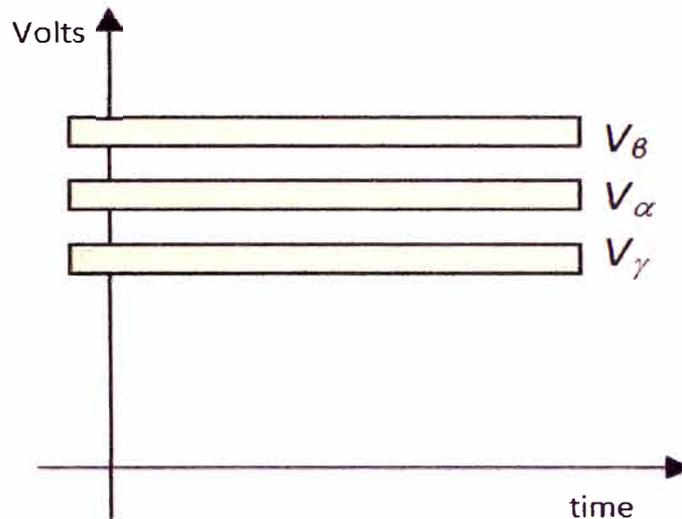


Figura 56: Representación gráfica de los niveles de voltaje posibles en cada MG [Fuente: Elaborada por el Autor].

El esquema propuesto se basa en la predicción de las variables de producción y almacenamiento (lo cual puede hecho por las mismas microfuentes, almacenamiento, cargas eléctricas y CC en cada MG). El desempeño de las fuentes de almacenamiento para suplir las variaciones estando éstas conectadas en las microfuentes y/o bus DC dependerá de la forma de negocio de cada MG o de ambas MGs.

Las simulaciones de interconexión se han realizado para 100 estados y cada estado con una duración de 5 minutos, lo cual hacen un equivalente a 500 minutos (8 horas 20 minutos). La Fig. 57 muestra las potencias que se transfieren a través de la interconexión entre MG1 y MG2. Se aprecia que hay estados en que ninguna transferencia de energía se realiza, esto es a que no cumplen las dos condiciones elementales para transferir energía eléctrica. Los colores en Fig. 57 representan la dirección del flujo de potencia.

En la Fig. 58 se puede apreciar el exceso y déficit de ambas MGs. El sobrante de cada una de ellas luego de haber atendido la demanda de la MG vecina es inyectado

hacia la UN. El déficit que se muestra en ambas MGs es indicador de ingreso de energía eléctrica desde la UN debido a que la MG vecina no puede suplir esa deficiencia. También se visualiza estados en que no hay déficit ni sobrante debido a que los requisitos para la interconexión no se cumplen.

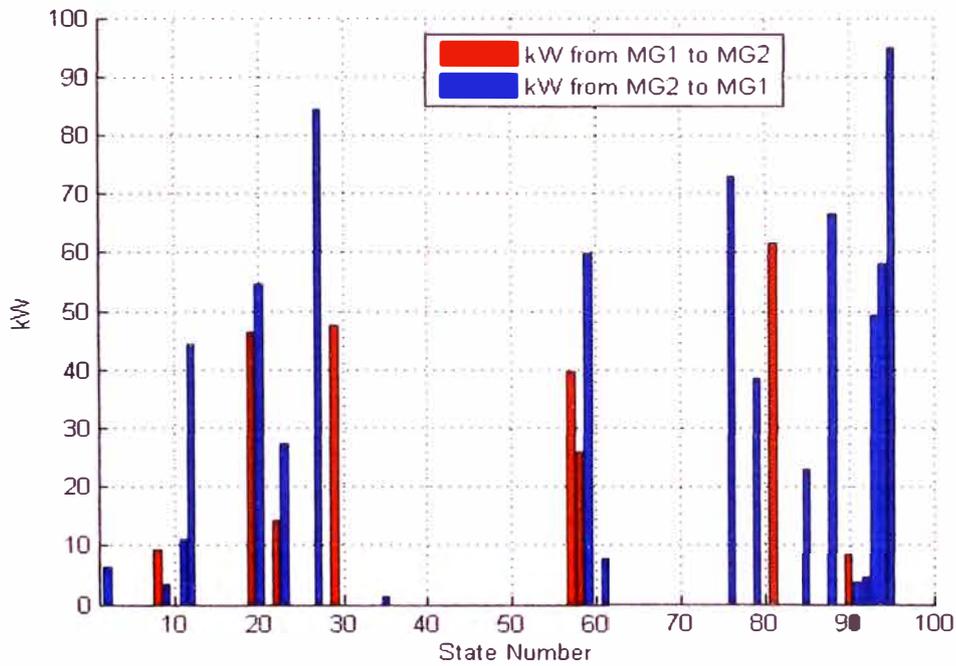


Figura 57: Transferencia de energía eléctrica entre dos MGs
[Fuente: Elaborada por el Autor].

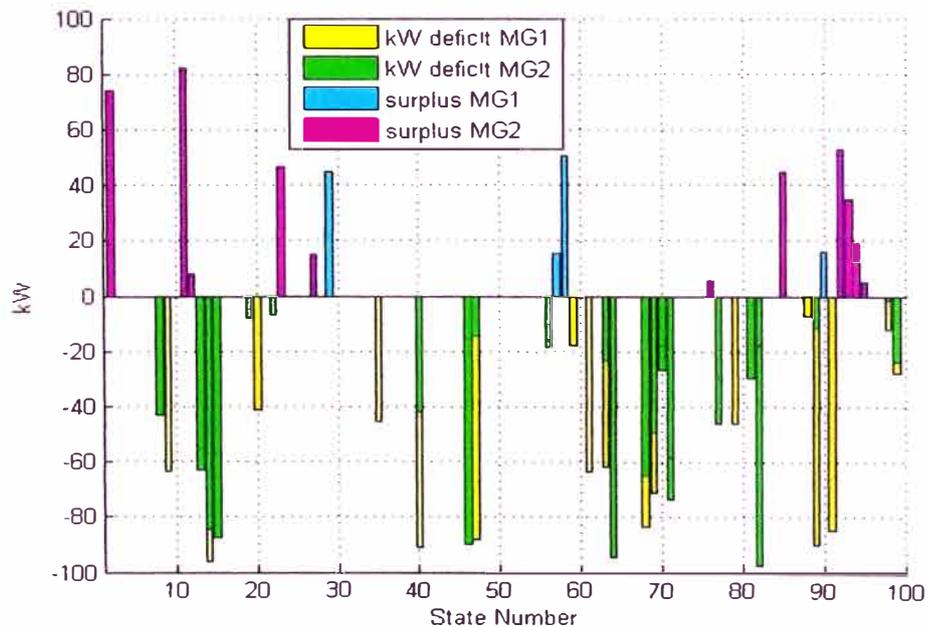


Figura 58: Sobrante y déficit de dos MG interconectadas
[Fuente: Elaborada por el Autor].

Los valores del voltaje operante son números uniformemente distribuidos entre un valor mínimo y un valor máximo. Una simulación del voltaje operante de cada MG es visualizado en la Fig. 59.

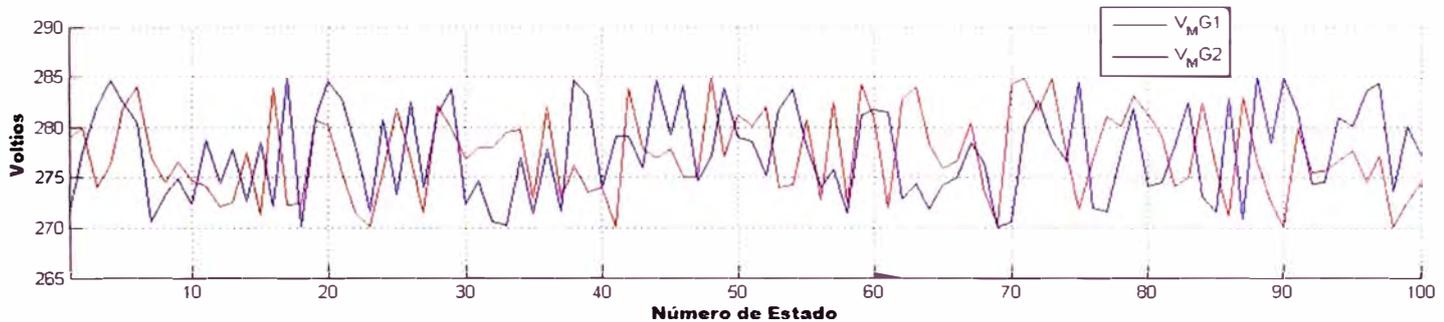


Figura 59: Voltaje DC operante en ambas MGs [Fuente: Elaborada por el Autor].

La Fig. 60 muestra la evolución del balance energético entre MG1 - MG2, MG1 - UN y MG2 - UN. Para éste análisis se ha considerado como valor positivo la potencia que se transfiere desde MG1 a MG2 y valor negativo en sentido inverso; además, es positivo el valor de la potencia que se transfiere desde cualquier MG a la UN y negativo la potencia que ingresa desde la UN hacia las MGs. En general se observa que la interacción de MGs con la UN se basa en importar energía, mientras que entre MGs es un flujo de potencia compensado. La Fig. 60 es un indicador de déficit de capacidad instalada de microfuentes en cada MG.

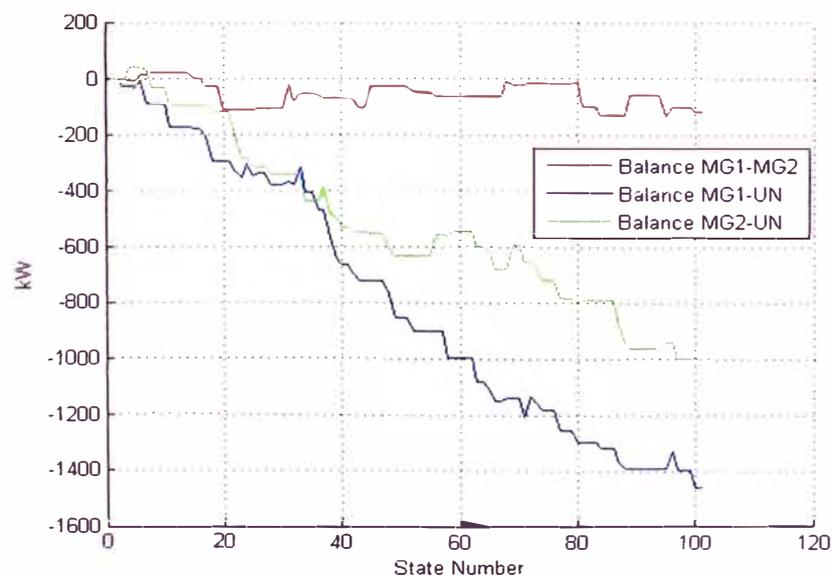


Figura 60: Balance de la energía eléctrica transferida entre MGs y entre MGs y la UN [Fuente: Elaborada por el Autor].

Períodos de tiempo mucho más prolongados pueden ser simulados, pero las gráficas resultantes no permiten visualizar los mecanismos de interconexión entre MGs (como se ha podido apreciar en Fig. 60). Períodos largos de un mes, meses u año, permiten una valorización energética de la interconexión entre MGs más acorde al punto de vista de la economía que de preferencia gusta de valorización anual.

Se deduce la necesidad que las cargas eléctricas sean reguladas en el sentido que aseguren una potencia de consumo casi constante durante un período de funcionamiento del sistema (que puede durar varios minutos), esto puede ser posible si el elemento de conexión carga – MG puede hacer lo siguiente: (a) predicción de la tendencia de consumo, (b) encendido/apagado de la calefacción, (c) encendido/apagado de aire acondicionado, (d) encendido/apagado de electrobomba de agua, (e) cualquier otro requerimientos energético que pueda ser programado su uso, por ejemplo, lavadora, riego, etc. con la condición de que una vez en funcionamiento lo hace hasta que acabe su proceso. El cliente podría sólo colocar las cargas eléctricas en condición de “apto para encendido” y el elemento de conexión carga – MG puede programar el encendido y decidir el momento de encendido.

Menor tiempo de duración de cada estado y/o mayor capacidad de almacenamiento en cada MG (sea conectada a cada microfuente y/o bus DC) disminuiría las deficiencias que se podrían dar durante cada estado (es un tema a seguir investigando).

En el Anexo 4 se muestra parte del algoritmo matemático que permite realizar las acciones necesarias de control y gestión del intercambio de energía entre MGs y calcular la potencia sobrante en cada MG y así mismo la potencia faltante en cada MG. Dichos valores definen las acciones a seguir de intercambio de energía hacia la UN y de almacenamiento en cada MG.

Lo desarrollo en interconexión de MGs servirá para estudiar la interconexión entre muchas MGs y en ello hay buenas perspectivas en el impacto que puedan tener las MGs en un país de América Latina. Por ejemplo, con lo asimilado en esta temática

de interconexión de MGs, Mario Romero en [50] realiza la investigación de implementación de un programa de DG con energías renovables en Bolivia para auto-abastecimiento eléctrico usando pequeñas fuentes de generación solar y eólica que se emplea principalmente para abastecer la demanda eléctrica local y el excedente se inyecta a la Red Eléctrica de Distribución a través de un medidor bidireccional, para ello, realizó un estudio minucioso de este modelo alternativo de generación de energía eléctrica como también hizo un estudio de factibilidad financiera de las distintas tecnologías “verdes” utilizadas para la generación de energía eléctrica para autoconsumo y la meta lograda fue predecir el impacto sobre el Sistema Interconectado Nacional (ver Fig. 61). El estudio abarcó los datos de radiación solar y de viento de las ciudades de La Paz, Cochabamba y Santa Cruz de la Sierra, además se consideró generación eólica y PV y se analizó bajo el punto de vista de tres escenarios definidos principalmente por la potencia de generación de las microfuentes y el porcentaje de casas en dichas ciudades en las que se implemente estas microfuentes. Este estudio incluye un programa de desarrollo, construcción y puesta a punto para la fabricación de turbinas eólicas de pequeña potencia y de paneles PV en Bolivia.

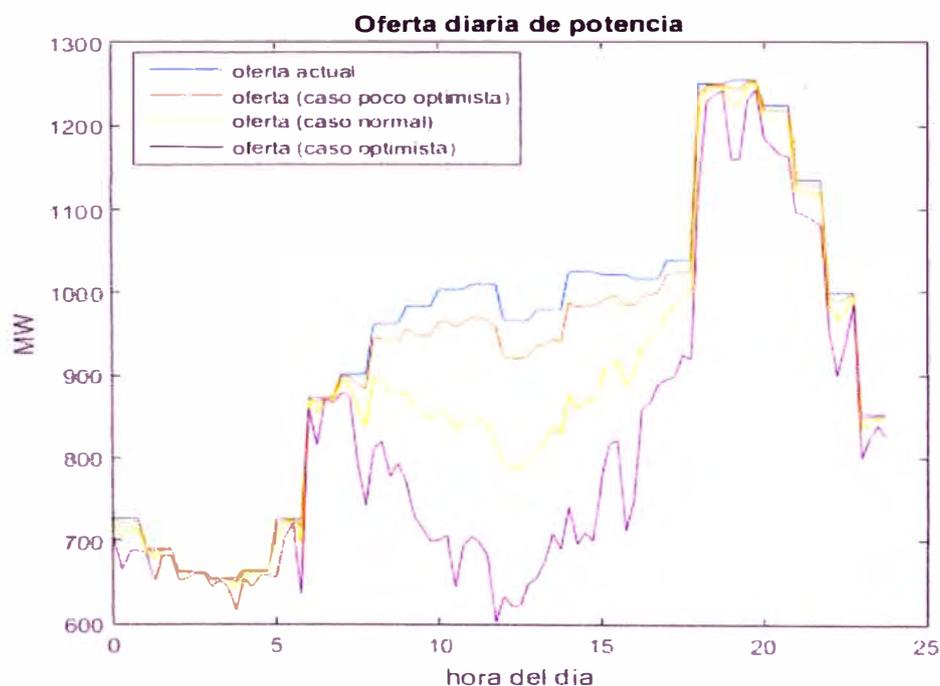


Figura 61: Influencia sobre la oferta actual del Sistema Interconectado Boliviano de un programa de implementación de DG para Bolivia reportado en (Mario Romero [50])

CAPITULO V

IMPLEMENTACION DE MICRORREDES EN HOSPITALES.

En este capítulo se analiza el potencial de implementar un sistema de MG para hospitales de baja demanda eléctrica considerando el área necesaria para la instalación de paneles PVs, la demanda eléctrica, un tiempo de retorno de inversión adecuado en base a la realidad peruana y en específico en lo que concierne a la labor del MINSA. Además se ha tomado en cuenta la Normativa vigente que se aplica a los EESS estratégicos del MINSA.

Hay cargas eléctricas típicas en la sociedad en que se puede estudiar la implementación de MGs, una de ellas son los hospitales públicos en que el autor tiene experiencia laboral desde el año 2000. Para el funcionamiento de los hospitales públicos, éstos reciben fondos principalmente del Gobierno con los que pagan desde lo que es la planilla de personal hasta los servicios básicos. Uno de ellos es la factura por consumo de electricidad, lo cual en muchos casos resulta oneroso para los pocos ingresos directos que tienen y que además, viene a ser un porcentaje importante de las transferencias de dinero dependiendo del nivel y capacidad de respuesta del Hospital.

Una instalación PV no sólo ayudaría a suplir una parte de su consumo por autogeneración en horas del día en que por lo general se dan casi todas las atenciones ambulatorias en Consultorios Externos y se realiza casi el total del trabajo en Lavandería, Costura, Central de Esterilización, Cocina y Casa de Fuerza (generación de vapor de agua saturado, calentamiento de agua, aire comprimido y agua blanda/dura en el más complejo de los casos), sino que además, es una fuente auxiliar de respaldo en caso de corte de suministro de electricidad u otra emergencia o desastre natural.

5.1. Hospital de Baja Demanda de Energía Eléctrica.

Son principalmente los Hospitales de categoría Nivel I y II ubicados por lo general en las capitales de provincia y de región. Para efectos de la presente tesis vamos a considerar como hospitales de baja demanda de energía eléctrica aquellos

que tienen como máxima demanda hasta 300 kW, caracterizados principalmente por tener capacidad de hospitalización de hasta 80 camas y tener en funcionamiento durante las horas de luz diurna: un sistema de vapor de agua saturado entre Casa de Fuerza, Cocina, Lavandería y Central de Esterilización. Dichos EESS no cuentan con servicios especializados (UCIs, Tomografía, Resonancia, Diálisis, Banco de Sangre, entre otros que son propios de los niveles III).

Este ítem ha sido desarrollado y publicado en [63] lo cual describimos a continuación:

Se analiza la implementación de una MG con una planta PV en EESS de nivel I y II del Ministerio de Salud del Perú. El estudio contempla tanto la parte técnica como económica para un horizonte de tiempo del proyecto de inversión pública (PIP) de 15 años. A la MG sólo está permitido el ingreso de energía eléctrica desde la red externa de electricidad y no cuenta con almacenamiento de energía. Se ha construido un modelo matemático que tiene en consideración tres escenarios: mínima, promedio y máxima.

Actualmente el gobierno peruano a través del Ministerio de Salud viene realizando el mejoramiento de 748 EESS estratégicos mediante proyectos de inversión pública (PIP – actualmente Invierte Perú) con un horizonte de tiempo de 15 años. Cada EESS tiene áreas (por ejemplo: en techos, en áreas verdes) potencialmente útil para el aprovechamiento de la radiación solar incidente con el que se puede implementar MGs con un buen impacto sobre el medio ambiente y una reducción de los costos operacionales. Los EESS de Categoría I y II están usualmente sobre un área de entre 2000 m² a 13000 m² y están ubicados en las diferentes regiones a nivel nacional.

Tres valores de radiación solar han sido considerados: Máxima (R_{max}) 6.08 kWh/m² día; Promedio (R_{ave}) 5.17 kWh/m² día y Mínimo (R_{min}) 4.42 kWh/m² día.

El panel fotovoltaico considerado es el Model E20-327-COM de SunPower

Company con potencia nominal de 327 Wp, eficiencia panel promedio de 20.4 %, área del panel de 1.63 m², peso de 18.6 kg y 1046 x 1558 mm de dimensiones. El costo en el mercado peruano es de US\$ 1/W incluido la instalación. La garantía de fábrica del panel solar seleccionado excede la duración del PIP en 10 años.

La configuración eléctrica de la MG que se propone se muestra en la Fig. 62

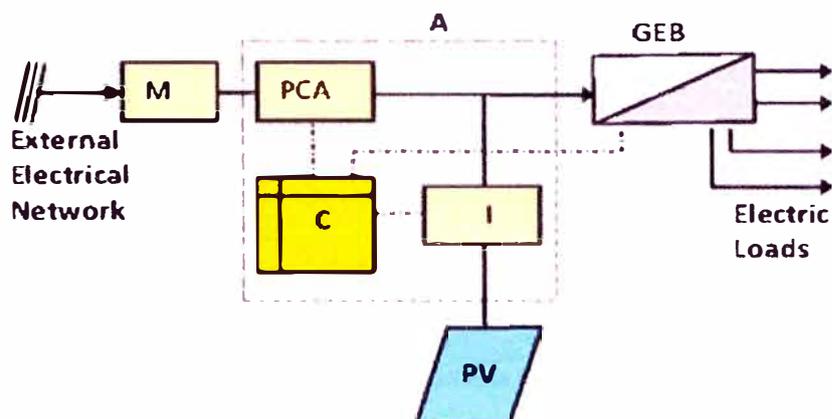


Figura 62: Propuesta de configuración de MG para EESS Nivel I y II

[Fuente: Elaborada por el Autor].

donde “PV” es la planta PV; “M” es un medidor para cuantificar la energía que proviene de la UN; “I” es el inversor de la planta PV; “PCA” es el PCC que conecta/desconecta la MG de la UN; “C” es el controlador central de la MG que se comunica de manera bidireccional con el Tablero General (GEB), el PCA e I. Tanto “I” y “PCA” gestionan el ingreso de energía desde la UN, también “C” tiene una adecuada interface máquina – hombre. “A” es una zona remarcada con líneas puntuadas que engloba lo que es el monitoreo, la gestión y el control de la MG propuesta y que considero en un futuro va a ser un único elemento ensamblado.

El EESS puede comprar energía en baja y media tensión. Los precios considerados es en bajo voltaje “PrBT” es 0.38115 US\$/kWh y en media tensión “PrMT” es 0.05705 US\$/kWh. En todos se ha asumido que el costo de “A” es C_C igual a US\$ 3000.

La ecuación para el cálculo de crecimiento de la demanda de electricidad

está de acuerdo con:

$$X_{(t_2)} = X_{(t_1)} e^{PRG(t_2-t_1)}$$

donde: PRG es el tasa de crecimiento anual; t_2 es el tiempo al final del período de estudio, t_1 es el tiempo inicial de la fase de estudio, $X_{(t_1)}$ es el dato de la variable de estudio que sirve como base de línea y $X_{(t_2)}$ es la variable en el punto final del período de estudio. Se considera que PRG es igual a 3.9 % [67] para calcular la evolución de precios durante el PIP.

La energía radiante que ha incidido sobre el área donde se ubica los paneles solares es calculada para los tres escenarios considerados de la siguiente manera:

$$E_{max,ave,min} [\text{kWh/día}] = A \times R_{max,ave,min}$$

donde la máxima energía radiada durante un día es “ E_{max} ”, “ E_{ave} ” es el valor promedio, y “ E_{min} ” es el mínima energía radiada por día.

Se ha considerado que el área “A” de la plata PV tiene tres escenarios:

$$A_{min} = 3000 \text{ m}^2; A_{ave} = 7000 \text{ m}^2 \text{ y } A_{max} = 11000 \text{ m}^2$$

Perú se encuentra cerca de la línea ecuatorial, por lo tanto, se ha considerado que las horas de sol diarias son aproximadamente 12 horas.

La energía diaria disponible puede ser suministrada a la carga a una potencia promedio diaria “ P_p ”, por el cual, una determinada cantidad de paneles solares “ U_{pv} ” es necesaria, por consiguiente:

$$P_p[\text{kW}] = fa \times E_{mes} / \text{número de horas por mes}$$

donde “ fa ” es un factor de ajuste que indica la cantidad de energía consumida durante las horas del luz solar del día y se ha considerado igual a $fa = 0.70$; “ E_{mes} ” es la energía eléctrica consumida mensualmente por el EESS en kWh y se ha considerado bajo los siguientes tres escenarios:

$$E_{mes_{min}} = 5000 \text{ kWh}; E_{mes_{ave}} = 10000 \text{ kWh y } E_{mes_{max}} = 15000 \text{ kWh}$$

La cantidad de paneles solares requerido es calculado mediante la ecuación:

$$U_{pv} = (P_p \times 1000)/(P_{nom})$$

donde: P_{nom} es la potencia nominal del panel solar seleccionado.

El costo inicial [US\$] de la MG “C_in” es:

$$C_{in_{max,ave,min}} = U_{pv_{max,ave,min}} \times C \times 327 + C_C$$

Quince años (del PIP) tiene 5475 días. Esto representa un pago por la energía comprada “Pec” en baja tensión “Pec_BT” o en media tensión “Pec_MT” de:

$$Pec_{BT_{max,ave,min}} = Pr_{BT(t)} \times Días_{(t)} \times Pp_{max,ave,min(t)}$$

$$Pec_{MT_{max,ave,min}} = Pr_{MT(t)} \times Días_{(t)} \times Pp_{max,ave,min(t)}$$

donde “ Pp_{max} ”, “ Pp_{ave} ” y “ Pp_{min} ” son las potencias máxima, promedio y mínima deducidas de los escenarios “ $Emes_{max}$ ”, “ $Emes_{ave}$ ” y “ $Emes_{min}$ ”.

Durante el tiempo de vida del PIP, el precio de la MG es amortizado progresivamente considerando el siguiente cálculo del valor real (VR) tanto para la tarifa de baja tensión (VR_BT) como para la tarifa en media tensión (VR_MT):

$$VR_{BT_{max,ave,min}} = C_{in_{max,ave,min}} - Pec_{BT_{max,ave,min}}$$

$$VR_{MT_{max,ave,min}} = C_{in_{max,ave,min}} - Pec_{MT_{max,ave,min}}$$

De manera similar, la energía radiante incidente durante un día es cuantificada como “ E_{max} ”, “ E_{ave} ” y “ E_{min} ” y siendo la eficiencia de los paneles solares “ η ”, entonces la energía eléctrica desde los paneles solares por un día “ $EEsol$ ” es:

$$EEsol_{max,ave,min} = E_{max,ave,min} \times \eta$$

La electricidad generada por la planta PV tiene una función similar a la energía que se compra, sin embargo, es ésta autoproducida. Por consiguiente, durante el PIP, el precio de venta de energía producida desde los paneles solares “ $CEEsol$ ” durante una cierta cantidad de “Días” es valorado acorde a:

$$CEEsol_{max,ave,min(t)} = EEsol_{max,ave,min} \times Días \times Pr_{BT(t)}$$

En resumen, la instalación de la MG en el EESS consiste de un costo inicial el cual es amortizado por el costo de energía para dejar de comprar en LV o MV, igualmente, la energía producida representa un valor que gradualmente se incrementa en el tiempo. En algún momento, ambos valores de la MG y la producción se igualarán lo cual representa el tiempo de retorno de la inversión; es decir, la MG se paga por si misma. La Fig. 63 muestran la tendencia donde “TIR” es el tiempo de retorno de inversión, y, “VR” es el valor real de la MG. Tres curvas de escenarios son mostrados: optimista (con subfijo “max” en las variables), promedio (subfijo “ave”) y mínimo (subfijo “min”).

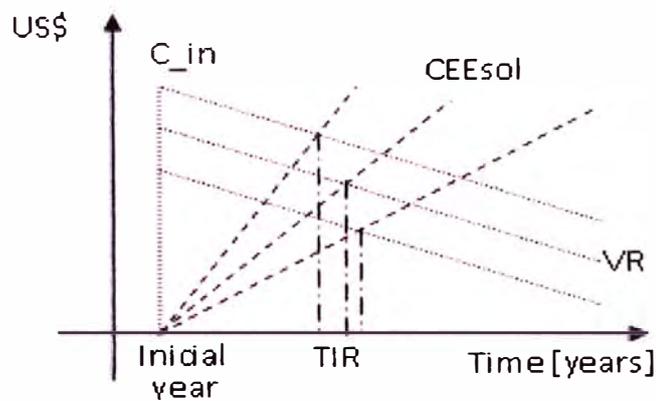


Figura 63: Evolución del valor real de la instalación y el valor de la energía producida por la planta PV [Fuente: Elaborada por el Autor].

En resumen, la evolución económica de una MG en un EESS consiste de un costo inicial el cual es amortizado por el costo de la energía que se deja de comprar en LV o MV y, la energía producida representa un valor que gradualmente se incrementa en el tiempo. En algún momento, tanto el valor de la MG y de la producción serán iguales lo que representa el TIR, la MG se paga a sí misma.

El primer escenario simulado es la potencia estimada usando el 20 % del área disponible del EESS. La Fig. 64 muestra los resultados.

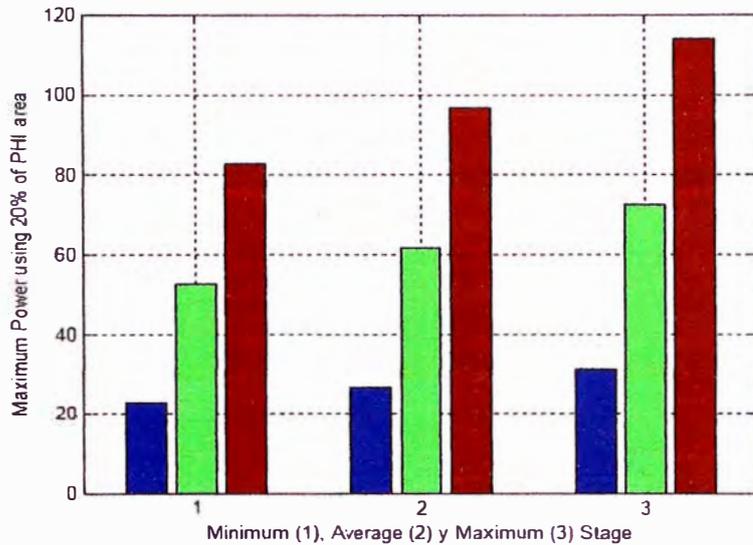
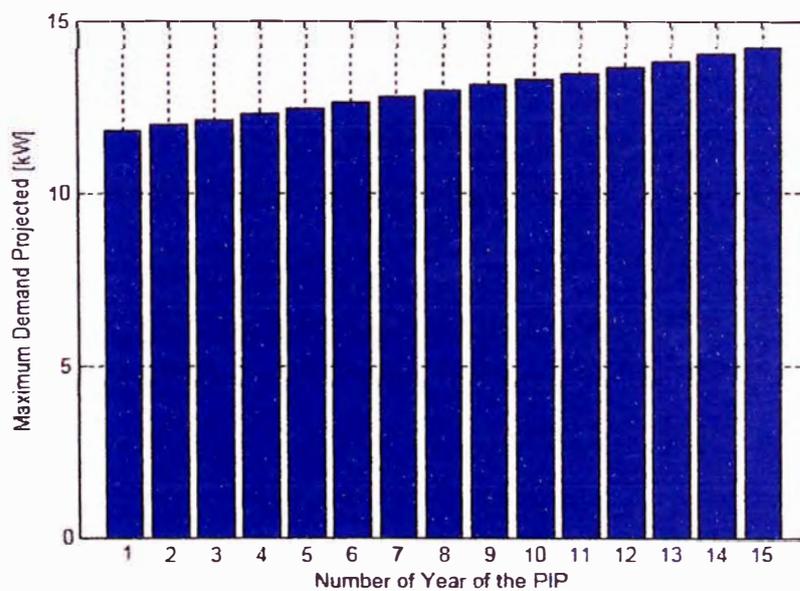


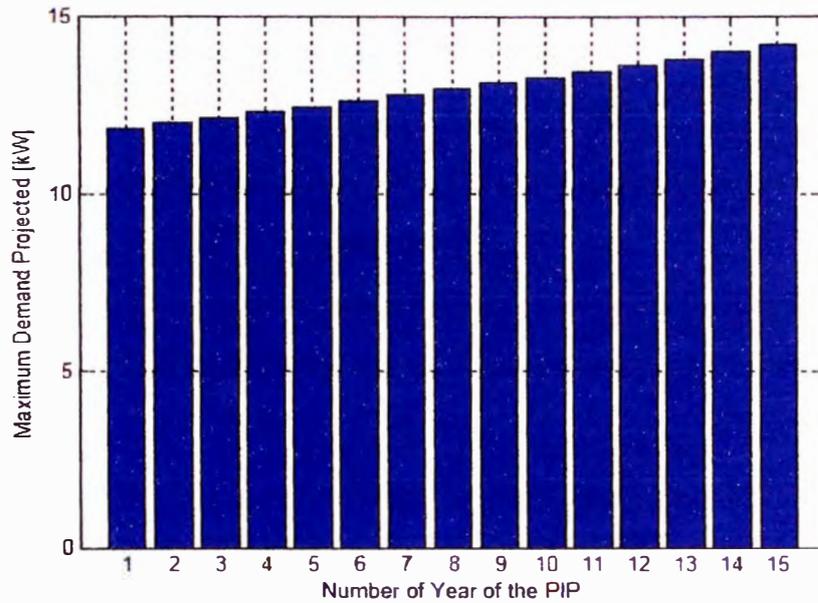
Figura 64: Estimada producción considerando tres escenarios de "A" y "R"
 [Fuente: Elaborada por el Autor].

En el caso de R_{min} y A_{min} se tiene 36 PV los cuales ocupan 36 m², en el caso de R_{max} y A_{max} son necesarios 108 PV los que ocupan 108 m².

Un segundo escenario es calcular la MD durante los años de PIP considerando el PRG, dado que cuando la población se incrementa y lo hace la cantidad de energía que es requerida por el EESS (ver Fig. 65). Las condiciones medioambientales han sido asumidas constantes durante los años del PIP.



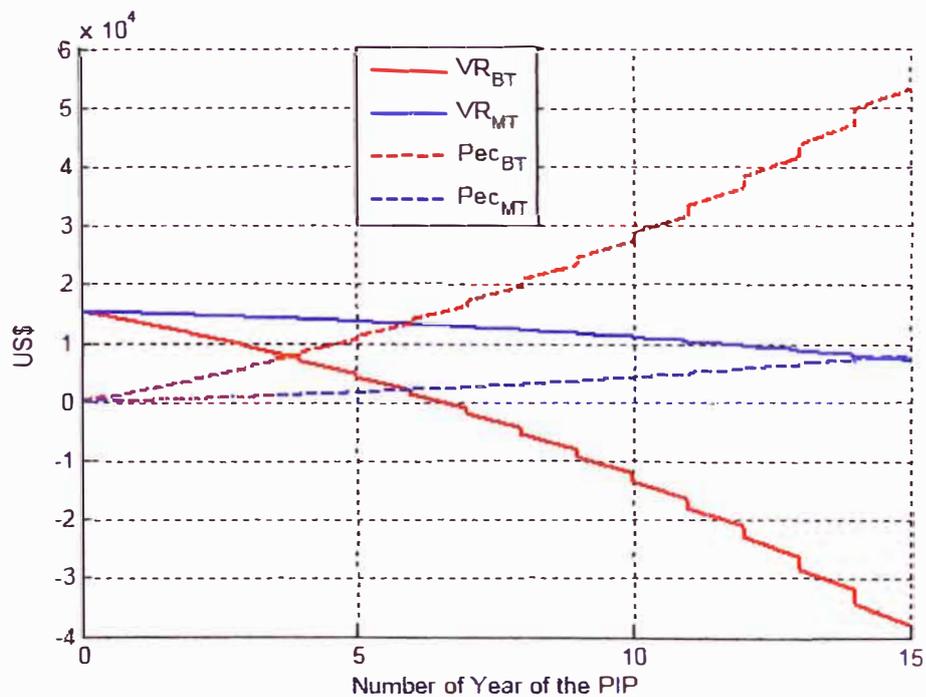
(a) con A_{min} y R_{min}



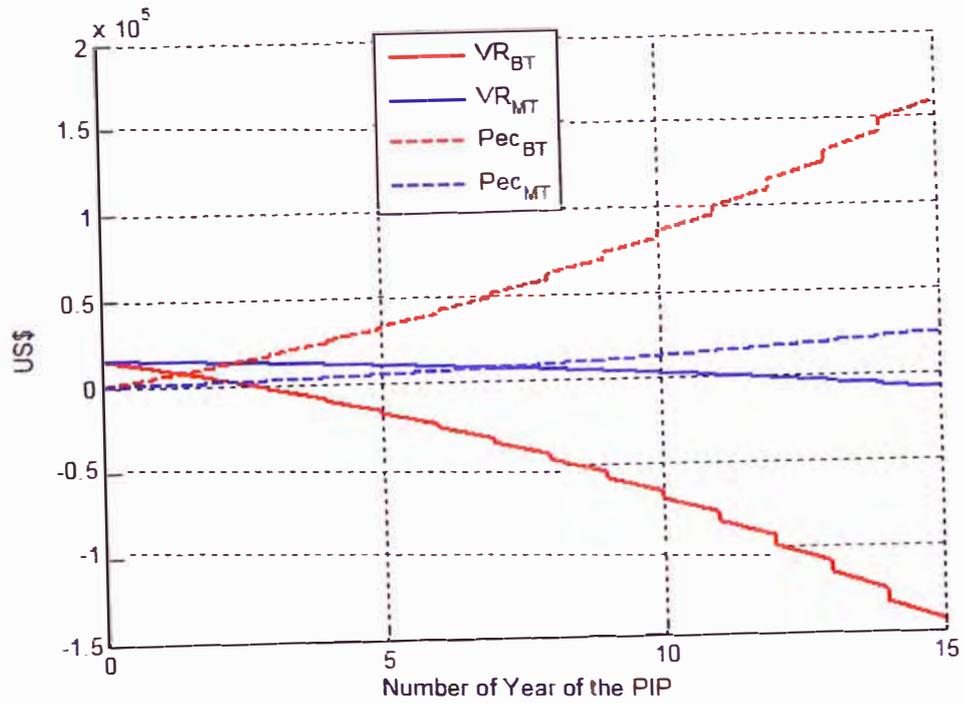
(b) con A_{\max} y R_{\max}

Figura 65: Proyección de MD durante los años del PIP [Fuente: Elaborada por el Autor].

La Fig. 66 indica que el tiempo de retribución es a corto plazo si el EESS ha sido conectado a la baja tensión. En ambos casos, los tiempos de recuperación están dentro del plazo del PIP. En la Fig. 67 se observa la evolución del VAN durante el tiempo de desarrollo del proyecto tanto para BT como para MT.

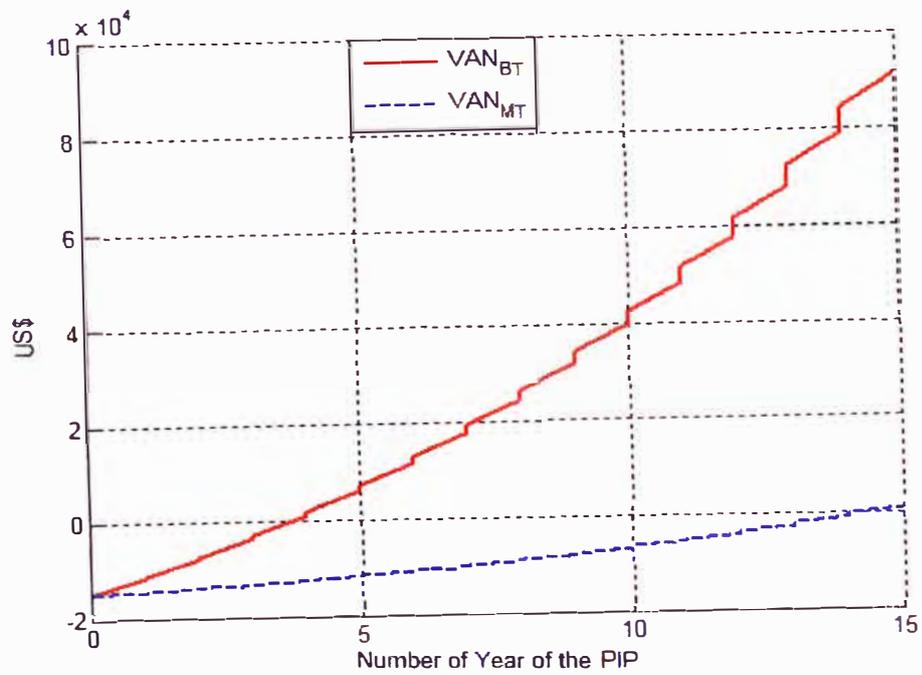


(a) con A_{\min} y R_{\min}

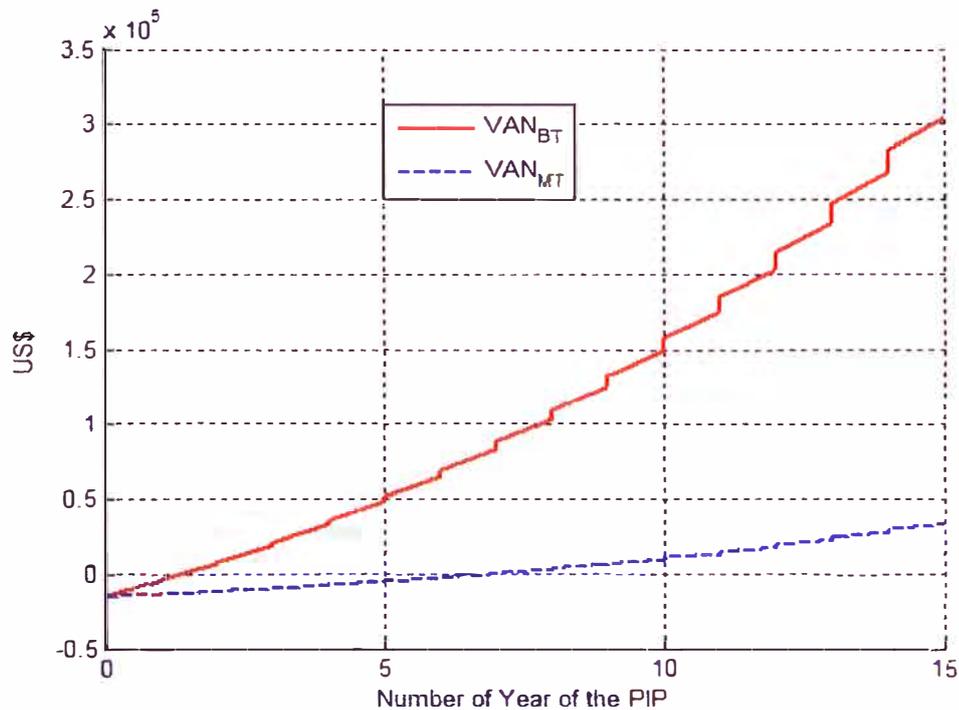


(b) con A_{\max} y R_{\max}

Figura 66: Evolución del VR y Pec en BT y MT para cálculo del TIR [Fuente: Elaborada por el Autor]



(a) con A_{\min} y R_{\min}



(b) con A_{max} y R_{max}

Figure 67: Evolución de VAN con BT y MT para cálculo del TIR [Fuente: Elaborada por el Autor].

Se concluye que (i) la implementación del concepto de MG en el EESS durante el horizonte de tiempo del PIP es viable. En el peor escenario con área mínima y radiación solar mínima, la MG se paga en aproximadamente 4 años para usuarios que compran en LV y 14 años para usuarios que compran en MV, y; en el mejor escenario con área máxima y radiación solar máxima se paga en aproximadamente 2.5 años para quienes compran en LV y 6.5 años para quienes compran en MV; (ii) al final del PIP los paneles solares aún tienen 15 años más por delante con garantía de fábrica, (iii) no se ha considerado el almacenamiento eléctrico porque tiene un alto costo en operación y mantenimiento, el cual incrementaría los costos y extendería el tiempo de retorno de inversión y (iv) con la electricidad producida por la planta PV y que se deja de pagar en el recibo de electricidad, la MG se paga por si misma.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1. CONCLUSIONES.

- a) Se logró desarrollar un algoritmo matemático de una MG modelo.
- b) Se logró implementar un balance de energía y potencia en una MG.
- c) Se logró sustentar el tener subniveles de voltaje dentro del voltaje nominal.
- d) Se aporta como una nueva forma de operación de las MGs.
- e) Se logró sustentar/proponer que el almacenamiento central pase como almacenamiento de microfuentes, cargas y PCC, con lo cual apporto una nueva forma de operación basada en la oferta y demanda de un valor fijo por cierto tiempo de duración (al que he llamado “período”) con lo cual se procura amortiguar el comportamiento impredecible de la demanda como de las variables medioambientales.
- f) Se logra distribuir energía eléctrica en base a su precio en cada período de funcionamiento. Esto permite además que se pueda planificar la operación de la MG para el siguiente período en base a la información reportada por las microfuentes, cargas y PCC.
- g) Se ha logrado desarrollar una estrategia de optimización en base a la disponibilidad y precio de la energía eléctrica producida por las microfuentes, el almacenamiento eléctrico y la UN. Dicha estrategia de optimización participa en conjunto con las estrategias de voltaje y de operación también propuestas e implementadas en la presente tesis.

- h) Se ha propuesto implementar una estrategia de voltaje dentro de la tolerancia del voltaje nominal del bus de la MG, consistente en tener diferentes sub-voltajes de trabajo específicos para las microfuentes, almacenamiento y UN con la finalidad de priorizar el despacho en dicho orden y que se realiza mediante un sistema de control.
- i) Se ha propuesto y analizado que las MG tengan dos voltajes de trabajo nominal del bus DC lo que permite ampliar las capacidades y alcance de las MGs con los mismos conductores instalados. Un sistema de control se ha desarrollado para que defina el momento de cambio de nivel de voltaje de trabajo del bus DC de la MG.
- j) Se ha propuesto un sistema de gestión para controlar la producción / consumo de energía a una potencia constante durante un tiempo determinado (período) mediante la instalación de almacenamiento de energía en microfuentes, cargas y PPC; con lo cual se facilita el cálculo de los parámetros de funcionamiento del sistema eléctrico y la toma de decisiones para su operación. Esto reduce significativamente la cantidad de datos necesarios para el control, gestión y optimización de la MG. Dicho almacenamiento temporal por las características al parecer tendrán que ser ultracondensadores, supercondensadores, algún tipo adecuado de batería electrolítica o alguna nueva tecnología, sin efecto látigo, de gran densidad de energía y de respuesta ultra-rápida
- k) En la interconexión lo que he realizado es crear el mecanismo de control basado en el intercambio de información de elementos que van a interconectarse. Este control ayuda a la optimización y gestión de los recursos disponibles en todo el conjunto que se analiza. La gestión de la interconexión entre MGs se realiza a través de una conexión informática sugiere tener un modo continuo de funcionamiento a través de la transmisión de señales usando los conductores eléctricos y un respaldo a través de conexión inalámbrica. A partir de esto, el estudio de la interconexión entre multi-MGs se ha facilitado.

- l) Los criterios desarrollados en la presente tesis se han implementado en parte de la infraestructura civil como son los hospitales de Perú de categoría Nivel II y de baja demanda de energía, dicho estudio se ha realizado en base a la normativa técnica y legal vigente en el sector Salud.

- m) Se la literatura revisada para la elaboración de la presente tesis se concluye que actualmente se tiene diferentes diseños de MGs, éstas son hechas a la medida, no existe un diseño típico ni hay estándares que regulen su diseño, selección y funcionamiento, y además, la industria no sabe a dónde mirar pues aún hay instituciones como IEEE o IEC que no han concluido este tema.

6.2. RECOMENDACIONES.

- a) Un tema a continuar investigando es sobre la interconexión entre MGs hasta tener modelos y simulaciones de arreglos de multi-MGs. Es decir, más allá de dos MGs (en paralelo) y una UN se puede hacer de tres, cuatro, cinco o más incluyendo cientos y miles conectados de muy diferentes maneras entre ellos y/o entre cada una de las MGs con la(s) red(es) eléctrica(s) externa(s).

- b) La capacidad computacional necesaria para modelos cada vez más complejos conlleva a sugerir la implementación de un centro de simulación numérica para el desarrollo de esta temática cuya capacidad computacional se vaya incrementando progresivamente a medida del desarrollo y simulación de modelos de escenarios y su publicación en revistas. Una alternativa puede ser la contratación en la nube para procesar dichos programas.

- c) Dada la actualidad de los temas considerados en la tesis se recomienda a quienes desean continuar esta investigación que deben participar en proyectos internacionales o iniciarlos para fortalecer la experticia, cooperación académica, conocimientos y generar de esta manera una

producción académica y científica actualizada en base a tesis, publicaciones y/u otros productos académicos.

- d) Se recomienda continuar la investigación en la aplicación del concepto de MG en la infraestructura civil (colegios, mercados, centros comerciales, hospitales, complejos residenciales, universidades) y/o militar; estos estudios se harían considerando la realidad energética y el marco normativo del país. Por ejemplo: bastante interesante es estudiar la implementación de MG en hospitales de gran demanda de energía y que en Perú serían los hospitales de categoría Nivel III con máxima demanda por encima de 500 kW, sin embargo, hay establecimientos de salud a nivel nacional con buena área para captura la radiación solar y convertirla en energía eléctrica y otros que disponen de buen viento u otras fuentes energéticas renovables.
- e) Los interesados pueden continuar la investigación utilizando otras técnicas de optimización que deben ir ligadas con las estrategias de operación de las MGs, dado que un estudio netamente matemático se vuelve pesado computacionalmente y uno basado en la práctica se vuelve impreciso.
- f) También pueden crear nuevas MGs con otros componentes no considerados en la presente tesis, como pueden ser: microturbinas de gas, plantas geotérmicas, plantas en base a cilindros concentradores parabólicos, planta de biomasa, entre otras. Así mismo la forma de distribución de la energía eléctrica dentro, hacia dentro y hacia afuera de la MG.
- g) Igualmente pueden profundizar en la interconexión con la UN analizando lo que se necesita para la conexión en diferentes niveles de voltaje, formas de onda AC o DC, frecuencias, monofásico o polifásico, etc.
- h) Dada la limitación en equipamiento de laboratorio para poder realizar la experimentación de MGs, se recomienda formar buenas capacidades en software de alto nivel (sugiero Matlab/Simulink) para que facilite la

concepción, desarrollo, modelamiento, simulación y análisis de resultados de los escenarios de las MGs que desean estudiar.

- i) Los valores numéricos de los resultados deben ser analizados y guardarlos como una base de datos que va a permitir: (i) plantearse nuevos escenarios de estudios; (ii) encontrar patrones o comportamiento similares; (iii) proponer nuevas estrategias, diseños, formas de operación, etc.; (iv) tomarlos como referencia para ser comparados con resultados de otros investigadores; (v) ser comparados entre ellos mismos para mejora continua de técnicas que hagan posible emular una variable, equipo, escenario, etc. en todo el dominio de los escenarios posibles en que pueda desenvolverse.

- j) Hay términos que no tienen una traducción equivalente al castellano, por lo tanto, se sugiere que cuando sean temas novedales de investigación se mantengan los términos en su versión inglesa.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Riso National Laboratory for Sustainable Energy. “Riso Energy Report 4 – The Future Energy System – Distributed Production and Use”. Technical University of Denmark. 2005.
- [2] International Energy Agency. “Global EV Outlook 2016: Beyond one million electric cars”. IEA Publications <http://www.iea.org>. Paris, May 2016.
- [3] International Energy Agency. “Energy Technology Perspectives 2016: Towards Sustainable Urban Energy Systems”. IEA Publications <http://www.iea.org>. Paris May 2016.
- [4] International Energy Agency. “Tracking Clean Energy Progress 2016: Energy Technology Perspective 2016 Excerpt, IEA Input to the Clean Energy Ministerial”. IEA Publications <http://www.iea.org>. Paris, May 2016.
- [5] International Energy Agency. “Next Generation Wind and Solar Power: From cost to value”. IEA Publications <http://www.iea.org>. Paris, October 2016.
- [6] International Energy Agency. “CO₂ Emissions from Fuel Combustion: Highlights”. IEA Publications <http://www.iea.org>. Paris, October 2016.
- [7] International Energy Agency. “Large-Scale Electricity Interconnection: Technology and prospects for cross-regional networks”. IEA Publications <http://www.iea.org>. Paris, November 2016.
- [8] International Energy Agency. “Energy, Climate Change & Environment: 2016 Insights”. IEA Publications <http://www.iea.org>. Paris, November 2016.
- [9] Janaka Ekanayake [et al]. “Smart Grid: Technology and Applications”. John Wiley & Sons, Ltd. West Sussex, UK. 2012.
- [10] International Energy Agency. “Technology Roadmap: Smart Grids”. IEA Publications <http://www.iea.org>. Paris, 2011.
- [11] Tony Flick, Justin Morehouse. “Securing the Smart Grid: Next Generation Power Grid Security”. Elsevier Inc. Burlington, USA. 2011.
- [12] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, P. Crossley. “Microgrids and Active Distribution Networks”. IET Renewable Energy Series 6. United Kingdom. 2009.
- [13] René Martínez. “Renewable-Driven Microgrids in Isolated Communities”. Thesis of Master of Science in Electrical Engineering. Universidad de Puerto

Rico. 2009.

- [14] Peter Asmus, Adam Cornelius, Clint Wheelock. “Microgrids: Islanded Power Grids and Distributed Generation for Community, Commercial and Institutional Applications”. Research Report. Pike Research LLC. 2009.
- [15] Christine Schwaegerl. “Advanced Architectures and Control Concepts for more Microgrids – Evaluation of the system performance on power system operation”. Report Final Version. Siemen’s AG. STREP Project. 2009.
- [16] Paolo Piagi, Robert Lasseter. “Autonomous Control of Microgrids”. California Energy Commission, CERTS. IEEE PES Meeting, Montreal, June 2006.
- [17] Riso National Laboratory for Sustainable Energy. “Riso Energy Report 8 – The intelligent energy system infrastructure for the future”. Technical University of Denmark. 2009.
- [18] IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. “1547 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”. Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation and Energy Storage. 2003.
- [19] Francisco Goiana. “Design Optimization of Stand-Alone Hybrid Energy Systems”. Tesis para Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores Major Energia. Faculdade de Engenharia. Universidade do Porto. 2010.
- [20] Hiroaki Kakigano, Yushi Miura, Toshifumi. “Low-Voltage Bipolar-Type DC Microgrid for Super High Quality Distribution”. IEEE Transactions on Power Electronics. Vol. 25, No. 12, December 2010.
- [21] M. Saejia, I. Ngamro. “Stabilization of microgrid with intermittent renewable energy source by SMES with optimal coil size”. Physica C 471 (2011) 1385 – 1389.
- [22] Manisa Pipattanasomporn, Hassan Feroze, Saifu Rahman. “Securing critical loads in a PV-based microgrid with a multi-agent system”. Renewable Energy 38 (2012) 166 – 174.
- [23] Kodanda Ram, Venu Golapa. “Operation and Control of Grid Connected Hybrid AC/DC Microgrid using various RES”. International Journal of Applied Engineering Research Vol 9 Number 9 (2014), pp 5583 – 5594.

- [24] Mohsen Akbari, Seyed Masoud Moghaddas-Tafreshi, Masoud Aliakbar Golkar. "Wavelet-Based Multi-Resolution Voltage Controller in a Hybrid AC/DC Microgrid". *Electrical Review*, R. 88 NR 8/2012.
- [25] John Stevens, Harry Vollkommer, David Klapp. "CERTS Microgrid System Test". *IEEEExplore*
- [26] S. Glover, J Neel, A Lentine et al. "Secure Scalable Microgrid Test Bed at Sandia National Laboratories". *Proceedings of the 2012 IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control and Intelligent Systems*. Bangkok. 2012.
- [27] Dong Chen, Lie Xu. "DC Microgrid with Variable Generations and Energy Storage" in *IET Conference on Renewable Power Generation 2011(RPG 2011)*. Sept 6-8, 2011
- [28] Gilbert M Bokanga, Atanda Raji, Mohammed TE Kahn, "Design of a low voltage DC microgrid system for rural electrification in South Africa". *Journal of Energy in Southern Africa*, vol 25, no. 2, pp. 9-12. May 2014
- [29] Ji-Heon Lee, Hyun-Jun Kim, Byung-Moon Han, Yu-Seok Jeong, Hyo-Sik Yang and Han-Ju Cha "DC Micro-Grid Operational Analysis with a Detailed Simulation Model for Distributed Generation" *Journal of Power Electronics*, Vol. 11, No. 3, May 2011
- [30] J.L. Mírez, H.R. Chamorro, C.A. Ordoñez and R. Moreno. "Energy Management of Distributed Resources in Microgrids". *IEEE CWCAS 2014 Colombian Workshop on Circuit and Systems*. October 2014. DOI: [10.1109/CWCAS.2014.6994607](https://doi.org/10.1109/CWCAS.2014.6994607)
- [31] Lie Xu, Dong Chen. "Control and Operation of a DC Microgrid With Variable Generation and Energy Storage". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 26, No. 4, October 2011
- [32] Syed Enam Reza, Mou Mahmood, A.S. M Kaikobad et al "A Novel Load Distribution Technique of DC Microgrid Scheme on PV-Diesel Hybrid System for Remote Areas of Bangladesh". *International Journal of Scientific & Technology Research*. Volume 2, Issue 1, January 2013.
- [33] Naoki Ayai, Toshiya Hisaya, Toshikazu Shibata et al. "DC Micro Grid System". *SEI Technical Review*. Number 75. Oct 2012. pp:132-136.
- [34] Leena Nikhil Suranglikar, S. N. Chaphekar. "Coordination Control of

- Microgrid". International Journal of Research in Engineering and Applied Sciences. Vol. 92, Issue 01, Jan 2014. pp: 9-14.
- [35] Wenchao Fan, Zaijun Wu, Xiaobo Dou et al "Design of a Microgrid with Low-Voltage Ride-Through Capability and Simulation Experiment". Journal of Applied Mathematics, Vol.2014, Art. ID 324527. <http://dx.doi.org/10.1155/2014/324527>
- [36] Jorge Mírez. "Simulation of a Microgrids DC/AC with Solar, Eolic, Battery Source and Utility Conventional". Thesys by Degree of MSc Physics. Faculty of Sciences. National University of Engineering, Lima, Perú, 2011.
- [37] Miguel Villablanca, Carlos Cádiz, Jorge Tapia. "Rectificadores CA/CC Tiristorizados con Formas de Onda de Alta Calidad". Ingeniare. Revista Chilena de Ingeniería. Vol 18, N° 1, 2010, pp: 132-143.
- [38] Alberto Bretón. "Diseño y Construcción de un Inversor Trifásico Multinivel de Cuatro Etapas para Compensación Armónica y de Reactivos". Tesis para optar el Título de Ingeniero Civil Industrial con Diploma en Ing. Eléctrica. Escuela de Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. 2003.
- [39] M. Rezwán Khan "A Stand Alone DC Microgrid for Electricity Supply in Rural Bangladesh". 2nd International Conference on the Developments in Renewable Energy Technology (ICDRET 2012).
- [40] Leonardo Trigueiro Dos Santos, Manuela Sechilariu, Fabrice Locment. "Prediction-based Economic Dispatch and Online Optimization for Grid-Connected DC Microgrid". 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)
- [41] Tran Dang Khoa, Leonardo Trigueiro Dos Santos, Manuela Sechilariu, Fabrice Locment. "Load Shedding and Restoration Real-Time Optimization for DC Microgrid Power Balancing". 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)
- [42] Mohammad B Shadmand, Robert S. Balog. "Multi-Objective Optimization and Design of Photovoltaic-Wind Hybrid System for Community Smart DC Microgrid". IEEE Transactions on Smart Grid. Vol. 5, Issue 5, Sept. 2014.
- [43] Manuela Sechilariu, Baochoa Wang, Fabrice Locment. "Power Management and Optimization for Isolated DC Microgrid". 2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion.

- [44] Lexuan Meng, Tomislav Dragicevic, Josep M. Guerrero, et al “Dynamic Consensus Algorithm Based Distributed Global Efficiency Optimization of a Droop Controlled DC Microgrid”. ENERGYCON 2014, Dubrovnik, Croatia.
- [45] Cendan Li, Federico de Bosio, Fang Chen, et al. “Economic Dispatch for Operating Cost Minimization under Real Time Pricing in Droop Controller DC Microgrid”. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics. Vol. PP, Issue: 99 DOI: 10.1109/JESTPE.2016.2634026
- [46] Daniella Rough. “Technical and Financial Feasibility of Wind Power-to-Gas Systems: A Case Study of the Talara Wind Farm, Perú”. Thesis for the Degree of Master of Science in Renewable Energy Management. Faculty of Environment and Natural Resources. 2014. University of Freiburg. Germany
- [47] Jorge Mírez. “Sistemas de Almacenamiento de Energía”. XIX Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente (XIX-SPES), Puno. Nov 2012.
- [48] Steve Másquez. “Generación de Energía Eléctrica y Térmica basado en el Uso de un Sistema Gasificador/Grupo Electrónico para el Aprovechamiento de los Residuos Orgánicos de Gandul de una Empresa Agroindustrial”. Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica Eléctrica y Ramas Afines – CONEIMERA 2014. Chiclayo, Perú.
- [49] Dante Miraglia, Jorge Mírez. “Aplicación del Loop Automation en una red de distribución aérea de media tensión”. Revista INGE@UA. Vol. 5, No. 10, pp: 16-20, enero - junio de 2015.
- [50] Mario Romero. “Implementación de un Programa de Generación Distribuida con Energías Renovables ENDE Corporación”. Proyecto de Grado para Optar el Título de Licenciatura en Ingeniería Electromecánica. Facultad de Tecnología. Universidad Privada del Valle. Cochabamba, Bolivia, 2015.
- [51] Adrián Ramón, René Pineda. “Análisis del Rendimiento de los Acumuladores de Energía del Sistema Fotovoltaico existente en la Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca”. Tesis previa para la Obtención del Título de Ingeniero Electrónico e Ingeniero Eléctrico. Universidad Politécnica Salesiana – Sede Cuenca. Ecuador. 2015.
- [52] Annete Werth, Mario Tokoro, Kenji Tanaka. “Bottom-up and Recursive Interconnection for Multi-layer DC Microgrids”. 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)

- [53] Srayashi Konar, Arindam Ghosh. “Interconnection of Islanded DC microgrids”. 2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC).
- [54] Moonhyun Lee, Woon Choi, Heyjin, Bo-Hyung Cho. “Operation Schemes of Interconnected DC Microgrids Through an Isolated Bi-directional DC-DC Converter”. 2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC).
- [55] Mahesh Kumar, Suresh Chandra Srivastava, Sri Niwas Singh, Mylavarapu Ramamoorthy. “Development of a control strategy for interconnection of islanded direct current microgrids”. IET Renewable Power Generation., 2015; Vol. 9, Iss. 3, pp. 284-296.
- [56] Debasish Dhua, Sabyasachi Bandyopadhyay. “Optimization of Generation Capacity at the Incoming Microgrid in an interconnected Microgrid System using ANN”. 2014 International Conference on Advances in Green Energy (ICAGE).
- [57] Mehdi Savaghebi, Josep Guerrero, Alireza Jalilian et al. “Hierarchical Control Scheme for Voltage Unbalance Compensation in Islanded Microgrids”. IECON 2011 – 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society.
- [58] Josep Guerrero, Juan C. Vásquez, José Matas et al. “Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids – A General Approach Toward Standarization”. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 58, No. 1, January 2011.
- [59] Arto Niinintö. “Simulation of the Management of a Micro Grid with Wind, Solar and Gas Generators”. Master’s Thesis by Master of Science in Engineering. Aalto University. Espoo 2009.
- [60] Roy H. Kwon. “Introduction to Linear Optimization and Extensions with MATLAB”. Boca Raton, FL: CRC Press, 2014.
- [61] Jorge Mírez, Luis Hernández Callejo, Manfred Horn et al. “Simulation of DC Microgrid and Study of Power and Battery Charge/Discharge Management Optimal”. DYNA, 92(6). 673-679. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8475>
- [62] Jorge-Luis Mírez-Tarrillo. “An Optimization of Power Dispatch using Linear Programming with new strategic of operation in DC Microgrid”. (aprobado

para publicación el 14 de octubre del 2016 en la Revista “Perfiles”, la cual está indexada en Latin Index)

- [63] Jorge-Luis Mírez-Tarrillo. “Technical-economic analysis of a AC/DC Microgrid for Public Health Institutions with low demand electrical. Case study: Peru”. *Perfiles*. N° 16 Vol. 2(2016). pp.: 50-55. [Disponible en: <http://ceaa.esPOCH.edu.ec:8080/revista.perfiles/faces/Revistas/Art7Edicion16.pdf>]
- [64] Jorge Mírez. “A modeling and simulation of optimized interconnection between DC microgrids with novel strategies of voltage, power and control”. 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM). DOI: [10.1109/ICDCM.2017.8001098](https://doi.org/10.1109/ICDCM.2017.8001098)
- [65] IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. IEEE Standard 1547. 2003
- [66] Jorge Mírez Tarrillo, Luis Hernández Callejo. “Modelado y Simulación de la Microred Eléctrica de CEDER – CIEMAT”. III Congreso Iberoamericano de Microredes de Energía. Red Telemática MIGEDIR – CYTED. Diciembre 1 – 2, 2015. Liberia. Guanacaste. Costa Rica.
- [67] PCR Pacific Credit Rating. “Peru Sector Report: Electric Sector: Report at September 2014”. Disponible en: http://www.ratingspcr.com/uploads/2/5/8/5/25856651/sector_electrico_peruano_201409-fin.pdf

ANEXOS.

ANEXO 1: Microrred modelo.

La microrred (ver Fig. A1-1) está compuesta de cuatro turbinas eólicas, una planta PV, un sistema de almacenamiento de energía, un ensamble transformador de distribución – rectificador de potencia, cargas eléctricas residenciales con sus respectivos inversores de potencia y un sistema de gestión y control de la MG.

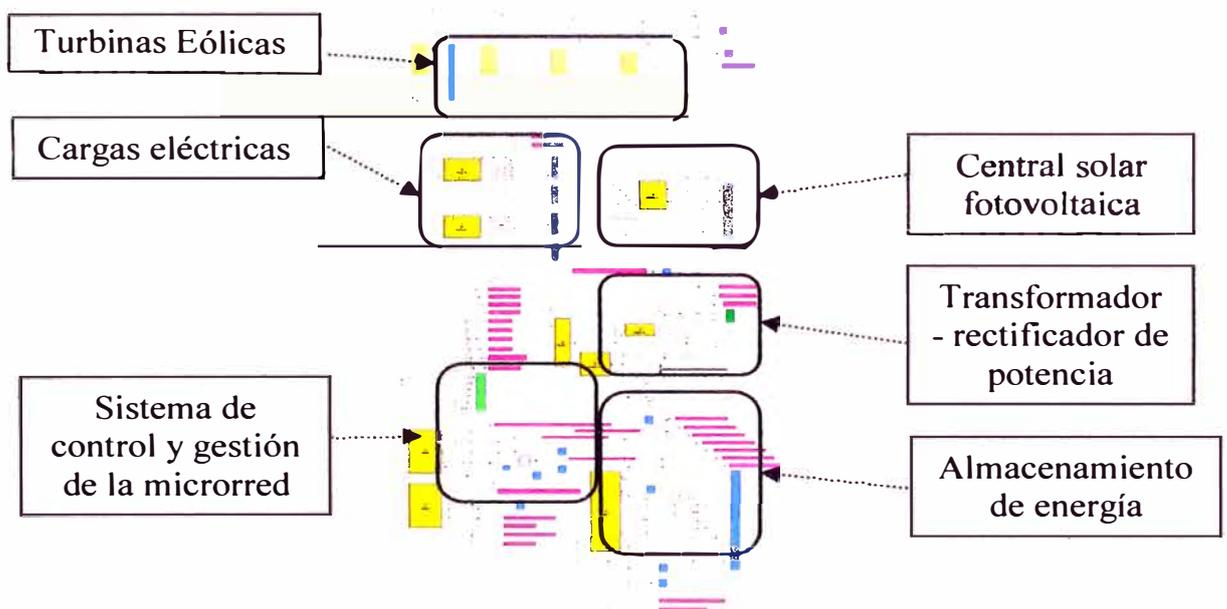


Figura A1-1: Esquema general de la microrred implementada en Simulink

[Fuente: Elaborada por el Autor].

Las turbinas eólicas tienen los mismos datos de ingreso como es la velocidad de viento, la temperatura del aire, la altura del emplazamiento sobre el nivel del mar, además contiene las características geométricas de la misma: radio del área de barrido de los álabes (ver Fig. A1-2 y A1-3).

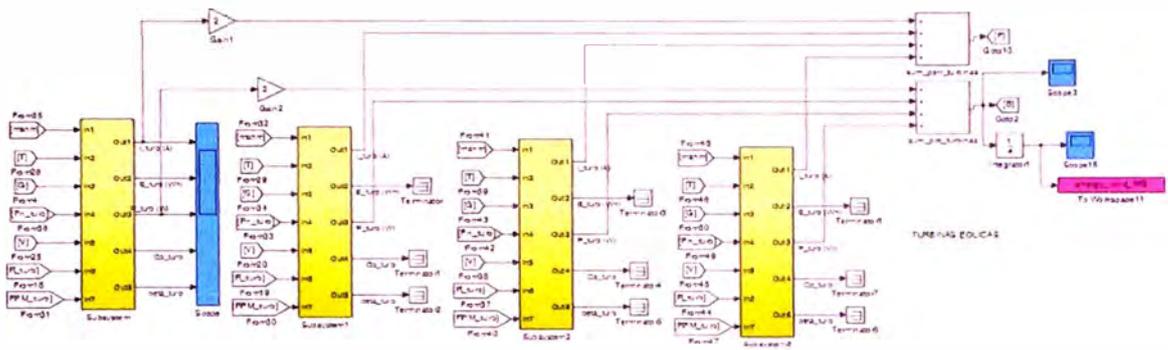


Figura A1-2: Central eólica constituido por cuatro aerogeneradores

[Fuente: Elaborada por el Autor].

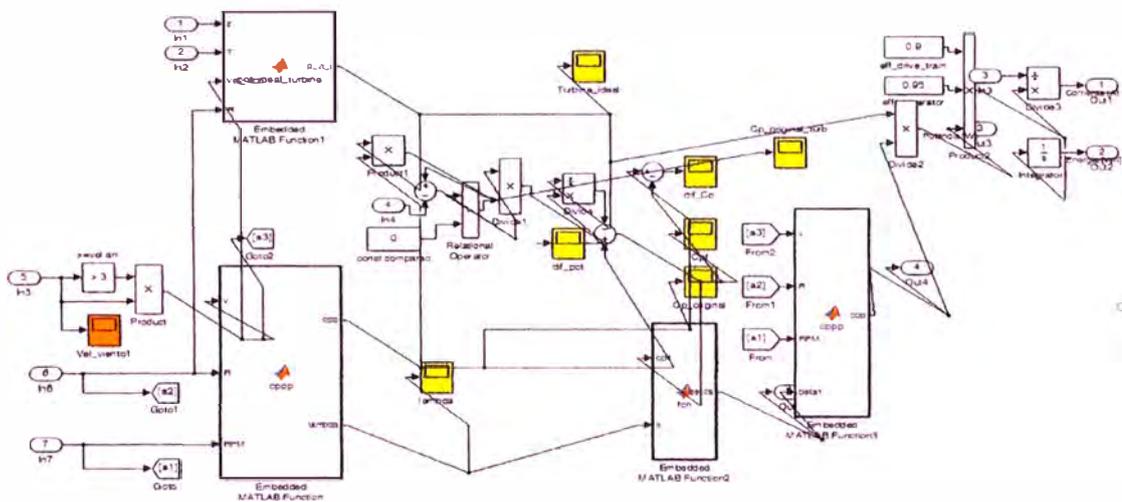


Figura A1-3: Central eólica constituido por cuatro aerogeneradores

[Fuente: Elaborada por el Autor].

Para cada turbina eólica se ha desarrollado varios cálculos como son (a) calcular la potencia resultante de una turbina de viento ideal, (b) calcula la densidad del aire a las condiciones existentes en dicho lugar, (c) calcular el coeficiente de potencia y (d) optimizar el coeficiente de potencia para asegurarse que en el tiempo debido al desgaste y otras situaciones similares la turbina capte la mayor cantidad de energía necesaria para cualquier condición de funcionamiento.

El código desarrollado para el cálculo de densidad de viento y para el coeficiente de potencia se da a continuación:

```
function [cpp, lambda] = ccpp(v, R, RPM)
beta1=0;
```

```

if v <= 0
    lambda = 0;
    cpp = 0;
else
    lambda = (pi/30).*(RPM/v).*R*(3600/1609);
    cp = (1/2)*(lambda-0.022.*(beta1.^2) - 5.6).*exp(-
0.17*lambda);
    if cp>0    cpp = cp;    else    cpp = 0;    end
end

```

```

function p_w_i = pot_ideal_turbine(z,T,vel_wind,R)
% z es la altura donde se ubica en msnm
% T es la temperatura del aire en °C
% vel_wind es la velocidad del viento en m/s
% R es el radio del álabes del molino de viento.
A = pi* R^2;
t = T + 273.15;
if vel_wind == 0
    p_w_i = 1;
else
    p_w_i = 0.5*A*1.225*vel_wind.^3.* exp((-
9.81*z)./(287.05*t));
    %if vel_wind>9.5
    %    p_w_i = 0.5*A*1.225* 9.5^3.* exp((-
9.81*z)./(287.05*t));
    %end
%else
%    p_w_i = 0;
end

```

La central PV (ver Fig. A1-4) recibe como datos de entrada la temperatura y la radiación solar, más la configuración en serie y paralelo que tiene como arreglo de los paneles solares individuales, lo desarrollado da como resultado la corriente y potencia que se inyecta al bus de la MG y que además sus valores son enviados hacia el sistema de control y gestión de la MG. Parte del código desarrollado para la caja Planta Solar se da a continuación:

```

function [I,P] = cell_solar(vv,T_r,G_ing,ns,np)
% el voltaje de ingreso "v" esta dado en voltios.
% este programa permite el calculo de n células solares en serie
v = vv*1000; %se multiplica por 1000 para pasarlo a milivoltios
G_sct = 1000; % en watts por metro cuadrado
T_c = 25; % en grados centígrados
k = 0.00441; % en /°C;
t = 25;
A = 16.25*7.3;
Jsc = 0.031188; % esta corriente está dada en mA
Jo = 10^(-12); % esta corriente esta dada en mA
tt = t + 273.19;
vt = 0.08615259*tt; %esta medida esta expresada en mV.
II = (Jsc - Jo.*(exp(v/(40*ns*vt))-1)).*A;
%la razón v/vt esta en mV.
%la corriente esta dada en A.

```

```

P_ideal = np*(v.*II)./1000; %la potencia sale en watts
P = P_ideal.*(G_ing./G_sct).*(1+k.*(T_c-T_r));
I = P./v;

```

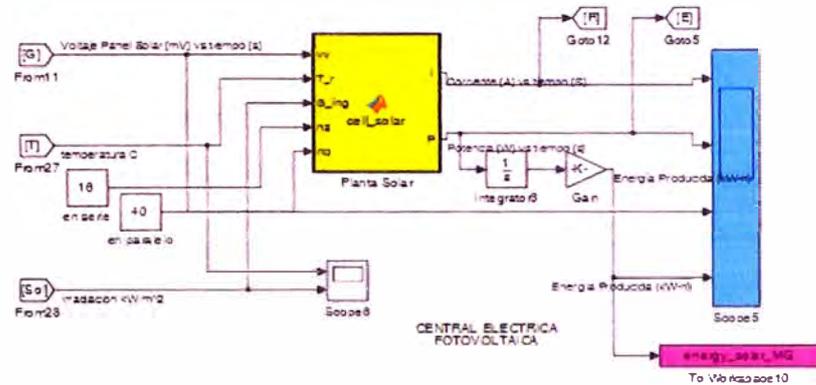


Figura A1-4: Central solar fotovoltaica [Fuente: Elaborada por el Autor].

El ensamble transformador de distribución – rectificador de potencia (ver Fig. A1-5) permite el ingreso de energía eléctrica desde la red externa de electricidad y su conversión a corriente continua que es luego distribuida por el bus de la MG. Esta acción se realiza a la orden que da el sistema de gestión y control de la microrred y tiene como datos de entrada el valor del voltaje que se tiene en la red primaria en media tensión a la cual se conecta el lado primario del transformador, el voltaje del bus de la MG, las características del transformador de potencia (relación de transformación) y la necesidad de potencia a ingresar desde la UN.

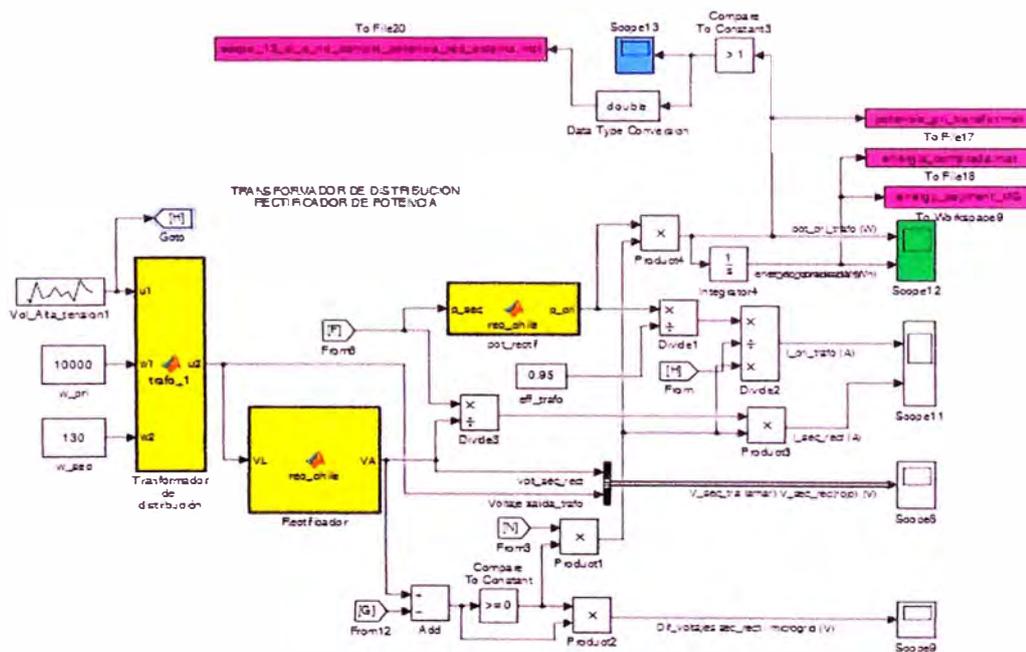


Figura A1-5: Ensamble transformador de distribución – rectificador de potencia [Fuente: Elaborada por el Autor].

El sistema de almacenamiento de energía (ver Fig. A1-6) tiene la función de almacenar el exceso de energía y entregar cuando hay una caída de tensión de la MG o déficit de energía eléctrica. Se ha considerado inicialmente de capacidad ilimitada tanto la corriente y potencia de carga y descarga para poder cuantificar dichos valores; además, la capacidad de almacenamiento de energía del almacenamiento es un valor que puede ser modificado. Los valores de entrada son la potencia que se necesita en la MG, el voltaje del bus de la MG y la energía almacenada (sin embargo, esto es un valor que tiene una retroalimentación y se modifica en base a los procesos de carga y descarga del almacenamiento). Las variables de salida son: potencias y corrientes de carga y descarga, el voltaje resultante del bus de la MG debido a la inyección de energía del almacenamiento, la energía almacenada (la cual se modifica con los procesos de carga y descarga). Parte del código desarrollado se muestra a continuación:

```
function [Ic, Id, Pc, Pd, Vf, Psobrante] = fcn(VL, p_alm, i_des, de)
Vd = 280;
Ic = p_alm./VL;
Id = 0;
Pc = p_alm;
Vf = VL;
Pd = 0;
Psobrante = 0;
if VL<Vd
    Vd = 280;
    Id = i_des;
    Ic = 0;
    Vf = Vd;
    Pc = 0;
    Pd = Vd.*Id;
    Psobrante = 0;
    if de<0
        Vf = VL;
        Id = 0;
        Ic = 0;
        Pc = 0;
        Pd = 0;
        Psobrante = 0;
    end
end
if de >= 1000000 %esta es la cantidad de energía almacenable
    Vf = VL;
    Id = 0;
    Ic = 0;
    Pc = 0;
    Pd = 0;
    Psobrante = p_alm;
    if VL<Vd
        Vd = 280;
```

```

Id = i_des;
Ic = 0;
Vf = Vd;
Pc = 0;
Pd = Vd.*Id;
Psobranante = 0;
if de<0
    Vf = VL;
    Id = 0;
    Ic = 0;
    Pc = 0;
    Pd = 0;
    Psobranante = 0;
end
end
end
end

```

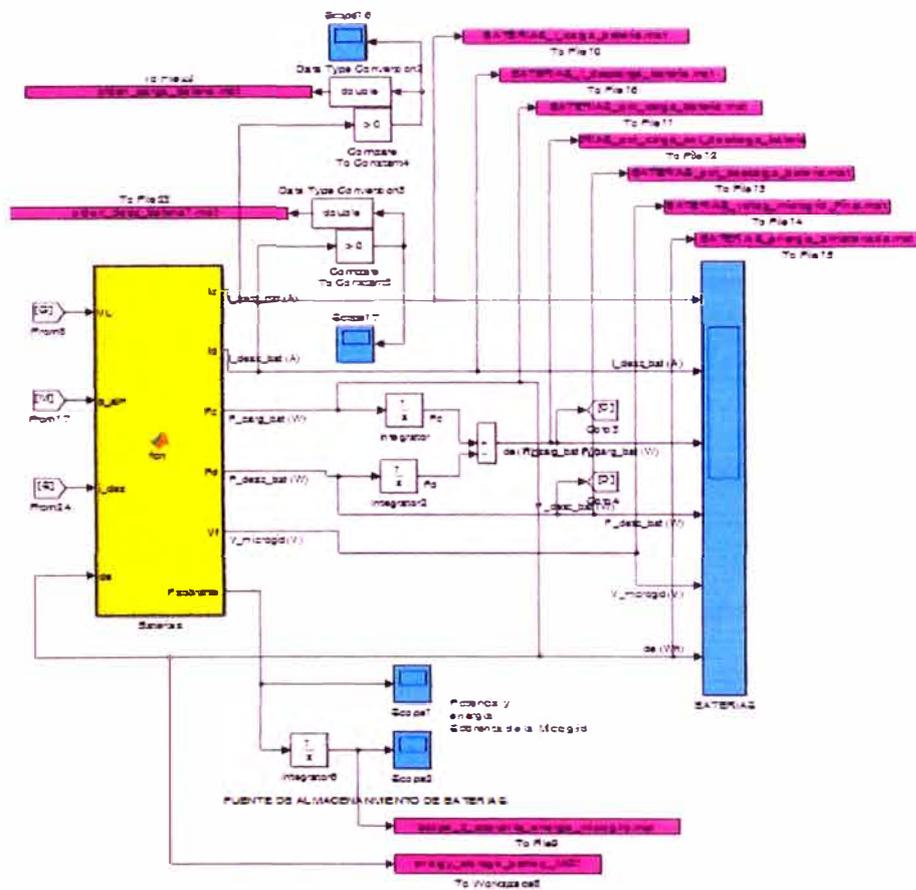


Figura A1-6: Sistema de almacenamiento de energía

[Fuente: Elaborada por el Autor].

Las cargas eléctricas (ver Fig. A1-7) son del tipo residencial. Dichas cargas dentro de sus instalaciones usan AC (se ha considerado que como cliente no debe preocuparse por la forma como es que llega la electricidad a su casa, simplemente la compra y la usa), por lo tanto, se tiene un inversor de potencia.

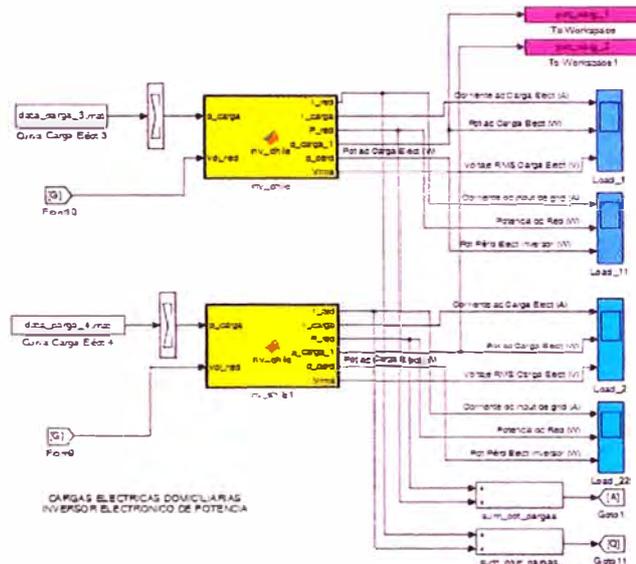


Figura A1-7: Cargas eléctricas domiciliarias [Fuente: Elaborada por el Autor].

El sistema de control y gestión de la MG (A1-8) recibe la información procedente tanto de los microfuentes, cargas eléctricas, almacenamiento y UN con ello gestiona la energía producida, almacenada y solicitada; en caso necesario, decide la carga/descarga del almacenamiento así como el ingreso de energía eléctrica desde la UN.

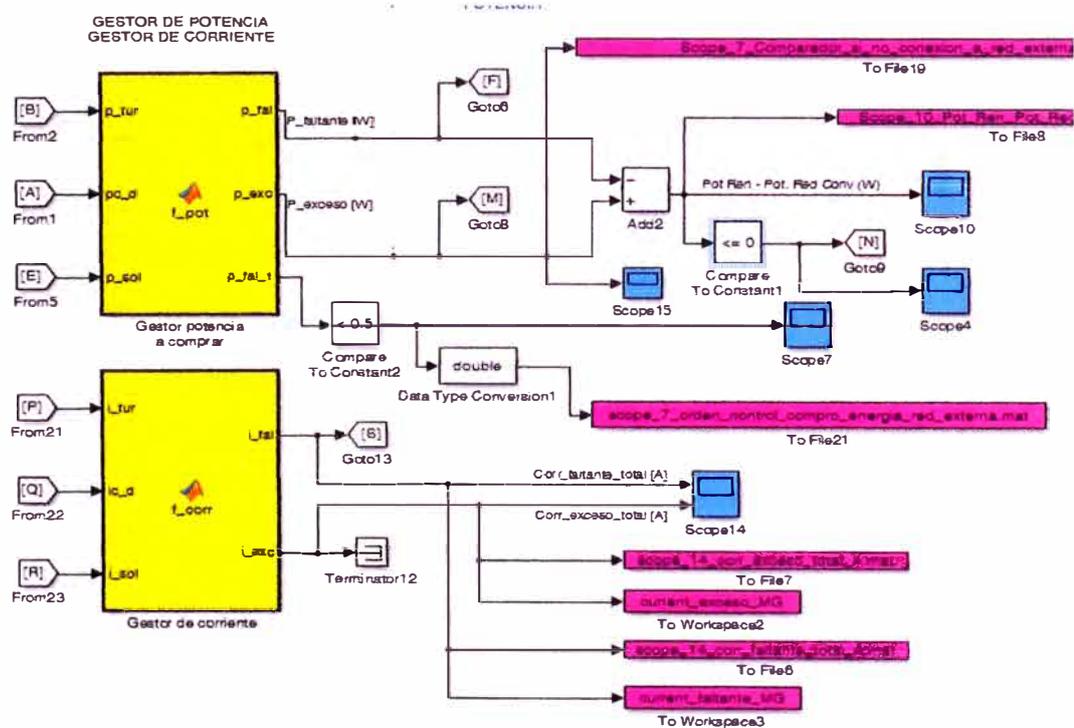


Figura A1-8: Sistema de control y gestión de la microrred [Fuente: Elaborada por el Autor].

ANEXO 2: Acerca de los rangos de voltaje de trabajo en el bus de una MG.

Una representación de la prioridad de los voltajes de las fuentes de la MG que establecen el valor nominal del voltaje de la MG DC se muestra en la Fig. A2-1 de modo tal que el voltaje de funcionamiento más alto (Nivel 1) es definido por las micro-fuentes, un segundo nivel (Nivel 2) como micro-fuentes que no tienen capacidad de suministro y voltaje de baterías que definen el voltaje de la MG, y el tercer nivel (Nivel 3) donde tanto microfuentes y banco de baterías no pueden suministrar y la REE define el voltaje de la MG; la diferencia entre niveles son variaciones pequeñas dentro del rango del voltaje nominal de la MG. La estrategia descrita define los procesos de carga y descarga del banco de baterías.

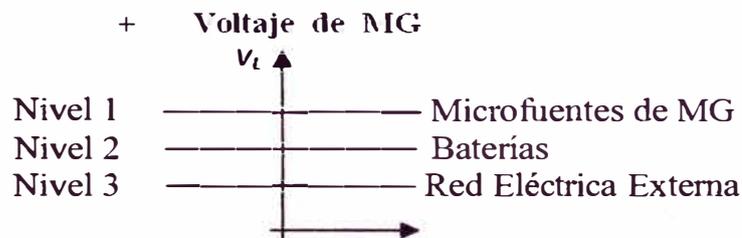


Figura A2-1: Esquema de gestión de voltaje de la MG

[Fuente: Elaborada por el Autor].

Se considera que la distancia de interconexión entre cargas y fuentes son cortas y a través de muchas trayectorias, por consiguiente, ha sido considerada como nula la influencia de los conductores eléctricos (impedancia igual a cero). En una posible implementación en el futuro bajo estas consideraciones, la MG DC asumida tendrá voltímetros localizados en diferentes partes de la MG y los datos coleccionados serán usados para mantener la calidad del voltaje en la MG.

ANEXO 3: Algoritmos matemáticos de optimización del funcionamiento de la microrred.

La optimización en el funcionamiento de la microrred se decide en base a los costos de venta de energía de cada una de las microfuentes y la que se dispone desde la UN. En el código desarrollado para este ítem y que escribe a continuación, se ha considerado que los precios de la energía eléctrica proveniente desde las microfuentes así como el de la UN cambian durante el funcionamiento, tal cambio se ha definido como un “estado” en que el sistema opera bajo determinadas condiciones de operación y de precio. La duración de dicho estado ha sido considerada constante para la presente tesis con una duración de 5 minutos.

```
% this program calcula costos para todas las fuentes
clear all;
y = 4*24; % acá es 24 horas
x = zeros(4,y);
fvall = zeros(1,y);
fvals = zeros(1,y);
for i = 1:y
    c1(i) = (0.11 + 0.5*rand())*0.25; % cost sun
    c2(i) = (0.12 + 0.5*rand())*0.25; % cost wind
    c3(i) = (0.13 + 0.5*rand())*0.25; % cost battery
    c4(i) = (0.12 + 0.5*rand())*0.25; % cost external network
    beq(i) = 200 + 80*rand(1);
    A = [];
    b = [];
    ff(i,:) = [c1(i) c2(i) c3(i) c4(i)];
    lb(:,i) = [0; 0; 0; 0];
    Aeq(i,:) = [1 1 1 1];
    [x(:,i), fvall(1,i)] =
linprog(ff(i,:),A,b,Aeq(i,:),beq(i),lb(:,i));
end
bar(fvall);
title('Costo Total de Operación MG');
ylabel('US$'); xlabel('Número de Estado');
grid;
totalcost = sum(fvall);
figure;
fvals = cumsum(fvall,2);
plot(fvals);
ylabel('Accumulative Cost US$');
xlabel('Número de Estado');
title('Evolución de los Costos de Operación MG');
grid;
```

Uno de los resultados derivados es que se puede calcular el costo total de operación (simplemente costo de operación de la MG) y dado que se ha asumido valores aleatorios

uniformemente distribuidos para cada uno de las microfuentes y UN se tiene valores como los mostrados como ejemplo en la Fig. A3-1 en donde dichos valores es en cada estado la suma de los costos sumados de todas las microfuentes y UN que participan para abastecer a la demanda que se presente en dicho estado.

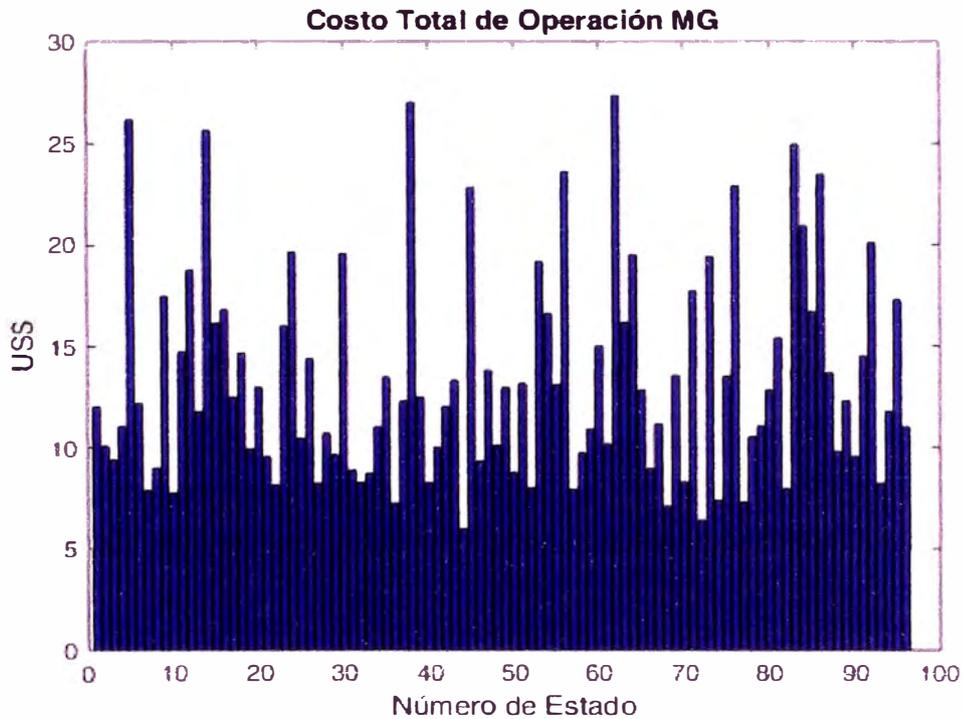


Figura A3-1: Costo total de operación de MG según estado de funcionamiento [Fuente: Elaborada por el Autor].

El funcionamiento de la microrred genera en el tiempo un acumulado de energía y también un acumulado de costos de operación, los cuales es necesario calcular.

En la Fig. A3-2 se muestra la evolución en el tiempo del costo acumulado de operación de la microrred. El tiempo equivalente de simulación viene dada por la multiplicación del número de estados y del tiempo que demora cada estado. Tanto el número de estados como su duración, los precios de energía de cada microfuentes y UN pueden ser modificados.

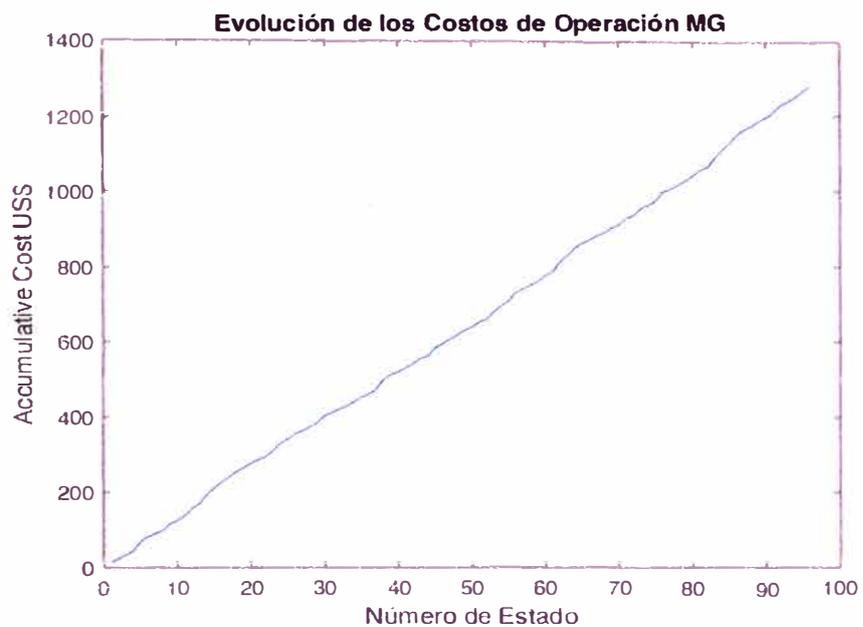


Figura A3-2: Evolución de los costos de operación de MG según estado de funcionamiento [Fuente: Elaborada por el Autor].

ANEXO 4: Algoritmo de cálculo para la interconexión entre microrredes y red eléctrica externa.

Programa desarrollado en Matlab de MathWorks Inc.

```
% este programa usa matrices para el modelo
clear all;
D_MG1 = [1 -50 270; 2 -40 280; 3 80 275; 4 40 282];
D_MG2 = [1 40 280; 2 -50 270; 3 -60 270; 4 -60 278];
[f,c] = size(D_MG1);
P_MG1_to_MG2 = zeros(f,1);
P_f_MG2 = zeros(f,1);
P_MG2_to_MG1 = zeros(f,1);
P_f_MG1 = zeros(f,1);
P_e_MG1 = zeros(f,1);
P_e_MG2 = zeros(f,1);
for i = 1:f
    if (D_MG2(i,2) < 0) && (D_MG1(i,2) < 0)
        P_MG1_to_MG2(i,1) = 0;
        P_MG2_to_MG1(i,1) = 0;
    else
        % from MG1 to MG2
        if (D_MG2(i,2) < 0)
            if D_MG2(i,3) < D_MG1(i,3)
                if abs(D_MG2(i,2)) > abs(D_MG1(i,2))
                    P_MG1_to_MG2(i,1) = D_MG1(i,2);
                    P_f_MG2(i,1) = D_MG2(i,2)+ D_MG1(i,2);
                else
                    P_MG1_to_MG2(i,1) = -D_MG2(i,2);
                    P_e_MG1(i,1) = D_MG2(i,2)+ D_MG1(i,2);
                end
            end
        end
        % from MG2 to MG1
        if (D_MG1(i,2) < 0)
            if D_MG1(i,3) < D_MG2(i,3)
                if abs(D_MG1(i,2)) > abs(D_MG2(i,2))
                    P_MG2_to_MG1(i,1) = D_MG2(i,2);
                    P_f_MG1(i,1) = D_MG2(i,2)+ D_MG1(i,2);
                else
                    P_MG2_to_MG1(i,1) = -D_MG1(i,2);
                    P_e_MG2(i,1) = D_MG2(i,2)+ D_MG1(i,2);
                end
            end
        end
    end
end
hold on;
bar(P_MG1_to_MG2,'r');
bar(P_MG2_to_MG1,'b');
legend('kW from MG1 to MG2','kW from MG2 to MG1');
hold off; grid;
figure;
hold on;
bar(P_f_MG1,'y');
bar(P_f_MG2,'g');
bar(P_e_MG1,'c');
bar(P_e_MG2,'m');
```

```
legend('kW deficit MG1','kW deficit MG2','surplus MG1','surplus  
MG2');  
grid;  
hold off;
```

ANEXO 5: Producción científica y pasantías resultado del desarrollo de la presente Tesis Doctoral.

Como parte del desarrollo de la presente tesis se ha realizado la siguiente producción científica:

Artículos en Web of Science – Science Citación Index Expander

- a. Artículo publicado en Revista DYNA Ingeniería e Industria (Factor de Impacto JCR 2016 = 0.522.**

Jorge Mírez, Luis Hernández Callejo, Manfred Horn et al. “Simulation of DC Microgrid and Study of Power and Battery Charge/Discharge Management Optimal”. DYNA, 92(6). 673-679. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8475>

Artículos en SCOPUS

- b. Artículo publicado en Memorias de Congreso IEEE CWCAS 2014.**

J.L. Mírez, H.R. Chamorro, C.A. Ordoñez and R. Moreno. “Energy Management of Distributed Resources in Microgrids”. IEEE CWCAS 2014 Colombian Workshop on Circuit and Systems. October 2014. DOI: [10.1109/CWCAS.2014.6994607](http://dx.doi.org/10.1109/CWCAS.2014.6994607)

- c. Artículo publicado en Memorias de Congreso 2017 IEEE ICDCM.**

Jorge Mírez. “A modeling and simulation of optimized interconnection between DC microgrids with novel strategies of voltage, power and control”. 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM). DOI: [10.1109/ICDCM.2017.8001098](http://dx.doi.org/10.1109/ICDCM.2017.8001098)

Artículos publicados en Revistas Indexadas

- d. Artículo publicado en Revista “Perfiles”.**

David Sarzosa, Jorge Mírez. “Diseño y Construcción de un Prototipo de Inversor Multinivel Monofásico en Cascada”. Perfiles. N° 17, Vol. 1 (2017). pp.: 19-24.

[Disponible

<http://ceaa.esPOCH.edu.ec:8080/revista.perfiles/faces/Revistas/Art3Edicion17.pdf>]

NOTA: Revista Perfiles está indexada en Latin Index.

e. Artículo publicado en Revista “Perfiles”.

Jorge-Luis Mírez-Tarrillo. “Technical-economic analysis of a AC/DC Microgrid for Public Health Institutions with low demand electrical. Case study: Peru”. *Perfiles*. N° 16 Vol. 2(2016). pp.: 50-55. [Disponible en: <http://ceaa.espoch.edu.ec:8080/revista.perfiles/faces/Revistas/Art7Edicion16.pdf>]

NOTA: Revista *Perfiles* está indexada en Latin Index.

f. Artículo publicado en Revista INGE@UA.

Dante Miraglia, Jorge Mírez. “Aplicación del Loop Automation en una red de distribución aérea de media tensión”. *INGE@UA*. Vol. 5, No. 10 (2015). pp.: 16-20. pp.: 16-20. [Disponible en: <http://revistas.uan.edu.co/index.php/ingean/article/view/341/pdf>]

NOTA: La revista *INGE@UA* está indexada en Publindex, Red Colombiana de Revistas de Ingeniería, EBSCO Information Services, ULRICH’s Periodicals Directory y DOAJ Directory of Open Access Journals

Artículos Aprobados para Publicación en Revistas Indexadas

g. Artículo aprobado para publicación en Revista “Perfiles”.

Jorge-Luis Mírez-Tarrillo. “An Optimization of Power Dispatch using Linear Programming with new strategic of operation in DC Microgrid”.

NOTA: Este artículo fue aprobado para publicación el 14 de octubre del 2016 en la Revista “Perfiles”, la cual está indexada en Latin Index.

Artículos en Memorias de Congresos Internacionales

h. Jorge Mírez. “Almacenamiento de Energía en Redes Eléctricas Avanzadas”. Congreso Biobio Energía. 2017. Octubre 2017. Concepción, Chile.

NOTA: Este evento fue organizado por las siguientes instituciones: Fundación Energía Comunitaria (FEC), Universidad de Concepción: Facultad de Ingeniería, Programa Ingeniería 2030, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Carrera de Ingeniería Civil Eléctrica; Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT). Link del Programa del evento: <http://www.biobioenergia.cl/programa/b2.pdf>

1. **Artículo en Memorias de Congreso Internacional EESAT 2017.**

Jorge Luis Mírez Tarrillo. “Analysis of the Change from Centralized Storage to Distributed Storage in Micro-sources, Loads and Common Coupling Points in DC Microgrids”. 20th International Electrical Energy Storage Applications and Technologies (EESAT) Conference. October 2017. San Diego, CA, USA.

NOTA: Este evento fue organizado por Sandia National Laboratories y el Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de América. Link del evento: <http://eesat.sandia.gov/eesat>

j. **Artículo en Memorias de Congreso Internacional IV MIGEDIR.**

Jorge Luis Mírez Tarrillo. “Modelamiento y Simulación de Interconexión de Microredes de Corriente Continua”. IV Congreso Iberoamericano de Microredes de Energía organizado por la Red Telemática MIGEDIR del CYTEC. Octubre 27-28, 2016. Concepción, Chile.

k. **Artículo en Memorias de Congreso Internacional III MIGEDIR.**

Jorge Mírez Tarrillo, Luis Hernández Callejo. “Modelado y Simulación de la Microred Eléctrica de CEDER - CIEMAT”. III Congreso Iberoamericano de Microredes de Energía organizado por la Red Telemática MIGEDIR del CYTEC, Diciembre 1 – 2, 2015. Liberia, Guanacaste, Costa Rica.

NOTA: Este artículo es producto de la pasantía que se realizó durante el mes de Junio del 2015 en el Centro de Desarrollo de Energías Renovables – CEDER del CIEMAT, ubicado en la Ciudad de Soria, España, como parte del programa MIGEDIR del CYTEC.

También como parte del desarrollo de la tesis se ha realizado las siguientes pasantías:

- a.- Sandia National Laboratories (3 meses). Albuquerque, NM, USA. 2016.
- b.- Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) de CIEMAT (1 mes). Soria, España. 2015.
- c.- Trimestre de Bioeconomía en Instituto Henri Poincaré (3 meses). París, Francia. 2013.
- d.- Universidad de Antofagasta (12 días). Antofagasta, Chile. 2012.